

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN PARA EL AÑO DE GAS 2021 (DE 1 DE ENERO A 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021) DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN LAS ACTIVIDADES REGULADAS DE PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO, DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL (RAP/DE/008/20)

1 OBJETO

Constituye el objeto de la presente Memoria justificar y explicar el cálculo de la retribución del año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan actividades reguladas en el sector gas natural por sus instalaciones de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución, que son financiados con cargo a los ingresos por peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas.

También es objeto de esta Memoria justificar y explicar el cálculo de los ajustes que se realizan a la retribución del año 2020 de las citadas empresas.

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.

Por otro lado, los artículos 69 y 75 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, establecen, respectivamente, el derecho de los titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado, así como de los titulares de instalaciones de distribución, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades. 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 Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado aplicable a partir de 1 de enero de 2021.

La Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural aplicable a partir de 1 de enero de 2021.

La Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026, y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.

La Resolución de 17 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determinó el ajuste retributivo de la actividad de distribución de gas natural aplicable a cada empresa en el periodo 2021-2026.

En lo que respecta a los ajustes asociados a la retribución del año natural 2020, señalar que la retribución de las empresas que realizan actividades reguladas en el sector gas natural por sus instalaciones de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural entre el 5 de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2020 habrá de atenerse a la metodología de cálculo que se recoge en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, teniendo asimismo en cuenta, en lo relevante, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y la correspondiente normativa de desarrollo.

2.1 Audiencia pública

La Disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el 29 de diciembre del 2020 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH) y a las empresas concernidas para alegaciones. Se dio un plazo de diez días hábiles, es decir, hasta el 14 de enero de 2021.

Se ha recibido informe de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del Ministerio de Transición Energética y Reto Demográfico (en adelante MITERD) y alegaciones de dos organismos y los representantes de empresas transportistas y distribuidoras de gas, todos ellos miembros del CCH, así como de siete empresas: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Por su parte, la Dirección General de Consumo y la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos indicaron no tener alegaciones a la propuesta de Resolución.

2.1.1 Aspectos más relevantes de las alegaciones

La DGPEyM señala que la Propuesta de Resolución **“se limita a publicar los resultados de la aplicación de las fórmulas de cálculo de las retribuciones reguladas”** incluidas en las Circulares 9/2019 y 4/2020.

Además, recomienda explicitar en el articulado de la Resolución que en el caso de incrementarse los valores de los parámetros de retribución en los territorios insulares se deberá tener en cuenta lo dispuesto en Disposición Transitoria 20ª de la Ley 34/1998¹. También señala la conveniencia de analizar la compatibilidad de dicho incremento con los objetivos de fomento de energías renovables.

Asimismo, propone matizar las referencias a la anualidad correspondiente a la Sentencia del Tribunal Supremo nº 2278/2016, añadiendo que la anualidad se reconoce en virtud de la disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre. Por último, indica una permutación de títulos errónea en la tabla c) del Anexo I.1.

En relación con las alegaciones realizadas por los agentes cabe señalar:

2.1.1.1 Sobre la retribución de transporte y plantas de regasificación

Las alegaciones efectuadas por el representante de los transportistas en el CCH pueden concretarse en cuatro:

1. *“La CNMC ha de respetar los impactos económicos previstos en el marco general de la metodología retributiva para el segundo periodo regulatorio, de manera que no se superen las previsiones”* porque consideran que *“la predictibilidad y la coherencia han de ser uno de los pilares básicos de las actuaciones del Regulador, de manera que se facilite el marco regulatorio necesario para que se puedan llevar a cabo los planes de inversión y desarrollo necesarios y requeridos por el sector en el contexto actual”*.

¹ Vigésima. Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares.

Hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras propietarias de las instalaciones para la distribución de gases combustibles en el citado ámbito territorial, podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización con el régimen establecido en la presente disposición transitoria.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases manufacturados y/o aire propanado para los consumidores finales, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas, asimismo establecerá la retribución que corresponda a la citada empresa por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado.

Las tarifas de gases manufacturados y/o aire propanado estarán limitadas al máximo que establezca la tarifa de último recurso para cada nivel de presión y volumen de consumo, y serán cobradas por las empresas distribuidoras de gas, debiendo dar a las cantidades ingresadas la misma aplicación que para los peajes y cánones proceda de acuerdo con lo previsto en la presente Ley.

Durante dicho periodo transitorio en el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por transportistas y distribuidores, se tomará en consideración la retribución que corresponda a las citadas empresas por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado.

2. El procedimiento de cálculo de la amortización es distinto del establecido en la Ley 18/2014 y en la Circular 9/2019, no cumpliendo con la literalidad de esta última. Solicitan, por tanto, que la Resolución calcule el término de amortización de los activos a retribuir de acuerdo con lo previsto en la Circular 9/2019, es decir, dividiendo el valor de inversión reconocido entre los días de vida útil de la instalación, y no a partir del Valor Neto de inversión a 31/12/2020 y de los días hasta el fin de la vida útil retributiva desde el 01/01/2021, como hace la CNMC, lo que modifica el ritmo de amortización regulatoria y pospone en el tiempo su coste.
3. Los gasoductos que fueron objeto de modificación de vida útil regulatoria (de 30 a 40 años) por la Ley 18/2014 y no habían finalizado su vida útil a la publicación de dicha Ley dejarán de percibir retribución financiera en un punto entre los 30 y los 40 años de aplicar la literalidad de la Circular 9/2019 para el cálculo de la amortización, debiéndose percibir Retribución por Extensión de Vida útil (REUV) desde dicho momento y no desde los 40 años desde su puesta en marcha en aplicación de la literalidad de lo dispuesto en la Circular 9/2019.
4. Los valores de retribución provisionales reconocidos para COPEX, han sido determinados con requisitos más restrictivos que los inicialmente previstos, sin criterio justificativo, siendo necesario que la CNMC publique y establezca el procedimiento de aceptabilidad de estos costes y su retribución. Asimismo, piden eliminar de la Memoria de la Propuesta la enumeración concreta de los proyectos que no se ajustarían a los criterios de COPEX, así como realizar un proceso de contraste de la información remitida por las empresas que asegure una correcta interpretación por la CNMC de la misma.

Dichas alegaciones son ampliadas o complementadas de manera particular por **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. La mayor parte de estos interesados han manifestado su disconformidad con los valores de retribución provisionales reconocidos para COPEX, señalando algunos de ellos que debería haberse considerado la información más actualizada remitida en el segundo trimestre de 2020, bien al comunicar los planes de inversión anual previstos en el artículo 22 de la Circular 9/2019, bien por motivación propia de las empresas transportistas.

De acuerdo con los interesados, los VVUU establecidos en la Circular 8/2020 introducen un recorte adicional al previsto en la Circular 9/2019 que la CNMC habría supuestamente compensado con mayores costes reconocidos en otros elementos de la retribución por O&M, como los COPEX, en la previsión en la Circular 8/2020. Señalan que se incorporan requisitos de admisibilidad más restrictivos que los dispuestos en el artículo 13 de la Circular 9/2019, que introducen recortes retributivos adicionales a los anteriormente previstos. También, señalan que pagar mediante los VVUU de O&M ciertos gastos produce un desfase entre la realización de los mismos y su reflejo en ellos, como pudieran ser ciertos costes activables, costes que pudieran ser retribuidos mediante un valor auditado, o costes cuyo inductor de coste son las horas de funcionamiento.

Algunos señalan que los criterios de admisibilidad de COPEX ponen en riesgo la disponibilidad y seguridad de las infraestructuras, limitando los servicios que prestan. La insuficiencia de retribución de COPEX supondría la suspensión de las actuaciones necesarias para la operación eficiente y segura, así como la disponibilidad de las instalaciones. En opinión de estos agentes, la CNMC estaría denegando explícitamente la realización de los proyectos no admitidos como COPEX. De hecho, algún interesado añade que se habría generado una situación de inseguridad jurídica sobre el retorno de capital invertido y que no se han desarrollado las herramientas necesarias de supervisión y gestión de los COPEX, los cuales deberían incentivar a mantener la vida útil de las instalaciones en lugar de desmantelarlas. Por este motivo, proponen revisar y adecuar los criterios de admisibilidad, aumentando su protocolización y precisando su alcance en relación con la obsolescencia de las instalaciones, la recurrencia de los gastos, las TIC, los gastos de estudios y modificación de instalaciones para nuevas mezclas y gases, así como limitar el criterio de aplicación del “pay-back”.

Un interesado añade que se ha de precisar que un gasto no es recurrente cuando se realiza por razones de obsolescencia o de modificación y mejora de las instalaciones, y que, en el caso de los activos en fin de vida útil, se considerarán COPEX por mejoras de la instalación, aquellos cuyo objetivo sea extender la vida útil en condiciones de operación y mantenimiento óptimas y seguras.

Otro interesado indica que no está de acuerdo con que se rechacen las actuaciones que supongan una mejora tecnológica o aquellas que deberían haberse implementado en la puesta en marcha. Señala que la metodología ha cambiado y el transportista trata ahora de ahorrar costes de O&M, y hacer mejoras en la seguridad, y que quizás en su día las circunstancias implicaron realizar unos menores costes de inversión. Además, solicita reconsiderar las actuaciones que puedan reducir emisiones y consumos energéticos basadas en renovables, teniendo en cuenta las ventajas medioambientales proporcionadas.

Un interesado añade que se debe revisar la propuesta de resolución y su memoria en el sentido de garantizar la plena certeza de los operadores en relación con la revisión (actualización) de la retribución provisional por COPEX, señalando el procedimiento, plazos etc. y las razones de exclusión concretas para cada proyecto (esto último, en contradicción con la posición común de los transportistas expresada a través de su representante en el CCH) y propone que se fije, con carácter provisional, el importe máximo de acuerdo con las propuestas presentadas por los transportistas y sujeto a un posterior análisis de admisibilidad.

Por otro lado, un interesado solicita que la resolución establezca que la Retribución por Mejora de la Productividad (RMP) tampoco podrá ser negativo para los siguientes periodos regulatorios pues, en caso contrario, sería discriminatorio para algunos transportistas.

Otra empresa solicita que para determinar la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2020, se utilice la última información disponible sobre 2020, información correspondiente a la liquidación 11/2020 en vez de la liquidación 10/2020.

También solicitan aclarar si el reconocimiento de la retribución por gas de operación para 2021 obedece a que en 2021 serán los transportistas, en vez del GTS, los encargados de su adquisición o se trata de un error.

Un interesado solicita que, por uniformidad con la referencia efectuada para la actividad de distribución, en el apartado Primero Inciso a) de la Propuesta de Resolución, se especifique que la provisionalidad de la retribución de transporte también se debe al porcentaje en que, en su caso, proceda aumentar los VVUU para la actividad de transporte y plantas de GNL en los territorios insulares.

Los interesados también han señalado una serie de posibles errores materiales en la aplicación de la Circular 9/2019. Junto a estas posibles erratas, un interesado reclama la retribución por O&M a valores unitarios por el segundo ataque de una planta de GNL que en el pasado estaba cobrando. También se cuestiona que no se indique que es provisional la retribución financiera transitoria para la Planta de GNL de El Musel y que su retribución provisional por O&M sea el 100% en vez del 80% de la última retribución definitiva reconocida ya que la Orden ITC/3994/2006 ha quedado sin efecto.

Por último, existen alegaciones fuera del objeto de esta resolución como, por ejemplo, la propuesta de implementar un mecanismo de evaluación de la adecuación y suficiencia de los VVUU, comprobando ex-post su impacto, cuando existe ya una medida en este sentido en la disposición adicional tercera la Circular 8/2020 sobre la evaluación del modelo retributivo.

2.1.1.2 Sobre la retribución de distribución

El representante de los distribuidores en el CCH efectúa básicamente dos alegaciones:

1. Las retribuciones propuestas para 2020 y 2021 deberían calcularse manteniendo una retribución 70 €/año sine die para aquellos puntos de suministro captados durante los 5 primeros años cuando el municipio se considera de reciente gasificación, en vez de reducirla a 50 €/año a partir del sexto año cuando el municipio deja de ser catalogado de reciente gasificación.
2. Interpretar que lo contemplado en la Disposición Transitoria primera de la Circular 4/2020, no es una compensación puntual para el primer año del nuevo modelo retributivo sino una adecuación de la Retribución 2020 calculada según el Anexo X de la Ley 18/2014, con objeto de subsanar el efecto que supone el cambio metodológico para reconocer el crecimiento de puntos de suministro (de usar la variación de puntos medios del año en el Anexo X de la Ley 18/2014 a utilizar la variación de puntos de suministro finales respecto al año 2020) cuando se determina la Retribución Base 2020 para el periodo 2021-26.

Dichas alegaciones son ampliadas o complementadas de manera particular por **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Uno de los interesados realiza observaciones sobre el cálculo de las retribuciones provisionales de 2019 y 2020, señalando la conveniencia de utilizar los datos disponibles en estos momentos (información correspondiente a la liquidación 11/2020 en vez de a la liquidación 10/2020) y de considerar que todos sus puntos de suministro son de municipios de reciente gasificación, dado que empezó su actividad en 2018.

Otro interesado recuerda que sus alegaciones se efectúan para la Propuesta de Resolución y sin perjuicio del recurso contencioso-administrativo contra la Resolución de la CNMC de 17 de diciembre de 2020 sobre el ajuste retributivo a la actividad de distribución.

Por último, los interesados también han reportado una serie de posibles errores materiales en la aplicación de la Circular 4/2020 y el Anexo XI de la Ley 18/2014.

2.1.2 Consideraciones sobre las alegaciones recibidas

Se han incorporado en la resolución las observaciones realizada por la DGPEyM.

En relación con las consideraciones de los agentes cabe señalar lo siguiente:

2.1.2.1 Sobre las alegaciones de carácter general

En relación con las alegaciones que señalan que la Memoria no proporciona justificaciones que expliquen los resultados de la Propuesta de Resolución, debe señalarse que la Memoria incluye una extensa motivación de los cálculos efectuados para determinar los valores de la Resolución, los cuales resultan de la aplicación de la normativa retributiva contenida en las Leyes 34/1998, de 7 de octubre y 18/2014, de 15 de octubre, las Circulares 9/2019, 4/2020 y 8/2020, así como otra normativa de desarrollo o resoluciones de esta Comisión. Cuestión distinta es que los interesados discrepen de los motivos que la memoria expresa. Con todo, no debe confundirse la no adopción de sus propuestas o el desacuerdo con la motivación, con la ausencia de motivación.

Tampoco cabe atender a la alegación de que *“la CNMC ha de respetar los impactos económicos previstos en el marco general de la metodología retributiva para el segundo periodo regulatorio, de manera que no se superen las previsiones”*. De ser así, la resolución que se adoptase podría ser contraria a los principios del artículo 92 de la Ley 34/1998 y de los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, así como del artículo 3 de la Circular 9/2019. Según esa alegación, la CNMC debería anteponer las previsiones realizadas *ex ante* al periodo regulatorio, a los valores resultantes de aplicar la metodología en su momento y tras atender, entre otros principios recogidos en la normativa, a aquel que exige 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 y con criterios homogéneos en todo el territorio español”*.

Complementaria a esta alegación conjunta de los transportistas, algunos interesados añadían que los recortes introducidos por VVUU establecidos en la Circular 8/2020 respecto a la Circular 9/2019 habrían sido supuestamente

compensados “*con mayores costes reconocidos en otros elementos de la retribución por O&M, como los COPEX, en la previsión en la Circular 8/2020*” y que dichas previsiones eran nuevamente cambiadas a través de la Propuesta de Resolución.

Según lo indicado, no es posible considerar que una previsión de un coste futuro pueda mantenerse como valor de retribución definitivo, sin que la regulación examine *ex post* el coste realmente incurrido.

La Circular 9/2019 estableció una metodología de cálculo de retribución con conceptos retributivos de distintas características: una parte se determinan a partir de VVUU de referencia, que son calculados con base en costes históricos; otros conceptos se basan en los costes reales auditados admitidos; otros son incentivos para extender la vida útil de las instalaciones más allá de la vida útil regulatoria; otros son incentivos de eficiencia que premian las ganancias obtenidas en el pasado permitiendo amortiguar la pérdida de eficiencia, si se produce, en el nuevo periodo retributivo; y por último un concepto, el RCS, heredado de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014, que principalmente reforzaba² la retribución financiera establecida, cuyo importe es decreciente en el tiempo al objeto de facilitar una transición ordenada y previsible entre metodologías. Por su parte la Circular 8/2020, entre otros, establece los citados VVUU de inversión y O&M basados en los valores reales incurridos por las empresas en el desempeño de sus funciones, junto con las fórmulas para determinar los importes de aplicación.

En el proceso de elaboración de ambas Circulares se realizaron ejercicios de presupuestación o previsión del impacto de las mismas teniendo en consideración la mejor información disponible en cada momento. En dichos ejercicios, y a expensas de determinar aspectos como el censo de instalaciones definitivo, ha habido conceptos bastante estables como la retribución de la inversión (amortización y retribución financiera) o el REVU; otros que se perfeccionaron como la retribución de O&M al establecerse los valores unitarios definitivos o el RCS atendiendo a los valores de demanda reales de 2019; y otros, como los COPEX, en los que se tuvo en cuenta la información de las empresas más actualizada en cada momento (inicialmente costes implícitos en VVUU o información histórica disponible; posteriormente previsiones de empresas enviada en agosto 2019; y finalmente información comunicada en julio 2020).

En cualquier caso, un ejercicio de presupuestación o previsión es eso y es difícil que coincida exactamente con la realidad, siendo útil para prever una evolución bajo unas condiciones de contorno y para determinar las causas que provocaron el desvío de la misma frente a la realidad. Pretender que el valor previsto, *ex ante*, sea el valor real a retribuir, sería un cambio radical del modelo retributivo donde se establecería *ex ante* una retribución para todo el periodo y donde, en contraposición al modelo establecido en la Circular 9/2019, no tendría cabida la toma en consideración de los valores reales durante dicho periodo.

² Véanse las indicaciones recogidas sobre el RCS en el [Informe INF/DE/118/18](https://www.cnmc.es/expedientes/infde11818) Informe análisis económico-financiero empresas transporte gas (<https://www.cnmc.es/expedientes/infde11818>).

En definitiva, los transportistas pretenden anteponer las previsiones a los valores resultantes de aplicar la normativa con independencia de que puedan ser inferiores o superiores, indicando que han de mantenerse los valores previstos porque es lo que aporta la predictibilidad y la coherencia a las actuaciones del Regulador, facilitando *“el marco regulatorio necesario para que se puedan llevar a cabo los planes de inversión y desarrollo necesarios y requeridos por el sector en el contexto actual”*, cuando dicha interpretación sería un cambio del propio modelo retributivo.

También se ha puesto de manifiesto por los transportistas la preocupación en relación con el desfase entre la realización de los gastos y su observación y el pago a través de los VVUU de O&M. Este mecanismo no es nuevo, sino que responde a cómo ha venido funcionando el modelo retributivo desde el año 2002, donde los VVUU de un periodo se basan en los costes históricos de tal forma que el transportista tuviera un incentivo de eficiencia; y en función de que pudiera batirlos, o no, obtuviera una rentabilidad mayor o menor. La metodología de las Circulares 9/2019 y 8/2020, mantiene dicha filosofía si bien, como ya se ha explicado en sus memorias, aportan mejoras en este sentido: se establece una retribución por mejora de productividad (RMP) para incentivar claramente a aquellos que fueron más eficientes en costes que la media del sector³, y dejan de considerarse dentro de los VVUU de O&M ciertos costes con relevancia que pudieran ser fácilmente auditables y trazables (electricidad de plantas de GNL y de motores eléctricos en ECs, THT, incremento de tasas y costes activados no recurrentes) al objeto de pagar a quien incurre en ellos sin beneficiar con rentabilidades adicionales al resto.

No cabe aceptar que los transportistas justifiquen como posibles COPEX cualquier tipo de actuaciones necesarias para garantizar la disponibilidad de las instalaciones en el corto plazo, a fin de no limitar los servicios que se prestan sin poner en riesgo la propia seguridad de suministro. En tal sentido, el artículo 68 de la Ley 34/1998 impone a los titulares de autorizaciones administrativas la obligación de realizar sus actividades en la forma autorizada, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y *“manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica”*. En ese mismo sentido debe recordarse la necesidad de atender a las obligaciones de seguridad y calidad industrial que emanen de la Ley 21/1992, de Industria, o lo dispuesto en la correspondiente normativa autonómica.

En relación con el uso de la información más actualizada sobre los COPEX (enviada en el último trimestre de 2020 en sustitución de la enviada en julio 2020) o para el cálculo de los ajustes de la retribución 2020 para distribución o para el RCS de transporte y plantas de GNL (información correspondiente a la liquidación 11/2020 en vez de a la liquidación 10/2020), debe señalarse lo siguiente:

1. A diferencia de otros sectores donde la retribución se determina cuando se dispone de la información definitiva del año, en el sector gasista se

³ Tal y como recoge la Memoria de la Circular 8/2020, se utilizan los costes medios observados para determinar los valores unitarios de O&M

establece una retribución provisional antes de iniciarse el año a retribuir, que es revisada durante dicho año con la previsión de cierre del mismo y, finalmente, es ajustada al valor definitivo un año más tarde cuando se dispone de los datos definitivos del año a retribuir. Por tanto, hasta que se dispone de los datos definitivos de cualquier año siempre se tendrá mejor información provisional según avanza el tiempo, y si se actualizase la retribución provisional con la última información disponible se podría entrar en una espiral de recálculos y contrastaciones mensuales carentes de sentido para una retribución provisional.

Además, con el cambio del marco temporal de referencia (de año natural a año de gas) esta dinámica se acelera pues coinciden prácticamente en el tiempo los momentos de cálculo de la retribución asociada al año natural (último trimestre del año) y la del año de gas (primer cuatrimestre), conformando los años 2020 y 2021 el periodo transitorio previo necesario hasta que las metodologías y procedimientos asociados a las circulares entren en estado estacionario.

2. De acuerdo con las diferentes circulares que definen el modelo económico del sector del gas natural, la resolución de retribución del año de gas “n” (i.e. 1 octubre 2023 a 30 septiembre 2024) se ha de publicar en torno a abril del año “n-1” (i.e. 2023) para que sea considerada en los peajes y cánones de aplicación en el año de gas “n” (1 octubre 2023 a 30 septiembre 2024) que han de estar publicados antes del 31 de mayo del año “n-1” (i.e. mayo 2023) para su toma en consideración en las subastas de capacidad europeas para el año de gas “n” (1 octubre 2023 a 30 septiembre 2024) que se realizan en junio del año “n-1” (i.e. 2023). Por tanto, para elaborar la resolución de retribución del año de gas “n” (1 octubre 2023 a 30 septiembre 2024), atendiendo a las circulares, se debía utilizar la información aportada por las empresas con fecha límite julio, octubre y diciembre del año n-2 (i.e. 2022).

Por tanto, en lo que respecta a la información de COPEX y a otra información necesaria en la metodología recogida en las circulares, se considera que la utilización de la información disponible en julio de 2020 para la elaboración de la resolución de retribución del año de gas 2021 ha de valorarse como un esfuerzo adicional por parte de esta Comisión y de las empresas del sector durante este periodo transitorio para dotar de la reclamada predictibilidad y coherencia en las actuaciones relacionadas con la metodología retributiva pues, aplicando la literalidad de la norma, debería haberse utilizado la información proporcionada por las empresas en julio, octubre y diciembre de 2019.

En consecuencia, en la medida que sea posible se tomará la mejor información disponible en cada momento en aras tanto de dotar predictibilidad y coherencia a las actuaciones como de profundizar en la sincronización de los procesos para llegar cuanto antes al estado estacionario de la metodología, todo ello sin olvidar que en mayo de 2021 ha de estar publicada la resolución de retribución del año de gas 2022 cuya información de soporte, en principio según las circulares, habría sido facilitada en julio, octubre y diciembre de 2020.

3. En lo que respecta a la información utilizada para determinar los ajustes de la retribución 2020 para distribución o para el RCS de transporte y plantas de GNL, no se considera oportuno actualizar la información utilizada dado que cuando se determine la retribución provisional de 2022 habrá una nueva revisión de las retribuciones de 2020 y 2021, que en el caso del año 2020 se realizará con la información correspondiente a la liquidación 13/2020 o 14/2020 justo apenas unos meses antes de tener la información de la liquidación definitiva de 2020 (liquidación 15/2020), prevista a finales de 2021.

2.1.2.2 Sobre la retribución de transporte y plantas de regasificación

Según lo indicado, las alegaciones de los transportistas versan sobre los siguientes aspectos: (i) el cálculo de la amortización; (ii) la retribución por extensión de vida útil; (iii) los criterios de admisibilidad de COPEX; (iv) la retribución por mejora de productividad; (v) la adquisición de gas de operación; y (iv) posibles erratas. Se contesta a todo ello separadamente a continuación.

- **(i) El cálculo de la amortización**

Esta alegación sostiene que el cálculo de la amortización para determinadas instalaciones no cumpliría con la literalidad de lo previsto en la Circular 9/2019. En particular, los transportistas señalan que la propuesta de Resolución calcula los términos de amortización de los activos con retribución individualizada dividiendo el valor neto a 31 de diciembre de 2020 entre los días de vida útil que le restan al activo cuando la Circular establece que el término de retribución por amortización resulta de la división del valor de inversión reconocido (y no el valor neto a 31 de diciembre de 2020) entre los días de vida útil (frente a los días restantes de vida útil). Los transportistas señalan que, al calcular los valores correspondientes a la retribución de la amortización como Valor Neto a 31 de diciembre de 2020 entre los días hasta el fin de la vida útil retributiva desde el 1 de enero de 2021, la propuesta modifica el ritmo de amortización regulatoria y pospone en el tiempo el coste de la amortización.

La alegación no puede ser acogida. La Resolución se limita en este punto a aplicar la Circular 9/2019 y las extensas consideraciones que se hicieron en su memoria sobre las circunstancias particulares de determinadas instalaciones, en concreto en su apartado 8.3.30 (páginas 83 y ss.) y en su anexo C, relativo al valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020. De hecho, lo que realiza la resolución es reconducir el ritmo de amortización regulatoria, alterado por una inadecuada aplicación de la metodología durante el anterior periodo regulatorio, al objeto de que los activos que actualmente cobran amortización y retribución financiera terminen de percibirlos cuando concluye su vida útil regulatoria, periodo previsto para ello por todas las metodologías que se han aplicado desde 2002, y no antes que es lo que resultaría de aplicarse el valor de amortización resultante de dividir el valor de inversión reconocido entre toda la vida útil, ya que los Valores Netos reales a 31 de diciembre de 2020 son inferiores a los que debían ser.

Sin perjuicio de que proceda remitirse a tal contenido de la memoria, se resume brevemente la cuestión sobre las circunstancias particulares de determinadas instalaciones recogido en la Memoria de la Circular 9/2019 a continuación.

El citado anexo C comenzó recordando la exigencia legal de que la retribución a la inversión de las instalaciones de la red básica del sistema gasista se calcula a partir del valor neto de los activos. Asimismo, recordó que, según había señalado la CNMC en su informe a la propuesta de Orden de retribución para el segundo período de 2014, se había utilizado un mecanismo que obviaba el valor realmente amortizado hasta el 4 de julio de 2014⁴. Ello había incrementado innecesaria e injustificadamente la retribución a las empresas, dando lugar a una doble retribución, por diversos motivos⁵. Al respecto se señalaba que el alargamiento de la vida útil de los activos sin tener en cuenta la amortización total o parcial ya producida, suponía una sobre-retribución, no justificada, y que dificultaba la sostenibilidad financiera del sistema gasista⁶. En vista de ello, la memoria explicó la necesidad de llevar a cabo la corrección consistente en calcular el valor neto de ciertos activos a 31 de diciembre de 2020, teniendo en cuenta el importe ya recibido por dichos activos en concepto de amortización, circunstancia que se tendría en cuenta en el nuevo sistema retributivo (pag 84):

Por 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.

En definitiva, en la Circular, como explica su memoria, se concluyó la necesidad de reconducir la situación determinando correctamente el valor pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de las instalaciones en servicio a 4 de julio de 2014, detrayendo los importes ya percibidos en concepto de amortización desde el 4 de julio de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020⁷.

⁴ Expediente 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.

⁵ En particular, se había retribuido doblemente parte de las inversiones al omitir la amortización realizada en el primer período de 2014; al recalcular el valor neto del activo considerando el inicio de su amortización el 1 de enero del año posterior a su puesta en servicio; y en activos que modificaron su vida útil pues, en vez de tener en cuenta la amortización real que había ido acumulando el activo con la vida útil anterior y aplicar el nuevo ritmo de amortización, desde el 5 de julio de 2014 se recalculó *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 calculaba sobre una base mayor a la que le correspondería.

⁶ Pág. 84 de la memoria: *“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.”*

⁷ También página 113 de la memoria de la Circular 9/2019: *“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 consideraciones anteriores sobre la necesidad de evitar la sobre-retribución de ciertas instalaciones debido a la modificación de su vida útil sin haberse tenido en cuenta la amortización ya producida se plasmaron en la disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019. Dicha disposición estableció el modo de calcular el valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de una instalación que estuviera en servicio a 4 de julio de 2014 o que se pusiera en servicio con posterioridad a dicha fecha. En esencia, la fórmula allí establecida ajusta el valor neto real a 31 de diciembre de 2020, a partir del valor de inversión reconocido de la instalación, del que se deducen los importes de amortización ya percibidos.

Las empresas transportistas invocan las previsiones genéricas del artículo 10 de la Circular 9/2019 en lo relativo al cálculo de la retribución por amortización. A tenor de dicha fórmula (aplicable a nuevas instalaciones posteriores a la entrada en vigor de la Circular), la retribución por amortización se calcula, en efecto, en términos genéricos, dividiendo el valor de inversión reconocido entre los días de vida útil. Sin embargo, a las instalaciones que tienen las particularidades que señala la disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019, las cuales describió de forma detallada el anexo C de su memoria, les será de aplicación dicha disposición en lo relativo al valor neto de la instalación pendiente de amortizar a fecha 31 de diciembre de 2020, con la finalidad señalada en la memoria de evitar el efecto de doble retribución y reconducir el ritmo de amortización regulatoria, alterado por una inadecuada aplicación de la metodología durante el anterior periodo regulatorio. Dado que el valor de inversión neto a 31 de diciembre 2020 es inferior al que resultaría de las previsiones genéricas del citado artículo 10, de no aplicarse los ajustes que exige la circular, tendrían lugar dos efectos relacionados entre sí: (i) el ritmo de cobro de las retribuciones futuras por amortización y retribución financiera se aceleraría finalizando antes de que termine la vida útil regulatoria (periodo previsto para tal fin en todas las metodologías retributivas desde 2002); y (ii) se generaría una rentabilidad mayor de la esperada por la metodología al adelantar el cobro (no es lo mismo obtener una determinada rentabilidad, por ejemplo, en 35 años que en 40).

Por tanto, no cabe aceptar una aplicación descontextualizada de las previsiones genéricas del cálculo de la retribución por amortización que establece la Circular. En su lugar debe acudir, asimismo, y cuando proceda, a la regulación específicamente aplicable a determinadas instalaciones a retribuir. Tal norma específica es la señalada en la disposición adicional cuarta la cual se debe interpretar del modo que explicó la memoria, y en relación con otras previsiones de la Circular. En relación con esto último, debe señalarse que solo aplicando los ajustes que resultan de la disposición adicional cuarta de la circular se puede dar cabal cumplimiento a las exigencias de la Ley 34/1998, la Ley 18/2014 y la propia Circular 9/2019, en particular, a su artículo 3, el cual reproduce los mandatos legales consistentes en:

las instalaciones en servicio a 4 julio de 2014. Para ello, se propone deducir 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.”

- “Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas”, y no antes de la finalización de la vida útil; y en
- “Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos”, sin que deban recibir una rentabilidad injustificada.

Dicha razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos es un concepto perfectamente determinado⁸. Se trata de la rentabilidad prevista en la actualidad en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, que para este período regulatorio la cifra en un 5,44%, a percibir en el período de vida útil de la instalación⁹. A fin de cumplir tales exigencias legales, plasmadas en el citado artículo 3 de la Circular, y desarrolladas en lo que a la rentabilidad se refiere en la citada Circular 2/2019, la retribución por amortización exige tener en cuenta, en el caso de ciertas instalaciones, los importes ya percibidos por estas, como la Circular exige, con la finalidad de que los pagos no concedan una rentabilidad superior a la reconocida, de modo que se evite una sobre-retribución que pueda afectar a la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista. Dicho de otro modo, de no aplicarse el ajuste que exige la disposición adicional cuarta de la Circular en relación con su artículo 3, tendría lugar una sobre retribución de los activos.

La Resolución, por tanto, se limita, en este punto, a llevar a la práctica, de la única manera posible, las previsiones de la Circular 9/2019 y su memoria sobre la necesidad de realizar un ajuste a ciertas instalaciones que venían recibiendo una retribución superior a la legalmente prevista.

En definitiva, con respecto a esta alegación cabe concluir lo siguiente:

1. Las Leyes 34/1998, 18/2014 y la Circular 9/2019, recogen como principios de sus metodologías retributivas la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas y el permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos (actualmente prevista en la Circular 2/2019). Si se altera el período de vida útil de la instalación y no se tiene en cuenta la amortización ya

⁸ Los importes por retribución financiera se determinan de acuerdo con los diferentes modelos retributivos que se han venido utilizado en el periodo 2002-2020, según la actividad regulada, la fecha puesta en marcha del activo y el año de aplicación. Han existido tres modelos, básicamente: un modelo de importes crecientes basado en el valor bruto de la inversión actualizado por índices de precios; un modelo de importes decrecientes basado en el valor neto de la inversión actualizado por índices constantes; y finalmente un modelo de importes decrecientes basado en el valor neto de la inversión.

⁹ En un modelo retributivo de importes decrecientes basado en el valor neto de inversión, como el actual, si la tasa de retribución financiera fuera constante, la TIR o la rentabilidad de la inversión coincidiría con la tasa de retribución financiera (Tr) al fin de su vida útil regulatoria. Es decir, para una instalación con un valor de inversión bruto reconocido determinado y una vida útil regulatoria de 40 años, la Tr es igual a la TIR a 40 años obtenida por los importes por amortización y retribución financiera percibidos por aplicación de la metodología.

recibida, se afecta a la rentabilidad de la instalación (la cual se incrementa sin motivo justificado), como explicó la memoria de la Circular 9/2019..

En una metodología retributiva los distintos componentes retributivos están relacionados entre sí y deben mantener la debida coherencia. La inversión se recupera a través del término de amortización mientras que la rentabilidad razonable se recupera a través de la retribución financiera. Desde la Ley 18/2014, la retribución financiera anual se obtiene aplicando una tasa de retribución financiera al valor neto de la inversión pendiente de amortizar al inicio del año, modelo que ha mantenido la Circular 9/2019. La coherencia del modelo retributivo exige que, del mismo modo, en el caso de ciertas instalaciones, se tenga en cuenta tal valor neto de la inversión en la retribución por amortización, de modo que se consideren los efectos de la retribución por amortización ya percibida, pues de lo contrario se altera la exigencia legal de recibir una retribución razonable en el conjunto de la vida útil real de la instalación, dando lugar a una sobre-retribución, como explicó la memoria de la Circular 9/2019,

2. Cuando un modelo retributivo alarga la vida útil de ciertos activos (por ejemplo, cuando la Ley 18/2014 alargó la de los gasoductos de 30 a 40 años), la rentabilidad que antes se alcanzaba con la anterior vida útil ha de alcanzarse con la nueva. Tal previsión figura expresamente en el artículo 3 de la Circular 9/2019, ya citado. Por ello, al cambiar la vida útil regulatoria de un activo mientras se está amortizando, hay que adaptar los pagos de amortización a partir del valor neto pendiente de amortizar y la vida útil regulatoria pendiente de disfrutar. Así lo señaló la CNMC, con cita del informe sobre la Orden IET/2355/2014, en la memoria de la Circular 9/2019, con la finalidad de evitar el incremento injustificado de la retribución de ciertos activos, como el artículo 3 de la Circular 9/2019 (acogiendo mandatos legales) también exige.
3. Tal finalidad de evitar la sobre-retribución de activos, explicada en la memoria de la Circular 9/2019, se plasmó en la disposición adicional cuarta de dicha norma, aplicable al caso de las instalaciones sobre las que versan las alegaciones de los transportistas sobre la retribución por amortización.
4. Así pues, a diferencia de lo que señalan las alegaciones, la Resolución se ajusta estrictamente a la Circular 9/2019. Partiendo del valor neto pendiente de amortizar, se calculan las retribuciones por amortización y la retribución financiera para el resto de la vida útil regulatoria de forma que se obtenga la rentabilidad razonable esperada.
5. De aplicarse la amortización teórica se estaría adelantando el cobro tanto de la recuperación de la inversión como de la retribución financiera, lo que implicaría retribuir a la inversión con una rentabilidad mayor de la que la normativa establecía como esperada, en contra de las previsiones legales y del artículo 3 de la Circular 9/2019. Es más, de aplicarse dicha incorrecta interpretación, los activos cuya retribución se vio incrementada entre el 5 julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2020 por una revalorización de activos que llegó a dar valor de inversión neto a activos que estaban totalmente amortizados, lejos de corregir ese efecto, como pretende la

Circular 9/2019, nuevamente se beneficiarían de una rentabilidad superior a la que se considera razonable según la Circular 2/2019 y contrariamente a la literalidad de los principios que han de regir la metodología retributiva según las Leyes 34/1998, 18/2014 y la Circular 9/2019.

- **(ii) La retribución por Extensión de Vida Útil (REVU)**

En esta alegación, los transportistas sostienen, en síntesis, que, como resultado de aplicar la amortización teórica, ciertas instalaciones se terminarían de amortizar antes del final de su vida útil. En vista de ello, se debería adelantar el pago de la Retribución por Extensión de Vida Útil (REVU) a ese momento anterior al final de la vida útil de la instalación en el que la misma esté amortizada.

Tampoco esta alegación se puede aceptar. De entrada, debe reiterarse lo recién señalado con relación a la amortización de ciertas instalaciones a las que resulta específicamente aplicable la disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019, de modo que la retribución por amortización debe efectuarse considerando el valor neto de la instalación a 31 de diciembre de 2020 y los días de vida útil restantes. Dicha corrección, exigible a tenor de la disposición adicional cuarta de la Circular, cuya finalidad explicó la memoria, impide que tenga lugar el efecto resultante de la aplicación de la amortización teórica que consiste en la amortización de la instalación antes de finalizar su vida útil¹⁰.

A ello debe añadirse que el REVU empieza a percibirse una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación por ser el momento, tal y como se ha explicado, en el que finaliza el periodo establecido para la amortización, y comienza otro nuevo de extensión de vida útil regulatoria, donde el titular, de acuerdo con la retribución por O&M y REVU que percibe, ha de valorar si mantiene la instalación en funcionamiento o solicita su cierre/sustitución, previa aprobación de la autoridad competente.

De aplicarse la interpretación propuesta por los transportistas, se anticiparían los cobros de conceptos retributivos respecto al momento previsto por la metodología de la Circular 9/2019, lo que elevaría nuevamente la rentabilidad respecto a la considerada razonable por la Circular 2/2019.

Por tanto, para aquellos activos que fueron objeto de modificación de la amortización y vieron incrementada la retribución durante el periodo 5 de julio de 2014 a 31 de diciembre de 2020, cuando se inicia la aplicación de la Circular 9/2019, y de acuerdo con lo establecido en su disposición adicional cuarta, se dan las siguientes situaciones:

1. Activos con un valor neto de inversión reconocido nulo porque finalizaron su vida útil regulatoria antes del 1 de enero 2021, con independencia de que a dicha fecha hubieran cobrado un importe en concepto de amortización mayor que el valor de inversión reconocido: Se calcula el REVU atendiendo a su fecha de fin de vida útil.

¹⁰ Porque su valor de inversión neto real pendiente de amortizar 1 de enero de 2021 es inferior al teórico.

2. Activos con un valor neto de inversión reconocido nulo porque, sin finalizar su vida útil regulatoria antes del 1 de enero 2021, han cobrado un importe en concepto de amortización mayor que el valor de inversión reconocido: Se les retribuye REVU desde el año siguiente a aquel correspondiente al fin de vida útil regulatoria establecida.
 3. Activos con un valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar y vida útil regularía por disfrutar. Se retribuirá REVU, cuando al finalizar su vida útil regulatoria se termine el cobro de los conceptos de amortización y retribución financiera.
- **(iii) Los criterios de admisibilidad de COPEX**

Como se señaló anteriormente, los transportistas alegan que las previsiones por COPEX proporcionadas durante la elaboración de la Circular 8/2020 se han visto rectificadas a la baja en la propuesta. Tal alegación se ha contestado en las consideraciones generales sobre las alegaciones de los transportistas en el sentido de que la aplicación de la metodología exige la consideración de importes reales, sin que puedan prevalecer sobre ellos meras estimaciones, pues en otro caso se estaría transformando el modelo retributivo *ex post* en otro *ex ante*, sin que tal sea el modelo establecido para los COPEX por las Circulares de metodología retributiva de la CNMC. Por otro lado, y en lo que afecta a este apartado, algunos transportistas alegan, en resumen, que los criterios de admisibilidad de COPEX de la propuesta de Resolución son más estrictos que los de la Circular y ponen en riesgo la disponibilidad de una serie de infraestructuras en el corto plazo, limitando los servicios que prestan y poniendo en riesgo la seguridad de suministro. La CNMC, en definitiva, estaría denegando explícitamente la realización correspondiente a los proyectos no admitidos como COPEX.

Tal alegación no puede acogerse, en parte por muchos de los motivos que se han venido señalando. Así, según se indicó anteriormente, los titulares, entre otros, de autorizaciones administrativas para la regasificación y el transporte de gas natural y gestores de red independientes tienen la obligación, según el artículo 68.a) de la Ley 34/1998, de prestar el servicio de forma regular y continua, a un determinado nivel de calidad, *“manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente.”*

Esta Comisión no tiene encomendada la función de impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las infraestructuras de transporte en garantía de una adecuada calidad y seguridad en el suministro; ni la de aprobar los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte; ni la de establecer normas técnicas de seguridad y calidad industriales de los elementos técnicos y materiales para las instalaciones de combustibles gaseosos, pues todas ellas recaen en otras autoridades. Las competencias de esta Comisión se circunscriben, tal y como establece el Real Decreto-ley 1/2019, a 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, conforme a las orientaciones de política energética que se establezcan.

Es decir, la Comisión en ningún momento autoriza o deniega la realización de las actuaciones de ampliación, modificación, mejora, adaptación, sustitución, mantenimiento de las instalaciones ni parciales ni integrales¹¹; ni puede impartir instrucciones o establecer procedimientos o normas para ello. La CNMC únicamente establece la manera de retribuir a las empresas por el desempeño de su actividad, a través de un modelo retributivo que clasifica los gastos en los que incurren las empresas y calcula la retribución, en cumplimiento de las Leyes 34/1998 y 18/2014 y la Circular 9/2019.

En definitiva, corresponde a los transportistas la obligación de prestar el servicio a los niveles de calidad que proceda, manteniendo a tal efecto de manera adecuada las instalaciones.

Cuando esta Comisión motiva en detalle las razones para la admisibilidad de COPEX, en estricta aplicación de los criterios contenidos en las Circulares 9/2019 y 8/2020, lleva a cabo un ejercicio de transparencia para dotar de predictibilidad a sus actuaciones y para que sea tenida en cuenta por los interesados en la toma de decisiones relacionadas con su obligación de mantener las instalaciones en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

A diferencia de lo que señalan los transportistas, la propuesta de Resolución no contiene criterios más restrictivos que la Circular para la determinación de la retribución provisional reconocida para COPEX. La memoria de dicha propuesta incluye la motivación de las decisiones adoptadas, a los fines de dotar tal ejercicio decisorio de transparencia. Así, el Anexo I de la memoria motiva con detalle la manera en que esta Resolución aplica en este punto las previsiones de la metodología retributiva de la Circular 9/2019 (en relación con la Circular 8/2020). Tal anexo tiene el siguiente contenido:

1. Un análisis, atendiendo a lo previsto en la Circular 9/2019 y la Circular 8/2020, de las tipologías de costes considerados en la metodología retributiva y sus mecanismos de retribución, que indica el tipo de costes que estarían retribuidos a través de los COPEX.
2. Los criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX) a tenor de lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020.
3. Los criterios de racionalidad de costes aplicables a los COPEX, siempre con base en criterios que establece la Circular 9/2019.
4. La previsión de gastos de explotación activados (COPEX) presentados por los transportistas

¹¹ Al respecto debe tenerse en consideración el régimen de autorización previsto en el artículo 67 de la Ley 34/1998 y desarrollado en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

5. La previsión de gastos de explotación activados (COPEX) que se ajustarían a los criterios de las Circulares 9/2019 y 8/2020, así como un listado de los gastos cuya información se consideraba insuficiente
6. Para la determinación de los gastos, se indicaba que cuando se haya observado que el importe de COPEX ajustados a los criterios enunciados fuera inferior al importe implícito por COPEX que venían cobrando a través de los VVUU de O&M, se tomaría este último valor.

El principal objeto de discrepancia radicaría, a tenor de las alegaciones, en lo que la memoria denominó “Criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX)”. En particular, algunas alegaciones señalan, como se anticipó, que la memoria de la Resolución habría establecido nuevos criterios de admisión de COPEX distintos de los de la Circular. No es así, ni tal objeción puede aceptarse. De entrada, la Circular deja claro que los COPEX son costes “admitidos”. Ello exige su valoración y admisión expresa por esta Comisión, previa comunicación de sus propuestas por los agentes. Tal valoración ha de efectuarse conforme a los criterios previstos en la Circular 9/2019, en particular, en sus artículos 6, sobre costes e ingresos considerados en la metodología, 7, sobre admisibilidad de costes, y 13, sobre gastos de explotación activados, así como por el artículo 15.1 de la Circular 8/2020 que indica claramente que costes se retribuyen por aplicación de los VVUU de O&M¹². Por tanto, la memoria pretende, según lo señalado, dotar de la mayor transparencia posible a tal ejercicio de valoración del regulador, con base, siempre, en los criterios de la Circular cuando delimita los alcances entre unos y

¹² 1. *La retribución anual por operación y mantenimiento de transporte por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad retribuye los costes recurrentes en el tiempo, activados o no, asociados a:*

a) Las actuaciones y trabajos relacionados con la operación y gestión de la red de transporte, la odorización del gas, la gestión del acceso de terceros a la red (ATR), la medición del gas, así como la planificación, organización, dirección y control de las actividades del personal, y demás recursos de la organización necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa transportista relacionados con ella (costes de indirectos o de estructura), incluyéndose, entre otros, administración, gestión fiscal, estrategia, tesorería, compras, asesoría jurídica, recursos humanos, sistemas de información o servicio de seguridad y vigilancia;

b) las actividades o trabajos de mantenimiento de conservación y disponibilidad, tanto en su vertiente preventiva como correctiva, que son necesarios para garantizar que una instalación tiene unas condiciones adecuadas para el cumplimiento de sus funciones; o

c) las actividades o trabajos de mantenimiento de actualización y mejora que sean necesarios para subsanar o enmendar la obsolescencia tecnológica y/o para satisfacer o cumplir nuevas exigencias que en el momento de su construcción de la instalación no existían, o no fueron consideradas, mediante una modificación que no requiera autorización administrativa ni aprobación de proyecto de ejecución, ni acta de puesta en servicio, en los términos previstos en el artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

La retribución anual por operación y mantenimiento de transporte por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad también retribuye aquellos otros conceptos de costes necesarios para el desempeño del transportista que no son activados por la empresa, salvo que la Comisión determine, mediante resolución y previa audiencia pública, que dicho concepto de coste ha de considerarse un coste de operación y mantenimiento no incluido directa o indirectamente en los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones de gas natural y, por lo tanto, ha de retribuirse a través del concepto retributivo, así como las condiciones para su reconocimiento a partir de ese momento.

otros gastos (tanto los retribuidos por inversión, a través de VVUU, a costes auditado o como COPEX, como los que no se retribuyen por la metodología).

Por tanto, en tal valoración no se han añadido criterios nuevos o distintos a los de la Circular. Así, a título de ejemplo, algunas alegaciones señalan que la obsolescencia se determina de forma más rigurosa en la propuesta de Resolución que en la Circular 9/2019. Sin embargo, debe señalarse que la Circular se refiere a la obsolescencia como uno de los criterios que permite la activación de gastos de explotación directos (artículo 13.2). La memoria, al explicar el modo en que se ha aplicado tal previsión de la Circular, se limita a asumir el sentido habitual de ese término, referido a aquello anticuado o inadecuado para necesidades actuales¹³. En particular, la memoria considera obsoleto aquello que cae en desuso por un insuficiente desempeño de sus funciones (esto es, resulta hoy día inadecuado para llevar a cabo su función), y no por su mal funcionamiento (una instalación moderna puede tener un mal funcionamiento debido a una avería sin estar obsoleta). Sin perjuicio de lo anterior, cabría atender a las consideraciones de las agentes respecto a la concreta aplicación práctica de ciertas previsiones de la Circular, como la relativa a plazos de amortización de las TIC, y en extenso de otros COPEX, para que se realicen de acuerdo con la tabla de coeficientes de amortización lineal del artículo 12 de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, o norma que lo sustituya.

Por otro lado, los criterios de racionalidad de los costes y de coherencia económica y financiera son fundamentales para la admisión de una actuación como COPEX. Por ello, se deben rechazar como COPEX todas aquellas actuaciones que, en aplicación de las Circulares 9/2019 y 8/2020, puedan ser reconocidas como instalaciones con retribución individualizada como, por ejemplo, adaptaciones de atraques para *bunkering*, sustitución de máquinas térmicas por máquinas eléctricas en Estaciones de Compresión, o sustitución de equipos rotativos de medición por ultrasónicos en ERM. Asimismo, carecería de sentido incentivar la realización de una o varias inversiones excepcionales para mantener una instalación en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica cuyo coste sea superior a erigir una nueva instalación; o la realización de actuaciones encaminadas a prologar la extensión de la vida útil de un activo cuyo coste global para el sistema fuera superior a la sustitución del mismo.

Sin perjuicio de lo anterior, debe insistirse en la obligación de las empresas transportistas de mantener las instalaciones en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, respetando las prescripciones y condiciones dispuestas en las autorizaciones administrativas de construcción, ampliación, explotación o modificación de instalaciones, y utilizando instrumentos, aparatos o elementos sujetos a seguridad industrial de acuerdo con las normas y las obligaciones técnicas que por razones de seguridad deban reunir los aparatos e instalaciones.

¹³ El Diccionario de la Lengua Española, en su versión electrónica, define el término [obsoleto](#) como “*Anticuada o inadecuada a las circunstancias, modas o necesidades actuales*”.

Las decisiones retributivas adoptadas se han tomado considerando que se han mantenido sin cambios relevantes los criterios por parte de las autoridades competentes en impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las infraestructuras de transporte en garantía de una adecuada calidad y seguridad en el suministro, así como los procedimientos de coordinación para la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte.

Lo anterior determina que no existan razones que expliquen la necesidad de un incremento notorio respecto a los importes desembolsados en los últimos años para mantener las instalaciones en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

- **(iv) La Retribución por Mejoras de Productividad (RMP)**

Algún transportista ha solicitado que la resolución establezca que el RMP para los siguientes periodos regulatorios tampoco no pueda ser negativo pues, en caso contrario, sería discriminatorio con algunos transportistas.

Al respecto de dicha alegación debe señalarse que la modificación del alcance del RMP habría de realizarse, cuanto menos, mediante Circular. Además, debe indicarse que el RMP es un incentivo retributivo que pretende dar las señales oportunas a los transportistas sobre las mejoras observadas en eficiencia de costes, de tal forma que se gratifique aquel que consiguió mejorar sus costes respecto a los valores unitarios durante el periodo anterior y se penalice al que tuvo unos costes mayores.

A la hora de determinar los valores de RMP del periodo 2021-2026 en la Circular 9/2019, se tuvo en cuenta que durante la práctica totalidad del periodo 2015-2020 la metodología de la circular era desconocida por los transportistas y, en consecuencia, no pudo ser considerada en su toma de decisiones. Por tanto, en aras de la predictibilidad y la coherencia en el marco regulatorio y en las actuaciones del regulador, se optó por evitar la aplicación de un RMP negativo al considerarse que los transportistas con mayores costes, si bien pudieron prever que estarían por debajo de los nuevos valores unitarios 2021-26 y gestionar dicho riesgo, no pudieron prever la aplicación del incentivo introducido por la Circular 9/2019 y su funcionamiento al menos hasta julio 2019 imposibilitando la gestión de su riesgo.

- **(v) La adquisición del gas de operación**

También se ha solicitado por algún transportista la aclaración sobre si los transportistas son los encargados de la adquisición del gas de operación en vez del GTS, dado que el reconocimiento de la retribución por este gas se realiza al transportista. Se aclara tal cuestión a continuación.

La Circular 9/2019 es clara al incluir en el artículo 12 al gas operación para la actividad de transporte dentro de los costes de O&M que se retribuyen a valor auditado junto con algunas partidas de electricidad y odorizante. En consecuencia, por razones de predictibilidad y coherencia del marco regulatorio, a semejanza de lo que sucede con las partidas de electricidad y odorante, se

establece una retribución provisional por este concepto en base con la última información disponible del gas adquirido al GTS con este propósito. Que el GTS sea el encargado de hacer la compra agregada de gas de operación (circunstancia que la Circular 9/2019 no altera) no significa que sea él quien genera el derecho a percibir la retribución por el gasto en gas de operación (pues es el transportista quien incurre en el consumo de dicho gas en sus instalaciones), sino el derecho del GTS a emitir a cada transportista las facturas correspondientes por el gas de operación que les suministra y que previamente ha adquirido.

- **(vi) Posibles erratas**

Finalmente, se han revisado las posibles erratas comunicadas haciendo las correcciones pertinentes siempre y cuando no sean contrarias a las Circulares 9/2019 y 8/2020 y a los criterios adoptados por esta Comisión. En este sentido, es preciso comentar los siguientes aspectos:

1. En relación con la solicitud de que se establezca una retribución por O&M a valores unitarios por un segundo atraque de una planta de GNL, debe señalarse que la metodología de las Circulares 9/2019 y 8/2020 no establece un valor unitario de O&M por atraque y, en consecuencia, no ha lugar a determinar una retribución diferente para aquellas plantas de GNL que disponen de dos atraques¹⁴. A mayor abundamiento, los valores unitarios aplicables a partir de la entrada en vigor de la Ley 18/2014, y singularmente los que resultan de la Orden IET/2446/2013, no establecían un valor unitario por atraque, sino por planta de regasificación (como la Circular 8/2020), indicando que el valor unitario de O&M para el resto de unidades de inversión, donde se encuadrarían los atraques, es cero¹⁵:

Imagen 1. Captura extracto de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre

ANEXO VII

Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de plantas de regasificación

Primero. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos para el año 2014.

Tanques almacenamiento GNL (€/tanque):	1.655.619
Tanque almacenamiento GNL (€/m³ GNL):	13.600.619
Capacidad de vaporización Nominal (€/m³/h):	5,08
Cargaderos de sistemas de GNL (€/cargadero):	42.972
Planta regasificación (€/planta):	1.256.944
Resto de unidades de inversión (€):	0

Nota: la capacidad de vaporización nominal se aplica solo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir se excluyen los equipos de reserva de la instalación, independientemente de si tratan de unidades de inversión de vaporizadores de agua de mar o de vaporizadores de combustión sumergida.

¹⁴ Dicha metodología sí establece la retribución por O&M a valores unitarios mediante la aplicación de valores unitarios definidos para: (1) tanques de GNL, (2) vaporizadores, (3) cargaderos de GNL en cisternas, (4) EC del boil off para emisión directa a la red de T&D, (5) sistemas de medida de gas emitido a la red de T&D, y (6) los gastos de gestión y resto de instalaciones de la planta de GNL.

¹⁵ En particular, valores unitarios de O&M para plantas de regasificación publicados en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, en vigor desde 2014 a 2020.

Es más, cabría considerar que la retribución por O&M en función de la “planta” (y no por “unidad”) sea incluso anterior a dicha Ley 18/2014, al haberse establecido a partir de 2007¹⁶.

2. En relación con la solicitud de que se aclare el carácter provisional de la retribución transitoria de la Planta de Regasificación de El Musel, debe señalarse que el apartado cuarto del resuelve de la Resolución de 31 de julio de 2014 de la DGPEyM cataloga en su párrafo tercero la retribución transitoria como ingreso a cuenta recibida¹⁷, y, por tanto, de carácter provisional. Esto no podía ser de otra forma porque la misma se determinó solo con el valor de inversión resultante de aplicar los valores unitarios de inversión y sin considerar el valor de inversión auditado admitido de la instalación, necesario para determinar el valor de inversión reconocido de una instalación para ser incluida en el régimen retributivo.

Por su parte, en relación con la metodología aplicada para determinar la retribución provisional por O&M de la Planta de GNL de El Musel, se considera que, ante la ausencia de una metodología explícita en la Circular, mantener los criterios que se han venido utilizando.

2.1.2.3 Sobre la retribución de distribución

Las alegaciones de los distribuidores se refieren, por su parte, (i) a la retribución en municipios de gasificación reciente; y (ii) a la interpretación de la disposición transitoria primera de la Circular 4/2020. A ello debe añadirse (iii) la solicitud de un distribuidor de que se consideren todos sus municipios como de reciente gasificación.

- **(i) La retribución en municipios de gasificación reciente**

Los distribuidores han alegado que las retribuciones propuestas para 2020 y 2021 deberían calcularse manteniendo una retribución 70 €/año sine die para aquellos puntos de suministro captados durante los 5 primeros años cuando el municipio se consideraba de reciente gasificación, en vez de reducirla a 50 €/año a partir del sexto año cuando el municipio deja de ser catalogado de reciente gasificación.

¹⁶ En particular, la estructura de valores unitarios de inversión y O&M de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, fue establecida por primera vez por la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, y entró en vigor en 2012, con los valores unitarios establecidos por la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre. Podría interpretarse que el derecho de cobro de retribución de O&M por atraque finalizaría en 2006, es decir mucho antes de la modificación de 2012, ya que mientras las Órdenes ECO/301/2002, ECO/30/2003, ECO/31/2004, ITC/102/2005, ITC/4099/2005 establecían un valor unitario de O&M hasta el año 2006 para el Resto de infraestructuras portuarias y terrestres cuya variable de caracterización era la “unidad” sin más precisión; desde 2007 las Órdenes ITC/3994/2006, ITC/3863/2007, ITC/3520/2009, ITC/3354/2010, y la Resolución de la DGPEyM de 31 de diciembre de 2008, por la que se publican la retribución de actividades reguladas, los derechos de acometida y las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2009, establecían un valor unitario de O&M para Obra civil portuaria y terrestre cuya variable de caracterización era la “planta”.

¹⁷ “Una vez finalizado el periodo de suspensión al que hace referencia la disposición transitoria tercera del Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo y que permitirá la puesta en funcionamiento de esta planta de regasificación, y hasta el reconocimiento definitivo de la instalación en el régimen retributivo del sistema gasista, la retribución transitoria como ingreso a cuenta recibida durante dicho periodo minorará el coste acreditado que finalmente se tenga en cuenta la retribución definitiva”

Dicha interpretación no se puede asumir por las razones que se exponen a continuación:

- La interpretación que realiza esta Comisión coincide con la que ha realizado el Ministerio en el cálculo de la retribución de 2019. Como es obvio, el informe del Ministerio no realiza ninguna objeción a este ajuste de la propuesta¹⁸.
- El apartado segundo del Anexo X de la Ley 18/2014 señala que *“para el mercado captado en términos municipales de gasificación reciente, se establecerá una retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar incentivadora”* y *“sólo será de aplicación para aquellos términos municipales no gasificados en los que el acta de puesta en servicio sea posterior al 1 de enero del año 2014”*. Además, indica que se entiende *“por término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución”*.

Es decir, la Ley vinculaba la percepción de la retribución incentivadora al hecho de que el municipio sea catalogado como término municipal de gasificación reciente, por tanto, una vez perdida dicha condición deja de tener derecho a la retribución incentivadora pasando a tener una retribución como cualquier otro municipio con gas.

- En consecuencia, la percepción de la retribución incentivadora es temporal, mientras dura su condición de municipio de gasificación reciente. Una vez transcurrido el periodo en que se considera municipio de reciente gasificación, si se dieran de baja todos los puntos de suministro en el municipio y no hubiera actividad de distribución, el modelo retributivo dejaría de retribuir dicha actividad en él.

No puede ser de otra forma pues la retribución unitaria no está vinculada unívocamente a los puntos de suministro que se dieron de alta en un momento determinado, como pueden ser los primeros 5 años de desarrollo de la red, sino a la variación neta del número medio de puntos de suministro que se produce en el municipio, es decir, teniendo en cuenta el saldo neto de las altas y bajas que se producen a lo largo del año, o dicho de otro modo, teniendo en cuenta la actividad de distribución que se desarrolla en él, tal y como argumentaban la mayoría de empresas distribuidoras en sus alegaciones sobre la Circular del modelo retributivo de la actividad de distribución.

De aplicarse otra interpretación, quedaría un remanente de retribución a pesar de no existir actividad, ocasionada por haberse perpetuado en el tiempo la retribución incentivadora, la cual debería ser soportada por el

¹⁸ Se limita a señalar, en su pág. 3, lo siguiente: *“La retribución del año 2019 incluye una corrección de la retribución de los municipios de reciente regasificación, al restar la retribución correspondiente a los consumidores de los municipios cuya gasificación se inició en el año 2014, cuyo último año de pertenencia a esta categoría fue el año 2018. Se trata de 26.637,0 clientes que pasan de cobrar una retribución de 70 a 50 €/cliente. Esto supone una reducción de la retribución de 532.740 €.”*

resto de usuarios del sector gasista en beneficio de aquel que, probablemente, cesó la actividad en el municipio.

- ***(ii) La interpretación de la DT 1ª de la Circular 4/2020***

En relación con las alegaciones sobre la interpretación de la Disposición Transitoria primera de la Circular 4/2020 se señala lo siguiente.

Una posible interpretación de la Circular podría dar lugar a una compensación puntual en el primer año del nuevo modelo retributivo, cuando, en efecto, su objetivo es subsanar el efecto que se produce cuando la metodología de la Circular 4/2020 cambia el punto de referencia para calcular la variación de puntos de suministro a retribuir respecto a la metodología del Anexo X de la Ley 18/2014.

Mientras la Circular calcula las variaciones respecto al número de puntos de suministro a 31 de diciembre de 2020, el Anexo X calcula las variaciones del número medio de puntos de suministro de un año respecto al anterior, y en extenso respecto al número medio del año 2013 (año base de su metodología).

Por tanto, al determinar Retribución Base 2020 del periodo 2021-26 a partir de la Retribución 2020 es necesario adicionar la retribución correspondiente a la diferencia entre el número final y el número medio de puntos de suministro de 2020. De esta forma, la Retribución Base 2020 a utilizar en la Circular 4/2020 considerará la retribución de los puntos existentes a 31 de diciembre de 2020.

- ***(iii) Consideración de los municipios de un distribuidor como de reciente gasificación***

Por último, en relación con la reclamación de un interesado sobre considerar que todos sus puntos de suministro son de municipios de reciente gasificación porque empezó su actividad en 2018, señalar que la corrección se realizará, en su caso, cuando el interesado solicite la inclusión como municipio de gasificación reciente y aporte la información justificativa de los municipios implicados, pues en su momento no realizó dicho trámite a diferencia de lo sucedido con el caso de otros municipios en los que distribuye gas.

3 CONSIDERACIONES GENERALES.

La Propuesta de Resolución de retribución de las actividades reguladas del sector gas natural para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) ha sido calculada de manera homogénea y acorde con las disposiciones aplicables, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares 9/2019, 4/2020 y 8/2020

En lo que respecta a los ajustes de la retribución del año 2020, señalar que ha sido calculada de manera homogénea y acorde con las disposiciones aplicables, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 16.1 y 20.2 del Real Decreto 949/2001, y en los anexos X y XI de la Ley 18/2014 y sus disposiciones de desarrollo.

Además, en la Propuesta se han tenido en cuenta tanto las operaciones societarias de compra venta de activos materializadas hasta la fecha de la presente memoria, como la información técnica y económica asociada a aquellas instalaciones que han sido incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo, o cuya solicitud de inclusión haya sido informada por esta Comisión.

4 RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA AÑO DE GAS 2021.

De acuerdo con el artículo 9 de la Circular 9/2019, la retribución devengada para el año de gas de una empresa titular de instalaciones de transporte de gas natural y/o de plantas de gas natural licuado será la resultante de sumar los siguientes conceptos.

1. La retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$)
2. La retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO\&M_a^e$)
3. Los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$)
4. La retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$)
5. La retribución por inversiones con impactos transfronterizos derivados de la aplicación del artículo 12 del Reglamento (UE) nº 347/2013 ($RIIT_a^e$)

Todo ello sin perjuicio de los posibles ajustes que se dieran bien por importes asociados a productos y servicios conexos o por incumplimiento del principio de prudencia financiera.

En los siguientes puntos, para cada una de las actividades se desarrollan los tres primeros conceptos retributivos, añadiendo en el caso de la actividad regasificación la retribución por instalaciones en situación administrativa especial.

El resto de conceptos no se desarrollan porque actualmente no hay ninguna instalación cuya retribución tenga impactos transfronterizos derivados de la aplicación del artículo 12 del Reglamento (UE) nº 347/2013, o, en el caso concreto de la actividad de transporte, esté en situación administrativa especial.

4.1 Retribución de la Actividad de Regasificación

4.1.1 Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$)

La retribución devengada por inversión en instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2021 de cada empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada una de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada del Censo de Instalaciones prevista por el Artículo 5 de la Circular 9/2019.

Hasta la constitución definitiva del Censo de Instalaciones previsto en el Artículo 5 de la Circular 9/2019 y, por tanto, de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de cada empresa, la retribución por inversión se calculará de manera provisional con las instalaciones catalogadas en el Sistema de Información para la Determinación de la Retribución de las Actividades Reguladas del Sector Gasista (SIDRA) utilizado por esta Comisión para elaborar las propuestas e informes preceptivos de retribución al Ministerio que requería la metodología retributiva anterior.

La retribución devengada por inversión, según el artículo 10 de la Circular 9/2019, se compone de 4 conceptos retributivos; la retribución por amortización de las instalaciones pertenecientes a plantas de GNL construidas antes del 1 de enero de 2021 (A_a^i), la retribución financiera asociada a dichas instalaciones (RF_a^i), la retribución financiera por las adquisiciones de gas para el nivel mínimo de llenado o gas talón de la instalación ($RFNMLL_a^k$) y la retribución por gas procesado o vehiculado en plantas de GNL construidas con posterioridad al 1 de enero de 2021 (RGV_a^i) que, actualmente, es nula.

De acuerdo con la Disposición Adicional Cuarta, antes de determinar los valores correspondientes a la amortización y retribución financiera asociadas a las instalaciones construidas antes del 1 de enero de 2021, es necesario determinar el valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020

Atendiendo a lo indicado con anterioridad, se reconoce la retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) provisional para año de gas 2021 por empresa que recoge el Cuadro 1.

Cuadro 1. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2021, desglosada por componentes retributivos

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Inversión pdte. a 31-dic-20	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	Retribución Financiera del Gas Talón (RNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gas talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.812.473.680,80	24.565.409,19	395.215.469,21	35.761.655,52	16.080.613,63	999.522,75	52.841.791,90
Bahía Bizkaia Gas S.L.	454.831.384,55	6.576.920,16	130.269.224,17	9.779.847,31	5.300.422,75	267.603,17	15.347.873,23
Regasificadora Noroeste, S.A.	320.367.148,00	2.559.091,50	110.979.861,29	8.713.138,88	4.515.572,92	104.124,88	13.332.836,67
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	625.005.221,00	3.805.382,48	183.221.463,10	15.010.513,17	7.454.955,05	154.834,24	22.620.302,45
Total	3.212.677.434,35	37.506.803,33	819.686.017,77	69.265.154,88	33.351.564,35	1.526.085,03	104.142.804,26

Fuente: SIDRA CNMC

La retribución anterior desglosada por las tipologías de instalaciones con VV.UU. de referencia de O&M se recoge el Cuadro 2.

Cuadro 2. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2021, desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos

En Euros	Retribución por Inversión asociada a						TOTAL
	Tanques GNL	Vaporización	Cargaderos Cisternas GNL	EC Boil off Emisión Directa	Sist medida gas emitido Red T&D	Instalaciones No Estandarizadas	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	48.561.136,00	0,00	0,00	0	0,00	4.280.655,90	52.841.791,90
Bahía Bizkaia Gas S.L.	11.374.544,21	0,00	67.426,51	0	19.748,12	3.886.154,39	15.347.873,23
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.683.407,16	0,00	316.121,83	0	0,00	2.333.307,69	13.332.836,67
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	20.011.278,50	0,00	173.400,80	0	0,00	2.435.623,15	22.620.302,45
Total	90.630.365,88	0,00	556.949,13	0,00	19.748,12	12.935.741,13	104.142.804,26

Fuente: SIDRA CNMC

4.1.2 Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO\&M_a^e$)

La retribución de una empresa devengada por la operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones ($RO\&M_a^e$), de acuerdo con el artículo 12 de la Circular, para el año de gas 2021, que comprende el periodo 1 de enero a 30 de septiembre de 2021, sería $\frac{3}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2021.

La retribución por O&M se compone de tres componentes: la retribución resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia de O&M vigentes a la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{VU,n}^{i,A}$), la retribución por los costes O&M directos auditados y admitidos de las instalaciones singulares ($COM_{sing,n}^{i,A}$) y la retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$), entre los que destacarían los gastos de explotación activados, o COPEX.

Las empresas, según el artículo 12.3 de la Circular 9/2019, tendrán reconocida una retribución provisional a cuenta de la definitiva hasta disponer de los costes auditados y admitidos de $COM_{singular,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$. Dicha retribución se calculará con los últimos valores auditados admitidos definitivos disponibles de $COM_{singular,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$, y con el valor $COM_{VU,n}^{i,A}$ resultante de aplicar los valores unitarios de O&M vigentes a las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de las empresas. Cuando se

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

En los siguientes puntos, se establece la retribución por O&M del año natural por los conceptos retributivos $COM_{VU,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$, dado que actualmente no hay ninguna instalación catalogada como singular en la actividad de regasificación.

En el último apartado de este punto se determina la retribución reconocida por operación y mantenimiento ($RO\&M_a^e$) para año de gas 2021, tras aplicar la fórmula recogida en el artículo 12 de la Circular 9/2019, indicada con anterioridad, para imputar al año de gas las retribuciones correspondientes.

4.1.2.1 Retribución por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M a la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{VU,n}^{i,A}$)

La retribución por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M a la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{VU,n}^{i,A}$) se determina aplicando las fórmulas y valores unitarios de referencia a las características de las instalaciones de regasificación incluidas en la citada Base del Censo de Instalaciones prevista por el Artículo 5 de la Circular 9/2019.

Las fórmulas y valores unitarios de referencia de O&M utilizados son los recogidos en la Circular 8/2020, donde se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026, y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.

Como en el caso de la retribución por inversión, hasta la constitución definitiva del Censo de Instalaciones previsto en el Artículo 5 de la Circular 9/2019, la retribución por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M se calculará de manera provisional con las instalaciones catalogadas en SIDRA. La retribución anual que le corresponde a cada compañía transportista se obtiene agregando la retribución de todas las instalaciones de cada titular.

Atendiendo a lo anterior, la retribución provisional para el año natural 2021 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ($COM_{VU,n}^{i,A}$) sería la que recoge el Cuadro 3.

Cuadro 3. Retribución provisional por aplicación de los VV.UU. de O&M ($COM_{VU,n}^{i,A}$) para el año natural 2021

En Euros	Retribución por VV.UU. de O&M - Año Natural 2021						
	Tanques GNL	Vaporización	Cargaderos Cisternas GNL	EC Boil off Emisión Directa	Sist medida gas emitido Red T&D	Gastos Gestión y Resto Inst. Planta GNL	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	57.751.579,29	2.786.582,25	754.693,74	0,00	0,00	4.100.685,63	65.393.540,91
Bahía Bizkaia Gas S.L.	12.056.934,18	479.412,00	83.854,86	0,00	60.598,83	1.366.895,21	14.047.695,08
Regasificadora Noroeste, S.A.	8.037.956,12	247.376,59	167.709,72	0,00	0,00	1.366.895,21	9.819.937,64
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	16.075.912,24	599.265,00	167.709,72	0,00	0,00	1.366.895,21	18.209.782,17
Total	93.922.381,83	4.112.635,84	1.173.968,04	0,00	60.598,83	8.201.371,26	107.470.955,80

Fuente: SIDRA CNMC

4.1.2.2 Retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$)

De acuerdo con el artículo 12 de la Circular 9/2019, la retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) agruparía los siguientes costes¹⁹, siempre y cuando cumplan con el resto de criterios establecidos tanto en la propia Circular 9/2019 como en la Circular 8/2020 (por ejemplo, necesidad, admisibilidad, sostenibilidad económica de inversiones, etc):

- i. Los gastos de explotación activados,
- ii. Los costes de adquisición de odorante neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la prestación del servicio de odorización a otros transportistas, distribuidores u otros agentes.
- iii. Los costes por el suministro eléctrico para plantas de gas natural licuado neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la venta de electricidad.
- iv. Los incrementos de costes incurridos por la actualización, a partir del 1 de enero de 2021, de las tasas de ocupación del dominio público portuario que resulten aplicables.

La retribución definitiva por estos conceptos se determinará una vez se hayan acreditado los costes implicados mediante la auditoría correspondiente según establece la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a través de la propia Circular 9/2019 y la Circular 8/2020, donde se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026, y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.

No obstante, como se ha indicado, la Circular 9/2019 habilita a establecer una retribución provisional a cuenta de la definitiva hasta disponer de los costes auditados y admitidos de $OCOM_n^A$ que ha de ser calculada con los últimos valores auditados admitidos definitivos disponibles.

¹⁹ De acuerdo con la Circular 9/2019, puede inferirse que la metodología retributiva clasifica los costes de una empresa en los siguientes grupos:

Costes No retribuíbles por la metodología de la Circular 9/2019

Costes retribuíbles a través de la retribución de inversión, es decir, a través de la retribución que se determina a partir de las instalaciones con retribución individualizada.

Costes retribuíbles a través de la retribución de O&M a VV.UU., es decir, a través de la retribución que se determina a partir de las instalaciones con retribución individualizada.

Gastos de explotación no activados admisibles que no son retribuídos a través de la retribución de O&M a VV.UU.

Gastos de explotación activados o COPEX admisibles, que no so retribuídos ni por la retribución de O&M a VV.UU. ni por la retribución de inversión.

Dado que, a día de hoy, no hay valores auditados admitidos definitivos disponibles por ser el primer año de aplicación de la metodología retributiva prevista en la Circular 9/2019, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer ningún tipo de retribución ante la falta de información, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta aplicando los criterios que se indican para cada tipología de coste en los siguientes apartados

Cuando se apruebe la retribución definitiva por O&M, se determinará la diferencia entre la retribución provisional a cuenta y la definitiva.

4.1.2.2.1 Gastos de explotación activados, o COPEX

Para los gastos de explotación activados, se tomará la cuantía máxima de la inversión realizable en 2021 que, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, ha de comunicar la CNMC a los transportistas como consecuencia de la supervisión realizada sobre los Planes de Inversión propuestos, y cuyo análisis se recoge con mayor profundidad en el anexo I.

Para ello, se ha tenido en cuenta tanto la información facilitada en julio de 2020, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 13 de la Circular 9/2019, sobre los gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir 2021; como la información facilitada en octubre de 2020, en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019, sobre los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas titulares

En el cuadro siguiente se recoge resumen de los proyectos de COPEX presentados por los titulares en julio de 2020.

Cuadro 4. Proyectos de COPEX de regasificación presentados para 2021

En Euros	Nº Proyectos Importe Global Totales		Inicio y Fin previsto en 2020		Inicio previsto en 2020 y Fin previsto en 2021		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior		Inicio posterior a 2021	
	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	74	84.821.134,60	0	0,00	0	0,00	18	6.866.048,60	41	59.490.086,00	15	18.465.000,00
Proyectos <250.000 €	21	2.597.623,60					8	642.548,60	12	1.745.075,00	1	210.000,00
Proyectos ≥250.000 €	53	82.223.511,00					10	6.223.500,00	29	57.745.011,00	14	18.255.000,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	27	7.843.492,00	0	0,00	0	0,00	16	1.981.452,00	11	5.862.040,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	21	1.743.492,00					13	681.452,00	8	1.062.040,00		
Proyectos ≥250.000 €	6	6.100.000,00					3	1.300.000,00	3	4.800.000,00		
Regasificadora Noroeste, S.A.	21	3.873.255,78	0	0,00	0	0,00	14	2.450.999,78	1	102.600,00	6	1.319.656,00
Proyectos <250.000 €	15	1.263.988,00					11	970.009,00	1	102.600,00	3	191.379,00
Proyectos ≥250.000 €	6	2.609.267,78					3	1.480.990,78			3	1.128.277,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	28	9.052.375,45	1	50.000,00	2	110.790,00	11	4.074.085,45	5	2.307.500,00	9	2.510.000,00
Proyectos <250.000 €	15	1.444.790,00	1	50.000,00	2	110.790,00	6	478.000,00	3	566.000,00	3	240.000,00
Proyectos ≥250.000 €	13	7.607.585,45					5	3.596.085,45	2	1.741.500,00	6	2.270.000,00
Total	150	105.590.257,83	1	50.000,00	2	110.790,00	59	15.372.585,83	58	67.762.226,00	30	22.294.656,00
Proyectos <250.000 €	72	7.049.893,60	1	50.000,00	2	110.790,00	38	2.772.009,60	24	3.475.715,00	7	641.379,00
Proyectos ≥250.000 €	78	98.540.364,23	0	0,00	0	0,00	21	12.600.576,23	34	64.286.511,00	23	21.653.277,00

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con el citado anexo I, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por COPEX iniciados y finalizados en 2021 en las plantas de regasificación.

Cuadro 5. Retribución provisional para el año natural 2021 por COPEX iniciados en 2021

En Euros	COPEX 2021
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	12.354.859,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	1.197.878,21
Regasificadora Noroeste, S.A.	904.221,24
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	1.143.718,24
Total	15.600.676,69

Todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que conlleven las posteriores auditorías, justificaciones, análisis de mayor detalle, etc, que traigan como consecuencia un reconocimiento definitivo de la retribución por COPEX para 2021 distinto del reflejado en la Resolución para el año 2021:

Asimismo, según lo indicado en el citado Anexo I, se establece la siguiente cuantía máxima de la inversión en COPEX realizable en el año 2021 de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019 sin perjuicio del posterior análisis de admisibilidad de cada una de las actuaciones que se realicen, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020 y la interpretación dada en el Anexo I.

Cuadro 6. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año 2021 para regasificación

En Euros	Cuantía Máxima en COPEX 2021
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	47.401.615,22
Bahía Bizkaia Gas S.L.	3.921.746,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	2.373.088,83
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	6.097.744,23
Total	59.794.194,27

4.1.2.2.2 Otros Costes O&M Auditados diferentes a los COPEX

Determinada la retribución asociada a los COPEX, para establecer la retribución provisional asociada al resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) se aplicarán los siguientes criterios

- i. Para los costes de adquisición de suministro eléctrico y odorante, se tomará el coste promedio 2018-2019 declarado por las empresas a la CNMC al amparo de la Circular 1/2015, de 22 de julio (SICORE²⁰) considerados para determinar los VV.UU. de referencia de O&M para 2021-2026.
- ii. Se considera un incremento nulo de los costes incurridos por la actualización de las tasas de ocupación del dominio público portuario que resulten aplicables a partir del 1 de enero de 2021.

De la aplicación de lo descrito, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por el resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) diferentes a los COPEX.

²⁰ Sistema de Información Regulatoria de Costes.

Cuadro 7. Retribución provisional año natural por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX para el año natural 2021

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Δ tasas ocupación dominio portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	973.703,08	12.833.146,95		13.806.850,02
Bahía Bizkaia Gas S.L.	356.209,50	3.446.594,31		3.802.803,81
Regasificadora Noroeste, S.A.	100.842,82	1.754.705,54		1.855.548,35
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	169.052,51	2.305.989,97		2.475.042,48
Total	1.599.807,90	20.340.436,75	0,00	21.940.244,65

Fuente: Elaboración Propia

4.1.2.3 Valores a publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por operación y mantenimiento ($RO&M_a^e$) provisional para año de natural 2021 por empresa que sería la recogida en el Cuadro 8.

Cuadro 8. Retribución provisional por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_a^e$) para el año natural 2021

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM _{VU})	Costes O&M Inst. Singulares (COM _{Sing})	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	65.393.540,91		12.354.859,00	13.806.850,02	91.555.249,93
Bahía Bizkaia Gas S.L.	14.047.695,08		1.197.878,21	3.802.803,81	19.048.377,09
Regasificadora Noroeste, S.A.	9.819.937,64		904.221,24	1.855.548,35	12.579.707,24
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	18.209.782,17		1.143.718,24	2.475.042,48	21.828.542,88
Total	107.470.955,80	0,00	15.600.676,69	21.940.244,65	145.011.877,14

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre) le corresponderían $\frac{3}{4}$ de la retribución determinada del año natural 2021, tal y como se recoge en el cuadro siguiente.

Cuadro 9. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_a^e$) para el año de gas 2021

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM _{VU})	Costes O&M Inst. Singulares (COM _{Sing})	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	49.045.155,68		9.266.144,25	10.355.137,52	68.666.437,45
Bahía Bizkaia Gas S.L.	10.535.771,31		898.408,65	2.852.102,85	14.286.282,82
Regasificadora Noroeste, S.A.	7.364.953,23		678.165,93	1.391.661,26	9.434.780,43
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	13.657.336,63		857.788,68	1.856.281,86	16.371.407,16
Total	80.603.216,85	0,00	11.700.507,52	16.455.183,49	108.758.907,85

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3 Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$)

Los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$), según el artículo 14 de la Circular 9/2019, se compone de cinco conceptos retributivos: la retribución por extensión de vida útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), la retribución por continuidad de suministro de las instalaciones (RCS_a^e), la retribución por la mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a^e), el incentivo correspondiente a la liquidación de las mermas de gas (IM_a^e) y el incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e).

En los siguientes epígrafes se desarrollan los tres primeros conceptos, habida cuenta que los incentivo por mermas y desarrollo sostenible solo podrán ser calculados una vez se disponga de la información real.

4.1.3.1 Retribución por Extensión de Vida Útil ($REVU_a^e$)

Según el artículo 15 de la Circular 9/2019, la Retribución por Extensión de Vida Útil de una empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada instalación que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada que tenga derecho ella por continuar en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.

Dado que la acreditación de disponibilidad efectiva de las instalaciones se realiza una vez acabado el año, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer ningún tipo de retribución ante la falta de información, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta asumiendo que las instalaciones están en plena disponibilidad.

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), provisional para año de gas 2021 por empresa sería la que recoge el Cuadro 10.

Cuadro 10. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), para año de gas 2021

En Euros	Retribución por Extensión Vida Útil - Año Natural 2021						
	Tanques GNL	Vaporización	Cargaderos Cisternas GNL	EC Boil off Emisión Directa	Sist medida gas emitido Red T&D	Gastos Gestión y Resto Inst. Planta GNL	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.569.488,65	834.467,48	227.042,20	0,00	0,00	306.708,82	6.937.707,15
Bahía Bizkaia Gas S.L.	0,00	118.329,39	0,00	0,00	0,00	0,00	118.329,39
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	55.507,24	0,00	0,00	0,00	0,00	55.507,24
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	136.868,84	0,00	0,00	0,00	0,00	136.868,84
Total	5.569.488,65	1.145.172,95	227.042,20	0,00	0,00	306.708,82	7.248.412,63

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.2 Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

Según el artículo 16 de la Circular 9/2019, la retribución por continuidad de suministro del año 2020 de una empresa titular de instalaciones de plantas de gas natural licuado ($RCS_{2020}^{e,A}$) será reducida gradualmente durante el periodo 2021-26 de aplicación de la presente circular. Para ello, la disposición adicional octava de la citada circular establece los coeficientes de aplicación al RCS en el periodo regulatorio 2021-2026.

Aplicando el coeficiente correspondiente a 2021 (71,25%) a los valores provisionales de RCS de 2020, que se han determinado para cada empresa según la metodología recogida en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre (ver epígrafe 6.3 de esta Memoria), se obtiene la siguiente retribución provisional por RCS para el año de gas 2021.

Cuadro 11. Retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2021 ($RCS_a^{e,A}$)

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 $RCS_a^{e,A}$ ₂₀₂₀	Retribución RCS 2021 (1-ene a 30-sept) $RCS_a^{e,2021}$ ₂₀₂₀
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50.566.877,93	36.028.900,53
Bahía Bizkaia Gas S.L.	12.618.620,82	8.990.767,33
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.173.733,76	7.248.785,30
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	15.045.779,99	10.720.118,24
Total	88.405.012,50	62.988.571,41

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.3 Retribución por mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a^e)

El artículo 17 de la Circular 9/2019 establece que los operadores mantendrán como retribución adicional a la calculada con valores unitarios un porcentaje de las ganancias de productividad observadas en los costes de O&M del periodo anterior. Para ello, se tendrá en cuenta los valores unitarios aplicables del periodo anterior, las instalaciones en servicio al finalizar el periodo, y los costes de la empresa que se han utilizado para determinar los valores unitarios de O&M en el nuevo periodo regulatorio 2021-2026. El incentivo para la empresa es retener el 50% de la mejora observada.

Los valores unitarios del periodo anterior contienen una valoración implícita de conceptos de costes que no recogen los nuevos valores unitarios del periodo 2021-2026 (COPEX y ciertos costes que se retribuirán a valor auditado), por tanto, para determinar la mejora de productividad es necesario determinar una retribución equiparable tal y como recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 12. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026

En Euros	Retribución por O&M VVUU Fijos 2015-2020	Retribución por O&M VVUU variables (media 2018-19)	COPEX Implicitos en VVUU 2015- 2020	Costes Auditados implicitos en VVUU 2015-2020 (THT + Elect 2018-19)	Retribución por O&M VVUU 2015- 2020 Equiparables a Nuevos VVUU
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	82.142.643,68	20.877.707,67	2.601.754,94	13.806.850,02	86.611.746,39
Bahía Bizkaia Gas S.L.	16.538.099,55	7.910.843,64	617.452,36	3.802.803,81	20.028.687,02
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.831.305,70	2.338.905,01	332.610,60	1.855.548,35	10.982.051,76
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	21.205.675,40	2.137.851,51	589.535,33	2.475.042,48	20.278.949,10
Total	130.717.724,33	33.265.307,83	4.141.353,23	21.940.244,65	137.901.434,28

Fuente: Elaboración Propia

Con dichos datos, la mejora de productividad provisional que se obtiene para cada empresa es la retribución recogida en el siguiente cuadro:

Cuadro 13. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMP_a^e)

En Euros	Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a Nuevos VVUU	Costes utilizados para determinar VVUU 2021-2026	Mejora de Productividad Observada (MPO)	% de Reparto con Usuarios	Ratio días periodo 1-ene a 30-sept (273/365)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	86.611.746,39	73.647.378,53	12.964.367,86	50%	74,79%	4.848.318,39
Bahía Bizkaia Gas S.L.	20.028.687,02	14.448.645,19	5.580.041,83	50%	74,79%	2.086.782,77
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.982.051,76	9.122.723,69	1.859.328,07	50%	74,79%	695.337,76
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	20.278.949,10	13.936.104,70	6.342.844,40	50%	74,79%	2.372.050,03
Total	137.901.434,28	111.154.852,11	26.746.582,17	50%	74,79%	10.002.488,95

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.4 Valores a publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, los Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) provisionales para el año de gas 2021 por empresa serían los que recoge el Cuadro 14.

Cuadro 14. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) para el año de gas 2021.

En Euros	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución Extensión Vida Útil (REVU)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	36.028.900,53	6.937.707,15	4.848.318,39			47.814.926,07
Bahía Bizkaia Gas S.L.	8.990.767,33	118.329,39	2.086.782,77			11.195.879,49
Regasificadora Noroeste, S.A.	7.248.785,30	55.507,24	695.337,76			7.999.630,30
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	10.720.118,24	136.868,84	2.372.050,03			13.229.037,12
Total	62.988.571,41	7.248.412,63	10.002.488,95			80.239.472,98

Fuente: Elaboración Propia

4.1.4 Retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$)

Actualmente, en situación administrativa especial se encuentra la planta de regasificación del Puerto de El Musel que está afectada por la disposición transitoria tercera del Real Decreto-Ley 13/2012²¹, de 30 de marzo, en lo relativo a la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, y en particular a su puesta en marcha, sin perjuicio de su derecho al cobro de una retribución transitoria, igual a la retribución financiera del inmovilizado, hasta el restablecimiento de la tramitación suspendida de estas instalaciones.

Asimismo, la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, estableció que con objeto de que la instalación esté preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine, el Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará la retribución por costes de operación y mantenimiento a percibir.

²¹ Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Con la disposición adicional primera del Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural, queda restablecida la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

Según la misma, los titulares de las instalaciones afectadas que quieran proceder a la puesta en explotación total o parcial de las instalaciones para la prestación de uno o varios servicios de capacidad, deberán obtener, con carácter previo a la solicitud de acta de puesta en servicio total o parcial, una resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación del servicio de capacidad que corresponda y para el comienzo de la operación de las instalaciones asociadas al mismo.

En caso de ser otorgada la resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación de uno o varios servicios de capacidad por las instalaciones, su respectivo titular podrá solicitar el acta de puesta en servicio de las instalaciones necesarias y a partir del momento en que dispongan del acta de puesta en servicio, los titulares de las referidas instalaciones dejarán de percibir la retribución transitoria prevista en este apartado.

Este concepto retributivo no estaba previsto en el régimen general de retribución de la actividad de regasificación establecido en la ITC 3994/2006, de 29 de diciembre, ni en la Ley 18/2014, y, de acuerdo con el régimen retributivo establecido en la Circular 9/2019, se encuadraría en la retribución por instalaciones en situación administrativa especial (*RSAE_a*).

Mediante Resolución de la DGPEyM de 31 de julio de 2014, se reconoció una retribución financiera transitoria, de carácter provisional, a la planta de regasificación para los años 2012, 2013 y 2014 y se establece un valor bruto de inversión en 381.944.592,90 € para el cálculo de anualidades futuras de retribución financiera transitoria,

Con fecha 9 de julio de 2015, esta Comisión emitió informe sobre la Propuesta de Orden Ministerial (INF/DE/0028/15) que establecía la retribución por costes O&M de la Planta para los años 2013, 2014 y 2015. La misma determinaba el carácter definitivo de la retribución del año 2013 (5.205.681 €) y el carácter provisional de las correspondientes a los años 2014 y 2015 (80% del valor reconocido en 2013) hasta disponer de los valores definitivos una vez conocidas las correspondientes auditorías.

Por su parte, el artículo 3 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, recogió que la retribución provisional a percibir por ENAGAS TRANSPORTE en concepto de costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel para los años 2014, 2015 y 2016 es de 4.164.545 euros (80% del valor reconocido en 2013). Las Órdenes ETU/1977/2016, ETU/1283/2017 y O. TEC/1367/2018 recogieron idéntica cantidad como retribución provisional a percibir en 2017, 2018 y 2019 en concepto de costes de O&M.

Atendiendo a lo anterior, la retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$) para el año gas 2021 de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. sería de 18.655.496,62 €, resultante de aplicar el ratio de días del periodo 1 enero a 30 de septiembre respecto a la duración del año 2021 (273/365) a la suma de una retribución financiera de 20.777.785,85 € (resultante de aplicar la Tr de 5,44% al Valor Bruto recogido en la Resolución) y una retribución provisional de O&M de 4.164.544,8 €, tal y como recoge el Cuadro 15.

Cuadro 15. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$) para el año de gas 2021.

En Euros (€)	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.
Retribución Transitoria Financiera Provisional	20.777.785,85
Retribución O&M Provisional	4.164.544,80
Retribución Año Natural	24.942.330,65
Ratio días periodo 1-ene a 30 sept vs año natural	273/365
Retribución Año Gas 2021	18.655.496,62

Fuente: Elaboración Propia

4.1.5 Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2021

Atendiendo a lo indicado en los epígrafes anteriores, la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de regasificación para el año de gas 2021 (1 de enero a 30 de septiembre) sería la siguiente.

Cuadro 16. Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2021

En Euros	Retribución por Inversión	Retribución por O&M	Retribución por ARPE	Retribución por RSAE	Retribución por RIIT	Retribución TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	52.841.791,90	68.666.437,44	47.814.926,07	18.655.496,62		187.978.652,04
Bahía Bizkaia Gas S.L.	15.347.873,23	15.321.395,05	11.195.879,49			41.865.147,77
Regasificadora Noroeste, S.A.	13.332.836,67	9.434.780,42	7.999.630,30			30.767.247,40
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	22.620.302,45	16.371.407,16	13.229.037,12			52.220.746,73
Total	104.142.804,26	109.794.020,09	80.239.472,98	18.655.496,62	0,00	312.831.793,94

Fuente: Elaboración Propia

4.2 Retribución de la Actividad de Transporte

4.2.1 Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$)

Al igual que en la actividad de regasificación, la retribución devengada por inversión en instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2021 de cada empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada una de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada del Censo de Instalaciones prevista por el Artículo 5 de la Circular 9/2019. Por tanto, son de aplicación las mismas consideraciones que se realizaron para la actividad de regasificación.

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para año de gas 2021 por empresa sería la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 17. Retribución por inversión de instalaciones desglosada por componentes retributivo ($RInv_a^e$)

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Inversión pdte. Amortizar Instalaciones a 31-dic-20	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	Retribución Financiera del Gas Talón (RFNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gal talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.244.389.633,45	38.226.405,72	2.351.344.039,36	85.262.482,80	95.670.462,30	1.555.364,37	182.488.309,47
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	247.866.947,61	802.070,25	125.175.944,73	3.471.507,79	5.093.186,28	32.634,81	8.597.328,88
Regasificadora Noroeste, S.A.	65.709.888,05	315.761,36	41.855.510,01	1.171.374,78	1.703.026,17	12.847,77	2.887.248,71
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	4.028.700,26	48.169,07	2.265.454,05	67.071,79	92.177,29	1.959,91	161.208,99
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.232.092,74	166.512,55	33.918.393,98	922.929,64	1.380.079,05	6.775,10	2.309.783,79
Redexis Infraestructuras, S.L.	236.099.880,79	529.005,05	183.375.669,07	4.555.897,25	7.461.229,42	21.524,27	12.038.650,93
Redexis Gas, S.A.	198.840.975,08	634.004,57	140.073.038,50	3.727.043,62	5.699.322,49	25.796,52	9.452.162,63
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.274.331,56	42.692,43	11.700.677,99	275.485,54	476.079,75	1.737,08	753.302,37
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	32.685.473,95	101.926,28	27.422.416,15	631.936,29	1.115.769,28	4.147,20	1.751.852,77
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.342.881,33	58.602,75	16.940.780,23	455.114,82	689.290,18	2.384,44	1.146.789,44
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.481.529,78	34.175,93	21.215.891,98	595.722,93	863.236,86	1.390,56	1.460.350,35
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.224.163,22	42.000,81	21.861.469,37	640.469,53	889.504,26	1.708,94	1.531.682,72
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	143.303.445,99	317.291,04	30.503.746,02	1.175.694,48	1.241.143,10	12.910,01	2.429.747,59
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.702.386,66	22.313,08	7.208.618,21	190.477,23	293.305,84	907,88	484.690,95
NEDGIA RIOJA, S.A.	13.863.045,29	23.969,29	10.566.283,75	275.525,00	429.923,27	975,27	706.423,54
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.068.284,34	1.495,38	637.084,69	19.624,46	25.921,84	60,84	45.607,14
NEDGIA, S.A.	825.027,77	1.135,40	660.022,22	15.506,55	26.855,13	46,20	42.407,87
Total	6.350.938.687,86	41.367.530,98	3.026.725.040,32	103.453.864,49	123.150.512,49	1.683.171,17	228.287.548,15

Fuente: Elaboración Propia

La retribución anterior desglosada por las tipologías de instalaciones con VV.UU. de referencia de O&M se recoge el Cuadro 18.

Cuadro 18. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2021 desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos

En Euros	GASODUCTO (OL+Pos+Gas Talón)	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	145.670.398,52	31.597.269,85	4.484.407,41	317.879,70	418.353,99	182.488.309,47
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	8.207.245,63	0,00	390.083,25	0,00	0,00	8.597.328,88
Regasificadora Noroeste, S.A.	2.791.941,66	0,00	95.307,05	0,00	0,00	2.887.248,71
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	161.208,99	0,00	0,00	0,00	0,00	161.208,99
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.043.645,52	0,00	266.138,26	0,00	0,00	2.309.783,79
Redexis Infraestructuras, S.L.	10.855.424,85	0,00	1.183.226,08	0,00	0,00	12.038.650,93
Redexis Gas, S.A.	8.362.403,64	0,00	1.089.758,99	0,00	0,00	9.452.162,63
Redexis Gas Murcia, S.A.	680.430,68	0,00	72.871,69	0,00	0,00	753.302,37
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.607.139,43	0,00	144.713,34	0,00	0,00	1.751.852,77
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.050.450,32	0,00	96.339,13	0,00	0,00	1.146.789,44
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.297.240,52	0,00	163.109,83	0,00	0,00	1.460.350,35
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.355.596,93	0,00	176.085,79	0,00	0,00	1.531.682,72
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.130.663,32	0,00	299.084,27	0,00	0,00	2.429.747,59
NEDGIA NAVARRA, S.A.	441.554,22	0,00	43.136,73	0,00	0,00	484.690,95
NEDGIA RIOJA, S.A.	612.626,99	0,00	93.796,55	0,00	0,00	706.423,54
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	37.127,47	0,00	8.479,67	0,00	0,00	45.607,14
NEDGIA, S.A.	42.407,87	0,00	0,00	0,00	0,00	42.407,87
Total	187.347.506,55	31.597.269,85	8.606.538,06	317.879,70	418.353,99	228.287.548,15

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2 Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones (RO&M_a^e)

Al igual que en la actividad de regasificación, de acuerdo con el artículo 12 de la Circular 9/2019, la retribución de una empresa devengada por la operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones (RO&M_a^e) para el año de gas 2021 se obtiene imputando $\frac{3}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2021, siendo de aplicación las mismas consideraciones que se realizaron para la actividad de regasificación.

En los siguientes puntos, se establece la retribución por O&M del año natural por los conceptos: retribución costes de O&M a valores unitarios ($COM_{VU,n}^{i,A}$), retribución O&M directos de instalaciones singulares ($COM_{sing,n}^{i,A}$), y retribución por otros costes de O&M no incluidos en los valores unitarios de O&M ($OCOM_n^A$), así como la retribución para año de gas 2021 por costes de O&M.

4.2.2.1 Retribución por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M a la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{VU,n}^{i,A}$)

Atendiendo a lo indicado en puntos anterior, se reconoce la retribución provisional para el año natural 2021 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ($COM_{VU,n}^{i,A}$) que recoge siguiente cuadro.

Cuadro 19. Retribución provisional del año natural 2021 por aplicación de los VV.UU. de O&M ($COM_{VU,n}^{i,A}$)

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	59.074.307,08	26.473.025,95	18.055.440,39	0,00	0,00	103.602.773,42
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2.643.070,37	0,00	1.297.426,44	0,00	0,00	3.940.496,81
Regasificadora Noroeste, S.A.	749.536,42	0,00	201.443,99	0,00	0,00	950.980,40
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15	0,00	0,00	0,00	0,00	51.335,15
Gas Extremadura Transportista, S.L.	834.852,28	0,00	526.773,77	0,00	0,00	1.361.626,06
Redexis Infraestructuras, S.L.	2.951.381,33	0,00	2.592.886,39	0,00	0,00	5.544.267,72
Redexis Gas, S.A.	3.998.846,91	0,00	1.572.879,47	0,00	0,00	5.571.726,38
Redexis Gas Murcia, S.A.	277.684,06	0,00	98.271,22	0,00	0,00	375.955,28
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	358.155,18	0,00	324.660,14	0,00	0,00	682.815,32
NEDGIA CEGAS, S.A.	762.017,41	0,00	198.493,97	0,00	0,00	960.511,38
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	595.264,23	0,00	229.433,59	0,00	0,00	824.697,83
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	604.888,53	0,00	244.600,32	0,00	0,00	849.488,85
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.525.216,19	0,00	2.169.559,45	0,00	0,00	4.694.775,64
NEDGIA NAVARRA, S.A.	163.736,31	0,00	76.025,29	0,00	0,00	239.761,61
NEDGIA RIOJA, S.A.	228.407,06	0,00	171.237,38	0,00	0,00	399.644,44
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	25.317,84	0,00	19.655,13	0,00	0,00	44.972,97
NEDGIA, S.A.	5.825,51	0,00	0,00	0,00	0,00	5.825,51
Total	75.849.841,87	26.473.025,95	27.778.786,95	0,00	0,00	130.101.654,77

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.2 Retribución de O&M por instalaciones singulares de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{sing,n}^{i,A}$)

Actualmente, las únicas instalaciones singulares con derecho a retribución individualizada son los gasoductos Denia-Ibiza-Mallorca, la estación de compresión de Denia y resto de instalaciones asociadas. Atendiendo a lo indicado con anterioridad, la retribución provisional de O&M por instalaciones singulares ($COM_{sing,n}^{i,A}$) para el año natural 2021 es la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 20. Retribución provisional de O&M del año natural 2021 por instalaciones singulares ($COM_{sing,n}^{i,A}$)

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	3.703.495,43	575.900,00	173.284,57	0,00	0,00	4.452.680,00

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.3 Retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$)

4.2.2.3.1 Gastos de explotación activados, o COPEX

Para los gastos de explotación activados, se aplicarán los mismos criterios descritos anteriormente para la actividad de regasificación.

Para ello se ha tenido en cuenta tanto la información facilitada en julio de 2020, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 13 de la Circular 9/2019, sobre los gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir 2021; como la información facilitada en octubre de 2020, en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019, sobre los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas titulares.

En el cuadro siguiente se recoge un resumen de los proyectos presentados por los titulares en julio de 2020.

Cuadro 21. Proyectos de COPEX de transporte presentados para 2021

En Euros	Nº Proyectos Importe Global Totales		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior		Inicio posterior a 2021	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50	39.883.861,33	14	13.014.436,33	34	26.329.425,00	2	540.000,00
Proyectos <250.000 €	19	2.010.000,00	7	625.000,00	11	1.345.000,00	1	40.000,00
Proyectos ≥250.000 €	31	37.873.861,33	7	12.389.436,33	23	24.984.425,00	1	500.000,00
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2	461.430,00	2	461.430,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	1	60.000,00	1	60.000,00				
Proyectos ≥250.000 €	1	401.430,00	1	401.430,00				
Regasificadora Noroeste, S.A.	5	645.827,00	4	552.327,00	0	0,00	1	93.500,00
Proyectos <250.000 €	4	363.000,00	3	269.500,00			1	93.500,00
Proyectos ≥250.000 €	1	282.827,00	1	282.827,00				
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Redexis Infraestructuras, S.L.	225	8.639.903,05	224	7.513.818,87	1	1.126.084,18	0	0,00
Proyectos <250.000 €	224	7.513.818,87	224	7.513.818,87				
Proyectos ≥250.000 €	1	1.126.084,18			1	1.126.084,18		
Redexis Gas, S.A.	300	10.773.226,47	299	9.759.507,40	1	1.013.719,07	0	0,00
Proyectos <250.000 €	299	9.759.507,40	299	9.759.507,40				
Proyectos ≥250.000 €	1	1.013.719,07			1	1.013.719,07		
Redexis Gas Murcia, S.A.	24	818.794,13	23	746.685,81	1	72.108,32	0	0,00
Proyectos <250.000 €	24	818.794,13	23	746.685,81	1	72.108,32		
Proyectos ≥250.000 €								
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	8	151.830,00	0	0,00	8	151.830,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	151.830,00			8	151.830,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CEGAS, S.A.	10	309.235,00	1	40.000,00	9	269.235,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	10	309.235,00	1	40.000,00	9	269.235,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	8	265.380,00	1	47.000,00	7	218.380,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	265.380,00	1	47.000,00	7	218.380,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	9	348.730,00	1	35.000,00	8	313.730,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	9	348.730,00	1	35.000,00	8	313.730,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	17	3.329.070,00	7	705.000,00	9	2.524.070,00	1	100.000,00
Proyectos <250.000 €	14	1.574.070,00	7	705.000,00	6	769.070,00	1	100.000,00
Proyectos ≥250.000 €	3	1.755.000,00			3	1.755.000,00		
NEDGIA NAVARRA, S.A.	7	28.530,00	1	6.000,00	6	22.530,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	28.530,00	1	6.000,00	6	22.530,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA RIOJA, S.A.	7	82.475,00	1	5.000,00	6	77.475,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	82.475,00	1	5.000,00	6	77.475,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	7	40.420,00	1	19.000,00	6	21.420,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	40.420,00	1	19.000,00	6	21.420,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA, S.A.	8	56.780,00	1	16.000,00	7	40.780,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	56.780,00	1	16.000,00	7	40.780,00		
Proyectos ≥250.000 €								
Total	687	65.835.491,98	580	32.921.205,41	103	32.180.786,57	4	733.500,00
Proyectos <250.000 €	649	23.382.570,40	571	19.847.512,08	75	3.301.558,32	3	233.500,00
Proyectos ≥250.000 €	38	42.452.921,58	9	13.073.693,33	28	28.879.228,25	1	500.000,00

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con el citado anexo I, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por COPEX para 2021 en transporte.

Cuadro 22. Retribución provisional año natural por COPEX iniciados y finalizados en 2021

En Euros	COPEX 2021s
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.156.001,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	385.548,71
Regasificadora Noroeste, S.A.	198.279,97
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.691.787,78
Redexis Gas, S.A.	1.858.521,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	126.233,12
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	49.038,54
NEDGIA CEGAS, S.A.	172.659,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	154.198,93
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	200.567,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	1.291.392,20
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.745,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	42.067,50
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	4.655,05
NEDGIA, S.A.	188,56
Total	30.345.884,01

Fuente: Elaboración Propia

Todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que conlleven las posteriores auditorías, justificaciones, análisis de mayor detalle, etc, que traigan como consecuencia un reconocimiento definitivo de retribución por COPEX para 2021 distinto del reflejado en la Resolución para el año 2021:

Asimismo, según lo indicado en el citado Anexo I, se establece la siguiente cuantía máxima de la inversión en COPEX realizable en el año 2021 de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019 sin perjuicio del posterior análisis de admisibilidad de cada una de las actuaciones que se realicen, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020 y la interpretación dada en el Anexo I.

Cuadro 23. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año 2021 para transporte

En Euros	Cuantía Máxima en COPEX 2021
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.156.001,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	723.381,50
Regasificadora Noroeste, S.A.	513.035,43
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.407.149,66
Redexis Gas, S.A.	6.248.749,09
Redexis Gas Murcia, S.A.	470.657,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	971.094,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	172.659,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	171.572,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	200.567,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.112.660,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.745,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	42.067,50
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	39.571,00
NEDGIA, S.A.	28.390,00
Total	41.272.300,39

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.3.2 Otros Costes O&M Auditados diferentes a los COPEX

Determinada la retribución asociada a los COPEX, para establecer la retribución provisional asociada al resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) se aplicarán, como en el caso de la actividad de regasificación, los siguientes criterios

- i. Para los costes de adquisición de suministro eléctrico y odorante, se tomará el coste promedio 2018-2019 declarado por las empresas a la CNMC al amparo de la Circular 1/2015, de 22 de julio (SICORE²²) considerados para determinar los VV.UU. de referencia de O&M para 2021-2026.
- ii. Se considera un consumo de gas de operación equivalente al que hubo en 2019, al considerarse que los datos de 2020 están afectados por el efecto de la pandemia de COVID. El coste se obtiene aplicando el precio a futuro 14,50 €/MWh²³ más el impuesto de hidrocarburos (0,54 €/MWh) a los datos declarados en SIFCO para 2019.
- iii. Se considera un incremento nulo de los costes incurridos por la actualización de las tasas de ocupación del dominio público que resulten aplicables a partir del 1 de enero de 2021.

De la aplicación de lo descrito, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por el resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) diferentes a los COPEX.

Cuadro 24. Retribución provisional año natural por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.212.801,76	1.185.909,00	12.116.011,95		15.514.722,71
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			202.825,18		202.825,18
Regasificadora Noroeste, S.A.			1.048,29		1.048,29
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.			0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00		21.741,15		25.504,15
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00		102.460,17		126.954,17
Redexis Gas, S.A.	847,00		68.793,13		69.640,13
Redexis Gas Murcia, S.A.			897,19		897,19
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00		3.395,33		4.135,33
NEDGIA CEGAS, S.A.			165,37		165,37
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00		2.811,33		58.311,33
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.			25.400,25		25.400,25
NEDGIA CATALUNYA, S.A.			7.811,80		7.811,80
NEDGIA NAVARRA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA, S.A.			9.031,74		9.031,74
Total	2.298.145,76	1.185.909,00	12.562.392,88	0,00	16.046.447,64

Fuente: Elaboración Propia

²² Sistema de Información Regulatoria de Costes.

²³ Precio medio ponderado de las transacciones del producto año+1 durante el mes de noviembre en BME (323,39 GWh negociados en 7 transacciones con un precio medio ponderado de 14,43 €/MWh) y MIBGAS Derivatives (200,75 GWh negociados en 6 transacciones con un precio medio ponderado de 14,61 €/MWh)

4.2.2.4 Valores a publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por operación y mantenimiento ($RO\&M_n^e$) provisional para año de natural 2021 por empresa sería la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 25. Retribución provisional año natural 2021 por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO\&M_n^e$)

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM _{vu})	Costes O&M Inst. Singulares (COM _{sing})	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	103.602.773,42	4.452.680,00	24.156.001,15	15.514.722,71	147.726.177,28
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.940.496,81		385.548,71	202.825,18	4.528.870,70
Regasificadora Noroeste, S.A.	950.980,40		198.279,97	1.048,29	1.150.308,66
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15		0	0,00	51.335,15
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.361.626,06		0	25.504,15	1.387.130,21
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.691.787,78	126.954,17	7.363.009,68
Redexis Gas, S.A.	5.571.726,38		1.858.521,00	69.640,13	7.499.887,51
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		126.233,12	897,19	503.085,59
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		49.038,54	4.135,33	735.989,19
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		172.659,50	165,37	1.133.336,25
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		154.198,93	58.311,33	1.037.208,09
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		200.567,00	25.400,25	1.075.456,09
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.694.775,64		1.291.392,20	7.811,80	5.993.979,64
NEDGIA NAVARRA, S.A.	239.761,61		14.745,00	0,00	254.506,61
NEDGIA RIOJA, S.A.	399.644,44		42.067,50	0,00	441.711,94
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	44.972,97		4.655,05	0,00	49.628,02
NEDGIA, S.A.	5.825,51		188,56	9.031,74	15.045,81
Total	130.101.654,77	4.452.680,00	30.345.884,01	16.046.447,64	180.946.666,42

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre) le corresponderían $\frac{3}{4}$ de la retribución determinada para el año natural 2021, cuyos valores se recogen en el cuadro siguiente.

Cuadro 26. Retribución año de gas 2021 por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO\&M_a^e$)

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM _{vu})	Costes O&M Inst. Singulares (COM _{sing})	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	77.702.080,07	3.339.510,00	18.117.000,86	11.636.042,03	110.794.632,96
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2.955.372,61	0	289.161,53	152.118,89	3.396.653,03
Regasificadora Noroeste, S.A.	713.235,30	0	148.709,98	786,22	862.731,50
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	38.501,37	0	0,00	0,00	38.501,37
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.021.219,54	0	0,00	19.128,11	1.040.347,66
Redexis Infraestructuras, S.L.	4.158.200,79	0	1.268.840,84	95.215,63	5.522.257,26
Redexis Gas, S.A.	4.178.794,78	0	1.393.890,75	52.230,09	5.624.915,63
Redexis Gas Murcia, S.A.	281.966,46	0	94.674,84	672,89	377.314,19
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	512.111,49	0	36.778,91	3.101,50	551.991,89
NEDGIA CEGAS, S.A.	720.383,54	0	129.494,63	124,03	850.002,19
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	618.523,37	0	115.649,20	43.733,50	777.906,07
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	637.116,64	0	150.425,25	19.050,18	806.592,07
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	3.521.081,73	0	968.544,15	5.858,85	4.495.484,73
NEDGIA NAVARRA, S.A.	179.821,21	0	11.058,75	0,00	190.879,96
NEDGIA RIOJA, S.A.	299.733,33	0	31.550,63	0,00	331.283,96
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	33.729,73	0	3.491,29	0,00	37.221,02
NEDGIA, S.A.	4.369,13	0	141,42	6.773,81	11.284,36
Total	97.576.241,08	3.339.510,00	22.759.413,01	12.034.835,73	135.709.999,82

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3 Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$)

Al igual que en la actividad de regasificación, los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$), según el artículo 14 de la Circular 9/2019, se compone de cinco conceptos retributivos: la retribución por extensión de vida útil de las instalaciones ($REVVU_a^e$), la retribución por continuidad de suministro de las instalaciones (RCS_a^e), la retribución por la mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a^e), el incentivo correspondiente a la liquidación de las mermas de gas (IM_a^e) y el incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e).

En los siguientes epígrafes se desarrollan los tres primeros conceptos, habida cuenta que los incentivo por mermas y desarrollo sostenible solo podrán ser calculados una vez disponible la información real.

4.2.3.1 Retribución por Extensión de Vida Útil ($REVVU_a^e$)

Según el artículo 15 de la Circular 9/2019, la Retribución por Extensión de Vida Útil de una empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada instalación que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada que tenga derecho ella por continuar en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.

Dado que la acreditación de disponibilidad efectiva de las instalaciones se realiza una vez acabado el año, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer ningún tipo de retribución ante la falta de información, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta asumiendo que las instalaciones están en plena disponibilidad.

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, se reconoce la retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVVU_a^e$), provisional para año de gas 2021 por empresa que recoge el Cuadro 27.

Cuadro 27. Retribución provisional año gas por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), para año de gas 2021

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.756.719,16	1.306.060,99	1.811.359,27	0,00	0,00	4.874.139,42
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	102.788,07	0,00	0,00	102.788,07
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	3.904,02	0,00	0,00	0,00	0,00	3.904,02
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	73.738,96	0,00	388.076,20	0,00	0,00	461.815,16
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	1.834.362,14	1.306.060,99	2.302.223,54	0,00	0,00	5.442.646,67

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3.2 Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

Al igual que en la actividad de regasificación, aplicando el coeficiente correspondiente a 2021 (71,25%) recogido en disposición adicional octava de la Circular 9/2019, a los valores provisionales de RCS de 2020 que se han determinado para cada empresa según la metodología recogida en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre (ver epígrafe 6.4 de esta Memoria), se obtiene la siguiente retribución por RCS para el año de gas 2021.

Cuadro 28. Retribución por continuidad de suministro provisional para 2021 ($RCS_a^{e,A}$)

En Euros	Retribución Provisional	Retribución RCS 2021
	RCS 2020 $RCS_{2020}^{e,A}$	(1-ene a 30-sept) $RCS_{2020}^{e,2021}$
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	196.375.541,18	139.917.573,09
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	6.999.112,85	4.986.867,91
Regasificadora Noroeste, S.A.	2.018.502,87	1.438.183,29
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	153.019,24	109.026,21
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.899.796,46	1.353.604,98
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.980.248,49	4.973.427,05
Redexis Gas, S.A.	8.298.865,73	5.912.941,83
Redexis Gas Murcia, S.A.	562.179,97	400.553,23
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.041.494,31	742.064,70
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.135.013,55	808.697,15
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.007.236,29	717.655,86
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.152.839,94	821.398,46
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.471.237,64	3.898.256,82
NEDGIA NAVARRA, S.A.	404.491,46	288.200,17
NEDGIA RIOJA, S.A.	553.251,87	394.191,96
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	36.076,63	25.704,60
NEDGIA, S.A.	29.204,38	20.808,12
Total	234.118.112,86	166.809.155,41

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3.3 Retribución por mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a^e)

Al igual que se ha hecho para la actividad de regasificación, el artículo 17 de la Circular 9/2019 establece la forma de cálculo. Para ello, se tendrá en cuenta los valores unitarios aplicables del periodo anterior, las instalaciones en servicio al finalizar el periodo, y los costes de la empresa que se han utilizado para determinar los valores unitarios de O&M en el nuevo periodo regulatorio 2021-2026. El incentivo para la empresa es retener el 50% de la mejora observada.

Como los valores unitarios del periodo anterior también contienen una valoración implícita de conceptos de costes que no recogen los nuevos valores unitarios del periodo 2021-2026 es necesario determinar una retribución equiparable tal y como recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 29. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026

En Euros	Retribución por O&M VVUU Fijos 2015-2020	COPEX Implícitos en VVUU 2015-2020	Costes Auditados implícitos en VVUU 2018-2019 (THT)	Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a Nuevos VVUU
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	165.968.228,06	14.911.882,11	2.212.801,76	148.843.544,19
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	5.845.038,56	525.163,92	0,00	5.319.874,63
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.635.634,27	146.958,16	0,00	1.488.676,11
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	107.473,22	9.656,23	0,00	97.816,99
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.669.284,08	149.981,52	3.763,00	1.515.539,55
Redexis Infraestructuras, S.L.	7.571.966,44	680.324,62	24.494,00	6.867.147,83
Redexis Gas, S.A.	5.707.850,46	512.837,87	847,00	5.194.165,59
Redexis Gas Murcia, S.A.	365.739,01	32.860,85	0,00	332.878,16
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.006.256,39	90.409,93	740,00	915.106,45
NEDGIA CEGAS, S.A.	761.037,34	68.377,54	0,00	692.659,80
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	777.868,25	69.889,76	55.500,00	652.478,49
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	846.476,97	76.054,10	0,00	770.422,87
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	6.097.477,61	547.845,02	0,00	5.549.632,59
NEDGIA NAVARRA, S.A.	265.426,92	23.848,03	0,00	241.578,89
NEDGIA RIOJA, S.A.	487.151,78	43.769,52	0,00	443.382,26
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	50.698,89	4.555,18	0,00	46.143,71
NEDGIA, S.A.	3.869,05	347,63	0,00	3.521,42
Total	199.167.477,29	17.894.762,00	2.298.145,76	178.974.569,53

Fuente: Elaboración Propia

Con dichos datos, la mejora de productividad provisional que se obtiene para cada empresa es la retribución recogida en el siguiente cuadro:

Cuadro 30. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMP_a^e)

En Euros	Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a Nuevos VVUU	Costes utilizados para determinar VVUU 2021-2026	Mejora de Productividad Observada (MPO)	% de Reparto con Usuarios	Ratio días periodo 1-ene a 30-sept (273/365)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	148.843.544,19	100.710.162,81	48.133.381,38	50%	74,79%	18.000.565,91
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	5.319.874,63	4.205.211,80	1.114.662,83	50%	74,79%	416.853,36
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.488.676,11	1.079.169,67	409.506,44	50%	74,79%	153.144,19
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	97.816,99	108.645,47	-10.828,48	50%	74,79%	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.515.539,55	376.677,26	1.138.862,29	50%	74,79%	425.903,30
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.867.147,83	3.437.860,28	3.429.287,55	50%	74,79%	1.282.459,59
Redexis Gas, S.A.	5.194.165,59	7.811.839,84	-2.617.674,25	50%	74,79%	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	332.878,16	312.233,69	20.644,47	50%	74,79%	7.720,47
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	915.106,45	1.154.672,13	-239.565,68	50%	74,79%	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	692.659,80	841.569,28	-148.909,48	50%	74,79%	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	652.478,49	711.650,52	-59.172,03	50%	74,79%	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	770.422,87	470.351,48	300.071,39	50%	74,79%	112.218,48
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.549.632,59	3.446.544,18	2.103.088,41	50%	74,79%	786.497,45
NEDGIA NAVARRA, S.A.	241.578,89	222.930,09	18.648,80	50%	74,79%	6.974,14
NEDGIA RIOJA, S.A.	443.382,26	27.299,27	416.082,99	50%	74,79%	155.603,64
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	46.143,71	127.014,31	-80.870,60	50%	74,79%	0,00
NEDGIA, S.A.	3.521,42	3.130.036,61	-3.126.515,19	50%	74,79%	0,00
Total	178.974.569,53	128.173.868,69	50.800.700,84			21.347.940,52

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3.4 Valores a publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, se reconocen los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (ARPE_a^e) para año de gas 2021 por empresa que recoge el Cuadro 31.

Cuadro 31. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (ARPE_a^e) para año de gas 2021

En Euros	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución Extensión Vida Útil (REVU)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	139.917.573,09	4.874.139,42	18.000.565,91			162.792.278,42
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	4.986.867,91	102.788,07	416.853,36			5.506.509,33
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.438.183,29	0,00	153.144,19			1.591.327,48
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	109.026,21	0,00	0,00			109.026,21
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.353.604,98	0,00	425.903,30			1.779.508,27
Redexis Infraestructuras, S.L.	4.973.427,05	0,00	1.282.459,59			6.255.886,64
Redexis Gas, S.A.	5.912.941,83	0,00	0,00			5.912.941,83
Redexis Gas Murcia, S.A.	400.553,23	0,00	7.720,47			408.273,69
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	742.064,70	0,00	0,00			742.064,70
NEDGIA CEGAS, S.A.	808.697,15	3.904,02	0,00			812.601,18
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	717.655,86	0,00	0,00			717.655,86
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	821.398,46	0,00	112.218,48			933.616,94
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	3.898.256,82	461.815,16	786.497,45			5.146.569,43
NEDGIA NAVARRA, S.A.	288.200,17	0,00	6.974,14			295.174,31
NEDGIA RIOJA, S.A.	394.191,96	0,00	155.603,64			549.795,59
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	25.704,60	0,00	0,00			25.704,60
NEDGIA, S.A.	20.808,12	0,00	0,00			20.808,12
Total	166.809.155,41	5.442.646,67	21.347.940,52	0,00	0,00	193.599.742,60

Fuente: Elaboración Propia

4.2.4 Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2021

Atendiendo a lo indicado en los epígrafes anteriores, la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de transporte para el año de gas 2021 (1 de enero a 30 de septiembre) sería la siguiente.

Cuadro 32. Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2021

En Euros	Retribución por Inversión	Retribución por O&M	Retribución por ARPE	Retribución por RSAE	Retribución por RIIT	Retribución TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	182.488.309,47	110.794.632,96	162.792.278,42			456.075.220,85
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	8.597.328,88	3.396.653,03	5.506.509,33			17.500.491,24
Regasificadora Noroeste, S.A.	2.887.248,71	862.731,50	1.591.327,48			5.341.307,70
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	161.208,99	38.501,37	109.026,21			308.736,57
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.309.783,79	1.040.347,66	1.779.508,27			5.129.639,72
Redexis Infraestructuras, S.L.	12.038.650,93	5.522.257,26	6.255.886,64			23.816.794,83
Redexis Gas, S.A.	9.452.162,63	5.624.915,63	5.912.941,83			20.990.020,09
Redexis Gas Murcia, S.A.	753.302,37	377.314,19	408.273,69			1.538.890,25
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.751.852,77	551.991,89	742.064,70			3.045.909,36
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.146.789,44	850.002,19	812.601,18			2.809.392,81
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.460.350,35	777.906,07	717.655,86			2.955.912,27
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.531.682,72	806.592,07	933.616,94			3.271.891,73
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.429.747,59	4.495.484,73	5.146.569,43			12.071.801,75
NEDGIA NAVARRA, S.A.	484.690,95	190.879,96	295.174,31			970.745,21
NEDGIA RIOJA, S.A.	706.423,54	331.283,96	549.795,59			1.587.503,09
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	45.607,14	37.221,02	25.704,60			108.532,76
NEDGIA, S.A.	42.407,87	11.284,36	20.808,12			74.500,35
Total	228.287.548,15	135.709.999,82	193.599.742,60	0,00	0,00	557.597.290,56

Fuente: Elaboración Propia

5 RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA AÑO DE GAS 2021.

La Retribución de los activos de la actividad de distribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, excluidas las acometidas u otras instalaciones o servicios con precios regulados que resulten de la aplicación de las Leyes 34/1998, de 7 de octubre, y 18/2014, de 15 de octubre (contadores, derechos de alta, inspecciones, etc.).

La retribución anual es la resultante de sumar cuatro conceptos: la retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE), la retribución por desarrollo de mercado (RDM), la retribución transitoria de distribución (RTD) y el incentivo por la liquidación de las mermas de gas (IM), todo ello sin perjuicio de los posibles ajustes que se dieran bien por importes asociados a productos y servicios conexos o por incumplimiento del principio de prudencia financiera.

En los siguientes puntos, se determinan los tres primeros conceptos retributivos, pues el incentivo por mermas solo podrá ser calculado con la información real.

También se desarrolla en este epígrafe, lo dispuesto en la disposición transitoria primera de la Circular 4/2020 relativa a la regularización de la retribución por desarrollo de mercado de 2020 como consecuencia del cambio de procedimiento que establece la Circular respecto al Anexo X de la Ley 18/2014 para determinar la variación de puntos de suministro a considerar para determinar la retribución por desarrollo de mercado (la metodología de la Circular determina las variaciones de número de puntos entre dos fechas, mientras que la del Anexo de la Ley 18/2014 calcula la variación entre el número medio de dos años consecutivos).

5.1 Retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE)

Según el artículo 6 de la Circular 4/2020, la retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE) de una distribuidora se obtiene sustrayendo el ajuste retributivo de la actividad de distribución en el periodo regulatorio 2021-2026 (ADD) a la retribución por distribución 2020 calculada según el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

La ADD aplicable se establece en la Resolución de 17 de diciembre de la CNMC, y la retribución provisional 2020 se determina en el epígrafe 7 de esta Memoria. El siguiente cuadro recoge la determinación de la RDE para el periodo 1 de enero a 30 de septiembre del año de gas 2021.

Cuadro 33. Determinación de la Retribución Base (RDE) de gas 2021

	Retribución Provisional 2020 por Anexo X Ley 18/2014	Ajustes Retribución Distribución (AAD)	Retribución Base Anual (RDE)	Ratio días periodo (273/365)	Retribución Base (RDE) 1-ene a 30-sept
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.779.430,54	1.034.305,00	11.745.125,54	74,79%	8.784.710,34
Domus Mil Natural, S.A.	82.695,88		82.695,88	74,79%	61.851,99
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	136.656,44		136.656,44	74,79%	102.211,53
Madrileña Red De Gas, S.A.	142.917.490,11	24.516.919,00	118.400.571,11	74,79%	88.557.139,49
Redexis Gas, S.A.	89.687.682,25	9.596.229,00	80.091.453,25	74,79%	59.904.018,46
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.583.310,61	2.020.082,00	14.563.228,61	74,79%	10.892.497,02
Nortegas Energía Distribución, S.A.	100.743.229,39	19.116.707,00	81.626.522,39	74,79%	61.052.166,06
Ned España Distribución Gas, S.A.U	70.295.559,73	11.903.055,00	58.392.504,73	74,79%	43.674.393,95
Tolosa Gas, S.A	756.439,64	125.356,00	631.083,64	74,79%	472.015,98
Nedgia Andalucía, S.A.	63.351.518,53	10.643.174,00	52.708.344,53	74,79%	39.422.953,58
Nedgia Ballears, S.A.			0,00	74,79%	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.413.267,31	3.352.956,00	45.060.311,31	74,79%	33.702.643,80
Nedgia Castilla Y León, S.A.	78.454.576,38	6.406.309,00	72.048.267,38	74,79%	53.888.156,15
Nedgia Catalunya, S.A.	390.095.089,39	83.269.407,00	306.825.682,39	74,79%	229.488.798,06
Nedgia Cegas, S.A.	118.739.745,60	23.769.889,00	94.969.856,60	74,79%	71.032.248,91
Nedgia Galicia, S.A.	40.962.882,88	3.809.283,00	37.153.599,88	74,79%	27.788.856,90
Nedgia Madrid, S.A.	149.905.623,88	31.037.897,00	118.867.726,88	74,79%	88.906.546,41
Nedgia Navarra, S.A.	34.109.567,00	3.110.413,00	30.999.154,00	74,79%	23.185.668,61
Nedgia Rioja, S.A.	15.336.542,61	1.447.377,00	13.889.165,61	74,79%	10.388.334,83
Nedgia Aragón, S.A	6.454.798,91	1.244.016,00	5.210.782,91	74,79%	3.897.380,09
Nedgia, S.A	15.048.826,91	2.635.972,00	12.412.854,91	74,79%	9.284.135,32
Total	1.394.854.933,99	239.039.346,00	1.155.815.587,99	74,79%	864.486.727,45

Fuente: Elaboración Propia

5.2 Retribución por desarrollo de mercado

La retribución por desarrollo de mercado es una retribución por el crecimiento de las redes de distribución y del mercado asociada a las variaciones acumuladas respecto al 2020 del número de puntos de suministro y del gas suministrado.

Más específicamente, se retribuye en función de la variación del número de puntos de suministro conectados a redes de distribución con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar en municipios gasificados (aquellos con gas desde hace seis años o más) y en municipios de reciente gasificación (aquellos con gas desde hace cinco años o menos); la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar (distinguiendo entre aquellos con consumo anual inferior o igual a 50 MWh, entre 50 MWh y 8

GWh, y superior a 8 GWh); y la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar.

Además, se establecen dos incentivos por el gas suministrado a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular y a nuevos puntos de suministro conectados a nuevas redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar puestos en servicio desde del 31 de diciembre de 2020, este último con una duración limitada de cinco años.

Según el artículo 7 de la Circular 4/2020, la retribución provisional por desarrollo de mercado (RDM) *“se determina con la información declarada al sistema de liquidaciones”*.

- *“La información relativa al número de puntos de suministro se obtendrá del valor declarado en la última liquidación provisional aprobada para el año de gas «a-1» disponible en el momento de cálculo”, en nuestro caso la liquidación 10/2020.*
- *“La información relativa a la cantidad de gas suministrado y facturado a puntos de suministro se obtendrá a partir de los datos disponibles con la última liquidación provisional aprobada para el año de gas «a-1», en nuestro caso la liquidación 10/2020, “considerando como datos correspondientes al año de gas «a» los acumulados de los últimos doce meses de facturación”, es decir la información declarada para las liquidaciones realizadas entre la liquidación 11/2019 y la liquidación 10/2020, ambas incluidas.*

Por su parte, la disposición transitoria segunda de la Circular señala que *“la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2021 se realizará tomando la variación de las cantidades de gas suministrado y facturado en el periodo entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021 respecto al periodo entre el 1 de enero de 2020 y el 30 de septiembre de 2020”*.

Dado que esta información disponible en estos momentos ha sido la utilizada para determinar la nueva retribución de 2020, las variaciones de número de puntos de suministro y demanda para el año de gas 2021 son nulas y, por tanto, el primer valor provisional de retribución por desarrollo de mercado también.

5.3 Retribución transitoria de distribución (RTD)

Según el artículo 8 de la Circular 4/2020, la retribución transitoria de distribución (RTD) se determina reduciendo gradualmente durante el periodo 2021-26 el importe del ajuste retributivo de la actividad de distribución (ADD) para dicho periodo. Para ello, el artículo octavo de la citada circular establece los coeficientes de aplicación que para el año de gas 2021 es 63,75%.

La retribución transitoria para el año de gas 2021 sería la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 34. Retribución transitoria de distribución para 2021-26 (RTD_a)

En Euros	Ajuste Actividad Distribución (AAD)	Retribución Transitoria Distribución 2021 (RTD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	1.034.305,00	659.369,44
Domus Mil Natural, S.A.	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,00	0,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	24.516.919,00	15.629.535,86
Redexis Gas, S.A.	9.596.229,00	6.117.595,99
Redexis Gas Murcia, S.A.	2.020.082,00	1.287.802,28
Nortegas Energía Distribución, S.A.	19.116.707,00	12.186.900,71
Ned España Distribución Gas, S.A.U	11.903.055,00	7.588.197,56
Tolosa Gas, S.A	125.356,00	79.914,45
Nedgia Andalucía, S.A.	10.643.174,00	6.785.023,43
Nedgia Ballears, S.A.	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	3.352.956,00	2.137.509,45
Nedgia Castilla Y León, S.A.	6.406.309,00	4.084.021,99
Nedgia Catalunya, S.A.	83.269.407,00	53.084.246,96
Nedgia Cegas, S.A.	23.769.889,00	15.153.304,24
Nedgia Galicia, S.A.	3.809.283,00	2.428.417,91
Nedgia Madrid, S.A.	31.037.897,00	19.786.659,34
Nedgia Navarra, S.A.	3.110.413,00	1.982.888,29
Nedgia Rioja, S.A.	1.447.377,00	922.702,84
Nedgia Aragon, S.A	1.244.016,00	793.060,20
Nedgia, S.A	2.635.972,00	1.680.432,15
Total	239.039.346,00	152.387.583,08

Fuente: Elaboración Propia

5.4 Regularización de la retribución por desarrollo de mercado de 2020 por variación del procedimiento de cálculo de la Circular respecto Anexo X de la Ley 18/2014

La disposición transitoria primera de la Circular 4/2020 establece que “se regularizará la retribución por desarrollo de mercado de 2020 correspondiente a la variación de puntos de suministro conectados a redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar determinada por aplicación del Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, como consecuencia del cambio de procedimiento para determinar la variación de puntos de suministro recogido en la metodología de la circular”. La metodología de la Circular determina las variaciones de número de puntos entre dos fechas, mientras que la del Anexo X de la Ley 18/2014 calcula la variación entre el número medio de dos años consecutivos.

Para ello, la disposición señala que “las empresas distribuidoras tendrán derecho a una retribución adicional por desarrollo de mercado en 2020 por la diferencia existente entre el número medio de puntos de suministro considerado para determinar la retribución del año 2020 y el número de puntos de suministro a 31 de diciembre de 2020 que, en aplicación de esta circular, se tome en consideración para determinar la retribución por desarrollo de mercado de 2021”.

Para determinar una retribución provisional por este concepto, se utilizan los valores de puntos de suministro 2020 considerados para determinar la nueva retribución provisional 2020, tal y como se recoge en el siguiente cuadro

Cuadro 35. Regularización de la actividad distribución por adaptación de modelo para el año de gas 2021

En Euros	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (Clmgc<4b)				Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (Clmgc<4b)				Total Regularización Provisional
	Nº medio	Nº a 31-dic	Diferencia	Ajuste a 50 €/PS	Nº medio	Nº a 31-dic	Diferencia	Ajuste a 70 €/PS	
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	77.627,00	78.004,00	377,00	18.850,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18.850,00
Domus Mil Natural, S.A.	93,50	156,00	62,50	3.125,00	275,00	275,00	0,00	0,00	3.125,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	81,00	83,00	2,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	884.147,50	886.007,00	1.859,50	92.975,00	2.838,00	2.838,00	0,00	0,00	92.975,00
Redexis Gas, S.A.	505.691,50	511.092,00	5.400,50	270.025,00	19.094,00	19.094,00	0,00	0,00	270.025,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	97.174,50	97.393,00	218,50	10.925,00	1.288,00	1.288,00	0,00	0,00	10.925,00
Nortegas Energía Distribución, S.A.	549.155,00	551.185,00	2.030,00	101.500,00	1.386,00	1.386,00	0,00	0,00	101.500,00
Ned España Distribución Gas, S.A.U	404.275,50	405.685,00	1.409,50	70.475,00	186,00	186,00	0,00	0,00	70.475,00
Tolosa Gas, S.A	5.142,00	5.160,00	18,00	900,00	0,00	0,00	0,00	0,00	900,00
Nedgia Andalucía, S.A.	407.320,50	405.951,00	-1.369,50	-68.475,00	1.223,00	1.223,00	0,00	0,00	-68.475,00
Nedgia Balears, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	265.211,50	266.319,00	1.107,50	55.375,00	6.151,00	6.151,00	0,00	0,00	55.375,00
Nedgia Castilla Y León, S.A.	449.367,50	450.947,00	1.579,50	78.975,00	9.892,00	9.892,00	0,00	0,00	78.975,00
Nedgia Catalunya, S.A.	2.169.616,50	2.170.048,00	431,50	21.575,00	14.192,00	14.192,00	0,00	0,00	21.575,00
Nedgia Cegas, S.A.	641.908,50	639.533,00	-2.375,50	-118.775,00	5.421,00	5.421,00	0,00	0,00	-118.775,00
Nedgia Galicia, S.A.	276.332,00	277.006,00	674,00	33.700,00	14.985,00	14.985,00	0,00	0,00	33.700,00
Nedgia Madrid, S.A.	900.137,50	901.019,00	881,50	44.075,00	1.097,00	1.097,00	0,00	0,00	44.075,00
Nedgia Navarra, S.A.	149.700,00	150.242,00	542,00	27.100,00	195,00	195,00	0,00	0,00	27.100,00
Nedgia Rioja, S.A.	87.953,00	88.294,00	341,00	17.050,00	1.562,00	1.562,00	0,00	0,00	17.050,00
Nedgia Aragon, S.A	1.716,00	1.735,00	19,00	950,00	0,00	0,00	0,00	0,00	950,00
Nedgia, S.A	2,50	5,00	2,50	125,00	0,00	0,00	0,00	0,00	125,00
TOTAL	7.872.653,00	7.885.864,00	13.211,00	660.550,00	79.785,00	79.785,00	0,00	0,00	660.550,00

Fuente: Elaboración Propia

5.5 Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2021

Atendiendo a lo indicado en los epígrafes anteriores, la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de distribución para el año de gas 2021 (1 de enero a 30 de septiembre) sería la siguiente.

Cuadro 36. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2021

	Retribución Base Anual (RDE)	Retribución. Desarrollo Mercado (RDM)	Retribución Transitoria (RTD)	Incentivo Mermas (IM)	Regularización Disposición Trans Primera	Retribución Distribución (RD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	8.784.710,34	0,00	659.369,44		18.850,00	9.462.929,77
Domus Mil Natural, S.A.	61.851,99	0,00	0,00		3.125,00	64.976,99
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.211,53	0,00	0,00		100,00	102.311,53
Madrileña Red De Gas, S.A.	88.557.139,49	0,00	15.629.535,86		92.975,00	104.279.650,35
Redexis Gas, S.A.	59.904.018,46	0,00	6.117.595,99		270.025,00	66.291.639,45
Redexis Gas Murcia, S.A.	10.892.497,02	0,00	1.287.802,28		10.925,00	12.191.224,29
Nortegas Energía Distribución, S.A.	61.052.166,06	0,00	12.186.900,71		101.500,00	73.340.566,77
Ned España Distribución Gas, S.A.U	43.674.393,95	0,00	7.588.197,56		70.475,00	51.333.066,51
Tolosa Gas, S.A	472.015,98	0,00	79.914,45		900,00	552.830,43
Nedgia Andalucía, S.A.	39.422.953,58	0,00	6.785.023,43		-68.475,00	46.139.502,00
Nedgia Balears, S.A.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	33.702.643,80	0,00	2.137.509,45		55.375,00	35.895.528,25
Nedgia Castilla Y León, S.A.	53.888.156,15	0,00	4.084.021,99		78.975,00	58.051.153,14
Nedgia Catalunya, S.A.	229.488.798,06	0,00	53.084.246,96		21.575,00	282.594.620,02
Nedgia Cegas, S.A.	71.032.248,91	0,00	15.153.304,24		-118.775,00	86.066.778,15
Nedgia Galicia, S.A.	27.788.856,90	0,00	2.428.417,91		33.700,00	30.250.974,81
Nedgia Madrid, S.A.	88.906.546,41	0,00	19.786.659,34		44.075,00	108.737.280,74
Nedgia Navarra, S.A.	23.185.668,61	0,00	1.982.888,29		27.100,00	25.195.656,90
Nedgia Rioja, S.A.	10.388.334,83	0,00	922.702,84		17.050,00	11.328.087,66
Nedgia Aragon, S.A	3.897.380,09	0,00	793.060,20		950,00	4.691.390,29
Nedgia, S.A	9.284.135,32	0,00	1.680.432,15		125,00	10.964.692,47
Total	864.486.727,45	0,00	152.387.583,08	0,00	660.550,00	1.017.534.860,53

Fuente: Elaboración Propia

6 AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2020 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN.

El modelo retributivo vigente desde el 5 de julio de 2014 hasta 31 de diciembre de 2020 para las actividades de transporte y regasificación lo establecen la Ley 18/2014²⁴, la Ley 34/1998²⁵, y demás disposiciones de desarrollo. Se caracteriza por tener tres componentes:

- **La Retribución por Disponibilidad (RD)** que retribuye los costes de explotación/operación y mantenimiento (O&M)²⁶ y los costes de inversión –la amortización y los costes financieros (incluida la rentabilidad prevista) – de las 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 retributivo²⁷ (retribución por O&M fija), y a las magnitudes de operación de las plantas de regasificación²⁸ (retribución O&M variable). Al importe obtenido de retribución por O&M fija, 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

²⁴ Art. 60, Art. 62, Art. 64 y Anexo XI.

²⁵ Art. 69.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998.

²⁶ 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 los 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.

²⁷ 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 ERM).

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”.

²⁸ 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).

regulatoria. El Valor Inversión Bruto Reconocido de los nuevos activos que se incluyen en el régimen retributivo, se calcula:

- ✓ Para el transporte²⁹, es el valor medio entre el valor resultante de aplicar los valores unitarios estandarizados vigentes³⁰ y el valor 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 regasificación³¹, se aplica 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 vigente³² al Valor Inversión Neto reconocido a 31 de diciembre

²⁹ 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.

³⁰ 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 ERM).

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 Relicuaador 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.)

³¹ 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.

³² 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.

del año anterior, de cada uno de los activos incluidos en el régimen retributivo.

Dentro de este concepto, habría que diferenciar la Retribución financiera por el gas de nivel mínimo de llenado de las instalaciones (RF_{NMLL}) que consiste en reconocer una retribución financiera por el coste de adquisición del gas necesario para alcanzar el nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques de GNL que permita la operación de los mismos³³.

- 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 Valor Unitario de O&M, y se obtiene aplicando un coeficiente a la retribución que le 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.

Además, en el caso de la actividad de regasificación y en cumplimiento de la Sentencia de 11 de febrero de 2016 del Tribunal Supremo³⁴, su cálculo se realiza en función de los VU de O&M fijos y variables. Para ello, la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, establece la metodología para determinar los coeficientes aplicables a los VU de O&M variables por planta y actividad (regasificación, carga de cisternas y trasvase a/entre buques) en función del grado de utilización efectivo de las instalaciones en extensión de vida de las mismas.

- **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 que percibe cada elemento, y por ende cada empresa, se ve afectada por la entrada en servicio de nuevas instalaciones ya que el importe preestablecido (o “bolsa”) para la actividad se repartiría entre más elementos del inmovilizado.

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

33 Hasta la entrada en vigor de la Ley 18/2014 tenía una tasa de retribución (Tr) diferente que los activos de transporte y regasificación, pero desde la citada Ley se les aplica la misma (5,09%)

³⁴ Relativa al recurso contencioso-administrativo 1/59/2015, interpuesto por Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. contra la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, en relación con la aplicación de los coeficientes de extensión de vida útil de los activos de regasificación a los costes de operación y mantenimiento variables recogidos en el apartado 2.e) del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

habida de un año respecto a otro, en tanto por uno, del consumo nacional de gas natural suministrado por la red de transporte (se excluye el suministro de GNL a través de plantas satélites) y del gas regasificado por las plantas de regasificación³⁵. Los importes iniciales por RCS fueron definidos por la Ley 18/2014 para el año 2014³⁶.

Además, cada año, se deben determinar los desvíos incurridos en las retribuciones por RCS de años anteriores como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda/gas regasificado más exactas (estimada, previsión cierre o real) y/o la inclusión en el régimen retributivo de nuevas instalaciones puestas en servicio con anterioridad al año revisado.

- **Retribución del gas de operación**, que se determina en función de las cantidades reales utilizadas en plantas de regasificación, estaciones de compresión y ERM, aplicándoles el precio de adquisición y el impuesto de hidrocarburos pertinente.

En los siguientes epígrafes se presentan, los ajustes que son necesarios realizar, según corresponda, a parámetros de la metodología retributiva o a los importes de retribución devengados en 2020 por estos conceptos para las actividades de transporte y regasificación, desglosados por empresa.

6.1 Instalaciones a incluir de forma provisional en el régimen retributivo

A solicitud del titular, se incluyen en el régimen retributivo las siguientes instalaciones puestas en servicio durante 2020 con los valores provisionales.

Cuadro 37.- Instalaciones incluidas de forma provisional en el régimen retributivo

	TITULAR	Fecha PEM	Valor Inversión Reconocido Provisional	Retribución Provisional 2020
Posición T-08.A en el Gasoducto Semianillo Suroeste en el término municipal de Moraleja de Enmedio,	ENAGAS TPTE	19-05-2020	912.866,78	0,00
ERM G-250 (80/16) en Posición T-08.A	ENAGAS TPTE	19-05-2020	321.109,90	29.058,75

Fuente: Elaboración Propia

6.2 Coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los costes de O&M variable de las plantas de regasificación en 2020

En cumplimiento de la Sentencia del Tribunal Supremo de 11 de febrero de 2016³⁷, el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, estableció

³⁵ Para el cálculo de estas variaciones, además se han establecido unos valores máximos y mínimos a considerar, así:

Para la demanda, el valor inferior es 190 TWh, y el superior 410 TWh.

Para el gas regasificado, el valor inferior es 50 TWh, y el superior 220 TWh.

³⁶ Para transporte, 233.164.337 € y para regasificación, 48.211.976 €.

³⁷ Relativa al recurso contencioso-administrativo 1/59/2015, interpuesto por Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. contra la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, en relación con la aplicación de los coeficientes de extensión de vida útil de los activos de regasificación a los costes de operación y mantenimiento variables recogidos en el apartado 2.e) del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

los criterios de aplicación y la metodología de determinación de los coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los VU de O&M variables.

De la aplicación de la metodología establecida, cuyos cálculos se recogen en el anexo II, se obtienen los coeficientes definitivos de extensión de vida útil para el año 2020 que han de ser aplicados a los VU de O&M variables de las plantas de regasificación.

Cuadro 38.- Coeficientes de extensión de vida útil 2020 para VU de O&M variables de plantas de regasificación

	Actividad		
	Descarga de buques	Carga cisternas	Regasificación
Barcelona	1,00	1,31	1,05
Cartagena	1,00	1,06	1,06
Huelva	1,00	1,12	1,08
BBG	1,00	1,00	1,15
Reganosa	1,00	1,00	1,15
Saggas	1,00	1,00	1,04

Fuente: Elaboración Propia

Estos valores sustituirían a los valores aprobados por el MITECO en su Orden de retribución para AASS 2020 y ajustes de retribución de los años 2018 y 2019 que han sido aplicados de manera provisional a los VU de O&M variables de las plantas de regasificación durante el año 2020.

6.3 Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de Regasificación

Desde que se estableció un importe inicial para 2014 de 48.211.976 €, los importes de RCS para años posteriores son calculados aplicando al valor establecido para el año anterior un “factor de eficiencia” de 0,97 y la variación anual del gas regasificado por el conjunto de las plantas de regasificación.

En el Cuadro 39 se recoge el gas regasificado considerado, o a considerar, para los cálculos de la RCS de la actividad de regasificación desde el 1 de enero de 2014: aquel que ha sido facturado, declarado y liquidado para los ejercicios 2014-2019 (Liquidaciones definitivas de los años 2014 a 2019), así como la cantidades liquidadas en los últimos 12 meses (Liq 11/2019 a Liq 10/2020) que son asignadas al año 2020.

Cuadro 39.- Gas regasificado facturado, declarado y liquidado

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
En kWh	LIQ DEF	LIQ DEF	LIQ DEF	LIQ DEF	LIQ DEF	LIQ DEF	12 últ LIQ
Gas regasificado	99.938.108.992	130.478.999.082	142.130.609.985	169.549.077.396	145.281.801.629	227.916.310.694	230.108.156.051
Variación %		30,56%	8,93%	19,29%	-14,31%	56,88%	0,96%

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 40, se recogen los cálculos del ajuste de la RCS para 2020 de la actividad de regasificación. Para ello, se determinan la retribución de 2019 y 2020 como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado más exactas (real y previsión). En relación con los mismos, indicar que en ambos cálculos se utilizará el valor de 220 TWh porque el gas regasificado está por

encima del límite superior a considerar establecido en el anexo X de la Ley 18/2014 (entre 40 y 220 TWh).

Cuadro 40.- Determinación de los ajustes en la RCS de 2019 y 2020 por revisión de las cifras de gas regasificado

Año 2019				Año 2020			
Gas Regasificado				Gas Regasificado			
	1º Cálculo Previsión	2º Cálculo Revisión	3º Cálculo Definitivo	1º Cálculo Previsión	2º Cálculo Revisión	3º Cálculo Definitivo	
	O. TEC/ 1367/2018	O. TEC/ 1259/2019	O. TEC/ XXXX/2020	Resol CNMC 2019	Resol. CNMC 2020	Resol. CNMC 2021	
2018	163.887,37	145.281,80	145.281,80	2019	220.000,00	220.000,00	
2019	162.328,57	220.000,00	220.000,00	2020	219.008,84	220.000,00	
ΔD_T	-0,009511406	0,514298402	0,514298402	ΔD_T	-0,004505256	0,000000000	

Cálculo RCS ₂₀₁₉				Cálculo RCS ₂₀₁₉			
	RCS ₂₀₁₈	62.047.167,07	62.047.167,07	RCS ₂₀₁₈	91.139.188,13	91.139.188,15	
	f ^A	0,97	0,97	f ^A	0,97	0,97	
	1+ ΔD	0,990488594	1,514298402	1+ ΔD	0,995494744	1,000000000	
	RCS ₂₀₁₉	67.247.699,0	91.139.188,15	RCS ₂₀₁₉	88.006.725,26	88.405.012,50	
	Ajuste		23.891.489,15	Ajuste		398.287,24	

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 41 se recoge la evolución de la RCS devengada durante el periodo 2014-2020.

Cuadro 41.- Evolución de la RCS de la actividad de regasificación devengada en el periodo 2014-2020

En €	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (p)
RCS	48.211.976,00	61.057.097,46	64.514.137,00	74.650.795,00	62.047.167,06	91.139.188,13	88.405.012,49
Variación %		26,64%	5,66%	15,71%	-16,88%	46,89%	-3,00%

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, el Cuadro 42 recoge los valores de la RCS previstos devengar en 2020 desglosados por empresa y el ajuste a realizar respecto los valores determinados por la Resolución de 18 diciembre de 2019 de esta Comisión.

Cuadro 42.-RCS devengada en 2020 por la actividad de regasificación, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto Reconocido	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2020	Nueva RCS 2020	RCS 2020 Resol dic-2019	Ajuste RCS 2020 Resol dic-2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.812.473.680,80	1.760.940.984,93	0,57	50.566.877,93	50.339.061,18	227.816,75
BBG	454.831.384,55	439.430.858,45	0,14	12.618.620,82	12.561.770,70	56.850,12
Reganosa	320.367.148,00	354.290.110,07	0,12	10.173.733,76	10.127.898,48	45.835,28
SAGGAS	625.005.221,00	523.954.250,60	0,17	15.045.779,99	14.977.994,89	67.785,10
Total	3.212.677.434,35	3.078.616.204,06	1,00	88.405.012,50	88.006.725,25	398.287,25

Fuente: Elaboración Propia

6.4 Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de Transporte

Desde que se estableció un importe inicial para 2014 de 233.164.337 €, los importes de RCS para años posteriores son calculados aplicando al valor establecido para el año anterior un “factor de eficiencia” de 0,97 y la variación anual de la demanda total nacional de gas excluyendo el suministro a través de plantas satélites.

A). Demanda total nacional de gas excluido el suministro a través de plantas satélites

Para determinar la demanda total nacional de gas excluyendo el suministro a través de plantas satélites, se considera la demanda que ha sido facturada, declarada y liquidada cada año, tomando como punto de referencia el año en que se inició el cálculo la Retribución por Continuidad de Suministro (2014), y aplicando criterios idénticos a los considerados para determinar la demanda de gas vehiculada por los distribuidores en los cálculos de retribución de la actividad de distribución desde el año 2002³⁸. Así, para el cálculo del RCS de la actividad de transporte:

- El año 2014, se toma la demanda de gas vehiculada en 2014 por el sistema gasista que fue facturada, declarada y liquidada en dicho año.
- El año 2015, se toma la demanda de gas vehiculada en 2015 por el sistema gasista que fue facturada, declarada y liquidada en dicho año, junto con la demanda de gas vehiculada en 2014 que fue facturada, declarada y liquidada en el año 2015.
- El año 2016, se toma la demanda de gas vehiculada en 2016 por el sistema gasista que fue facturada, declarada y liquidada en dicho año, junto con la demanda de gas vehiculada en 2014 y en 2015 que fue facturada, declarada y liquidada en el año 2016. Y así sucesivamente.

En el Cuadro 43, se recoge la demanda nacional suministrada, facturada, declarada y liquidada cada año del periodo 2014-2018, diferenciando entre (i) aquella cuyo año de consumo coincide con el de liquidación (consumo anual); (ii) aquella consumida en años anteriores al de liquidación (refacturaciones).

Para las refacturaciones, además, se diferencia entre los consumos incurridos en el periodo 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre del año anterior al de liquidación que podrían ser computables a efectos de RCS; y aquellos consumos anteriores al 1 de enero de 2014 que no son computables a efectos de RCS.

Para cada una de las segmentaciones anteriores, se distingue entre el gas que fue facturado por transportistas y distribuidores, diferenciando en este último caso entre el gas que provenía de la red de transporte y de las plantas satélites.

Por tanto, a efectos de determinar la demanda nacional anual para los cálculos de la RCS se toma solamente aquella demanda consumida desde el 1 de enero de 2014 que haya sido facturada por transportista o que, siendo facturada por distribuidores, provenga de la red de transporte.

³⁸ Para los cálculos de la retribución de la actividad de distribución, que empiezan a computar desde 2002, la demanda que se tiene en cuenta, por ejemplo, en 2015 es el gas vehiculado en 2015 por las redes de distribución que fue facturado, declarado y liquidado en dicho año, junto con la demanda de gas vehiculada en el periodo 2002-2014 que fue facturada, declarada y liquidada en el año 2015.

Cuadro 43.- Demanda nacional suministrada, facturada, declarada y liquidada

En kWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	LIQ DEF					
Demanda Nacional Suministrada, Facturada y Liquidada por T&D	281.714.393.059	303.182.271.097	299.987.361.569	331.426.513.087	303.807.360.720	381.724.747.544
Consumo Anual Total	291.692.853.268	303.215.622.205	309.470.678.527	338.408.135.384	336.099.332.770	381.533.510.109
Facturado por Distribuidoras	231.569.065.092	233.790.751.454	238.841.419.569	256.554.969.219	266.786.271.472	272.342.518.055
Suministro proveniente de Red Transporte (1)	230.919.387.038	233.070.966.764	238.003.674.085	255.565.196.528	265.579.136.902	271.049.591.494
Suministro proveniente de Planta Satélite	649.678.054	719.784.690	837.745.484	989.772.691	1.207.134.570	1.292.926.561
Facturado por Transportistas (2)	60.123.788.176	69.424.870.751	70.629.258.958	81.853.166.165	69.313.061.298	109.190.992.054
Refacturaciones	-9.213.657.294	-33.351.108	-9.483.316.958	-6.981.622.297	-32.291.972.050	191.237.435
Refacturaciones de Consumos de 2014 y siguientes	0	20.943.343	28.520.320	-28.722.719	-15.057.859.295	198.620.040
Facturado por Distribuidoras	0	20.943.343	28.520.320	-30.384.450	-24.753.017	-103.498.701
Suministro proveniente de Red Transporte (3)	0	20.092.551	31.613.590	-31.424.635	-24.592.352	-104.628.651
Suministro proveniente de Planta Satélite	0	850.792	-3.093.270	1.040.185	-160.665	1.129.950
Facturado por Transportistas (4)	0	0	0	1.661.731	-15.033.106.278	302.118.741
Refacturaciones de Consumos de Años anteriores a 2014	-9.213.657.294	-54.294.451	-9.511.837.278	-6.952.899.578	-17.234.112.755	-7.382.605
Facturado por Distribuidoras	-322.719.193	-54.294.451	-55.885.947	-20.963.003	-8.235.005	-7.382.605
Suministro proveniente de Red Transporte	-321.287.824	-54.231.263	-53.307.649	-20.903.815	-8.229.543	-7.382.605
Suministro proveniente de Planta Satélite	-1.431.369	-63.188	-2.578.298	-59.188	-5.462	0
Facturado por Transportistas	-8.890.938.101	0	-9.455.951.331	-6.931.936.575	-17.225.877.750	0
Demanda Nacional Para RCS, excluido Suministro Plantas Satélites (1)+(2)+(3)+(4)	291.043.175.214	302.515.930.066	308.664.546.633	337.388.599.789	319.834.499.570	380.438.073.638

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 44 se recoge la demanda considerada para determinar los últimos valores de RCS de la actividad de transporte desde el 1 de enero de 2014:

Cuadro 44.- Demanda nacional considerada para determinar la RCS

En kWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	LIQ 14/2014	LIQ DEF				
Demanda Nacional Excluido Suministro Plantas Satélites	290.663.791.765	302.515.930.066	308.664.546.633	337.388.599.789	319.834.499.570	380.438.073.638
Variación %		4,08%	2,03%	9,31%	-5,20%	18,95%

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede advertir, las demandas consideradas para el cálculo del RCS coinciden con las obtenidas en el Cuadro 43 salvo en el año 2019, cuyo valor hay que actualizar este año, y el año 2014 cuyo valor es ligeramente diferente (0,13% inferior) porque correspondió con la mejor información disponible cuando se determinó la RCS de 2015 y 2016 por la Orden IET/2736/2015 prácticamente un año antes de tener Liquidación Definitiva 2014³⁹ donde se evidenciaron refacturaciones por tres empresas que incrementaron en 379.383.449 kWh la demanda final.

Aunque la incidencia en la demanda de 2014 es poco significativa en valor, como tiene influencia en los valores de RCS de todo el periodo, se considera que lo más adecuado sería subsanarla cuando se determine el reparto de la retribución por continuidad de suministro como consecuencia de los dispuesto en el artículo 4.5⁴⁰ de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la

³⁹ Aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la competencia el 24 de noviembre de 2016

⁴⁰ "Los coeficientes de reparto del valor así calculados serán recalculados una vez se disponga de la información precisa o se reconozca la inclusión definitiva en el régimen retributivo de las posiciones de los gasoductos que permitan el cálculo de los valores de reposición exactos y cuando se conozca el valor definitivo de inversión de las instalaciones singulares. El ajuste en las retribuciones que se produzca como consecuencia de dicha corrección será liquidado en la primera liquidación disponible después de su publicación, en forma de pago único."

retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014, se deberán corregirán los valores de RCS de todo el periodo.

No obstante, hay que señalar que el reparto de la retribución por continuidad de suministro no podrá devenir en definitivo hasta la constatación de que todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2020 con derecho a retribución individualizada han sido incluidas con carácter definitivo en el régimen retributivo. Para estimar una fecha para la corrección, al menos, habría que esperar hasta el 1 de junio del 2022 fecha límite para que los titulares presenten una memoria que incluya el conjunto de auditorías de las instalaciones puestas en servicio en 2020 según lo dispuesto en el artículo 6.4 del 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.

B). Determinación de la RCS devengada en 2020

En el Cuadro 45 se recoge la demanda considerada, o a considerar, para los cálculos de la RCS de la actividad de transporte desde 2018 (Liquidación definitiva 2018 y 2019), así como las cantidades liquidadas en los últimos 12 meses (Liq 11/2019 a Liq 10/2020) que son asignadas al año 2020 excluido el gas suministrado a través de Plantas Satélites y consumos refacturados anteriores a 2014.

Cuadro 45.- Demanda nacional considerada para cálculo del ajuste de RCS 2020

En kWh	2018 LIQ DEF	2019 LIQ DEF	2020 12 últ LIQ
Demanda Nacional Excluido Suministro Plantas Satelites	319.834.499.570	380.438.073.638	350.375.248.546
Variación %		18,95%	-7,90%

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 46 se recogen los cálculos del ajuste de la RCS para 2020 de la actividad de transporte. Para ello, se determinan la retribución de 2019 y 2020 como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda nacional más exactas (real y previsión).

Cuadro 46.-Determinación del ajuste de la RCS de la actividad de transporte devengada en 2020 por revisión de las cifras de demanda

Año 2019				Año 2020			
Demanda Nacional Transportada				Demanda Nacional Transportada			
	1º Calculo Previsión	2º Calculo Revisión	3º Calculo Definitivo		1º Calculo Previsión	2º Calculo Revisión	3º Calculo Definitivo
	O. TEC/ 1367/2018	O. TEC/ 1259/2019	O. TEC/ xxxx/2020		Resol CNMC 2019	Resol. CNMC 2020	Resol. CNMC 2021
2018	337.645,60	319.834,50	319.834,50	2019	387.073,18	380.438,07	
2019	335.260,19	384.548,70	380.438,07	2020	375.130,43	350.375,25	
ΔD _T	-0,0070648436	0,2023365184	0,1894841681	ΔD _T	-0,0308539906	-0,0790215995	
Calculo RCS ₂₀₁₉				Calculo RCS ₂₀₂₀			
RCS ₂₀₁₈	239.783.458,43	227.134.672,63	227.134.672,63	RCS ₂₀₁₉	266.638.553,25	262.067.904,21	
f ^A	0,97	0,97	0,97	f ^A	0,97	0,97	
1+ΔD	0,992935156	1,202336518	1,189484168	1+ΔD	0,969146009	0,920978401	
RCS ₂₀₁₉	230.946.742,97	264.899.542,06	262.067.904,21	RCS ₂₀₂₀	250.659.339,13	234.118.112,86	
Ajuste		33.952.799,09	-2.831.637,86	Ajuste		-16.541.226,27	

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 47 se recoge la evolución de la RCS devengada durante el periodo 2014-2020.

Cuadro 47.- Evolución de la RCS de la actividad de transporte devengada en el periodo 2014-2020

En €	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (p)
RCS	233.164.337,00	235.391.715,05	232.970.755,22	247.011.285,94	227.134.672,43	262.067.904,21	234.118.112,86
Variación %		0,96%	-1,03%	6,03%	-8,05%	15,38%	-10,67%

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, el Cuadro 48 recoge los valores de la RCS previstos devengar en 2020 desglosados por empresa y el ajuste a realizar respecto los valores determinados por la Resolución de 18 diciembre de 2019 de esta Comisión.

Cuadro 48.- Ajuste de RCS devengada en 2020 por la actividad de transporte, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto Reconocido	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2020	Nueva RCS 2020	RCS 2020 Resol dic-2019	Ajuste RCS 2020 Resol dic-2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.232.703.029,21	7.074.084.506,35	83,88%	196.375.541,18	210.250.128,76	-13.874.587,58
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	247.866.947,61	252.130.766,76	2,99%	6.999.112,85	7.493.623,54	-494.510,69
Regasificadora Noroeste, S.A.	65.709.888,05	72.713.026,21	0,86%	2.018.502,87	2.161.116,84	-142.613,97
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	4.028.700,26	5.512.249,80	0,07%	153.019,24	163.830,56	-10.811,32
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.232.092,74	68.436.836,06	0,81%	1.899.796,46	2.034.023,42	-134.226,96
Redexis Infraestructuras, S.L.	236.099.880,79	251.451.211,29	2,98%	6.980.248,49	7.473.426,35	-493.177,86
Redexis Gas, S.A.	198.840.975,08	298.952.085,01	3,54%	8.298.865,73	8.885.208,30	-586.342,57
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.274.331,56	20.251.547,63	0,24%	562.179,97	601.899,86	-39.719,89
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	32.685.473,95	37.518.006,02	0,44%	1.041.494,31	1.777.313,66	-735.819,35
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.342.881,33	40.886.872,62	0,48%	1.135.013,55	1.215.206,04	-80.192,49
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.481.529,78	36.283.921,09	0,43%	1.007.236,29	1.078.400,90	-71.164,61
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.224.163,22	41.529.037,29	0,49%	1.152.839,94	1.234.291,93	-81.451,99
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	143.303.445,99	197.091.741,61	2,34%	5.471.237,64	5.857.798,84	-386.561,20
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.702.386,66	14.571.095,52	0,17%	404.491,46	433.070,13	-28.578,67
NEDGIA RIOJA, S.A.	13.863.045,29	19.929.928,59	0,24%	553.251,87		553.251,87
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.068.284,34	1.299.597,24	0,02%	36.076,63		36.076,63
NEDGIA, S.A.	825.027,77	1.052.036,71	0,01%	29.204,38		29.204,38
Total	6.339.252.083,62	8.433.694.465,82	100,00%	234.118.112,86	250.659.339,13	-16.541.226,27

Fuente: Elaboración Propia

Por su último, en los siguientes cuadros se recogen los valores del ajuste de la RCS devengada en 2020 desglosados por empresa, y diferenciando entre aquellas instalaciones cuya retribución se liquida de forma proporcional a los días del periodo de liquidación (puestas en servicio antes de 2008) y aquellas cuya retribución se liquida aplicando los porcentajes que se recogen en el anexo III del Real Decreto 326/2008 (puestas en servicio desde 2008).

Cuadro 49.- Ajuste de RCS devengada en 2020 por instalaciones pem antes de 2008 de la actividad de transporte, desglosada por empresa

Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					
En Euros	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2020	RCS 2020	RCS 2020 Resol dic-2019	Ajuste RCS 2020 Resol dic-2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,67	53,75%	125.848.916,24	134.682.700,00	-8.833.783,76
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	127.524.132,16	1,51%	3.540.051,08	3.790.167,50	-250.116,42
Regasificadora Noroeste, S.A.	50.514.787,36	0,60%	1.402.283,04	1.501.359,02	-99.075,98
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,07%	153.019,24	163.830,56	-10.811,32
Gas Extremadura Transportista, S.L.	29.141.442,46	0,35%	808.962,14	866.118,01	-57.155,87
Redexis Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,19%	447.910,88	479.557,28	-31.646,40
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,22%	2.862.369,22	3.064.605,16	-202.235,94
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00%	0,00	38.625,56	-38.625,56
NEDGIA CEGAS, S.A.	19.223.760,91	0,23%	533.648,76	571.352,83	-37.704,07
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.238.746,60	0,01%	34.387,42	36.817,01	-2.429,59
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	13.461.891,93	0,16%	373.700,13	400.103,29	-26.403,16
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	178.531.140,76	2,12%	4.955.998,10	5.306.155,91	-350.157,81
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00%	0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.299.597,24	0,02%	36.076,63		36.076,63
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00%	0,00		0,00
Total	5.079.181.303,39	60,22%	140.997.322,87	150.901.392,13	-9.904.069,26

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 50.- Ajuste de RCS devengada en 2020 por instalaciones pem desde 2008 de la actividad de transporte, desglosada por empresa

Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)					
En Euros	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2020	RCS 2020	RCS 2020 Resol dic-2019	Ajuste RCS 2020 Resol dic-2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.540.597.987,70	30,12%	70.526.624,94	75.567.428,76	-5.040.803,82
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	124.606.634,58	1,48%	3.459.061,77	3.703.456,04	-244.394,27
Regasificadora Noroeste, S.A.	22.198.238,85	0,26%	616.219,83	659.757,82	-43.537,99
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	39.295.393,61	0,47%	1.090.834,32	1.167.905,41	-77.071,09
Redexis Infraestructuras, S.L.	235.316.007,32	2,79%	6.532.337,61	6.993.869,07	-461.531,46
Redexis Gas, S.A.	195.840.253,47	2,32%	5.436.496,51	5.820.603,14	-384.106,63
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	562.179,97	601.899,86	-39.719,89
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	37.518.006,02	0,44%	1.041.494,31	1.738.688,09	-697.193,78
NEDGIA CEGAS, S.A.	21.663.111,71	0,26%	601.364,78	643.853,21	-42.488,43
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	35.045.174,48	0,42%	972.848,87	1.041.583,89	-68.735,02
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	28.067.145,36	0,33%	779.139,81	834.188,64	-55.048,83
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	18.560.600,83	0,22%	515.239,54	551.642,93	-36.403,39
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.571.095,52	0,17%	404.491,46	433.070,13	-28.578,67
NEDGIA RIOJA, S.A.	19.929.928,59	0,24%	553.251,87		553.251,87
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00%	0,00		0,00
NEDGIA, S.A.	1.052.036,71	0,01%	29.204,38		29.204,38
Total	3.354.513.162,41	39,78%	93.120.789,99	99.757.946,99	-6.637.157,00

Fuente: Elaboración Propia

6.5 Anualidad 2021 correspondientes al cumplimiento de la Sentencia del Tribunal Supremo N° 2278/2016

La disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017 reconoce un importe de 60.840.922 € a ENAGAS Transporte, S.A.U por las diferencias entre las retribuciones incluidas en la Resolución de 26 de octubre de 2011 para las ampliaciones de las plantas de regasificación de Cartagena y Huelva realizadas en los años 2004 y 2005 y las retribuciones que, según lo dispuesto en la Sentencia del tribunal Supremo 2278/2016, se debieron reconocer, así como los intereses legales devengados.

La citada disposición indica que, al objeto de no afectar el equilibrio financiero del sistema gasista, el cobro de los 60.840.922 € se realizará en 5 anualidades desde el año 2018, e indica que se realizarán en forma de pago único en la segunda liquidación de cada ejercicio.

En consecuencia, la anualidad del año 2021 correspondiente a la Sentencia del Tribunal Supremo N° 2278/2016 es de 12.168.198,40 €.

7 AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2020 DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

El modelo retributivo vigente desde el 5 de julio de 2014 hasta 31 de diciembre de 2020 para la actividad de distribución lo establecen la Ley 18/2014⁴¹, la Ley 34/1998⁴² y demás disposiciones de desarrollo.

La Retribución de los activos de la actividad de distribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, excluidas las acometidas y aquellas especialidades que cuentan con un precio regulado propio (contadores, derechos de alta, inspecciones, etc.). Se caracteriza por ser un modelo paramétrico que se compone de una retribución base determinada para un año concreto, o de referencia, más una retribución por el crecimiento de las redes de distribución y del mercado, asociada a las variaciones acumuladas, desde el año de referencia, del número medio de puntos de suministro y del gas suministrado. Más específicamente:

- El modelo retributivo vigente está desarrollado en el anexo X de la Ley 18/2014, donde se establece una retribución base determinada a 31/12/2013 (RD₂₀₁₃) más la retribución por captación de mercado (RN) asociada a las variaciones acumuladas, desde dicha fecha, del número medio de puntos de suministro del grupo de peajes 3 ($P \leq 4$ bar), así como de la variación del gas suministrado (kWh) en los grupos suministrados por redes de $P \leq 60$ bar, es decir los grupos de peajes 2 ($4 < P \leq 60$ bar) y 3 ($P \leq 4$ bar).
- Para las variaciones del número medio de puntos de suministro del grupo de peajes 3 ($P \leq 4$ bar), existe una retribución unitaria diferente para los

⁴¹ Art. 60, Art. 62, Art. 63 y Anexo X de la Ley 18/2014.

⁴² Art. 75.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998.

puntos de suministro captados en municipios con gas introducido desde hace más de 5 años y los de menos. Igualmente, el modelo retributivo establece una retribución unitaria diferente para las variaciones de gas suministrados a puntos de suministro conectados a redes de distribución en presión inferior o igual a 4 bar con consumo anual inferior o superior a 50MWh.

Por tanto, se estableció una diferenciación clara entre cómo se retribuyen la actividad de distribución antes y después del 31 de diciembre de 2013. La actividad hasta el 31 de diciembre de 2013 es retribuida por medio de la Retribución Base 2013 empleada en los cálculos de retribución del anexo X de la Ley 18/2014, mientras que la actividad desde el 1 de enero de 2014, lo sería por medio de la retribución por captación de nuevo mercado (RN) asociada a las variaciones acumuladas, desde el 31/12/2013, del número medio de puntos de suministro y del gas suministrado según lo expuesto más arriba.

7.1 Determinación de la retribución de distribución

El valor de retribución definitivo de la actividad de distribución para un año cualquiera se obtiene dos años después del primer cálculo, momento en el que se dispone de los datos definitivos de demanda suministrada y puntos de suministro de la actividad que han sido facturada y declarada para la liquidación de costes reconocidos vs ingresos generados de dicho año por el Sistema de Liquidaciones. Para calcular la retribución anual de distribución de un “año n” cualquiera (en nuestro caso 2020), el procedimiento es el siguiente:

1. Se recalcula la retribución definitiva del “año n-2” (en nuestro caso 2018) y la nueva retribución provisional del “año n-1” (en nuestro caso 2019), aplicando en los cálculos los valores disponibles más actualizados de número de puntos de suministro y demanda de gas⁴³, de acuerdo con la metodología de la Ley 18/2014.
2. Se determinan los desvíos producidos en la retribución los “años n-1 y n-2” (en nuestro caso 2018 y 2019) con respecto a los valores calculados en la Orden anterior (en nuestro caso, Orden TEC/1367/2018) por la aplicación de la metodología de la Ley 18/2014.
3. Se determina la retribución 2020 de acuerdo con la metodología de la Ley 18/2014, a partir de la retribución recalculada para el año 2019 y con las variaciones de puntos de suministro y de demanda que hayan sido consideradas.

En relación con lo anterior, hay que advertir que los valores publicados en las Órdenes Ministeriales anteriores a esta Resolución, en aquellos casos que fuera oportuno, incluyen los importes y ajustes por el coste diferencial del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios extrapeninsulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de

⁴³ Cuando se recalcula la retribución del año “n-2”, al tener los valores definitivos de puntos de suministro y demanda, se determina la retribución definitiva de la actividad de distribución de dicho año.

instalaciones de regasificación, que, de acuerdo con el nuevo redactado dado por el Real Decreto-ley 1/2019 al apartado 4 del artículo 59 de la Ley 18/2014, se consideran “*costes no asociados al uso de las instalaciones*”.

Con fecha 31 de diciembre de 2020, se publicó en el BOE la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021, que, entre otros aspectos, publica las retribuciones definitivas del año 2019 de la actividad de distribución y los saldos en relación con los valores provisionales publicados en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.

7.1.1 Cifras de demanda suministrada y puntos de suministro de los años 2018, 2019 y 2020

A continuación, en el Cuadro 52 se muestran los valores de caracterización del mercado que tienen incidencia en el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de los años 2018, 2019 y 2020, esto es, información del periodo 2017-2020.

En el caso de los años 2017, 2018 y 2019, se muestra la información real proveniente del Sistema de Liquidaciones (SIFCO), en este caso los puntos de suministro y el gas suministrado facturados, declarados y liquidados considerados en la Liquidación Definitiva de ambos años. Para el 2020, se han considerado los puntos de suministro y el gas suministrado facturados declarados y liquidados en las últimas 14 liquidaciones, es decir, entre la liquidación 11/2019 y la liquidación 10/2020, última disponible.

En cuanto a la diferenciación entre puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre y el resto de municipios, señalar que para los municipios de reciente gasificación se han considerado:

- 1) En 2017, 2018 y 2019, los valores definitivos que establece esta Comisión conforme a la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015⁴⁴, y cuya evaluación y determinación se recoge en el anexo III de esta memoria.
- 2) Para 2020, se han considerado la última información definitiva disponible, para la realización de esta propuesta, esto es la correspondiente a 2019

El número de puntos de suministro para el resto de municipios se obtienen trayendo al número total de puntos de suministros, el número de puntos de suministro considerados para los municipios de reciente gasificación.

Señalar que, en los cálculos de la retribución de 2019, el Ministerio ha regularizado la retribución de 2018 trayendo la retribución asociada a los

⁴⁴ El apartado segundo de la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, dispone que la CNMC realizará las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014 y propondrá a la DGPEM en su propuesta de retribución, de acuerdo con los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre del año anterior, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.

puntos de suministro de municipios en los que se introdujo la distribución de gas durante 2014 que han dejado de ser de reciente gasificación.

Estos municipios han estado cobrando un incentivo (20 € correspondiente a diferencia entre los 70 €/PS que se cobra en los municipios de reciente gasificación y los 50 €/PS del resto) durante los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018, y, ahora, cuando el municipio ha dejado de ser de reciente gasificación debe regularizarse dicho incentivo. Como el modelo retribuye por el incremento del número medio de puntos de suministro, la regularización es la resultante de multiplicar el número medio de puntos de suministro en 2018 (último año con incentivo) en los municipios con gas desde 2014, y el incentivo cobrado (20 €).

Cuadro 51. Regularización de la retribución asociada a puntos de suministro que dejan de pertenecer a un municipio de reciente gasificación (con gas desde 2014).

Distribuidora	Nº Medio Ptos Suministro	Importe Regularización €
D.C. De Gas Extremadura, S.A.		
Domus Mil Natural, S.A.		
Gasificadora Regional Canaria, S.A.		
Madrileña Red De Gas, S.A.	1.140,5	22.810
Redexis Gas, S.A.	3.807,0	76.140
Redexis Gas Murcia, S.A.	272,0	5.440
Nortegas Energía Distribución, S.A.		
Ned España Distribución Gas, S.A.U		
Tolosa Gas, S.A		
Nedgia Andalucía, S.A.	53,5	1.070
Nedgia Balears, S.A.		
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	791,5	15.830
Nedgia Castilla Y León, S.A.	86,5	1.730
Nedgia Catalunya, S.A.	4.586,0	91.720
Nedgia Cegas, S.A.	6.166,5	123.330
Nedgia Galicia, S.A.	6.112,5	122.250
Nedgia Madrid, S.A.	2.335,0	46.700
Nedgia Navarra, S.A.	683,5	13.670
Nedgia Rioja, S.A.	602,5	12.050
Nedgia Aragon, S.A		
Nedgia, S.A		
Total	26.637,0	532.740

En el Cuadro 52 se recoge el cálculo de la retribución por empresa del año 2019 según la metodología establecida por Ley 18/2014. Por su parte, el Cuadro 53 recoge el cálculo de retribución para el año 2020. Por último, el Cuadro 54 recoge la determinación del ajuste de la retribución del año 2020 a incluir en la resolución de retribución de este año.

Cuadro 52. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2018, 2019 y 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014

	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (CImgc<4b)										Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (CImgc<4b)									
	Nº Ptos Suministro a 31-dic				Nº medio Ptos Suministro				Δ Nº Medio Ptos Sum		Nº Ptos Suministro a 31-dic				Nº medio Ptos Suministro				Δ Nº Medio Ptos Sum	
	2017	2018	2019	2020 (p)	2018	2019	2020 (p)	2019	2020	2017	2018	2019	2020 (p)	2018	2019	2020 (p)	2019	2020		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	74.139,0	75.326,0	77.250,0	78.004,0	74.732,5	76.288,0	77.627,0	1.555,5	1.339,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Domus Mil Natural, S.A.	0,0	0,0	31,0	156,0	0,0	15,5	93,5	15,5	78,0	0,0	90,0	275,0	275,0	45,0	182,5	275,0	137,50	92,50		
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	59,0	68,0	79,0	83,0	63,5	73,5	81,0	10,0	7,5					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Madrileña Red De Gas, S.A.	865.081,0	876.161,0	882.288,0	886.007,0	869.479,0	879.224,5	884.147,5	9.745,5	4.923,0	2.536,0	2.702,0	2.838,0	2.838,0	2.619,0	2.770,0	2.838,0	151,00	68,00		
Redexis Gas, S.A.	468.488,0	484.441,0	500.291,0	511.092,0	472.562,5	492.366,0	505.691,5	19.803,5	13.325,5	6.580,0	13.245,0	19.094,0	19.094,0	9.912,5	16.169,5	19.094,0	6.257,00	2.924,50		
Redexis Gas Murcia, S.A.	94.577,0	96.220,0	96.956,0	97.393,0	95.126,0	96.588,0	97.174,5	1.462,0	586,5	243,0	710,0	1.288,0	1.288,0	476,5	999,0	1.288,0	522,50	289,00		
Nortegas Energía Distribución, S.A.	535.276,0	541.184,0	547.125,0	551.185,0	538.230,0	544.154,5	549.155,0	5.924,5	5.000,5	246,0	1.353,0	1.386,0	1.386,0	799,5	1.369,5	1.386,0	570,00	16,50		
Ned España Distribución Gas, S.A.U	396.954,0	399.570,0	402.866,0	405.685,0	398.262,0	401.218,0	404.275,5	2.956,0	3.057,5	68,0	162,0	186,0	186,0	115,0	174,0	186,0	59,00	12,00		
Tolosa Gas, S.A	4.975,0	5.070,0	5.124,0	5.160,0	5.022,5	5.097,0	5.142,0	74,5	45,0					0,0	0,0	0,0	0,00	0,00		
Nedgia Andalucía, S.A.	405.808,0	407.799,0	408.690,0	405.951,0	406.747,0	408.244,5	407.320,5	1.497,5	-924,0	1.020,0	1.175,0	1.223,0	1.223,0	1.097,5	1.199,0	1.223,0	101,50	24,00		
Nedgia Balears, S.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					0,0	0,0	0,0	0,00	0,00		
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	249.692,0	259.523,0	264.104,0	266.319,0	253.152,5	261.813,5	265.211,5	8.661,0	3.398,0	3.151,0	4.901,0	6.151,0	6.151,0	4.026,0	5.526,0	6.151,0	1.500,00	625,00		
Nedgia Castilla Y León, S.A.	434.073,0	440.887,0	447.788,0	450.947,0	437.390,5	444.337,5	449.367,5	6.947,0	5.030,0	6.998,0	7.918,0	9.892,0	9.892,0	7.458,0	8.905,0	9.892,0	1.447,00	987,00		
Nedgia Catalunya, S.A.	2.186.829,0	2.178.295,0	2.169.185,0	2.170.048,0	2.177.970,5	2.173.740,0	2.169.616,5	-4.230,5	-4.123,5	5.292,0	12.012,0	14.192,0	14.192,0	8.652,0	13.102,0	14.192,0	4.450,00	1.090,00		
Nedgia Cegas, S.A.	656.432,0	652.892,0	644.284,0	639.533,0	648.495,0	648.588,0	641.908,5	93,0	-6.679,5	3.170,0	4.534,0	5.421,0	5.421,0	3.852,0	4.977,5	5.421,0	1.125,50	443,50		
Nedgia Galicia, S.A.	264.814,0	270.982,0	275.658,0	277.006,0	261.785,5	273.320,0	276.332,0	11.534,5	3.012,0	9.075,0	13.834,0	14.985,0	14.985,0	11.454,5	14.409,5	14.985,0	2.955,00	575,50		
Nedgia Madrid, S.A.	897.249,0	896.322,0	899.256,0	901.019,0	894.449,0	897.789,0	900.137,5	3.340,0	2.348,5	661,0	987,0	1.097,0	1.097,0	824,0	1.042,0	1.097,0	218,00	55,00		
Nedgia Navarra, S.A.	144.401,0	147.172,0	149.158,0	150.242,0	145.102,5	148.165,0	149.700,0	3.062,5	1.535,0	173,0	171,0	195,0	195,0	172,0	183,0	195,0	11,00	12,00		
Nedgia Rioja, S.A.	85.208,0	86.370,0	87.612,0	88.294,0	85.186,5	86.991,0	87.953,0	1.804,5	962,0	1.065,0	1.535,0	1.562,0	1.562,0	1.300,0	1.548,5	1.562,0	248,50	13,50		
Nedgia Aragon, S.A	1.645,0	1.658,0	1.697,0	1.735,0	1.651,5	1.677,5	1.716,0	26,0	38,5					0,0	0,0	0,0	0,00	0,00		
Nedgia, S.A	0,0	1,0	0,0	5,0	0,5	0,5	2,5	0,0	2,0					0,0	0,0	0,0	0,00	0,00		
TOTAL	7.739.708,0	7.791.110,0	7.859.442,0	7.885.864,0	7.765.409,0	7.839.691,5	7.872.653,0	74.282,5	32.961,50	40.278,0	65.329,0	79.785,0	79.785,0	52.803,0	72.557,0	79.785,0	19.753,50	7.228,00		

En MWh	Demanda de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Cons<50MWh/año					Demanda de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Cons>50MWh/año				
	Demanda anual			Δ Demanda		Demanda anual			Δ Demanda	
	2018	2019	2020 (p)	2019	2020 (p)	2018	2019	2020 (p)	2019	2020 (p)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	374.391,60	321.043,60	313.018,25	-53.348,00	-8.025,35	160.553,40	154.269,46	144.481,55	-6.283,93	-9.787,91
Domus Mil Natural, S.A.	244,34	1.857,77	3.261,87	1.613,43	1.404,11	0,00	4.446,42	7.623,74	4.446,42	3.177,32
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	114,68	103,70	74,62	-10,98	-29,08	41.928,70	41.806,66	28.300,03	-122,04	-13.506,63
Madrileña Red De Gas, S.A.	6.572.842,11	5.769.108,23	5.745.134,98	-803.733,88	-23.973,25	3.059.298,41	2.866.574,89	2.699.415,60	-192.723,51	-167.159,29
Redexis Gas, S.A.	2.643.769,13	2.522.912,52	2.460.527,71	-120.856,62	-62.384,81	2.526.572,64	2.520.673,25	2.216.214,30	-5.899,40	-304.458,95
Redexis Gas Murcia, S.A.	311.672,64	313.337,38	302.199,73	1.664,74	-11.137,65	193.977,84	206.002,15	181.574,18	12.024,30	-24.427,97
Nortegas Energía Distribución, S.A.	2.943.617,09	2.698.293,06	2.559.228,35	-245.324,02	-139.064,71	2.171.931,42	2.119.188,75	1.893.223,14	-52.742,67	-225.965,61
Ned España Distribución Gas, S.A.U	1.828.820,88	1.728.316,46	1.661.122,57	-100.504,42	-67.193,89	1.230.338,40	1.201.229,73	1.128.684,61	-29.108,67	-72.545,12
Tolosa Gas, S.A	28.619,86	27.609,15	26.377,06	-1.010,71	-1.232,09	19.450,59	18.541,02	15.327,18	-909,56	-3.213,84
Nedgia Andalucía, S.A.	1.081.577,07	1.006.527,43	953.832,60	-75.049,64	-52.694,83	1.017.810,17	970.552,99	813.131,98	-47.257,18	-157.421,02
Nedgia Balears, S.A.		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	1.988.187,52	1.780.066,03	1.735.267,95	-208.121,49	-44.798,08	786.847,02	762.409,59	725.378,28	-24.437,44	-37.031,31
Nedgia Castilla Y León, S.A.	3.361.386,33	3.096.879,29	2.995.680,84	-264.507,04	-101.198,45	2.706.743,62	2.594.341,40	2.477.577,80	-112.402,22	-116.763,60
Nedgia Catalunya, S.A.	11.568.134,07	10.674.293,38	10.035.541,63	-893.840,69	-638.751,75	4.278.563,27	4.184.907,94	3.465.268,22	-93.655,33	-719.639,71
Nedgia Cegas, S.A.	2.039.325,18	1.944.219,99	1.842.057,57	-95.105,19	-102.162,43	930.592,29	969.245,03	808.899,23	38.652,74	-160.345,80
Nedgia Galicia, S.A.	1.301.987,40	1.235.729,85	1.189.116,70	-66.257,55	-46.613,15	858.202,86	861.576,59	789.016,67	3.373,72	-72.559,92
Nedgia Madrid, S.A.	5.357.899,32	4.804.943,19	4.709.084,92	-552.956,13	-95.858,27	4.741.042,80	4.459.577,03	4.309.948,37	-281.465,77	-149.628,67
Nedgia Navarra, S.A.	1.073.491,65	1.012.920,28	983.730,46	-60.571,37	-29.189,83	1.282.427,75	1.253.121,68	1.135.627,53	-29.306,06	-117.494,15
Nedgia Rioja, S.A.	590.716,45	545.199,52	533.357,27	-45.516,92	-11.842,26	452.442,51	441.395,73	422.589,53	-11.046,78	-18.806,20
Nedgia Aragon, S.A	17.251,89	16.568,11	16.389,11	-683,78	-179,01	14.223,91	14.300,01	15.751,96	76,10	1.451,96
Nedgia, S.A	109,57	2.948,96	7.473,12	2.839,39	4.524,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	43.084.158,76	39.502.877,92	38.072.477,31	-3.581.280,85	-1.430.400,61	26.472.947,58	25.644.160,31	23.278.033,90	-828.787,26	-2.366.126,41

**Cuadro 52. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2018, 2019 y 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014
(continuación)**

En MWh	Demanda de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Cons>80.000MWh/año (peaje3.5)					Demanda de Puntos Suministro conectados a red de P entre 4bar y 60 bar				
	Demanda anual			Δ Demanda		Demanda anual			Δ Demanda	
	2018	2019	2020 (p)	2019	2020 (p)	2018	2019	2020 (p)	2019	2020 (p)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	22.018,93	21.542,11	21.924,57	-476,82	382,46	1.616.412,32	1.701.529,28	1.646.741,77	85.116,96	-54.787,51
Domus Mil Natural, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	685.388,09	622.942,61	551.037,93	-62.445,47	-71.904,68	827.604,73	865.726,32	881.699,28	38.121,59	15.972,96
Redexis Gas, S.A.	482.514,55	436.848,85	444.740,52	-45.665,69	7.891,67	6.509.049,14	7.308.199,80	7.531.506,58	799.150,66	223.306,78
Redexis Gas Murcia, S.A.	40.457,81	41.831,34	63.111,72	1.373,53	21.280,39	1.787.285,01	1.805.000,99	1.797.271,71	17.715,98	-7.729,28
Nortegas Energía Distribución, S.A.	306.076,90	323.726,44	317.277,00	17.649,54	-6.449,44	11.761.352,47	11.698.653,90	10.481.464,47	-62.698,56	-1.217.189,43
Ned España Distribución Gas, S.A.U	249.420,22	267.106,42	244.750,52	17.686,20	-22.355,90	7.128.240,18	7.033.905,51	6.824.347,66	-94.334,67	-209.557,85
Tolosa Gas, S.A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Andalucía, S.A.	229.339,43	252.606,70	267.270,18	23.267,28	14.663,47	5.463.741,44	5.816.431,54	5.657.148,19	352.690,10	-159.283,34
Nedgia Balears, S.A.		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	263.990,19	276.696,07	281.063,90	12.705,88	4.367,84	4.486.188,26	4.909.745,38	4.649.622,71	423.557,12	-260.122,67
Nedgia Castilla Y León, S.A.	643.045,03	602.642,31	584.340,38	-40.402,72	-18.301,93	24.676,96	27.820,34	20.461,19	3.143,38	-7.359,16
Nedgia Catalunya, S.A.	991.004,31	1.008.340,30	936.505,56	17.335,99	-71.834,74	35.372.137,26	35.765.227,66	33.315.605,36	393.090,40	-2.449.622,30
Nedgia Cegas, S.A.	203.200,75	206.758,63	206.665,47	3.557,88	-93,16	21.232.171,10	21.192.590,17	19.378.892,58	-39.580,93	-1.813.697,59
Nedgia Galicia, S.A.	173.070,21	165.739,52	160.341,03	-7.330,69	-5.398,49	262.917,39	251.833,15	243.369,26	-11.084,23	-8.463,89
Nedgia Madrid, S.A.	473.929,40	446.937,55	429.237,97	-26.991,85	-17.699,57	2.520.471,60	2.531.150,38	2.294.313,51	10.678,78	-236.836,87
Nedgia Navarra, S.A.	174.008,00	193.182,64	194.381,90	19.174,64	1.199,26	5.336.907,22	5.478.128,38	5.261.022,83	141.221,16	-217.105,54
Nedgia Rioja, S.A.	88.803,88	83.541,43	78.438,40	-5.262,44	-5.103,04	625.734,81	657.637,13	640.054,59	31.902,32	-17.582,54
Nedgia Aragon, S.A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.708.201,95	5.651.202,98	5.504.472,34	-56.998,97	-146.730,64
Nedgia, S.A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15.452.801,16	15.610.179,18	14.976.127,55	157.378,02	-634.051,62
TOTAL	5.026.267,69	4.950.442,92	4.781.087,04	-75.824,76	-169.355,88	126.115.892,99	128.304.962,10	121.104.121,59	2.189.069,10	-7.200.840,51

Fuente: SIFCO

Cuadro 53. Calculo Retribución 2019 por Empresa de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, según Metodología establecida por Ley 18/2014

Retribución Año 2018	Regularización por PS de municipios que dejan de ser de recién gasificación	Retribución Año 2018 Ajustada	Δ Puntos de Suministro conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Tota Retribución Año 2019	
			en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔClmgc<4b)	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔClmgrc<4b)	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P< 60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔClmgc<4b)	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔClmgrc<4b)	Δ Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Δ Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de 4bar<P< 60 bar y por Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar		
En Euros								50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	13.129.535,10	0,00	13.129.535,10	1.555,5	0,0	-53.348,00	-6.283,93	84.640,14	77.775,00	0,00	-400.110,02	-28.277,70	105.800,18	12.884.722,56
Domus Mil Natural, S.A.	4.982,55	0,00	4.982,55	15,5	137,5	1.613,43	4.446,42	0,00	775,00	9.625,00	12.100,70	20.008,88	0,00	47.492,13
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	197.410,82	0,00	197.410,82	10,0	0,0	-10,98	-122,04	0,00	500,00	0,00	-82,31	-549,16	0,00	197.279,35
Madriñena Red De Gas, S.A.	150.119.140,67	22.810,00	150.096.330,67	9.745,5	151,0	-803.733,88	-192.723,51	-24.323,88	487.275,00	10.570,00	-6.028.004,07	-867.255,81	-30.404,85	143.668.510,94
Redexis Gas, S.A.	89.004.736,23	76.140,00	88.928.596,23	19.803,5	6.257,0	-120.856,62	-5.899,40	753.484,97	990.175,00	437.990,00	-906.424,62	-26.547,28	941.856,21	90.365.645,54
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.515.583,12	5.440,00	16.510.143,12	1.462,0	522,5	1.664,74	12.024,30	19.089,51	73.100,00	36.575,00	12.485,56	54.109,37	23.861,89	16.710.274,94
Nortegas Energía Distribución, S.A.	105.878.886,98	0,00	105.878.886,98	5.924,5	570,0	-245.324,02	-52.742,67	-45.049,02	296.225,00	39.900,00	-1.839.930,17	-237.341,99	-56.311,28	104.081.428,54
Ned España Distribución Gas, S.A.U	72.090.796,88	0,00	72.090.796,88	2.956,0	59,0	-100.504,42	-29.108,67	-76.648,47	147.800,00	4.130,00	-753.783,12	-130.989,04	-95.810,59	71.262.144,13
Tolosa Gas, S.A	785.840,93	0,00	785.840,93	74,5	0,0	-1.010,71	-909,56	0,00	3.725,00	0,00	-7.580,32	-4.093,04	0,00	777.892,57
Nedgia Andalucía, S.A.	64.905.092,06	1.070,00	64.904.022,06	1.497,5	101,5	-75.049,64	-47.257,18	375.957,37	74.875,00	7.105,00	-562.872,27	-212.657,30	469.946,72	64.680.419,21
Nedgia Balears, S.A.		0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	49.625.268,26	15.830,00	49.609.438,26	8.661,0	1.500,0	-208.121,49	-24.437,44	436.263,00	433.050,00	105.000,00	-1.560.911,16	-109.968,47	545.328,74	49.021.937,37
Nedgia Castilla Y León, S.A.	81.539.764,25	1.730,00	81.538.034,25	6.947,0	1.447,0	-264.507,04	-112.402,22	-37.259,34	347.350,00	101.290,00	-1.983.802,79	-505.809,97	-46.574,17	79.450.487,32
Nedgia Catalunya, S.A.	408.009.768,71	91.720,00	407.918.048,71	-4.230,5	4.450,0	-893.840,69	-93.655,33	410.426,39	-211.525,00	311.500,00	-6.703.805,18	-421.448,99	513.032,99	401.405.802,53
Nedgia Cegas, S.A.	123.421.963,74	123.330,00	123.298.633,74	93,0	1.125,5	-95.105,19	38.652,74	-36.023,05	4.650,00	78.785,00	-713.288,94	173.937,35	-45.028,81	122.797.688,34
Nedgia Galicia, S.A.	41.308.887,62	122.250,00	41.186.637,62	11.534,5	2.955,0	-66.257,55	3.373,72	-18.414,93	576.725,00	206.850,00	-496.931,62	15.181,76	-23.018,66	41.465.444,10
Nedgia Madrid, S.A.	156.793.383,71	46.700,00	156.746.683,71	3.340,0	218,0	-552.956,13	-281.465,77	-16.313,08	167.000,00	15.260,00	-4.147.170,94	-1.266.595,96	-20.391,35	151.494.785,46
Nedgia Navarra, S.A.	35.294.950,02	13.670,00	35.281.280,02	3.062,5	11,0	-60.571,37	-29.306,06	160.395,80	153.125,00	770,00	-454.285,24	-131.877,29	200.494,75	35.049.507,24
Nedgia Rioja, S.A.	15.751.517,01	12.050,00	15.739.467,01	1.804,5	248,5	-45.516,92	-11.046,78	26.639,87	90.225,00	17.395,00	-341.376,93	-49.710,49	33.299,84	15.489.299,43
Nedgia Aragon, S.A	6.705.830,54	0,00	6.705.830,54	26,0	0,0	-683,78	76,10	-56.998,97	1.300,00	0,00	-5.128,33	342,45	-71.248,71	6.631.095,95
Nedgia, S.A	15.589.342,31	0,00	15.589.342,31	0,0	0,0	2.839,39	0,00	157.378,02	0,00	0,00	21.295,42	0,00	196.722,52	15.807.360,25
TOTAL	1.446.672.681,51	532.740,00	1.446.139.941,51	74.282,5	19.753,5	-3.581.280,85	-828.787,26	2.113.244,34	3.714.125,00	1.382.745,00	-26.859.606,35	-3.729.542,68	2.641.555,42	1.423.289.217,90

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 54. Determinación Retribución 2020 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

Retribución Año 2019 Provisional sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Total Retribución Año 2020	
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCImgrc<4b)	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCImgrc<4b)	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P< 60bar + Ptos Sum de >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCImgrc<4b)	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCImgrc<4b)	Δ Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Δ Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de 4bar<P< 60 bar y por Ptos Sum >80 GWh/año en Redes P<4bar		
						50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.884.722,56	1.339,00	0,00	-8.025,35	-9.787,91	-54.405,05	66.950,00	0,00	-60.190,12	-44.045,59	-68.006,31	12.779.430,54
Domus Mil Natural, S.A.	47.492,13	78,00	92,50	1.404,11	3.177,32	0,00	3.900,00	6.475,00	10.530,81	14.297,94	0,00	82.695,88
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	197.279,35	7,50	0,00	-29,08	-13.506,63	0,00	375,00	0,00	-218,09	-60.779,82	0,00	136.656,44
Madrileña Red De Gas, S.A.	143.668.510,94	4.923,00	68,00	-23.973,25	-167.159,29	-55.931,73	246.150,00	4.760,00	-179.799,37	-752.216,80	-69.914,66	142.917.490,11
Redexis Gas, S.A.	90.365.645,54	13.325,50	2.924,50	-62.384,81	-304.458,95	231.198,45	666.275,00	204.715,00	-467.886,08	-1.370.065,27	288.998,06	89.687.682,25
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.710.274,94	586,50	289,00	-11.137,65	-24.427,97	13.551,10	29.325,00	20.230,00	-83.532,36	-109.925,85	16.938,88	16.583.310,61
Nortegas Energía Distribución, S.A.	104.081.428,54	5.000,50	16,50	-139.064,71	-225.965,61	-1.223.638,88	250.025,00	1.155,00	-1.042.985,31	-1.016.845,25	-1.529.548,59	100.743.229,39
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	71.262.144,13	3.057,50	12,00	-67.193,89	-72.545,12	-231.913,75	152.875,00	840,00	-503.954,17	-326.453,04	-289.892,19	70.295.559,73
Tolosa Gas, S.A.	777.892,57	45,00	0,00	-1.232,09	-3.213,84	0,00	2.250,00	0,00	-9.240,65	-14.462,28	0,00	756.439,64
Nedgia Andalucía, S.A.	64.680.419,21	-924,00	24,00	-52.694,83	-157.421,02	-144.619,87	-46.200,00	1.680,00	-395.211,25	-708.394,59	-180.774,84	63.351.518,53
Nedgia Balears, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	49.021.937,37	3.398,00	625,00	-44.798,08	-37.031,31	-255.754,84	169.900,00	43.750,00	-335.985,63	-166.640,88	-319.693,55	48.413.267,31
Nedgia Castilla Y León, S.A.	79.450.487,32	5.030,00	987,00	-101.198,45	-116.763,60	-25.661,09	251.500,00	69.090,00	-758.988,38	-525.436,20	-32.076,36	78.454.576,38
Nedgia Catalunya, S.A.	401.405.802,53	-4.123,50	1.090,00	-638.751,75	-719.639,71	-2.521.457,05	-206.175,00	76.300,00	-4.790.638,12	-3.238.378,71	-3.151.821,31	390.095.089,39
Nedgia Cegas, S.A.	122.797.688,34	-6.679,50	443,50	-102.162,43	-160.345,80	-1.813.790,75	-333.975,00	31.045,00	-766.218,20	-721.556,11	-2.267.238,43	118.739.745,60
Nedgia Galicia, S.A.	41.465.444,10	3.012,00	575,50	-46.613,15	-72.559,92	-13.862,37	150.600,00	40.285,00	-349.598,62	-326.519,63	-17.327,97	40.962.882,88
Nedgia Madrid, S.A.	151.494.785,46	2.348,50	55,00	-95.858,27	-149.628,67	-254.536,44	117.425,00	3.850,00	-718.937,03	-673.329,00	-318.170,55	149.905.623,88
Nedgia Navarra, S.A.	35.049.507,24	1.535,00	12,00	-29.189,83	-117.494,15	-215.906,29	76.750,00	840,00	-218.923,70	-528.723,68	-269.882,86	34.109.567,00
Nedgia Rioja, S.A.	15.489.299,43	962,00	13,50	-11.842,26	-18.806,20	-22.685,58	48.100,00	945,00	-88.816,94	-84.627,91	-28.356,97	15.336.542,61
Nedgia Aragon, S.A.	6.631.095,95	38,50	0,00	-179,01	1.451,96	-146.730,64	1.925,00	0,00	-1.342,55	6.533,81	-183.413,30	6.454.798,91
Nedgia, S.A.	15.807.360,25	2,00	0,00	4.524,16	0,00	-634.051,62	100,00	0,00	33.931,19	0,00	-792.564,53	15.048.826,91
TOTAL	1.423.289.217,90	32.961,50	7.228,00	-1.430.400,61	-2.366.126,41	-7.370.196,38	1.648.075,00	505.960,00	-10.728.004,57	-10.647.568,86	-9.212.745,48	1.394.854.933,99

Fuente: Elaboración Propia

7.2 Retribución reconocida a las empresas en la Resolución

El Cuadro 55 recoge, para cada empresa distribuidora, los valores del ajuste de retribución anual de 2020 a publicar en el BOE.

Cuadro 55. Detalle del ajuste de la Retribución 2020 por la actividad de distribución a publicar en BOE

En Euros	Nueva Retribución 2020	Retribución 2020 Resolución CNMC de dic 2019	Ajuste Retribución 2020
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.779.430,54	13.231.111,01	-451.680,47
Domus Mil Natural, S.A.	82.695,88	189.712,87	-107.016,99
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	136.656,44	206.496,55	-69.840,11
Madrileña Red De Gas, S.A.	142.917.490,11	147.093.081,02	-4.175.590,91
Redexis Gas, S.A.	89.687.682,25	98.097.177,44	-8.409.495,19
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.583.310,61	17.176.035,85	-592.725,24
Nortegas Energía Distribución, S.A.	100.743.229,39	106.844.094,19	-6.100.864,80
Ned España Distribución Gas, S.A.U	70.295.559,73	72.066.419,07	-1.770.859,34
Tolosa Gas, S.A.	756.439,64	767.774,04	-11.334,40
Nedgia Andalucía, S.A.	63.351.518,53	64.138.494,94	-786.976,41
Nedgia Balears, S.A.	0,00		0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.413.267,31	48.022.724,21	390.543,10
Nedgia Castilla Y León, S.A.	78.454.576,38	78.401.861,03	52.715,35
Nedgia Catalunya, S.A.	390.095.089,39	406.983.374,10	-16.888.284,71
Nedgia Cegas, S.A.	118.739.745,60	123.935.769,80	-5.196.024,20
Nedgia Galicia, S.A.	40.962.882,88	40.771.195,54	191.687,34
Nedgia Madrid, S.A.	149.905.623,88	149.920.940,95	-15.317,07
Nedgia Navarra, S.A.	34.109.567,00	34.542.910,58	-433.343,58
Nedgia Rioja, S.A.	15.336.542,61	15.520.590,63	-184.048,02
Nedgia Aragon, S.A	6.454.798,91	6.671.230,47	-216.431,56
Nedgia, S.A	15.048.826,91	16.320.776,96	-1.271.950,05
TOTAL	1.394.854.933,99	1.440.901.771,25	-46.046.837,26

Fuente: Elaboración Propia

8 DERECHOS DE ACOMETIDA Y PRECIOS DE ALQUILER DE CONTADORES Y EQUIPOS DE TELEMEDIDA PARA PRESIONES IGUALES O INFERIORES A 4 BAR EN VIGOR A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2020

De acuerdo con el artículo 91.2 de la Ley 34/1998, según la modificación que realiza el artículo 5.11 del Real Decreto-ley 1/2019, “se establecerá el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones”.

De acuerdo con el artículo 59 de la Ley 18/2014, el Gobierno establecerá la metodología para la retribución de los AASS y los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones (recogidos en el apartado 4.b) del citado artículo y en el artículo 66 de la propia Ley) mientras que la CNMC debe establecer los peajes y cánones que permitan cubrir los costes asociados al uso de las instalaciones, y en extenso aquellos otros costes necesarios vinculados a las instalaciones.

Asimismo, el citado artículo 91.2 de la Ley 34/1998 señala que la CNMC establecerá los límites superior e inferior de los derechos a pagar por las acometidas y, por otro lado, el artículo 7 de la Ley 3/2013, según la modificación que realiza el artículo 3.1 del Real Decreto-ley 1/2019, establece que la CNMC

ejercherà, entre otras funciones dentro del sector del gas natural, la de establecer, mediante circulares, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y acceso a las redes de gas.

A lo anterior debe añadirse que la disposición transitoria vigésimo primera de la citada Ley 34/1998 establece que en aquellas Comunidades Autónomas en las que no se hayan aprobado las cuantías relativas a los derechos de acometida a que se refiere el artículo 91, se aplicarán los importes previstos por este concepto de acuerdo con lo establecido en el 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, y las disposiciones normativas de desarrollo en las que se establezcan las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

En consecuencia, se propone prorrogar los precios vigentes hasta que se realicen los desarrollos normativos pertinentes que pudieran dar lugar a un nuevo régimen económico tanto de los derechos por acometidas como de los precios de alquiler de contadores y equipos de teled medida para presiones iguales o inferiores a 4 bar.

Por ello, se prorrogan los derechos de acometida en vigor desde el 1 de enero de 2015 cuando fueron publicados por la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, y los precios de alquiler de contadores y equipos de teled medida para presiones iguales o inferiores a 4 bar en vigor desde el 1 de enero de 2019 cuando fueron establecidos en el anexo II de la Orden TEC/1367/2018

9 COEFICIENTES DE MERMAS EN LAS INSTALACIONES GASISTAS

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborará una Circular sobre los coeficientes de mermas en las instalaciones gasistas.

ANEXO I. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX

ANEXO I.- GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX

1. Antecedentes

El presente anexo tiene por finalidad motivar el modo en que la CNMC aplicará con relación a los COPEX de 2021, los criterios previstos en la Circular 9/2019, en particular, en sus artículos 6, sobre costes e ingresos considerados en la metodología, 7, sobre admisibilidad de costes, y 13, sobre gastos de explotación activados, así como por el artículo 15.1 de la Circular 8/2020 que indica qué costes se retribuyen por aplicación de los VVUU de O&M.

El concepto de COPEX surgió como consecuencia de las diferencias entre la contabilidad financiera y las metodologías retributivas desarrolladas en la regulación para el tratamiento de ciertos costes que, a efectos contables, son activados como mayor valor de inmovilizado por la empresa, pero que, a efectos retributivos, la regulación no los retribuye como costes de inversión sino como costes de explotación o O&M.

En términos generales, se ha venido entendiendo como COPEX o CAPEX (*Capital Expenditure*) de Explotación, los costes/gastos activados no recurrentes realizados para la actualización y mejora de las instalaciones en servicio cuyo devengo es posterior a la fecha del acta de puesta en servicio de las instalaciones, que no requerían Autorización Administrativa ni Aprobación de proyecto de ejecución en los términos del artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, y que eran activados por el transportista como mayor valor de la inversión.

2. Normativa de aplicación

Con carácter previo a la explicación sobre el modo en que la Resolución aplicará la metodología retributiva de la CNMC en lo relativo a los COPEX de 2021, se resume brevemente la normativa de aplicación.

La metodología retributiva de la Circular 9/2019, complementada por la Circular 8/2020, clasifica los costes de una empresa en los siguientes grupos:

1. Costes No retribuíbles por la metodología de la Circular 9/2019.

Dichos costes son tanto los enumerados en el artículo 6.5 de la citada Circular como aquellos asociados a instalaciones que, de acuerdo con el artículo 5.3 de la citada Circular, no están incluidas en la metodología retributiva, es decir, *“aquellas instalaciones, incluidos sus equipamientos y servicios auxiliares, retribuidas económicamente por otra actividad con régimen económico regulado o a través de los cargos que defina el Ministerio para la Transición Ecológica u otros precios regulados diferentes de los peajes y cánones de transporte y regasificación que resulten de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo”* o *“aquellas instalaciones, incluidos sus equipamientos y servicios auxiliares, no sujetas a régimen económico regulado o cuyos costes se soporten por terceros”*.

2. Costes retribuíbles a través de la retribución de inversión, es decir, a través de la retribución que se determina a partir de las instalaciones con retribución individualizada.

Dichos costes, tal y como define el artículo 5.1 de la Circular 9/2019, son tanto los asociados a las propias instalaciones con valores unitarios como *“los asociados a todos aquellos equipamientos y servicios auxiliares necesarios para la operación, comunicación, protección, control y suministro eléctrico de las mismas, así como los terrenos, edificaciones, equipos informáticos, instalaciones de odorización y control de calidad de gas, instalaciones de conexión y otros elementos auxiliares necesarios para su adecuado funcionamiento en el momento de su puesta en servicio”* y aquellos que, tal y como recoge el artículo 5.2, estén considerados para determinar los valores unitarios de referencia de inversión y, por tanto retribuidos, a través de las instalaciones con retribución individualizada.

3. Costes retribuíbles a través de la retribución de O&M a VV.UU., es decir, a través de la retribución que se determina a partir de las instalaciones con retribución individualizada.

La retribución anual por operación y mantenimiento por aplicación de VV.UU. de referencia de la actividad (transporte o regasificación), tal y como recoge la Circular 9/2019 y desarrolla el artículo 15 de la Circular 8/2020, retribuye los costes recurrentes en el tiempo, activados o no, asociados a:

- a) Las actuaciones y trabajos relacionados con la operación y gestión de la red de transporte, la odorización del gas, la gestión del acceso de terceros a la red (ATR), la medición del gas, así como la planificación, organización, dirección y control de las actividades del personal, y demás recursos de la organización necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa transportista relacionados con ella (costes de indirectos o de estructura), incluyéndose, entre otros, administración, gestión fiscal, estrategia, tesorería, compras, asesoría jurídica, recursos humanos, sistemas de información o servicio de seguridad y vigilancia.
- b) Las actividades o trabajos de mantenimiento de conservación y disponibilidad, tanto en su vertiente preventiva/predictiva como correctiva, que son necesarios para garantizar que una instalación tiene unas condiciones adecuadas para el cumplimiento de sus funciones; o
- c) Las actividades o trabajos de mantenimiento de actualización y mejora que sean necesarios para subsanar o enmendar la obsolescencia tecnológica y/o para satisfacer o cumplir nuevas exigencias que en el momento de su construcción de la instalación no existían, o no fueron consideradas, mediante una modificación que no requiera autorización administrativa ni aprobación de proyecto de

ejecución, ni acta de puesta en servicio, en los términos previstos en el artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

Junto a los anteriores, tal y como recoge el artículo 5.2, también estarían los costes asociados que hayan sido considerados para determinar los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento y, por tanto, retribuidos, a través de las instalaciones con retribución individualizada, entre otros,

Por tanto, la retribución anual por operación y mantenimiento de transporte y regasificación por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad también retribuye aquellos otros conceptos de costes necesarios para el desempeño del transportista que son activados, o no, por la empresa, salvo que la Comisión determine, mediante resolución y previa audiencia pública, que dicho concepto de coste ha de considerarse un coste de operación y mantenimiento no incluido directa o indirectamente en los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones de gas natural y, por lo tanto, ha de retribuirse a través del concepto retributivo $OCOM_n^A$, así como las condiciones para su reconocimiento a partir de ese momento.

4. Costes retribuidos previa justificación a través de auditoría y que no están retribuidos vía la retribución de inversión o la retribución de O&M a VVUU de referencia:
 - a) Gastos de explotación no activados como el gas de operación, odorizante (THT), electricidad de motores eléctricos de EC y de plantas de GNL, e incrementos de costes a partir del 1 de enero de 2021 por tasas municipales y de ocupación de dominio público portuario.
 - b) Gastos de explotación, directos o indirectos, no recurrentes activados admitidos (o COPEX admitidos) según lo indicado en el artículo 13, y con la cuantía máxima anual por empresa que determine la CNMC de acuerdo con el artículo 22.3.

En el caso de los gastos directos, el motivo de su ejecución deberá ser por obsolescencia o por mejoras de O&M, seguridad y disponibilidad. En este sentido, cabe precisar que la obsolescencia se atenderá al sentido habitual del término consistente en la caída en desuso de máquinas, equipos y tecnologías por un insuficiente desempeño de sus funciones en comparación con las nuevas máquinas, equipos y tecnologías introducidos en el mercado y no por un mal funcionamiento derivado de averías, inadecuado mantenimiento y/u otros tipos de omisiones o negligencias.

En el caso de los gastos indirectos, el motivo de su ejecución deberá ser la necesidad para el desempeño por el transportista de las funciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento de las instalaciones que no tengan retribución reconocida bajo el régimen retributivo de la actividad.

Por tanto, si un tipo de coste es retribuido a través de los valores unitarios no puede ser retribuido por otro concepto retributivo, y viceversa. Históricamente las metodologías retributivas han observado este principio; de hecho, la retribución por valores unitarios de O&M de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014 incluyó una mayoración por COPEX al advertir la existencia de este tipo de costes. El importe que han supuesto en 2020 los COPEX implícitos respecto a la retribución a valores unitarios de O&M de dicha metodología, ha sido el 8,98% para la actividad de transporte⁴⁵, y entre el 2,53% y el 3,17% para regasificación⁴⁶ según se compare con la retribución total de O&M o solo con la retribución de O&M fija.

En consecuencia, se tendrá en cuenta, tal como resulta de las Circulares de retribución, que si los valores unitarios de O&M retribuyen los costes recurrentes, directos e indirectos, derivados del desempeño habitual de la organización; los COPEX sólo podrán ser aquellos costes no recurrentes, directos e indirectos (tangibles o intangibles), que de forma excepcional ha de incurrir la organización para el desempeño de la O&M de la actividad y, además, que no están reconocidos en el régimen retributivo de la misma.

Solo de esta forma, es posible establecer una relación unívoca entre estos costes y el concepto retributivo que los incluye, de modo que, por una parte, todos los costes admisibles sean cubiertos, y por otra no se retribuya dos veces por el mismo concepto.

De hecho, la metodología retributiva, por definición, determina la retribución considerada suficiente para cumplir con lo dispuesto en el artículo 68 de la Ley 34/1998, que establece la obligación general para los titulares de autorizaciones administrativas de instalaciones gasistas de *“realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente”*. Por ello, no cabría aceptar que los transportistas justifiquen como posibles COPEX cualquier tipo de actuaciones necesarias para garantizar la disponibilidad de las instalaciones en el corto plazo, a fin de no limitar los servicios que se prestan sin poner en riesgo la propia seguridad de suministro⁴⁷.

⁴⁵ Los COPEX implícitos imputados en los VVUU tienen un valor de 17.894.762 €, cuando la retribución de O&M en 2020 fue de 199.167.477,29 €

⁴⁶ Los COPEX implícitos imputados en los VVUU tienen un valor de 4.141.353,23 €, cuando la retribución de O&M fija en 2020 fue de 130.717.724,33 € y la total de 163.983.032,16 €,

⁴⁷ Esta Comisión no tiene encomendada la función de impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las infraestructuras de transporte; ni la de aprobar procedimientos para garantizar la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones; ni la de establecer normas técnicas de seguridad y calidad industriales para las instalaciones de combustibles gaseosos, pues todas ellas recaen en otras autoridades, la CNMC únicamente establece la manera de retribuir a las empresas por el desempeño de su actividad, a través de un modelo retributivo que clasifica los gastos en los que incurren las empresas y calcula la retribución, en cumplimiento de las Leyes 34/1998 y 18/2014 y la Circular 9/2019. Por ello, la metodología retributiva ha de dotarse de los instrumentos necesarios para, la correcta clasificación de los costes admisibles y la trazabilidad de cómo son retribuidos cada uno, al objeto de cumplir con el principio de no pagar dos veces por el mismo concepto

En estricta aplicación de los criterios contenidos en las Circulares 9/2019 y 8/2020, este Anexo incluye la motivación de las decisiones adoptadas a los fines de dotar de transparencia al ejercicio decisorio pues, en cualquier caso, tal y como señala la Circular, los COPEX a retribuir son aquellos que esta Comisión determinen como admitidos previa comunicación de sus propuestas por los agentes. Es decir, no todas las propuestas presentadas por los agentes han de ser admitidas por esta Comisión como COPEX, pues puede considerar que se encuentran en alguna de las siguientes categorías:

- O bien son retribuidas vía los VVUU de inversión de manera expresa (como la transformación y/o ampliación de instalaciones individualizadas como p.ej. la conversión de EC de motor de gas a motor eléctrico, o por ser directamente una instalación individualizada como p.ej. instalaciones individuales no estandarizadas relativas a *bunkering*).
- O bien son retribuidas vía los VVUU de O&M, por considerarse dichas tipologías de costes en el cálculo de los VVUU de aplicación a partir del 1 de enero de 2021 (como p.ej. los mantenimientos correctivos y preventivos, las inspecciones, las mejoras recurrentes que se realizan en una empresa etc.).
- O bien son actuaciones no retribuíbles por la metodología, como pudieran ser:
 - Aquellas cuyos costes no han de formar parte de la retribución de acuerdo con el contenido del artículo 6.5 de la Circular 9/2019 (p.ej. variantes, instalaciones para realizar productos o servicios conexos, etc).
 - Aquellas que no cumplen con los criterios de admisibilidad de costes del artículo 7 de la Circular 9/2019.
 - Aquellas que se encuentran fuera del ámbito de las actividades reguladas de transporte y plantas de GNL (Ej. Actuaciones relativas al H₂ o actuaciones expresamente no reconocibles como las de I+D+i).

3. Criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX) a tenor de lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020

Teniendo en cuenta el apartado anterior, para la determinación definitiva como COPEX de 2021 se aplicarán los criterios que resultan de la Circular 9/2019 y de la Circular 8/2020 para que el coste pueda ser considerado COPEX, consistentes en lo siguiente:

1. Ser un coste no recurrente.
2. Estar activado (mayor valor del activo tangible o intangible) con fecha de devengo a partir del 1 de enero de 2021, y si está asociado a una instalación con retribución individualizada, además, con fecha posterior al acta de puesta en marcha de dicha instalación.

3. No haberse incurrido en cumplimiento de normativas específicas de las CC.AA. y/o entidades locales, porque les sería de aplicación lo dispuesto en el artículo 59.3 de la Ley 18/2014 y en la letra o) del artículo 6.5 de la Circular 9/2019.
4. En el caso de ser gastos directos, se tendrá en consideración el motivo de su ejecución, que deberá ser por obsolescencia o por mejoras de O&M, seguridad y disponibilidad. Para que exista obsolescencia en una instalación, se considerará que previamente deberá haberse declarado la imposibilidad o inconveniencia de su uso por falta de repuestos, incompatibilidades manifiestas y cuestiones de seguridad directamente relacionadas con ella. Dicho lo anterior, la existencia de una mejor tecnología en el mercado, no se considerará una razón suficiente para determinar que un equipo entra en obsolescencia, máxime si el equipo ha tenido y tiene un uso frecuente y continuado. Asimismo, la existencia de averías y fallos a subsanar, en sí misma, tampoco es razón suficiente para reflejar una obsolescencia, debiéndose cumplir lo indicado sobre falta de repuestos, incompatibilidades y seguridad.
5. En el caso de los gastos indirectos, se considerará que el motivo de su ejecución deberá ser la necesidad para el desempeño por el transportista de las funciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento de las instalaciones. La obsolescencia no se considerará, por tanto, un supuesto para la ejecución de un gasto indirecto.
6. En el caso de estar relacionados con las T.I.C⁴⁸. (nuevos equipos y programas informáticos/digitales), cuando sean gastos directos o indirectos, se considerará que deberán estar directamente relacionados con nuevas funciones y/o exigencias regulatorias.

En cualquier caso, la determinación definitiva como COPEX de 2021 tendrá en cuenta asimismo que todo lo anterior estará supeditado a que el coste no sea:

1. Un coste no retribuable, es decir, que no sea encuadrable en alguno de los supuestos enunciados en el artículo 6.5 de la Circular, y en particular, las letras d), e), i), n), o), p), q), r), s) y t)⁴⁹

⁴⁸ Tecnologías de la Información y la Comunicación.

⁴⁹ Es decir, los costes directos o indirectos empleados en la realización de productos y servicios conexos, u otras actividades distintas de las reguladas; el inmovilizado intangible a excepción de las cantidades que correspondan a las aplicaciones informáticas; los gastos (costes e inversiones) en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i); aquellos gastos (costes e inversiones) asociados al cierre, el desmantelamiento o el retiro de la instalación y la rehabilitación del lugar donde se ubica; el gasto (coste e inversión) de variantes realizadas por petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.) al trazado de una canalización de gas ya existente; los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión transporte–distribución o transporte primario–transporte secundario, o su ampliación, desde el 1 de noviembre de 2015; los costes directos o indirectos que correspondan al uso de las instalaciones de distribución y de almacenamiento subterráneo básico, y a la Gestión Técnica del Sistema u otras actividades con régimen económico regulado distinto al de las actividades de transporte y regasificación; y aquellos costes e inversiones que, en aplicación del artículo 91.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se tengan

Mención especial, tienen tanto la letra o) como la r) del citado artículo. La primera indica que no serán retribuíbles los sobrecostes causados, según el artículo 59.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, por aplicación, en alguna de sus áreas, de normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad regulada.

La segunda hace referencia a los costes e inversiones regulados del sistema gasista, directos o indirectos, que no estén asociados al uso de las instalaciones de transporte de gas y plantas de gas natural licuado, y que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, han de ser cubiertos por los cargos que defina el Ministerio para la Transición Ecológica.

2. Un coste retribuíble a través de la retribución por inversión, es decir, si el coste está asociado a una nueva inversión, ampliación de capacidad y/o transformación de tipo, de una instalación con retribución individualizada (por ejemplo instalaciones individuales no estandarizadas relativas a bunkering o la transformación de equipos de Estaciones de Compresión con equipo motores térmicos a motores eléctricos, o por ser directamente una instalación individualizada), o si el coste se corresponde con equipamientos y servicios auxiliares necesarios para la operación de las instalaciones (por ejemplo, de comunicación, protección, control, suministro eléctrico, etc) que debían haberse instalado en el momento de la puesta en servicio de la instalación.
3. Un coste incluido en los VVUU de O&M, pues dichos valores retribuyen los costes directos e indirectos recurrentes en el tiempo, activados o no, asociados a tanto las actuaciones y trabajos relacionados con la operación, mantenimiento y gestión de la red de transporte y demás recursos de la organización necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa transportista en relación con la actividad de transporte y o plantas de regasificación.

Por tanto, se tendrá en cuenta que en tales costes están contemplados los gastos recurrentes, activados o no, para corregir los desgastes, disfuncionalidades, reparaciones, correcciones derivadas de incidencias/averías/indisponibilidades/mal funcionamiento y similares, así como de las condiciones meteorológicas y accidentes, el paso del tiempo y/o el normal uso de la instalación, al estar todas ellas asociados a la operación y mantenimiento.

También se parte de que están contemplados en los VVUU de O&M, aquellos costes recurrentes en el normal desarrollo de la actividad de la empresa, y en particular con el desarrollo de la actividad de transporte y o plantas de regasificación, para adecuarse a las obligaciones normativas, de seguridad, de suministro y calidad, así como a las instrucciones de las

en consideración para establecer el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones.

autoridades competentes en atención a lo dispuesto en el citado artículo 68 de la Ley 34/1998.

A estos efectos, y como ejemplos no limitativos, dentro de este bloque de costes que se considerarán no admisibles por COPEX estarían los costes asociados a actuaciones de cambios de piezas por desgaste/corrosión, pintado, re-perlitado de tanques, re-metalizado de vaporizadores, cambios luminarias, acomodación/renovación de edificios, adecuación de laboratorios, grandes mantenimientos u overhauls, mantenimientos correctivos, equipamiento de uso general de una empresa (mobiliario, hardware y software) y su renovación, etc.

4. Un coste cuya retribución se establezca a partir del valor auditado admitido como el gas de operación, odorizante (THT), electricidad de motores eléctricos de EC y de plantas de GNL, e incrementos de tasas municipales y de ocupación de dominio público portuario a partir del 1 de enero de 2021.
5. Un coste asociado a adecuaciones/subsanaciones/mejoras relacionadas con la resolución de problemas derivados de negligencias, defectos, omisiones previas o por problemas constructivos originales que, incluso, afloren en la actualidad.

4. Criterios de racionalidad de costes en los COPEX

Los COPEX, en tanto coste retribuable ha de cumplir con los criterios de admisibilidad definidos en el artículo 7 de la Circular 9/2019. El presente apartado explica el modo en que se aplicarán las consideraciones de dicho artículo 7. De este último artículo resulta que, al igual que otros costes admisibles, los COPEX han de ser necesarios para la obtención de un producto o servicio final de la actividad; asignables, es decir, que exista una relación causal entre el coste y el bien o servicio que constituye el objeto de la actividad; han de ser ciertos y estar registrados en la contabilidad financiera; han de tener concordancia con las disposiciones y estándares reconocidos aplicables a la actividad regulada; y con los precios de mercado e históricos.

Para ello, y al igual que otros costes retribuíbles, se tendrá en consideración que se debe acreditar tanto la necesidad de la instalación para el cumplimiento de la normativa y los estándares técnicos, de seguridad, de calidad industrial, medioambiental o de las normas de gestión técnica del sistema para su inclusión en el sistema retributivo como su coherencia económica y financiera.

Como resulta del artículo 7, citado, y atendiendo a la racionalidad de los costes, la actuación de COPEX debe ser costo-eficiente, es decir, la realización de la misma no puede resultar más gravosa para el Sistema gasista que otra solución alternativa como podría ser el cierre de la instalación sobre la que se pretende hacer y su sustitución por una instalación nueva. En dicho análisis se tendrá en cuenta, en lo procedente, la retribución por extensión de vida útil (REVU) que recibe la instalación. Por tanto, se considerará que el valor de los COPEX asociados a una misma instalación con retribución individualizada deberá ser inferior al valor de inversión de dicha instalación a VV.UU. o, en aquellos que

proceda, al valor de inversión a VV.UU. de una ampliación de la misma. Como ejemplo no limitativo, señálense que la existencia de varios COPEX para una posición de gasoducto de transporte, no podría tener un valor superior al valor de inversión a VVUU de la posición; o los COPEX asociados a una ERM, según su alcance, no deben ser superiores al valor de inversión a VVUU de la ERM o de su ampliación con una tercera línea.

Bajo el mismo criterio de la racionalidad de los costes, se tendrá en cuenta que el valor de los COPEX debe tener unos *indicadores económico financieros, como por ejemplo lo paybacks* coherentes y, en el caso de los COPEX directos equilibrados con la vida útil de la instalación asociada. Así, por ejemplo, una actuación cuyo objetivo fuera la reducción del coste del suministro eléctrico debería tener un periodo de retorno razonable teniendo en cuenta el ahorro generado y la duración de los periodos regulatorios y la vida útil regulatoria remanente de la instalación donde se efectúa,

Asimismo, y bajo el criterio de razonabilidad de costes, una vez ejecutado un COPEX directo, por su carácter de no recurrente, no debería acometerse ningún otro COPEX con el mismo alcance hasta que transcurriese un periodo equivalente a la vida útil del tipo de instalación implicada, salvo en los casos que el periodo de años máximo previsto en la tabla de coeficientes de amortización lineal del artículo 12 de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, o norma que lo sustituya, sea inferior, en cuyo caso se utilizará este último.

Atendiendo al criterio de necesidad dado que la Comisión en ningún momento autoriza o deniega la realización de las actuaciones de ampliación, modificación, mejora, adaptación, sustitución, mantenimiento de las instalaciones ni parciales ni integrales⁵⁰; ni puede impartir instrucciones o establecer procedimientos o normas para ello, se considerará pertinente, en función del alcance de la actuación a realizar, que se acredite que la autoridad competente fue informada y su contestación al respecto.

Por otro lado, atendiendo tanto al criterio de necesidad como al de racionalidad de los costes, en general, se considerará que las actuaciones de las empresas que tengan como objetivo fundamental producir un ahorro de costes de O&M y/o unas mejoras de eficiencia en la O&M que, de manera general, se reconocen a través de los VVUU (p.ej. costes de personal, costes en la contratación de servicios exteriores, consumos eléctricos distintos a los reconocidos por auditoría, compras de repuestos, consumibles, productos químicos distintos a los reconocidos por auditoría etc.), no serán COPEX porque dichas actuaciones se retribuyen a través de:

- De los márgenes generados entre los VVUU y los costes reales de O&M en el presente periodo regulatorio.

⁵⁰ Al respecto debe tenerse en consideración el régimen de autorización previsto en el artículo 67 de la Ley 34/1998 y desarrollado en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

- El posible incremento de Retribución por Mejoras de Productividad (RMP) en el siguiente periodo regulatorio al haber bajado sus costes reales respecto a los nuevos VVUU.

Es decir, se considera que la empresa, tomará una decisión eficiente (efectuar o no el proyecto en cuestión) según los beneficios reales esperados por razones de eficiencia interna y beneficio propio.

5. Gastos de explotación activados (COPEX) propuestos por las empresas transportistas

Las empresas transportistas han facilitado información en julio de 2020, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 13 de la Circular 9/2019, sobre los gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir en 2021 a través del trámite de la Sede Electrónica “PT02 – CCOMA: Comunicación de COM Auditados y COPEX (art. 12, art. 13, art. 19)”

Para ello, las empresas han debido identificar cada COPEX con un código identificativo único, junto a su descriptivo, fechas de inicio/fin, importe a incurrir, instalación afectada, documentación sobre la necesidad de la actuación que genera el gasto de explotación activado, la información de detalle y el alcance del gasto de explotación activado que se prevé realizar.

Además, las empresas también han informado en octubre de 2020 sobre los planes de inversión y de cierre de instalaciones, en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019.

En el cuadro siguiente se recoge un resumen de los proyectos presentados como COPEX por los titulares de plantas de gas natural licuado.

Cuadro 56. Proyectos de COPEX de plantas de GNL presentados para 2021

En Euros	Nº Proyectos Totales	Importe Global	Inicio y Fin previsto en 2020		Inicio previsto en 2020 y Fin previsto en 2021		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior		Inicio posterior a 2021	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	74	84.821.134,60	0	0,00	0	0,00	18	6.866.048,60	41	59.490.086,00	15	18.465.000,00
Proyectos <250.000 €	21	2.597.623,60					8	642.548,60	12	1.745.075,00	1	210.000,00
Proyectos ≥250.000 €	53	82.223.511,00					10	6.223.500,00	29	57.745.011,00	14	18.255.000,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	27	7.843.492,00	0	0,00	0	0,00	16	1.981.452,00	11	5.862.040,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	21	1.743.492,00					13	681.452,00	8	1.062.040,00		
Proyectos ≥250.000 €	6	6.100.000,00					3	1.300.000,00	3	4.800.000,00		
Regasificadora Noroeste, S.A.	21	3.873.255,78	0	0,00	0	0,00	14	2.450.999,78	1	102.600,00	6	1.319.656,00
Proyectos <250.000 €	15	1.263.988,00					11	970.009,00	1	102.600,00	3	191.379,00
Proyectos ≥250.000 €	6	2.609.267,78					3	1.480.990,78			3	1.128.277,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	28	9.052.375,45	1	50.000,00	2	110.790,00	11	4.074.085,45	5	2.307.500,00	9	2.510.000,00
Proyectos <250.000 €	15	1.444.790,00	1	50.000,00	2	110.790,00	6	478.000,00	3	566.000,00	3	240.000,00
Proyectos ≥250.000 €	13	7.607.585,45					5	3.596.085,45	2	1.741.500,00	6	2.270.000,00
Total	150	105.590.257,83	1	50.000,00	2	110.790,00	59	15.372.585,83	58	67.762.226,00	30	22.294.656,00
Proyectos <250.000 €	72	7.049.893,60	1	50.000,00	2	110.790,00	38	2.772.009,60	24	3.475.715,00	7	641.379,00
Proyectos ≥250.000 €	78	98.540.364,23	0	0,00	0	0,00	21	12.600.576,23	34	64.286.511,00	23	21.653.277,00

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, en el cuadro siguiente se recoge un resumen de los proyectos presentados como COPEX por los titulares de instalaciones de transporte.

Cuadro 57. Proyectos de COPEX de transporte presentados para 2021

En Euros	Nº Proyectos Importe Global Totales		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior		Inicio posterior a 2021	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50	39.883.861,33	14	13.014.436,33	34	26.329.425,00	2	540.000,00
Proyectos <250.000 €	19	2.010.000,00	7	625.000,00	11	1.345.000,00	1	40.000,00
Proyectos ≥250.000 €	31	37.873.861,33	7	12.389.436,33	23	24.984.425,00	1	500.000,00
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2	461.430,00	2	461.430,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	1	60.000,00	1	60.000,00				
Proyectos ≥250.000 €	1	401.430,00	1	401.430,00				
Regasificadora Noroeste, S.A.	5	645.827,00	4	552.327,00	0	0,00	1	93.500,00
Proyectos <250.000 €	4	363.000,00	3	269.500,00			1	93.500,00
Proyectos ≥250.000 €	1	282.827,00	1	282.827,00				
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Redexis Infraestructuras, S.L.	225	8.639.903,05	224	7.513.818,87	1	1.126.084,18	0	0,00
Proyectos <250.000 €	224	7.513.818,87	224	7.513.818,87				
Proyectos ≥250.000 €	1	1.126.084,18			1	1.126.084,18		
Redexis Gas, S.A.	300	10.773.226,47	299	9.759.507,40	1	1.013.719,07	0	0,00
Proyectos <250.000 €	299	9.759.507,40	299	9.759.507,40				
Proyectos ≥250.000 €	1	1.013.719,07			1	1.013.719,07		
Redexis Gas Murcia, S.A.	24	818.794,13	23	746.685,81	1	72.108,32	0	0,00
Proyectos <250.000 €	24	818.794,13	23	746.685,81	1	72.108,32		
Proyectos ≥250.000 €								
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	8	151.830,00	0	0,00	8	151.830,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	151.830,00			8	151.830,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CEGAS, S.A.	10	309.235,00	1	40.000,00	9	269.235,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	10	309.235,00	1	40.000,00	9	269.235,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	8	265.380,00	1	47.000,00	7	218.380,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	265.380,00	1	47.000,00	7	218.380,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	9	348.730,00	1	35.000,00	8	313.730,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	9	348.730,00	1	35.000,00	8	313.730,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	17	3.329.070,00	7	705.000,00	9	2.524.070,00	1	100.000,00
Proyectos <250.000 €	14	1.574.070,00	7	705.000,00	6	769.070,00	1	100.000,00
Proyectos ≥250.000 €	3	1.755.000,00			3	1.755.000,00		
NEDGIA NAVARRA, S.A.	7	28.530,00	1	6.000,00	6	22.530,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	28.530,00	1	6.000,00	6	22.530,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA RIOJA, S.A.	7	82.475,00	1	5.000,00	6	77.475,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	82.475,00	1	5.000,00	6	77.475,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	7	40.420,00	1	19.000,00	6	21.420,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	40.420,00	1	19.000,00	6	21.420,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA, S.A.	8	56.780,00	1	16.000,00	7	40.780,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	56.780,00	1	16.000,00	7	40.780,00		
Proyectos ≥250.000 €								
Total	687	65.835.491,98	580	32.921.205,41	103	32.180.786,57	4	733.500,00
Proyectos <250.000 €	649	23.382.570,40	571	19.847.512,08	75	3.301.558,32	3	233.500,00
Proyectos ≥250.000 €	38	42.452.921,58	9	13.073.693,33	28	28.879.228,25	1	500.000,00

Fuente: Elaboración Propia

Comparados los importes anteriores con los COPEX implícitos en los VVUU de O&M que se han venido retribuyendo anualmente a través de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014 se ha observado que, para el conjunto de la actividad, los COPEX propuestos tanto en regasificación como en transporte son muy superiores a los COPEX implícitos.

Cuadro 58. COPEX implícitos percibidos en los VVUU de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014 vs importe proyectos de COPEX de regasificación presentados para 2021

	COPEX Implícitos medios en VVUU 2015-20	Importe Total Actuaciones Presentadas	Variación (%)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.601.754,94	84.821.134,60	3160%
Bahía Bizkaia Gas S.L.	617.452,36	7.843.492,00	1170%
Regasificadora Noroeste, S.A.	332.610,60	3.873.255,78	1065%
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	589.535,33	9.052.375,45	1436%
Total	4.141.353,23	105.590.257,83	2450%

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 59. COPEX implícitos percibidos en los VVUU de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014 vs importe proyectos de COPEX de transporte presentados para 2021

	COPEX Implícitos medios en VVUU 2015-20	Importe Total Actuaciones Presentadas	Variación (%)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	14.911.882,11	39.883.861,33	167%
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	525.163,92	461.430,00	-12%
Regasificadora Noroeste, S.A.	146.958,16	645.827,00	339%
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	9.656,23	0,00	-100%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	149.981,52	0,00	-100%
Redexis Infraestructuras, S.L.	680.324,62	8.639.903,05	1170%
Redexis Gas, S.A.	512.837,87	10.773.226,47	2001%
Redexis Gas Murcia, S.A.	32.860,85	818.794,13	2392%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	90.409,93	151.830,00	68%
NEDGIA CEGAS, S.A.	68.377,54	309.235,00	352%
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	69.889,76	265.380,00	280%
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	76.054,10	348.730,00	359%
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	547.845,02	3.329.070,00	508%
NEDGIA NAVARRA, S.A.	23.848,03	28.530,00	20%
NEDGIA RIOJA, S.A.	43.769,52	82.475,00	88%
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	4.555,18	40.420,00	787%
NEDGIA, S.A.	347,63	56.780,00	16233%
Total	17.894.761,99	65.835.491,98	268%

Fuente: Elaboración Propia

Idénticas conclusiones se sacan si los comparamos con los importes activados por las empresas durante el periodo 2016-2018 cómo posibles COPEX. Tal y como se puso de manifiesto en la memoria de la Circular 8/2020, las cuantías de COPEX habrían sido declarados en SICORE en los tipos de coste con códigos CC-45, CC-49 y CC-50. Si bien el código CC-49 también podía recoger importes activados son retribuidos mediante VVUU de O&M⁵¹, se considera que la opción más prudente es considerar para este análisis los importes totales del CC-49,

⁵¹ Relacionados con mantenimientos plurianuales (*overhauls* o mantenimientos mayores) tal y como se puso de manifiesto con motivo de la Circular 8/2020

dado que con el grado de detalle actual de SICORE no es posible discernir los importes correspondientes a unos y otros.

Cuadro 60. COPEX activados durante 2016-2019 declarados en SICORE vs importe proyectos de COPEX de regasificación presentados para 2021

	Importes Activados en COPEX declarados en SICORE (CC-45, CC-49 y CC-50)					Importe Total Actuaciones Presentadas	Variación Respecto Promedio
	2016	2017	2018	2019	Promedio 2016-19		
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	6.498.893,72	5.129.912,61	3.103.623,92	9.982.095,83	6.178.631,52	84.821.134,60	1373%
Bahía Bizkaia Gas S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7.843.492,00	-
Regasificadora Noroeste, S.A.	167.861,55	494.809,67	872.921,87	173.047,63	427.160,18	3.873.255,78	907%
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	3.143.113,00	1.222.715,93	1.380.367,27	1.146.437,86	1.723.158,52	9.052.375,45	525%
Total	9.809.868,27	6.847.438,21	5.356.913,06	11.301.580,88	8.328.950,11	105.590.257,83	1268%

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 61. COPEX activados durante 2016-2019 declarados en SICORE vs importe proyectos de COPEX de transporte presentados para 2021

	Importes Activados en COPEX declarados en SICORE (CC-45, CC-49 y CC-50)					Importe Total Actuaciones Presentadas	Variación Respecto Promedio
	2016	2017	2018	2019	Promedio 2016-19		
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.662.039,61	5.290.097,63	6.442.027,80	8.428.140,96	6.455.576,50	39.883.861,33	518%
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	109.410,00	985.333,00	476.036,92	138.113,97	427.223,47	461.430,00	8%
Regasificadora Noroeste, S.A.	5.006,38	209.885,69	238.652,78	380.243,86	208.447,18	645.827,00	210%
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	0,00	2.174.396,27	401.667,00	644.015,82	8.639.903,05	1242%
Redexis Gas, S.A.	0,00	0,00	1.724.271,70	526.607,00	562.719,68	10.773.226,47	1814%
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	21.900,21	122.521,00	36.105,30	818.794,13	2168%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	941.404,00	69.356,00	4.809,00	1.790.358,00	701.481,75	151.830,00	-78%
NEDGIA CEGAS, S.A.	36.084,00	0,00	9.265,00	9.782,00	13.782,75	309.235,00	2144%
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	7.612,00	30.249,00	28.118,00	52.404,00	29.595,75	348.730,00	1078%
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	8.868,00	787,00	3.245,00	77.764,00	22.666,00	265.380,00	1071%
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	654.618,00	107.612,00	896.250,00	729.267,00	596.936,75	3.329.070,00	458%
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	960,00	0,00	240,00	28.530,00	11788%
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	461,00	1.660,00	530,25	82.475,00	15454%
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	38.722,00	0,00	2.696,00	1.338,00	10.689,00	40.420,00	278%
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	56.780,00	
Total	7.463.763,99	6.693.320,32	12.023.089,68	12.659.866,79	9.710.010,20	65.835.491,98	578%

Fuente: Elaboración Propia

6. Cuantía máxima de inversión en COPEX que podría ser realizable en el año 2021 y retribución provisional por COPEX

A la vista de dichos datos, y dado que este proceso es de reciente implementación en el sector, lo que puede propiciar la existencia de desajustes entre los criterios enunciados y la información proporcionada por los agentes se ha optado por aplicar un principio de prudencia a los importes a reconocer a cada empresa.

Para determinar la cuantía máxima de la inversión en COPEX que podría ser realizable en el año 2021 de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, se ha tomado el promedio entre el mayor importe anual activado durante el periodo 2016-2020 y el importe global de las actuaciones presentadas por los transportistas, sin perjuicio del posterior análisis de admisibilidad de cada una de

las actuaciones que se realicen, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020 y la motivación incluida en este anexo.

A continuación, se recoge la determinación de las cuantías máximas de la inversión en COPEX por actividad y empresa

Cuadro 62. Cuantía máxima en COPEX realizable en el año 2021 para regasificación

	Valor Activado Máximo en periodo 2016-2019	Importe Total Actuaciones Presentadas	Cuantía Máxima en COPEX 2021	Ratio Valor Presentado vs Valor Max. Activado 2016-2019
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	9.982.095,83	84.821.134,60	47.401.615,22	4,75
Bahía Bizkaia Gas S.L.	0,00	7.843.492,00	3.921.746,00	-
Regasificadora Noroeste, S.A.	872.921,87	3.873.255,78	2.373.088,83	2,72
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	3.143.113,00	9.052.375,45	6.097.744,23	1,94
Total	13.998.130,70	105.590.257,83	59.794.194,27	4,27

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 63. Cuantía máxima en COPEX realizable en el año 2021 para transporte

	Valor Activado Máximo en periodo 2016-2019	Importe Total Actuaciones Presentadas	Cuantía Máxima en COPEX 2021	Ratio Valor Presentado vs Valor Max. Activado 2016-2019
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	8.428.140,96	39.883.861,33	24.156.001,15	2,866
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	985.333,00	461.430,00	723.381,50	0,734
Regasificadora Noroeste, S.A.	380.243,86	645.827,00	513.035,43	1,349
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	
Redexis Infraestructuras, S.L.	2.174.396,27	8.639.903,05	5.407.149,66	2,487
Redexis Gas, S.A.	1.724.271,70	10.773.226,47	6.248.749,09	3,624
Redexis Gas Murcia, S.A.	122.521,00	818.794,13	470.657,57	3,841
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.790.358,00	151.830,00	971.094,00	0,542
NEDGIA CEGAS, S.A.	36.084,00	309.235,00	172.659,50	4,785
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	77.764,00	265.380,00	171.572,00	2,206
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	52.404,00	348.730,00	200.567,00	3,827
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	896.250,00	3.329.070,00	2.112.660,00	2,357
NEDGIA NAVARRA, S.A.	960,00	28.530,00	14.745,00	15,359
NEDGIA RIOJA, S.A.	1.660,00	82.475,00	42.067,50	25,342
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	38.722,00	40.420,00	39.571,00	1,022
NEDGIA, S.A.	0,00	56.780,00	28.390,00	
Total	16.709.108,79	65.835.491,98	41.272.300,39	2,470

Fuente: Elaboración Propia

En lo que respecta a la retribución provisional por COPEX, se considera conveniente mantener como referencia, un valor basado en el importe implícito de COPEX que venían reconociéndose a través de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014. Para ello, se ha aplicado al importe implícito de COPEX, la proporción entre la cuantía máxima establecida para cada empresa y el mayor importe anual activado durante el periodo 2016-2019. En los casos en los que no se dispone del valor se ha aplicado la proporción menor de todas las empresas que realizan la actividad. El importe, en cualquier caso, no podrá ser superior a las cuantías máximas realizable en COPEX durante 2021.

En cualquier caso, el importe anterior, a reflejar en la resolución, es un valor provisional por COPEX a cuenta de su posterior acreditación que se asigna de

esta forma, a falta de poder basarse en valores auditados de años anteriores como indica el artículo 12.3 de la Circular 9/2019.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, y la aplicación de lo dispuesto en la Circular 9/2019, la retribución provisional por COPEX en plantas de GNL y en transporte para el año 2021, sería la siguiente:

Cuadro 64. Retribución provisional por COPEX del año 2021 para plantas de GNL

En Euros	COPEX 2021
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	12.354.859,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	1.197.878,21
Regasificadora Noroeste, S.A.	904.221,24
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	1.143.718,24
Total	15.600.676,69

Cuadro 65. Retribución provisional por COPEX para el año 2021 para transporte

En Euros	COPEX 2021s
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.156.001,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	385.548,71
Regasificadora Noroeste, S.A.	198.279,97
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.691.787,78
Redexis Gas, S.A.	1.858.521,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	126.233,12
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	49.038,54
NEDGIA CEGAS, S.A.	172.659,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	154.198,93
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	200.567,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	1.291.392,20
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.745,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	42.067,50
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	4.655,05
NEDGIA, S.A.	188,56
Total	30.345.884,01

Todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que conlleven las posteriores auditorías, justificaciones, análisis de mayor detalle, etc. que traigan como consecuencia un reconocimiento definitivo de retribución por COPEX para 2021 distinto del reflejado en la Resolución para el año 2021.

**ANEXO II. ESTIMACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE EXTENSIÓN DE
VIDA ÚTIL APLICABLES A LOS COSTES DE O&M VARIABLE DE LAS
PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN 2020**

ANEXO II.- ESTIMACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE EXTENSIÓN DE VIDA ÚTIL APLICABLES A LOS COSTES DE O&M VARIABLE DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN 2020

1. Antecedentes

En cumplimiento de la Sentencia nº 290/2016 del Tribunal Supremo, Sala de lo Contencioso-Administrativo, correspondiente al recurso contencioso-administrativo ordinario número 59/2015, interpuesto por Planta de Regasificación de Sagunto, S.A., contra la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, se procede a reconocer la aplicación de los coeficientes de extensión de vida útil de los activos de regasificación que han superado la vida útil regulatoria, a los costes variables de regasificación.

2. Metodología aplicable

Dado que el coeficiente de extensión de vida útil se calcula para cada instalación en función de los años transcurridos desde la finalización de su vida útil, y que los costes variables de regasificación se corresponden con los volúmenes de gas relativos al uso de cada planta, se hace necesario establecer una metodología de cálculo de dichos costes, a fin de asignar a cada planta la retribución por costes de operación y mantenimiento variables por extensión de vida útil correspondiente a cada año.

Dicha metodología fue establecida por el Artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, sobre aplicación de los costes de extensión de vida útil a las plantas de regasificación.

Según la misma el coeficiente μ establecido en el apartado 2.e) del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y empleado en los activos que han superado su vida útil regulatoria y continúan en operación, se aplicará a los costes de operación y mantenimiento variables según lo siguiente:

- a) El coste de operación y mantenimiento variable de los vaporizadores corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de regasificación.
- b) El coste de operación y mantenimiento variable de la obra civil, portuaria y marítima, corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de carga de buques.
- c) El coste de operación y mantenimiento variable de los cargaderos de cisternas, corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de carga de cisternas.
- d) El coste de operación y mantenimiento variable de los tanques de almacenamiento es cero.

Además, el artículo señala que el coste de operación y mantenimiento variable

por planta y actividad (regasificación, carga de cisternas y trasvase a/entre buques), se multiplicará por un coeficiente $\mu_{n,t}^j$, calculado según la siguiente fórmula:

$$\mu_{n,t}^j = 1 + \frac{\sum_{i=1}^m (\mu_n^i - 1) * VR_i * U_{n,i}}{\sum_{i=1}^m VR_i}$$

Donde:

- n es el año de aplicación.
- j es la actividad (regasificación, carga de cisterna y trasvase a buque).
- t es la planta de regasificación (Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugarodos, Bizkaia).
- m es el número de elementos de la planta «t» asociados al coste de operación y mantenimiento variable de la actividad «j».
- $\mu_{i,n}$ es el coeficiente de extensión de vida útil del elemento «i» en el año «n» calculado según la fórmula establecido en el apartado 2.e del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.
- VR_i es el valor de inversión reconocido del elemento «i».
- $U_{n,i}$ es el grado de utilización efectivo del elemento «i» en el año «n», expresado en un porcentaje. Para todos los elementos de obra civil y de cargaderos de cisternas tomará un valor de 100%.

Para cada elemento vaporizador, el factor $U_{n,i}$ se calculará con base en la vaporización real de cada planta desde el 16 de noviembre del año anterior hasta el 15 de noviembre del año de aplicación (ambos incluidos), aplicando como criterio de utilización el uso prioritario de los vaporizadores que se hayan instalado más recientemente.

En la orden por la que se establezcan las retribuciones del año «n+1» se publicarán los coeficientes que correspondan a cada planta para el año «n».

3. Estimación de los coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los costes de O&M variable de las plantas de regasificación en 2020

Conforme con lo dispuesto en el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, se procede a determinar los coeficientes de extensión de vida útil a aplicar en el año 2020 a los costes de operación y mantenimiento variables de las plantas de regasificación:

Cuadro 66.- Coeficientes de extensión de vida útil 2020 para VU de O&M variables de plantas de regasificación

	Actividad		
	Descarga buques	Carga cisternas	Regasificación
Barcelona	1,00	1,31	1,05
Cartagena	1,00	1,06	1,06
Huelva	1,00	1,12	1,08
BBG	1,00	1,00	1,15
Reganosa	1,00	1,00	1,15
Saggas	1,00	1,00	1,04

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se incluyen las tablas resumen de cada una de las plantas para los elementos vaporizadores. Indicar que los días de operación corresponden con el resultado de aplicar los criterios establecidos en la fórmula del artículo 4 y no con los valores reales de operación de los vaporizadores de las plantas.

Cuadro 67.- Detalle calculo coeficientes de extensión de vida útil 2020 para VU de O&M variables de vaporización por plantas de regasificación

PLANTA BARCELONA	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Dias operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Ampliación capacidad de emisión nominal desde 1.650.000 hasta 1.800.000 m3 (n)/h en la Planta de Barcelona. (Nuevo vaporizador de agua de mar E - 2200 H)	15/06/2009	1,15	19.748.796	150.000	150.000	366	100,27%	2.970.435
Ampliación capacidad emisión nominal desde 1.800.000 hasta 1.950.000 m3 (n)/h en la Planta de Barcelona (nuevo vaporizador de agua de mar E - 2200 J)	15/06/2009	1,15	20.253.851	150.000	300.000	366	100,27%	3.046.401
Planta de Barcelona. Ampliación vaporización desde 1.500.000 m3(n)/h hasta 1.650.000 m3(n)/h	31/03/2006	1,15	19.513.564	150.000	450.000	304	83,29%	2.437.859
Planta de Barcelona. Ampliación vaporización desde 1.200.000 m3(n)/h hasta 1.500.000 m3(n)/h	05/12/2005	1,15	59.628.849	300.000	750.000	159	43,56%	3.896.296
Planta de Barcelona. Vaporización (300.000 m3/h)	19/11/2002	1,18	59.417.400	300.000	1.050.000	34	9,32%	996.259
Planta de Barcelona. Vaporización 3 (300.000 m3/h)	01/01/2002	1,18	59.056.290	300.000	1.350.000	1	0,27%	29.124
Planta de Barcelona. Vaporización 2 (300.000 m3/h)	01/01/1996	1,28	23.259.020	300.000	1.650.000	-	0,00%	-
Planta de Barcelona. Vaporización 1-a (300.000 m3/h) OM pone 1981	01/01/1982	1,69	23.259.020	300.000	1.950.000	-	0,00%	-
			284.136.789					13.376.374
								1,0470772
PLANTA CARTAGENA	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Dias operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Ampliación capacidad de emisión nominal desde 1.200.000 hasta 1.350.000 m3 (n)/h en Planta de Cartagena (vaporizador de agua de mar PA-243 C)	25/06/2008	1,15	20.721.000	150.000	150.000	366	100,27%	3.116.665
Planta de Cartagena. Ampliación vaporización desde 1.050.000 m3(n)/h hasta 1.200.000 m3(n)/h	22/06/2006	1,15	26.184.259	150.000	300.000	349	95,62%	3.755.468
Planta de Cartagena. Ampliación vaporización desde 900.000 m3(n)/h hasta 1.050.000 m3(n)/h	22/06/2006	1,15	26.184.259	150.000	450.000	238	65,21%	2.561.036
Planta Cartagena. Ampliación hasta 900.000 m3(N)/h	28/03/2005	1,15	31.559.295	300.000	750.000	71	19,45%	920.840
Planta Cartagena. Ampliación hasta 600.000 m3(N)/h	24/09/2003	1,17	14.188.222	150.000	900.000	-	0,00%	-
Planta de Cartagena. Vaporización 2 (150.000 m3/h)	01/01/2001	1,19	29.528.145	150.000	1.050.000	-	0,00%	-
Planta de Cartagena. Vaporización 3 (150.000 m3/h) OM 2002	02/11/2000	1,20	20.708.700	150.000	1.200.000	-	0,00%	-
Planta de Cartagena. Vaporización 1 (150.000 m3/h) OM1987	01/01/1998	1,24	14.096.702	150.000	1.350.000	-	0,00%	-
			183.170.582					10.354.009
								1,0565266
PLANTA HUELVA	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacidad acumulada	Dias operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Ampliación de la capacidad de emisión nominal desde 1.200.000 hasta 1.350.000 m3 (n)/h en la red de 72 bar en Planta de Huelva (vaporizador de agua de mar PA-116 J)	29/03/2007	1,15	20.085.757	150.000	150.000	366	100,27%	3.021.118
Planta de Huelva. Ampliación vaporización desde 1.050.000 m3(n)/h hasta 1.200.000 m3(n)/h	26/06/2006	1,15	22.593.814	150.000	300.000	360	98,63%	3.342.646
Planta de Huelva. Ampliación vaporización de 900.000 m3(n)/h hasta 1.050.000 m3(n)/h	30/11/2005	1,15	19.737.956	150.000	450.000	318	87,12%	2.579.453
Planta Huelva. Ampliación hasta 900.000 m3(N)/h	20/12/2004	1,16	70.889.187	450.000	900.000	202	55,34%	6.277.092
Planta de Huelva. Vaporización 2 (300.000 m3/h)	01/01/1993	1,36	43.079.951	300.000	1.200.000	10	2,74%	424.898
Planta de Huelva. Vaporización 1 (150.000 m3/h)	01/01/1989	1,48	21.334.833	150.000	1.350.000	-	0,00%	-
			197.721.498					15.645.208
								1,0791275
PLANTA BILBAO	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Dias funcionam	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Vaporizador (200.000 m3/h) (1 de 4)	05/12/2003	1,17	37.818.725	200.000	200.000	366	100,00%	6.429.183
Vaporizador (200.000 m3/h) (2 de 4)	05/12/2003	1,17	37.818.725	200.000	400.000	363	99,18%	6.376.485
Vaporizador (200.000 m3/h) (3 de 4)	05/12/2003	1,17	37.818.725	200.000	600.000	324	88,52%	5.691.408
Vaporizador (200.000 m3/h) (4 de 4)	05/12/2003	1,17	37.818.725	200.000	800.000	198	54,10%	3.478.083
			151.274.901					21.975.159
								1,1452664
PLANTA MUGARDOS	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Dias operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Regasificadora de Mugardos. Capacidad de emisión de 412.800 m3 (n)/h	07/11/2007	1,15	56.124.288	412.800	412.800	366	100,00%	8.418.643
			56.124.288					8.418.643
								1,1500000
PLANTA SAGUNTO	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Dias operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Vaporizador (200.000 m3/h) (5º)	28/11/2008	1,15	25.466.118	200.000	200.000	366	100,00%	3.819.918
Vaporizador (200.000 m3/h) (1 de 4)	01/04/2006	1,15	41.128.125	200.000	400.000	160	43,72%	2.696.926
Vaporizador (200.000 m3/h) (2 de 4)	01/04/2006	1,15	41.128.125	200.000	600.000	16	4,37%	269.693
Vaporizador (200.000 m3/h) (3 de 4)	01/04/2006	1,15	41.128.125	200.000	800.000	6	1,64%	101.135
Vaporizador (200.000 m3/h) (4 de 4)	01/04/2006	1,15	41.128.125	200.000	1.000.000	-	0,00%	-
			189.978.618					6.887.671
								1,0362550

A continuación, se incluyen las tablas resumen de cada una de las plantas para los cargaderos de cisternas de GNL.

Cuadro 68.- Detalle calculo coeficientes de extensión de vida útil 2020 para VU de O&M variables de cargaderos de cisternas de GNL por plantas de regasificación

Planta	Elemento	Fecha puesta en marcha	Coef Extensión	% Utilización	VR _i (valor reconocido de)	VR _i * Coef * % uso
Barcelona	Planta de Barcelona. Cargadero 2	01/01/1980	1,42	100%	1.435.389	2.038.252
	Planta de Barcelona. Cargadero 1	01/01/1980	1,42	100%	1.435.389	2.038.252
	Planta de Barcelona. Cargadero 3	01/01/2001	1,00	100%	1.353.207	1.353.207
					4.223.984,50	1,28545
Cartagena	Planta de Cartagena. Cargadero 1	01/01/1990	1,19	100%	723.291	860.717
	Planta de Cartagena. Cargadero 2 OM 1999	01/01/2000	1,00	100%	804.311	804.311
	Planta de Cartagena. Cargadero 3 OM 1999	01/01/2000	1,00	100%	804.311	804.311
					2.331.912,72	1,05893
Huelva	Planta de Huelva. Cargadero 1	01/01/1989	1,20	100%	1.391.048	1.669.258
	Planta de Huelva. Cargadero 2	01/01/1998	1,15	100%	1.378.119	1.584.837
	Planta de Huelva. Cargadero 3	01/01/2001	1,00	100%	1.529.622	1.529.622
					4.298.790,11	1,11281
Mugardos	Regasificadora de Bilbao. Cargadero de Cisternas GNL	05/12/2003	1,00	100%	1.555.398,00	1.555.398,00
						1,00000
Sagunto	Planta de Sagunto. Cargadero 1	01/04/2006	1,00	100%	1.804.325	1.804.325
	Planta de Sagunto. Cargadero 2	01/04/2006	1,00	100%	1.804.325	1.804.325
					3.608.650,00	1,00000
Bilbao	Regasificadora de Mugardos. Cargadero de Cisternas GNL 1	07/11/2007	1,00	100%	3.080.111	3.080.111
	Regasificadora de Mugardos. Cargadero de Cisternas GNL 2	07/11/2007	1,00	100%	3.080.111	3.080.111
					6.160.222,00	1,00000

**ANEXO III. MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN Y SU NUMERO DE
PUNTOS DE SUMINISTRO A 31 DE DICIEMBRE DE 2019**

ANEXO III.- MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN Y SU NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO A 31 DE DICIEMBRE DE 2019

1. Antecedentes

El anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece una nueva metodología de retribución de la actividad de distribución, y, en particular, introduce una retribución incentivadora para los denominados municipios de gasificación reciente, que son aquellos en los que se inicia la gasificación desde el 1 de enero de 2014.

Por otro lado, las disposiciones adicionales tercera y sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, vinieron a establecer la posibilidad de verificar el número de puntos de suministro (PS) en municipios de gasificación reciente, para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución, y a realizar las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014.

Con el objeto de dar cumplimiento a dichos mandatos, con fecha 1 de diciembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el Acuerdo⁵² mediante el cual se propuso a la Dirección General de Política Energética y Minas la relación de los municipios de gasificación reciente para los años 2014 y 2015.

Asimismo, con fecha 16 de noviembre de 2017 y con fecha 17 de octubre de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó sendos Acuerdos⁵³ mediante los cuales se propuso a la Dirección General de Política Energética y Minas la relación de los municipios de gasificación reciente para los años 2016 y 2017, respectivamente.

Teniendo en consideración el Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, así como la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2019⁵⁴, de 11 de enero, que señala que, entre otras, serán competencia de la CNMC las cuestiones retributivas de las instalaciones de distribución, con fecha de salida de 23 de julio de 2020, la CNMC solicitó a las compañías distribuidoras de gas natural la información necesaria, con el objetivo de verificar los municipios de gasificación reciente habidos durante el año 2019.

En relación con la información solicitada por esta Comisión, con fecha de entrada en la CNMC de 28 de julio de 2020, la compañía DISTRIBUCIÓN Y

⁵² Acuerdo por el que se propone a la Dirección General de Política Energética y Minas los municipios de gasificación reciente para los años 2014 y 2015, de acuerdo con el mandato establecido en la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015.

⁵³ Se trata de los informes relativos a:

- Acuerdo por el que se establece la relación de municipios de gasificación reciente para el año 2016, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015.
- Acuerdo por el que se establece la relación de municipios de gasificación reciente para el año 2017, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015.

⁵⁴ Real Decreto-ley 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.

COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A., remite escrito manifestando que no ha realizado ninguna gasificación reciente con inicio en el año 2019.

Por su parte, las distribuidoras NED ESPAÑA DISTRIBUCIÓN GAS, S.A., NORTEGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U., y TOLOSA GASA, S.A., todas ellas compañías pertenecientes al grupo NORTEGAS, en contestación a la información solicitada, remiten tres escritos, de fecha 28 de julio de 2020, declarando que no tienen ningún municipio con puesta en gas reciente durante el año 2019.

El 29 de julio de 2020, tiene entrada en la Comisión el oficio remitido por GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A., manifestando que no disponen de municipios de reciente gasificación durante el año 2019.

Asimismo, con fecha de entrada en la CNMC de 16 de septiembre de 2020, la compañía MADRILEÑA RED DE GAS, S.A., remite contestación a esta Comisión, donde queda constatado que no ha realizado ninguna gasificación reciente de municipios durante el año 2019.

Por otro lado, con fecha de entrada en la Comisión de 17 de septiembre de 2020, REDEXIS GAS, S.A., y REDEXIS GAS MURCIA, S.A., remiten sendos escritos, adjuntando la información solicitada.

Adicionalmente, con fecha de entrada 1 de octubre de 2020, la distribuidora NEDGIA LA RIOJA, S.A., en contestación a la información solicitada, remite escrito, anexando la documentación correspondiente.

Asimismo, cabe señalar que, con fecha de entrada en la CNMC de 1 de octubre de 2020, el resto de las empresas distribuidoras del grupo NEDGIA⁵⁵, excepto NEDGIA BALEARS, S.A., para la que no se ha recibido contestación, remiten, de forma individualizada, los correspondientes escritos, donde ponen de manifiesto que no disponen de municipios de reciente gasificación durante el año 2019.

Finalmente, con fecha de entrada 26 de octubre de 2020, DOMUS MIL NATURAL, S.A., adjunta escrito, al que anexa la información correspondiente, relativa a los municipios de gasificación reciente en el año 2019, en los términos solicitados por esta Comisión.

2. Normativa de aplicación

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece en su artículo 63 la retribución de la actividad de distribución de gas natural, e indica que se calculará de acuerdo con la metodología recogida en su Anexo X.

⁵⁵ Las distribuidoras del grupo NEDGIA son: NEDGIA ANDALUCÍA, S.A., NEDGIA BALEARS, S.A., NEDGIA CATALUNYA, S.A., NEDGIA CASTILLA-LA MANCHA, S.A., NEDGIA CASTILLA Y LEÓN, S.A., NEDGIA CEGAS, S.A., NEDGIA GALICIA, S.A., NEDGIA NAVARRA, S.A., NEDGIA LA RIOJA, S.A., NEDGIA MADRID, S.A., NEDGIA ARAGÓN, S.A., NEDGIA, S.A.

La fórmula retributiva, desarrollada en el Anexo X contiene, entre otros, un parámetro relacionado con la captación de nuevo mercado de gas, que introduce una variable, atendiendo a si la expansión de la red se efectúa en municipios ya gasificados o si se trata de nuevos municipios, en los que no existían previamente redes de distribución.

En particular, cabe señalar que el apartado 2, del referido anexo X, determina que:

- Se considera término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido en menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución.
- Para el mercado captado en términos municipales de gasificación reciente, se establecerá una retribución unitaria incentivadora por punto de suministro conectado a presión igual o inferior a 4 bar.
- Esta retribución incentivadora sólo será de aplicación para aquellos términos municipales no gasificados previamente en los que el acta de puesta en servicio sea posterior al 1 de enero del año 2014.

El artículo 25 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre⁵⁶, establece que la DGPEM y esta Comisión podrán solicitar a las empresas o agrupaciones de empresas cualquier otra información necesaria para poder determinar los peajes, cánones o tarifas, así como para fijar la retribución de las actividades reguladas de cada año.

Por su parte, el apartado l) del artículo 10 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, determina que las empresas distribuidoras deben llevar una base de datos de los consumidores conectados a sus instalaciones - referida a los puntos de suministro (PS) conectados a sus redes, (el SCTD⁵⁷)-, en la que se hallan incluidos los datos sobre cada PS, determinados en el artículo 43 del Real Decreto 1434/2002, haciendo constar, entre otros, el código de identificación del PS (los CUPS), el nombre y código de la empresa, la ubicación del PS, la presión, consumos de los dos últimos años, etc.

El artículo 8 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, establece que tendrán también la condición de instalaciones de distribución las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución.

3. Municipios propuestos por las empresas

Vista la documentación remitida por las distribuidoras, se ha comprobado que las mismas consideran de reciente gasificación en el año 2019 un total de 14

⁵⁶ Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.

⁵⁷ El Sistema de Comunicación Transporte Distribución (SCTD) es un sistema informático de **intercambio de información** mediante mensajería electrónica a través del cual las empresas comercializadoras pueden gestionar los contratos de acceso de los puntos de suministro eléctricos conectados a las redes del distribuidor, así como el acceso al **Registro de Puntos de Suministro (art 43 del RD 1434/2002, de 27 de diciembre)**.

municipios, con 1.280 nuevos puntos de suministro (en adelante PS) a 31 de diciembre de 2019.

En la siguiente tabla se resumen, por grupo empresarial, los municipios propuestos por las distribuidoras, así como los PS declarados:

Tabla 1. Resumen municipios propuestos por las empresas distribuidoras

EMPRESA DISTRIBUIDORA	Nº de municipios declarados de reciente gasificación en 2019	Nº de PS declarados a 31 de diciembre de 2019
DOMUS MIL NATURAL, S.A.	1	-
Grupo NEDGIA	1	18
Grupo REDEXIS	12	1.262
TOTAL	14	1.280

Fuente: Información aportada por las empresas

A continuación, se relacionan los municipios propuestos por las empresas distribuidoras, así como el número de PS declarados en la información remitida a solicitud de esta Comisión:

Tabla 2. Detalle municipios propuestos por las empresas distribuidoras

MUNICIPIOS DECLARADOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE - AÑO 2019					
AÑO DE PUESTA EN MARCHA	DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	Nº PS declarados 2019
2019	Domus Mil Natural, S.A.	Cuenca	Campillo de Altobuey	160421	-
2019	NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Briones	26034	18
2019	Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Archena	30009	155
2019	Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Los Alcázares	30902	-
2019	Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Villanueva del Río Segura	30042	17
2019	Redexis Gas, S.A.	Almería	Garrucha	04049	479
2019	Redexis Gas, S.A.	Ávila	Piedrahíta	05186	411
2019	Redexis Gas, S.A.	Cáceres	Moraleja	10128	108
2019	Redexis Gas, S.A.	Cádiz	Vejer de la Frontera	11039	35
2019	Redexis Gas, S.A.	Jaén	Castellar	23025	29
2019	Redexis Gas, S.A.	Segovia	Sanconuño	40179	1
2019	Redexis Gas, S.A.	Segovia	San Martín y Mudrián	40182	4
2019	Redexis Gas, S.A.	Sevilla	Lebrija	41053	11
2019	Redexis Gas, S.A.	Toledo	La Puebla de Montalbán	45136	12
TOTAL PS DECLARADOS					1.280

Fuente: Información aportada por las empresas

4. Criterios para establecer los municipios de gasificación reciente en 2019

Teniendo en cuenta las disposiciones aplicables, así como la información remitida por las empresas distribuidoras, esta Comisión ha procedido a verificar y determinar, por un lado, la fecha de inicio de la gasificación de cada municipio, y de otro lado, el número de puntos de suministro (PS) existente en dichos municipios a 31 de diciembre de 2019.

Para validar si un municipio se considera de gasificación reciente, se utiliza la información aportada por las empresas, comprobando, con la información disponible en esta Comisión, si se encuentra algún elemento que acredita que hay instalaciones de distribución puestas en servicio o PS con consumo realizado anterior al 1 de enero de 2019.

Los **criterios aplicados** por esta Comisión han sido los siguientes:

4.1. Municipios considerados

El anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece una retribución adicional por distribución de gas natural por los clientes situados en los municipios de gasificación reciente.

En consecuencia, se establece como referencia la figura administrativa territorial del municipio, considerándose como tal lo recogido por el INE en su base de datos⁵⁸.

4.2. Criterios para establecer la fecha de inicio de la gasificación del municipio

Según establece el anexo X⁵⁹ de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, para la determinación de la fecha de inicio de la gasificación de un municipio, se han considerado las siguientes fechas:

- Las fechas de las autorizaciones de puesta en servicio (actas de puesta en marcha-APM) de las distintas instalaciones de distribución⁶⁰ en el municipio:
 - de planta satélite de GNL que alimenta a la red de distribución del municipio
 - de una parte, o de toda la red de distribución del municipio
 - de la antena de conexión a la red de distribución del municipio o de un núcleo urbano.
- En aquellos municipios para los que se han autorizado puestas en marcha de las distintas instalaciones de distribución, se considera como la fecha de inicio de la gasificación la fecha más temprana de todas ellas.

No obstante, no se han considerado como municipios de gasificación reciente aquellos municipios que tienen puntos de suministro en el Sistema de Liquidaciones (SIFCO), con suministro facturado anterior al año 2019, o que hayan tenido retribución específica donde se haya puesto de manifiesto autorizaciones de puestas en servicio del municipio anteriores al año 2019.

⁵⁸ <http://www.ine.es/jaxi/menu.do?type=pcaxis&path=/t20/e245/codmun&file=inebase>

⁵⁹ 2. Se entiende por término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución.

Para el mercado captado en términos municipales de gasificación reciente, se establecerá una retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar incentivadora.

Esta retribución incentivadora sólo será de aplicación para aquellos términos municipales no gasificados en los que el acta de puesta en servicio sea posterior al 1 de enero del año 2014.

⁶⁰ El artículo 73 de la Ley 34/1998 establece que se consideran instalaciones de distribución de gas natural los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica de transporte secundario. Asimismo, tendrán también la consideración de instalaciones de distribución las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución. Igualmente, tendrán la consideración de instalaciones de distribución las instalaciones de conexión entre la red de transporte y distribución en los términos y condiciones que reglamentariamente se determinen.

4.3. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 31 de diciembre de 2019

Como mejor dato disponible, esta Comisión ha utilizado la información declarada por las empresas distribuidoras sobre número de PS en el fichero LMUN de la liquidación definitiva 2019⁶¹ del Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO) de la CNMC, base de datos que tiene su origen en las funciones otorgadas a esta Comisión en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre⁶².

5. Municipios de gasificación reciente del año 2019

Analizada la información remitida por las distribuidoras, las disposiciones aplicables, y los criterios establecidos en el apartado 4 de este anexo, se consideran de reciente gasificación en el año 2019 un total de 13 municipios, con 1.299 PS validados a 31 de diciembre de 2019.

A continuación, se resumen, por grupo empresarial, los municipios considerados de gasificación reciente en el año 2019:

Tabla 3. Municipios considerados de gasificación reciente en 2019

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE AÑO 2019			
EMPRESA DISTRIBUIDORA	Solicitados	Validados	Excluidos
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	-	-	-
Domus Mil Natural, S.A.	1	1	-
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-	-	-
Grupo NEDGIA	1	-	1
Grupo NORTEGAS	-	-	-
Grupo REDEXIS	12	12	-
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	-	-	-
TOTAL MUNICIPIOS	14	13	1

Fuente: Elaboración propia

En la siguiente tabla se resume los actos administrativos más significativos para cada uno de los municipios analizados y considerados por esta Comisión, indicándose, asimismo, la empresa distribuidora y la fecha de inicio de gasificación de cada uno:

⁶¹ Período de liquidación: de 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 (incluye facturación de enero y febrero de 2020).

⁶² Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

Tabla 4. Principales hitos administrativos de los municipios considerados de gasificación reciente en 2019

MUNICIPIOS DECLARADOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE - AÑO 2019				FECHA RESOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES HITOS ADMINISTRATIVOS			FECHA INICIO GASIFICACIÓN
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA (RAA)	AUTORIZACIÓN PROYECTO EJECUCIÓN (APE)	AUTORIZACIÓN DE PUESTA EN MARCHA (APM)	
Domus Mil Natural, S.A.	Cuenca	Campillo de Altobuey	160421	6-jul.-17	6-jul.-17	16-oct.-19	16-oct.-19
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Archena	30009	19-dic.-18	19-dic.-18	19-jun.-19 ⁽¹⁾	19-jun.-19
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Los Alcázares	30902	23-jun.-17	23-jun.-17	19-mar.-19	19-mar.-19
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Villanueva del Río Segura	30042	16-jul.-19 ⁽²⁾	16-jul.-19 ⁽²⁾	27-sep.-19 ⁽³⁾	27-sep.-19
Redexis Gas, S.A.	Almería	Garrucha	04049	13-nov.-15	13-nov.-15	25-ene.-19 ⁽⁴⁾	25-ene.-19
Redexis Gas, S.A.	Ávila	Piedrahíta	05186	23-sep.-16	20-feb.-18	04-oct.-19 ⁽⁵⁾	04-oct.-19
Redexis Gas, S.A.	Cáceres	Moraleja	10128	05-jun.-18 ⁽⁶⁾	05-jun.-18 ⁽⁶⁾	18-mar.-19 ⁽⁷⁾	18-mar.-19
Redexis Gas, S.A.	Cádiz	Vejer de la Frontera	11039	07-abr.-16 ⁽⁸⁾	07-abr.-16 ⁽⁸⁾	19-dic.-19 ⁽⁹⁾	19-dic.-19
Redexis Gas, S.A.	Jaén	Castellar	23025	09-abr.-18	09-abr.-18	15-ene.-19 ⁽¹⁰⁾	15-ene.-19
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Sanchónuño	40179	27-sep.-18	27-sep.-18	19-mar.-19	19-mar.-19
Redexis Gas, S.A.	Segovia	San Martín y Mudrián	40182	07-feb.-19 ⁽¹¹⁾	07-feb.-19 ⁽¹¹⁾	27-may.-19	27-may.-19
Redexis Gas, S.A.	Sevilla	Lebrija	41053	13-mar.-18 ⁽¹²⁾	13-mar.-18 ⁽¹²⁾	13-nov.-19 ⁽¹³⁾	13-nov.-19
Redexis Gas, S.A.	Toledo	La Puebla de Montalbán	45136	22-nov.-16 ⁽¹⁴⁾	22-nov.-16 ⁽¹⁴⁾	02-dic.-19 ⁽¹⁵⁾	02-dic.-19

Fuente: Información aportada por las empresas

- ⁽¹⁾ Se trata de una APM parcial, mediante el que se autoriza la puesta en marcha de las instalaciones, relativas al proyecto denominado "Adenda I al proyecto de planta satélite de almacenamiento y regasificación de GNL y ramal de alimentación de gas natural MOP 0,4 bar", en el t.m. de Archena.
- ⁽²⁾ Se han remitido dos Resoluciones. Por una parte, la AAD y de APE, con declaración de utilidad pública, emitida con fecha 30 de mayo de 2018, y, por otro lado, una Resolución, complementaria a la anterior, de fecha 16 de julio de 2019, ambas relativas al proyecto de REDEXIS GAS MURCIA, para la construcción de la red de distribución para el suministro de gas natural a Villanueva del Río Segura.
- ⁽³⁾ APM parcial, emitida con fecha 27-sep.-19, mediante la que autoriza la puesta en marcha de las instalaciones, relativas al proyecto de instalaciones de la red de distribución de gas natural en el t.m. de los Alcázares.
- ⁽⁴⁾ APM parcial, de fecha 25 de enero de 2019, para autorizar la construcción de las instalaciones, relativas al suministro de gas natural canalizado, en el t.m. de Garrucha (Almería).
- ⁽⁵⁾ Se han remitido seis Resoluciones parciales de APM, para la puesta en gas en el municipio de Piedrahíta (Ávila). Cuatro de ellas son de fecha 04-oct-19, una de las cuales autoriza la puesta en marcha de los tramos, relativos a la penetración de la antena de conexión, una segunda que autoriza la antena, una tercera, que autoriza la puesta en servicio del depósito de GNL y, la cuarta, que pone en marcha tramos de la red de distribución. La quinta y la sexta APM, de fechas 14-oct-19 y 19-dic-19, respectivamente, autorizan la puesta en servicio de diferentes tramos de la red.
- ⁽⁶⁾ Según la información analizada, existen dos Resoluciones de AAD y APE, la primera de fecha 05-may.-16, por la que se otorga a la distribuidora ejecución de las instalaciones del canalizado de gas natural, y, una segunda, de fecha 05-jun.-18, por la que se otorga una nueva AAD+APE, toda vez que REDEXIS GAS, S.A., solicitó la modificación del proyecto de autorización de la para la construcción de la planta satélite, para la distribución de gas natural en el t.m. de Moraleja (Cáceres).
- ⁽⁷⁾ Se trata de una APM parcial, mediante las que se otorga a REDEXIS GAS, S.A., la ejecución de las instalaciones para la planta satélite, la conexión de la planta de GNL a la red de distribución, así como la puesta en servicio de la FASE I de las cinco que tiene la red de distribución, en el t.m. de Moraleja (Cáceres)
- ⁽⁸⁾ Vista la información remitida, existen dos Resoluciones de AAD y APE. La primera, de fecha 07-abr-2016, autoriza la construcción de la red de distribución de gas natural en Vejer de la Frontera. La segunda, viene a autorizar a REDEXIS GAS la construcción de la planta satélite de GNL. Adicionalmente, mencionar que hubo tres solicitudes de prórroga: una, de fecha 23-jun-19, para la construcción de la red de distribución, y las otras dos, de fechas 17-jun-2017 y 16-nov-18, respectivamente, en lo relativo a la construcción de la planta de GNL.
- ⁽⁹⁾ Se han remitido dos APM parciales, ambas de fecha 19-dic-19, mediante las que se autoriza la puesta en marcha de las instalaciones de la planta satélite de GNL y la ejecución de la FASE I de la red de distribución de gas natural en el t.m. de Vejer de la Frontera (Cádiz).
- ⁽¹⁰⁾ Se han remitido dos APM parciales, ambas de fecha 15-ene-19, mediante las que se autoriza la puesta en marcha de las canalizaciones, relativas a la red de distribución de gas natural en el t.m. de Castellar (Jaén)
- ⁽¹¹⁾ Vista la información remitida, con fecha 01-jun-07, se concedió la autorización previa para la construcción de la red de distribución de gas natural en el t.m. de San Martín y Mudrián. Posteriormente, mediante Resolución de fecha 19-dic-07, se autorizó la construcción de las instalaciones referidas. Con fecha 28-ene-15, la Resolución de la DGPEM de la Junta de Castilla, autorizó la transmisión de las instalaciones, propiedad de DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS, S.A., a REDEXIS GAS, S.A. Con fecha 12-feb-2018, REDEXIS GAS solicita autorización y aprobación del proyecto de ejecución, referido al reformado del proyecto inicial. De lo dicho, con fecha 07-feb-19, se autoriza la construcción y ejecución de las instalaciones, relativas a la red del distribución de gas natural en el t.m. de San Martín y Mudrián (Segovia).
- ⁽¹²⁾ Según la información disponible, mediante Resolución de fecha 27-ene-2006, se concedió la autorización administrativa a REDEXIS GAS, S.A., para la construcción de la red de distribución de gas natural en Lebrija (Sevilla). El 22-jul-16, se aprobó el proyecto de ejecución de las instalaciones autorizadas. Posteriormente, la Delegación del Gobierno en Sevilla ha aprobado los reformados de dicho proyecto. El primero, con fecha 13-mar-18, relativo a la planta de GNL, y, el segundo, de fecha 25-abr-18, relativo a la red de distribución.
- ⁽¹³⁾ Se han remitido tres APM parciales. La primera, de fecha 13-nov-19, autoriza la puesta en marcha de la planta de GNL. Las Actas parciales de fechas 18-nov-19 y 25-nov-19, respectivamente, vienen a autorizar la puesta en marcha de la red de distribución de gas natural en el t.m. de Lebrija (Sevilla).
- ⁽¹⁴⁾ Se han remitido dos Resoluciones de AAD y APE. La primera, de fecha 22-nov-16, autoriza a REDEXIS GAS la ejecución de las instalaciones para la antena de suministro. La segunda Resolución, de fecha 25-abr-18, autoriza la ejecución de la construcción de la planta de GNL, para suministro de gas natural en el t.m. de La Puebla de Montalbán (Toledo).
- ⁽¹⁵⁾ Se han remitido dos APM, ambas con fecha 02-dic-19, que autorizan la puesta en marcha de la planta de GNL, así como las instalaciones, relativas a la antena de conexión, para suministro de gas natural canalizado en el t.m. de Puebla de Montalbán (Toledo)

5.1. Municipios no considerados de gasificación reciente del año 2019

Analizada la información remitida por las distribuidoras, y vistos los criterios indicados en el apartado c) de este anexo, relativos a establecer los municipios de gasificación reciente, el municipio de Briones, en la provincia de La Rioja, declarado por la distribuidora NEDGIA LA RIOJA, S.A., no alcanza a tener la consideración de municipio de reciente gasificación en 2019:

Al respecto, cabe señalar que, teniendo en consideración la documentación, remitida por NEDGIA LA RIOJA, S.A., sobre la gasificación del municipio de Briones, se observa que, con fecha 29 de junio de 2018, la Dirección General de Industria, Innovación, Industria y Comercio del Gobierno de la Rioja concedió la puesta en marcha de la planta satélite y ERM en el t.m. de Briones⁶³.

⁶³ Posteriormente, el Gobierno de La Rioja, mediante la Resolución de 10 de julio de 2018, resuelve conceder a NEDGIA LA RIOJA, S.A., una prórroga para la ejecución de las instalaciones de red de distribución de gas natural y acometidas en el municipio de Briones, hasta el día 5 de enero de 2019, ya que, según la misma "Considerando que la causa alegada, y que las

Cabe señalar que, según lo establecido en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, relativo a la determinación de la fecha de inicio de la gasificación de un municipio, se consideran, entre otras, las fechas relativas a las autorizaciones de puesta en servicio de las distintas instalaciones de distribución en el municipio, entre las que se encuentran las relativas a la planta satélite de GNL, como es el caso.

De lo dicho, se concluye que, toda vez que la autorización de puesta en marcha de la planta de GNL, en el municipio de Briones, se concedió durante el año 2018, independientemente del hecho de que al cierre del referido año 2018 no tuviera PS activos, el mismo no alcanza a tener la consideración de municipio de reciente gasificación en 2019, en los términos solicitados por la distribuidora, por lo que, a efectos retributivos, pasa a tener la consideración de municipio con puesta en gas en 2018:

Tabla 5. Municipios no considerados de gasificación reciente del año 2019

MUNICIPIO NO DECLARADO DE GASIFICACIÓN RECIENTE 2019, EXCLUIDO POR CONSIDERARSE DE RECIENTE GASIFICACIÓN DURANTE 2018							FECHA INICIO GASIFICACIÓN
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	FECHA RESOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES HITOS ADMINISTRATIVOS			
				AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA (RAA)	AUTORIZACIÓN PROYECTO EJECUCIÓN (APE)	AUTORIZACIÓN DE PUESTA EN MARCHA (APM)	
NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Briones	26034	05-abr.-16	05-abr.-16	29-jun.-18 ⁽¹⁾	29-jun.-18

Fuente: Información aportada por la empresa

⁽¹⁾ Con fecha 29 de junio de 2018, la Dirección General de Industria, Innovación, Industria y Comercio del Gobierno de la Rioja concede la puesta en marcha de la planta satélite y ERM en el t.m. de Briones, para la distribución de combustibles gaseosos por canalización. Descripción: Planta satélite de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado con depósito GNL LAPESA de 19.900 litros nº LP150904, depósito THT SCHMIDT nº 53532, 2 vaporizadores GNL/aire LOAR B7K nº 11 y 12, recalentador eléctrico SMA de 3,5 kW nº Re350001, ERM e instalaciones y elementos auxiliares, con una regasificación final instalada de 192 m3(n)/h.

5.2. Puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente en el 2019

Según los criterios indicados en el apartado 4.3 de este anexo, junto con la información declarada por las empresas distribuidoras, y las comprobaciones realizadas por esta Comisión, a continuación, se resumen por grupo empresarial los puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente en el año 2019.

Tabla 6. Puntos Suministro a 31 de diciembre de 2019 en municipios considerados de gasificación reciente en 2019

PUNTOS DE SUMINISTRO EN MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE AÑO 2019			
EMPRESA DISTRIBUIDORA	Solicitados	Validados	Excluidos
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	-	-	-
Domus Mil Natural, S.A.	-	5	-
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-	-	-
Grupo NEDGIA	18	-	18
Grupo NORTEGAS	-	-	-
Grupo REDEXIS	1.262	1.294	-
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	-	-	-
TOTAL PUNTOS DE SUMINISTRO (PS)	1.280	1.299	18

Fuente: Elaboración propia

instalaciones están en proceso de ejecución, con la ya obtención de la autorización de puesta en servicio de la planta satélite de gas natural licuado, en los términos de la ley en la ITC-ICG-01 del Reglamento técnico, se estima fundamento suficiente para la concesión de la prórroga solicitada”.

En la siguiente tabla se resume para cada uno de los municipios analizados, la empresa distribuidora, la fecha de inicio de gasificación y el número de puntos de suministro por tipo de peaje contratado a 31 de diciembre de 2019.

Tabla 7. Puntos Suministro a 31 de diciembre de 2019 por tipo de peaje en municipios considerados de gasificación reciente en 2019

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE AÑO 2019									
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	Fecha inicio gasificación	Nº PS Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
					3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
Domus Mil Natural, S.A.	Cuenca	Campillo de Altobuey	160421	16-oct.-19	5	-	-	-	5
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Archena	30009	19-jun.-19	155	-	-	-	155
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Los Alcázares	30902	19-mar.-19	-	-	-	-	-
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Villanueva del Río Segura	30042	27-sep.-19	17	-	-	-	17
Redexis Gas, S.A.	Almería	Garrucha	04049	25-ene.-19	478	1	-	-	479
Redexis Gas, S.A.	Ávila	Piedrahíta	05186	04-oct.-19	421	-	-	-	421
Redexis Gas, S.A.	Cáceres	Moraleja	10128	18-mar.-19	123	-	-	-	123
Redexis Gas, S.A.	Cádiz	Vejer de la Frontera	11039	19-dic.-19	35	-	-	-	35
Redexis Gas, S.A.	Jaén	Castellar	23025	15-ene.-19	29	-	-	-	29
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Sanchoño	40179	19-mar.-19	-	-	-	1	1
Redexis Gas, S.A.	Segovia	San Martín y Mudrián	40182	27-may.-19	-	-	-	4	4
Redexis Gas, S.A.	Sevilla	Lebrija	41053	13-nov.-19	11	-	-	-	11
Redexis Gas, S.A.	Toledo	La Puebla de Montalbán	45136	02-dic.-19	19	-	-	-	19
TOTAL PS MUNICIPIOS RECIENTE GASIFICACIÓN 2019					1.293	1	-	5	1.299

Fuente: PS extraídos del fichero LMUN de SIFCO

6. Puntos de suministro (PS) a 31 de diciembre en los municipios con puesta en gas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece en su artículo 63 la retribución de la actividad de distribución de gas natural, e indica que se calculará de acuerdo con la metodología recogida en su anexo X.

Al objeto de poder determinar la retribución de la actividad de distribución de gas natural para el año 2020, esta Comisión ha procedido a actualizar el número de PS de aquellos municipios considerados de reciente gasificación durante los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018, y sobre los cuales esta Comisión informó con fecha 18 de diciembre de 2019.

Para llevar a cabo dicha actualización se ha utilizado la información declarada por las empresas distribuidoras sobre el número de PS en el fichero LMUN de la liquidación provisional 14/2019 del Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO) de la CNMC.

En la siguiente tabla se resume, por grupo empresarial, la evolución del número de puntos de suministro a 31 de diciembre en el periodo 2014-19 en los municipios considerados de gasificación reciente en los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018:

Tabla 8. Evolución en el periodo 2014-2019 del nº de Puntos Suministro a 31 diciembre en municipios considerados de gasificación reciente en 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018

GRUPO/EMPRESA DISTRIBUIDORA	Nº de PS a 31 de diciembre del año					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Grupo NEDGIA	4.532	14.465	28.400	51.384	70.454	78.658
Grupo NORTEGAS	-	240	244	314	1.516	1.572
Grupo REDEXIS	349	2.884	5.630	10.713	18.244	23.760
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	546	1.378	2.647	3.645	3.874	4.047
Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	90	270
TOTAL PS CONSIDERADOS	5.427	18.967	36.921	66.056	94.178	108.307

Fuente: Elaboración propia

Los datos anteriores incluyen los 19 PS de 2019 de Briones, solicitado por NEDGIA Rioja, que tal y como se ha indicado anteriormente no alcanza a tener la consideración de municipio de reciente gasificación en 2019 sino en 2018.

A continuación, se desglosan por empresa distribuidora y/o grupo empresarial los puntos de suministro y tipo de peaje contratado los puntos de suministro a 31 de diciembre de 2018 y de 2019 en los municipios de reciente gasificación con puesta en gas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018.

Tabla 9. Nº de Puntos Suministro a 31 diciembre de 2017, 2018 y 2019 por peaje en municipios considerados de gasificación reciente en 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE DURANTE LOS AÑOS 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018															
DISTRIBUIDORA	Nº PS año 2017 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2017	Nº PS año 2018 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2018	Nº PS año 2019 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.	1.047	19	-	1	1.067	1.215	21	-	1	1.237	1.272	20	-	1	1.293
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	4.527	9	-	-	4.536	5.084	15	-	-	6.422	7.730	23	-	-	7.753
NEDGIA Castilla y León, S.A.	7.072	13	-	-	7.085	7.977	27	-	-	8.004	9.943	36	-	-	9.979
NEDGIA Catalunya, S.A.	9.421	69	-	1	9.491	16.863	123	1	1	16.988	19.084	206	1	1	19.292
NEDGIA Cegas, S.A.	8.939	127	-	1	9.067	10.815	156	1	1	10.973	11.719	176	-	1	11.896
NEDGIA Galicia, S.A.	15.096	31	-	-	15.127	19.941	66	-	-	20.007	21.227	101	1	-	21.329
NEDGIA Madrid, S.A.	2.899	7	-	-	2.906	3.405	7	-	-	3.412	3.605	10	-	-	3.615
NEDGIA Navarra, S.A.	559	8	-	-	567	1.135	9	-	-	1.144	1.183	9	-	-	1.192
NEDGIA La Rioja, S.A.	1.527	11	-	-	1.538	2.259	8	-	-	2.267	2.294	15	-	-	2.309
TOTAL Grupo NEDGIA	51.087	294	-	3	51.384	68.694	432	2	3	70.454	78.057	596	2	3	78.658
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	3.624	21	-	-	3.645	3.855	19	-	-	3.874	4.029	18	-	-	4.047
TOTAL Madriñena Red de Gas, S.A.U.	3.624	21	-	-	3.645	3.855	19	-	-	3.874	4.029	18	-	-	4.047
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.U.	243	3	-	-	246	1.346	7	-	-	1.353	1.375	11	-	-	1.386
NED España Distribución Gas, S.A.U.	67	1	-	-	68	156	6	1	-	163	177	9	-	-	186
TOTAL Grupo NORTEGAS	310	4	-	-	314	1.502	13	1	-	1.516	1.552	20	-	-	1.572
Redexis Gas, S.A.	10.047	134	-	9	10.190	17.036	222	-	12	17.270	21.939	346	-	16	22.301
Redexis Gas Murcia, S.A.	519	4	-	-	523	965	9	-	-	974	1.448	11	-	-	1.459
TOTAL Grupo REDEXIS	10.566	138	-	9	10.713	18.001	231	-	12	18.244	23.387	357	-	16	23.760
Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270
TOTAL Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270
TOTAL PS	65.587	457	-	12	66.056	92.142	695	3	15	94.178	107.292	994	2	19	108.307

Fuente: Elaboración propia

7. Sobre los municipios considerados de reciente gasificación en 2014

La retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar, en municipios de gasificación reciente ($F_{c < 4bar}^{mgr}$) del Anexo X, tal y como indica el párrafo segundo del apartado 2 del Anexo X es “una retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar incentivadora” para el mercado captado en términos municipales de gasificación reciente.

El citado apartado 2 del Anexo X indica que *“se entiende por término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución”* y que *“esta retribución incentivadora sólo será de aplicación para aquellos términos municipales no gasificados en los que el acta de puesta en servicio sea posterior al 1 de enero del año 2014”*

Por tanto, el sistema reconoce una retribución adicional durante 5 años por cada cliente captado en redes de distribución de municipios que se pongan en servicio desde el 1 de enero de 2014, como una medida de promoción a la expansión de la red por parte de los distribuidores gasistas.

En consecuencia, al determinar la retribución de 2019, aquellos municipios cuya acta de puesta en servicio fue emitida durante 2014 dejan de ser considerados municipios de reciente gasificación, toda vez que han disfrutado de dicha condición hasta el 31 de diciembre de 2018 y han percibido durante los cinco años anteriores (2014, 2015, 2016, 2017 y 2018) la retribución incentivadora prevista (70 €/cliente) en el modelo retributivo de distribución. Por ende, a partir del 1 de enero de 2019, la retribución que han de percibir por la variación del número de consumidores conectados a redes con presión de diseño $P \leq 4$ bar es la prevista para municipios gasificados (50 €/cliente).

A continuación, se relacionan los 47 municipios con puesta en servicio durante el año 2014 que, según lo indicado, no van a seguir percibiendo la retribución incentivadora:

Tabla 10. Municipios considerados de gasificación reciente en 2014

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE, CON APM DEL AÑO 2014 ⁽¹⁾ , QUE HAN CUMPLIDO EL PERIODO REGLAMENTARIO (5 AÑOS) PARA EL COBRO DE INCENTIVO POR LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN										
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	Fecha inicio gasificación	Nº PS a 31 de diciembre de los años 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019					
					Total PS 2014	Total PS 2015	Total PS 2016	Total PS 2017	Total PS 2018	Total PS 2019
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	Madrid	El Molar	28086	13-jun.-14	445	654	664	816	837	853
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	Madrid	Pedrezuela	28108	8-sep.-14	101	158	218	293	335	356
Redexis Gas, S.A.	Albacete	Hellín	02037	10-sep.-14	205	605	879	1.278	1.365	1.406
Redexis Gas, S.A.	Alicante/Alacant	Jávea/Xàbia	03082	15-dic.-14	-	294	521	674	933	1.099
Redexis Gas, S.A.	Almería	Huércal-Overa	04053	13-nov.-14	65	330	585	791	734	713
Redexis Gas, S.A.	Ávila	Sanchidrián	05204	28-oct.-14	1	1	-	6	6	7
Redexis Gas, S.A.	Jaén	Cazorla	23028	14-nov.-14	-	306	501	702	784	871
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Nava de la Asunción	40138	26-nov.-14	-	35	39	41	50	54
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Valverde del Majano	40216	8-jul.-14	2	3	4	4	17	27
Redexis Gas, S.A.	Teruel	Hijar	44122	5-may.-14	60	76	73	80	100	108
Redexis Gas, S.A.	Zaragoza	Belchite	50045	21-ago.-14	1	19	25	30	30	30
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Águilas	30003	15-jul.-14	15	182	239	280	264	343
NEDGIA Andalucía, S.A.	Sevilla	Estepa	41041	22-jul.-14	9	45	48	47	62	70
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	Cuenca	San Clemente	16190	2-abr.-14	224	435	644	666	709	767
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	Guadalajara	Brihuega	19053	25-jun.-14	173	284	385	408	412	420
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	Guadalajara	Yunquera de Henares	19331	7-abr.-14	161	268	287	311	400	415
NEDGIA Castilla y León, S.A.	Salamanca	Arapiles	37032	19-may.-14	60	82	83	87	86	87
NEDGIA Cegas, S.A.	Alicante/Alacant	Benidorm	03031	6-jun.-14	387	1.729	2.647	5.189	5.688	5.703
NEDGIA Cegas, S.A.	Alicante/Alacant	San Miguel de Salinas	03120	6-may.-14	94	247	296	321	386	424
NEDGIA Cegas, S.A.	Valencia/València	Bellreguard	46048	2-jun.-14	74	199	169	164	159	153
NEDGIA Cegas, S.A.	Valencia/València	Benissoda	46068	14-may.-14	39	47	47	46	44	41
NEDGIA Cegas, S.A.	Valencia/València	Xeraco	46143	14-may.-14	50	152	180	176	160	153
NEDGIA Catalunya, S.A.	Barcelona	Bagà	08016	5-feb.-14	170	305	370	358	362	365
NEDGIA Catalunya, S.A.	Barcelona	Begues	08020	18-sep.-14	375	592	697	819	898	936
NEDGIA Catalunya, S.A.	Barcelona	Ullastrell	08290	22-sep.-14	30	216	317	321	321	338
NEDGIA Catalunya, S.A.	Gerona/Girona	Castelló d'Empúries	17047	11-dic.-14	11	243	375	424	1.096	1.160
NEDGIA Catalunya, S.A.	Gerona/Girona	Jonquera, La	17086	25-nov.-14	509	562	650	648	648	649
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Albatarrec	25007	10-dic.-14	344	447	470	457	468	461
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Castellnou de Seana	25068	1-ago.-14	50	98	96	94	88	86
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Corbins	25078	16-sep.-14	80	150	161	164	184	174
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Espluga Calba, L'	25081	18-feb.-14	22	45	41	45	42	42
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Rialp	25183	5-dic.-14	88	178	197	200	198	204
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Tarrés	25218	16-sep.-14	25	29	29	29	29	30
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Torrelameu	25231	16-sep.-14	10	52	53	57	54	58
NEDGIA Catalunya, S.A.	Tarragona	La Sénia	43044	8-abr.-14	77	213	316	324	318	320
NEDGIA Catalunya, S.A.	Tarragona	L'Ampolla	43906	26-sep.-14	49	240	236	258	268	275
NEDGIA Galicia, S.A.	La Coruña/A Coruña	Santa Comba	15077	14-nov.-14	118	330	328	342	339	372
NEDGIA Galicia, S.A.	Ourense/Ourense	Xinzo de Limia	32032	4-dic.-14	5	453	1.644	1.740	1.802	1.850
NEDGIA Galicia, S.A.	Pontevedra	Lalin	36024	13-nov.-14	386	1.692	3.854	3.970	4.032	4.121
NEDGIA Madrid, S.A.	Madrid	Campo Real	28033	16-sep.-14	249	413	937	996	1.025	1.051
NEDGIA Madrid, S.A.	Madrid	Morata de Tajuña	28091	22-oct.-14	95	379	460	522	588	628
NEDGIA Madrid, S.A.	Madrid	S. Martín de Valdeiglesias	28133	3-jul.-14	330	596	657	727	812	839
NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Cirueña	26050	Año 2014 ⁽¹⁾	24	128	150	166	424	434
NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Medrano	26096	Año 2014 ⁽¹⁾	42	97	103	105	106	106
NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Zorraquín	26183	Año 2014 ⁽¹⁾	12	234	197	202	202	207
NEDGIA Navarra, S.A.	Navarra/Nafarroa	Lekunberri	31908	17-oct.-14	131	351	359	362	629	647
NEDGIA Navarra, S.A.	Navarra/Nafarroa	Obanos	31183	Año 2014 ⁽²⁾	29	32	32	32	344	350
Total PS años 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019					5.427	14.226	21.263	25.772	28.838	29.803

Fuente: Elaboración propia

⁽¹⁾ El Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece que "se entiende por término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución".

⁽²⁾ Con fecha 8 de abril de 2015, la Dirección General de Industria, Innovación, Industria y Comercio del Gobierno de la Rioja emite acta definitiva, que otorga la autorización administrativa y construcción de las instalaciones, relativas a redes de distribución de gas natural ejecutadas en el año 2014 en la Rioja, según lo establecido en la Prescripción Reglamentaria del Gobierno de la Rioja, de fecha 26 de febrero de 2008.

⁽³⁾ Con fecha 17 de junio de 2015, la Dirección General de Industria, Energía e Innovación del Gobierno de Navarra emite acta definitiva, que otorga autorización administrativa y construcción de instalaciones, relativas a redes de distribución de gas natural ejecutadas en el año 2014 en Navarra, según lo establecido en la Circular del Gobierno de Navarra, de fecha de fecha 10 de diciembre de 2014.

8. Municipios y puntos de suministro considerados a efectos retributivos

De acuerdo con los apartados precedentes, y según lo establecido en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, los puntos de suministro correspondiente municipios de reciente gasificación que se han de considerar para determinar la retribución definitiva de 2019 en la resolución de esta Comisión serán los existentes a 31 de diciembre en los municipios con puesta en gas en los años 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019.

Se resumen a continuación los municipios y puntos de suministro que se han considerado:

a) Municipios de gasificación reciente en el año 2019:

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE AÑO 2019									
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	Fecha inicio gasificación	Nº PS Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
					3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
Domus Mil Natural, S.A.	Cuenca	Campillo de Altobuey	160421	16-oct.-19	5	-	-	-	5
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Archena	30009	19-jun.-19	155	-	-	-	155
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Los Alcázares	30902	19-mar.-19	-	-	-	-	-
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Villanueva del Río Segura	30042	27-sep.-19	17	-	-	-	17
Redexis Gas, S.A.	Almería	Garrucha	04049	25-ene.-19	478	1	-	-	479
Redexis Gas, S.A.	Ávila	Piedrahíta	05186	04-oct.-19	421	-	-	-	421
Redexis Gas, S.A.	Cáceres	Moraleja	10128	18-mar.-19	123	-	-	-	123
Redexis Gas, S.A.	Cádiz	Vejer de la Frontera	11039	19-dic.-19	35	-	-	-	35
Redexis Gas, S.A.	Jaén	Castellar	23025	15-ene.-19	29	-	-	-	29
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Sanchónuño	40179	19-mar.-19	-	-	-	1	1
Redexis Gas, S.A.	Segovia	San Martín y Mudrián	40182	27-may.-19	-	-	-	4	4
Redexis Gas, S.A.	Sevilla	Lebrija	41053	13-nov.-19	11	-	-	-	11
Redexis Gas, S.A.	Toledo	La Puebla de Montalbán	45136	02-dic.-19	19	-	-	-	19
TOTAL PS MUNICIPIOS RECIENTE GASIFICACIÓN 2019					1.293	1	-	5	1.299

Fuente: PS extraídos del fichero LMUN de SIFCO

b) Puntos de suministros a 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019 en los municipios de reciente gasificación en los años 2015, 2016, 2017 y 2018⁶⁴:

DISTRIBUIDORA	MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE DURANTE LOS AÑOS 2015, 2016, 2017 y 2018															
	Nº PS año 2017 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2017	Nº PS año 2018 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2018	Nº PS año 2019 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2019	
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		
NEDGIA Andalucía, S.A.	1.005	15	-	-	1.020	1.159	16	-	-	1.175	1.210	13	-	-	1.223	
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	3.145	6	-	-	3.151	4.890	11	-	-	4.901	6.132	19	-	-	6.151	
NEDGIA Castilla y León, S.A.	6.985	13	-	-	6.998	7.891	27	-	-	7.918	9.856	36	-	-	9.892	
NEDGIA Catalunya, S.A.	5.275	17	-	1	5.293	11.943	69	1	1	12.014	14.037	155	1	1	14.194	
NEDGIA Cegas, S.A.	3.156	14	-	1	3.171	4.510	24	1	1	4.536	5.386	35	-	1	5.422	
NEDGIA Galicia, S.A.	9.056	19	-	-	9.075	13.785	49	-	-	13.834	14.906	79	1	-	14.986	
NEDGIA Madrid, S.A.	661	-	-	-	661	985	2	-	-	987	1.095	2	-	-	1.097	
NEDGIA Navarra, S.A.	171	2	-	-	173	168	3	-	-	171	194	1	-	-	195	
NEDGIA La Rioja, S.A.	1.061	4	-	-	1.065	1.529	6	-	-	1.535	1.551	11	-	-	1.562	
TOTAL Grupo NEDGIA	30.515	90	-	2	30.607	46.860	207	2	2	47.071	54.367	351	2	2	54.722	
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	2.522	14	-	-	2.536	2.690	12	-	-	2.702	2.827	11	-	-	2.838	
TOTAL Madriñena Red de Gas, S.A.U.	2.522	14	-	-	2.536	2.690	12	-	-	2.702	2.827	11	-	-	2.838	
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.U.	243	3	-	-	246	1.346	7	-	-	1.353	1.375	11	-	-	1.386	
NED España Distribución Gas, S.A.U.	67	1	-	-	68	156	6	1	-	163	177	9	-	-	186	
TOTAL Grupo NORTEGAS	310	4	-	-	314	1.502	13	1	-	1.516	1.552	20	-	-	1.572	
Redexis Gas, S.A.	6.450	130	-	4	6.584	13.038	207	-	6	13.251	17.649	328	-	9	17.986	
Redexis Gas Murcia, S.A.	242	1	-	-	243	704	6	-	-	710	1.108	8	-	-	1.116	
TOTAL Grupo REDEXIS	6.692	131	-	4	6.827	13.742	213	-	6	13.961	18.757	336	-	9	19.102	
Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270	
TOTAL Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270	
TOTAL PS	40.039	239	-	6	40.284	64.884	445	3	8	65.340	77.770	721	2	11	78.504	

⁶⁴ Se incluye el municipio de Briones (La Rioja), remitido para su inclusión en el año 2019, pero que tiene fecha de puesta en marcha durante el año 2018, y se excluyen los municipios con puesta en marcha durante 2014

- c) Evolución de los puntos de suministros a 31 de diciembre de cada año del periodo 2015-2019 en los municipios de reciente gasificación con puesta en gas en los años 2015, 2016, 2017 y 2018:

DISTRIBUIDORA	Nº de PS a 31 de diciembre de 2015	Nº de PS a 31 de diciembre de 2016	Nº de PS a 31 de diciembre de 2017	Nº de PS a 31 de diciembre de 2018	Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
NEDGIA Andalucía, S.A.	662	983	1.020	1.175	1.223
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	757	1.037	3.151	4.901	6.151
NEDGIA Castilla y León, S.A.	42	2.340	6.998	7.918	9.892
NEDGIA Catalunya, S.A.	2.017	1.306	5.293	12.014	14.194
NEDGIA Cegas, S.A.	2.642	1.542	3.171	4.536	5.422
NEDGIA Galicia, S.A.	2.188	3.147	9.075	13.834	14.986
NEDGIA Madrid, S.A.	899	201	661	987	1.097
NEDGIA Navarra, S.A.	314	197	173	171	195
NEDGIA La Rioja, S.A.	412	132	1.065	1.535	1.562
TOTAL Grupo NEDGIA	9.933	10.885	30.607	47.071	54.722
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	832	1.765	2.536	2.702	2.838
TOTAL Madrileña Red de Gas, S.A.U.	832	1.765	2.536	2.702	2.838
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.U.	240	244	246	1.353	1.386
NED España Distribución Gas, S.A.U.	-	-	68	163	186
TOTAL Grupo NORTEGAS	240	244	314	1.516	1.572
Redexis Gas, S.A.	2.368	2.617	6.584	13.251	17.986
Redexis Gas Murcia, S.A.	167	147	243	710	1.116
TOTAL Grupo REDEXIS	2.535	2.764	6.827	13.961	19.102
Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	90	270
TOTAL Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	90	270
TOTAL PS	13.540	15.658	40.284	65.340	78.504

Fuente: Elaboración propia