

**ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LA RETRIBUCIÓN Y CÁNONES DE ACCESO DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS BÁSICOS PARA EL AÑO 2021**

Expediente nº: IPN/CNMC/047/20

**PLENO****Presidenta**D<sup>a</sup>. Cani Fernández Vicién**Vicepresidente**

D. Ángel Torres Torres

**Consejeros**D<sup>a</sup>. María Ortiz Aguilar

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D<sup>a</sup> María Pilar Canedo Arrillaga

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

**Secretario**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 18 de diciembre de 2020

En el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y conforme al artículo 92.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y de la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, el Pleno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia acuerda emitir el siguiente informe relativo a la *“Propuesta de orden por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021”*:

## 1. Antecedentes

El 9 de diciembre de 2020 se recibió en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Propuesta de Orden por la que se establecen la retribución y los cánones de acceso aplicados a los almacenamientos subterráneos básicos de aplicación para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021, así como la revisión de las retribuciones de esta actividad de los ejercicios 2019 y 2020, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2., el artículo 7 y la Disposición transitoria de la Ley 3/2013, se emita el correspondiente informe, con carácter urgente.

La Disposición transitoria décima de dicha Ley 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 Orden y la Memoria justificativa fue remitida el mismo 9 de diciembre del 2020 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante, CCH) para alegaciones.

En el Anexo I del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

## 2. Fundamentos Jurídicos

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, ha realizado una reorganización competencial, a efectos de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

A través de dicha modificación, la Ley 3/2013, de 4 de junio, asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las funciones de regular:

- a) La estructura y la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de las instalaciones de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.
- b) La metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural y plantas de gas natural licuado.

Por otra parte, el citado Real Decreto-ley, establece que corresponde al Gobierno

- a) Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de los almacenamientos subterráneos

- básicos, así como aprobar los valores de los cánones de acceso a dichas instalaciones.
- b) Determinar la metodología, los parámetros, la base de activos y las cuantías de la retribución de los almacenamientos subterráneos.
  - c) Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cargos que correspondan en relación a los costes de las instalaciones de gas natural no asociadas con el uso de las mismas, así como aprobar los valores de dichos cargos, entre los que se encontrarían:
  - d) La Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante el Ministerio o MITECO).
  - e) El coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, así como la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras, en estos territorios.
  - f) Las medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidas reglamentariamente, conforme a lo establecido en el artículo 84.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.
  - g) La anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la Ley 18/2014, con sus correspondientes intereses y ajustes.
  - h) Las retribuciones reguladas al operador del mercado organizado de gas natural salvo en aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se designe al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea.
  - i) Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.

En el marco del procedimiento previsto en la Disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 1/2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó, entre otras, las Circulares por las que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado; la metodología para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de distribución de gas natural, 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 y la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

El Ministerio, a su vez, ha recogido en una propuesta de Real Decreto, actualmente en tramitación y que fue informado por esta Comisión en fecha 7 de

octubre de 2020 (IPN/CNMC/018/20), las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que la Ley 18/2014, determinó en su artículo 61.2 que los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema gasista que se establezcan en las liquidaciones definitivas serían financiados por los sujetos del sistema gasista durante los cinco años siguientes. Asimismo, el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, determinó que, si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase en una cantidad positiva, esta se destinará a liquidar las anualidades pendientes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a los desajustes temporales entre ingresos y costes y a continuación al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014. Posteriormente, la citada Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, determinó que, en caso de que existieran varios desajustes con saldos pendientes de amortizar, se amortizarán en primer lugar los que soporten un tipo de interés más elevado.

En relación con lo anterior, el pasado 24 de noviembre de 2020, la Sala de Supervisión regulatoria aprobó Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del Sector Gas Natural correspondientes al ejercicio 2019, obteniéndose como resultado de la liquidación un superávit de 353.859.846,49 euros, procediéndose a la amortización completa del capital pendiente del desajuste del ejercicio de 2016 (33.475.232,96 euros), y a la amortización parcial del capital pendiente correspondiente al déficit acumulado del ejercicio 2014 (320.384.613,53 euros).

Por otra parte, en la Disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019 se establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijará las cuantías de la retribución de las instalaciones de regasificación, transporte y distribución de gas natural a partir del 1 de enero de 2020; por su parte en la Orden Ministerial se establecen las retribuciones definitivas del año 2019 de las actividades de transporte, distribución y plantas de GNL resultantes de actualizar los datos demanda, de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional tercera del citado Real Decreto – ley 1/2019, de 11 de enero.

### 3. Contenido de la propuesta de Orden

La Propuesta de Orden consta de una exposición de motivos, tres artículos, once disposiciones adicionales, cinco disposiciones transitorias, dos disposiciones derogatorias, cuatro disposiciones finales y dos anexos.

En particular, en el **artículo 1** se establece que el objeto de la propuesta de Orden es (i) la determinación de la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y de los cánones aplicables; (ii) la revisión de las retribuciones del año 2019 de las actividades de transporte, distribución y plantas de GNL y los saldos en relación con los valores provisionales publicados en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre; (iii) el extracoste definitivo del suministro de gas manufacturado en las Islas Canarias correspondiente al año 2019, así como el valor provisional de los años 2020 y 2021; y (iv) la anualidad del déficit acumulado

a 31 de diciembre de 2014 y su reparto entre los diferentes tenedores de dicho derecho de cobro.

Mientras que en el resto de artículos se establece:

- **Artículo 2**, la retribución a la actividad de almacenamiento subterráneo básico.
- **Artículo 3**, los cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos.

En las **once disposiciones adicionales** se establece:

- El régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares (DA 1ª).
- El desajuste entre ingresos y costes del año 2016 (DA 2ª).
- Las anualidades para el año 2021 correspondientes a los derechos de cobro del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 (DA 3ª)
- La revisión de las retribuciones de los años anteriores al año 2020 de las actividades de transporte, distribución y plantas de GNL (DA 4ª)
- Precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro (DA 5ª).
- Otros aspectos retributivos como, los valores unitarios de inversión y de costes de operación y mantenimiento 2018-2020 definitivos (DA 6ª), Retribución definitiva por extensión de vida útil de 2018 del AA.SS. Serrablo (DA 7ª), la corrección de la retribución por costes de operación y mantenimiento de ciertos gasoductos de transporte percibida entre el 5 julio de 2014 y el 31 diciembre 2019 (DA 8ª).
- Información comparativa de precios en instalaciones de suministro de carburantes (DA 9ª).
- Porcentajes aplicables a los ingresos liquidables procedentes de los productos y servicios conexos a la actividad de almacenamiento subterráneo básico (DA 10ª).
- La habilitación a la Secretaria de Estado de Energía de dictar las resoluciones precisas para la aplicación de la orden (DA 11ª).

En la **Disposición transitoria primera** se establece la retribución provisional del operador del mercado organizado de gas para 2021.

En la **Disposición transitoria segunda**, el procedimiento para la reubicación de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso.

En la **Disposición transitoria tercera**, criterios para la reubicación de peajes hasta el 1 de octubre de 2021.

En la **Disposición transitoria cuarta**, el procedimiento de liquidación para el período comprendido entre el 1 de enero al 30 de septiembre de 2021.

En la **Disposición transitoria quinta**, el incentivo a la calidad de los repartos durante el periodo comprendido entre el 14 de marzo y el 20 de junio de 2020.

En las **disposiciones derogatorias** se derogan las disposiciones de igual o inferior rango en lo que se opongan a lo dispuesto en la presente orden y, en particular, la disposición adicional primera de la Orden ITC/3520/2009<sup>1</sup>, relativa al precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro.

En las cuatro **disposiciones finales** se establece:

- Se modifica el apartado 3 del artículo 4, sobre condiciones generales, aplicables, de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso.
- Se modifica el artículo 9, sobre teledistribución, de la Orden IET/2446/2013, de 27 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.
- Título competencial.
- La entrada en vigor de la orden el 1 de enero de 2021.

Finalmente, en los **Anexos** se establecen:

- Las retribuciones reguladas para el año 2021 y ajustes de las retribuciones de ejercicios anteriores (Anexo I)
- Las anualidades correspondientes al año 2021 de derechos de cobro reconocidos asociados a déficits y desvíos de años anteriores (Anexo II)

## 4. Consideraciones generales

### 4.1. Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

La Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial recoge la retribución de la actividad de Almacenamiento Subterráneo (AASS) básico para 2021 en su epígrafe 4, si bien, previamente, en el epígrafe 3 desarrolla un punto relativo a los parámetros utilizados para el cálculo de dichas retribuciones.

Tanto la Orden como la Memoria recogen dos valores de retribución para 2021, uno aplicando la metodología vigente establecida por el Anexo XI de la Ley 18/2014 y otro aplicando la nueva metodología recogida en el proyecto de Real

---

<sup>1</sup> Orden de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.



Decreto que actualmente se encuentra pendiente del informe preceptivo del Consejo de Estado, tras haber sido sometido a todos los trámites preceptivos en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, y al informe de esta Comisión en fecha 14 de octubre de 2020 - IPN/CNMC/018/20<sup>2</sup>.

Las comprobaciones de la CNMC se realizan aplicando los criterios enunciados en la Memoria de la Propuesta junto con la información disponible en la CNMC. Para aquellas partidas que son previsiones, la CNMC ha tomado preferentemente los valores indicados por el MITECO salvo que se hayan observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible en esta Comisión.

En primer lugar, sería conveniente valorar, siempre y cuando no haya un criterio preestablecido en la normativa, si es más exacto aplicar el coeficiente  $\frac{3}{4}$ , correspondiente a la proporción trimestres o meses del año, o el coeficiente  $\frac{273}{365}$ , correspondiente a la proporción de días del año más precisa con la realidad cuando se imputa la proporción de la retribución anual al periodo 1 enero a 30 de septiembre. El primer criterio supone imputar al periodo un 0,205% más. En cualquier caso, adoptado un criterio sería preferible que fuera invariable durante el periodo retributivo.

En segundo lugar, analizados los importes de retribución para 2021 por inversión (amortización y retribución financiera), O&M, extensión de vida útil (COEV/REUV) y Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) por aplicación de ambas metodologías, hay que señalar que:

- No se ha tenido en cuenta al gasoducto de conexión del proyecto Marismas Occidental puesto en marcha el 2 de julio de 2020 y cuya inclusión en el régimen retributivo de la actividad de AA.SS. tuvo lugar el 26-feb-2020.

Su toma en consideración afectaría a los siguientes conceptos recogidos en la propuesta de Orden:

- a) Incremento de la retribución por inversión del año de gas 2021 de la sociedad Naturgy AASS Andalucía en 311.774,17 € si se aplica la metodología del proyecto de real decreto y 305.181,20 € con la vigente.
  - b) Afección en el RCS 2020, por cambio en los porcentajes de reparto, y en el RCS 2021 tanto si no cambia la metodología retributiva como si se aplicara el proyecto de real decreto al depender de la retribución establecida en 2020
- Analizado el resto de información, y sin tener en cuenta lo indicado en el primer punto, no se han observado diferencias entre los importes recogidos en la Propuesta y las comprobaciones realizadas por esta Comisión salvo en el valor de inversión neto a 31 diciembre 2020 y la

---

<sup>2</sup> Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

retribución financiera de 2021 para ENAGAS Transporte determinados por la metodología del proyecto de real decreto, tal y como puede observarse en el siguiente cuadro.

**Cuadro 1. Diferencias detectadas**

	Metodología Proyecto RD		
	Propuesta OM	Comprobaciones CNMC	Diferencia
Valor de Inversión Neto de Enagas Tpte a 31-dic-20	294.284.274,50	292.557.335,67	-1.726.938,83
Retribución Financiera Anual de Enagas Tpte	16.009.064,53	15.915.119,06	-93.945,47

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

La razón puede ser que no se hayan contabilizado todas las cantidades amortizadas con anterioridad al 5 de julio de 2014.

- Se ha observado que la tasa de retribución financiera utilizada por la metodología del Anexo XI de la Ley sigue siendo la utilizada para el periodo 2015-2020 (5,09%), mientras que para los cálculos de la metodología del proyecto de Real Decreto si se utiliza la tasa determinada por la Circular 2/2019 de la CNMC para el periodo 2021-2026 (5,44%).

Si se utilizase la tasa de 5,44%, la retribución de inversión del año de gas 2021 (1-ene a 30-sept) se incrementaría en 1.171.746,74 € (1.070.920,59 para ENAGAS Tpte y 109.640,92 € para Naturgy AASS Andalucía).

- Se ha cambiado la metodología para determinar el importe provisional de la retribución por O&M para 2021. Ahora, se determina con la media de los valores de las auditorías 2017-2019 mientras que antes se determinaban en función de la última retribución por O&M definitiva disponible<sup>3</sup>. Las consideraciones al respecto se recogen en un subapartado específico más adelante.
- El COEV/REUV se determina de acuerdo con los principios de la Ley 18/2014, aplicando la metodología propuesta por esta Comisión con objeto de la retribución del año 2018<sup>4</sup> y cuyas líneas generales también

<sup>3</sup> Se tomaba la retribución por costes indirectos (RCI O&M<sub>in</sub>) más el 90% de la última retribución por costes directos (RCI O&M<sub>in</sub>) definitiva conocida.

<sup>4</sup> Los COEV, de acuerdo con la Ley 18/2014, se determinan como un porcentaje de la retribución por costes de O&M que varía según la antigüedad del activo. Pero en el caso de AASS, nos encontramos con que la retribución por costes de O&M para 2018 son provisionales y para el conjunto de elementos del AASS con derecho a ser incluidos en el régimen retributivo, excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P que no generarían costes de O&M.

Por ello, para determinar el COEV de un elemento del AASS, es necesario asignar previamente cuánta retribución por coste de O&M le corresponde. Se considera que dicha asignación debería realizarse de forma proporcional al valor de inversión que representa el elemento sobre el conjunto del AASS excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P.

Por otro lado, la retribución por COEV debería ser provisional en tanto en cuanto no se tenga el valor definitivo de los Costes de O&M ni el valor de inversión reconocido de todos los elementos del AASS excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, para las instalaciones que finalicen la vida útil se propone que se establezca un COEV cuyo importe se determine de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COEV_n^i = \mu_n^i * CO&M_{AASS} * \frac{VI^i}{\sum_{i=1}^m VI^i}$$



recoge el proyecto de Real Decreto, si bien, como se indica más adelante, existen imprecisiones en los costes de O&M considerados para su cálculo.

En lo que respecta a la minoración que se viene efectuando desde el 1 de enero de 2010 por aplicación de la Disposición Adicional Séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, para devolver en plazos (30 años) el exceso de retribución provisional percibida por ENAGAS, S.A. en 2007 y 2008 por las instalaciones de almacenamiento subterráneo básico, señalar que, a día de hoy, la cantidad pendiente de devolver es de 13.401.251 €, correspondientes a 19 deducciones de 705.329 € a aplicar en los ejercicios de 2021 a 2039, ambos incluidos.

Tal y como señaló esta Comisión en su informe sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso (IPN/CNMC/018/20), *“se considera que carece de sentido que el sistema no priorice el cobro de “sus” ingresos (devolución de un exceso de retribución percibido en el pasado) y prolongue su devolución 19 años, sin coste financiero, cuando existe un déficit con el sector pendiente de amortizar con coste financiero asociado”*. En consecuencia, se proponía requerir *“la devolución acelerada de los 13.401.251 € pendientes de devolver para que sean tenidos en cuenta en la Liquidación definitiva del año 2019”*.

Por último, tal y como se indicó en informes sobre propuestas de ordenes precedentes, señalar que sería conveniente que se incluyera una estimación de la retribución asociada a instalaciones que se tuviera conocimiento<sup>5</sup> que están pendientes de incluir en el Régimen Retributivo.

#### 4.1.1. Sobre la retribución provisional por los costes de O&M de 2021

En relación con la metodología utilizada para determinar la retribución por costes de O&M 2021 provisionales de los almacenamientos subterráneos, consistente en determinar el valor promedio de los años 2017, 2018 y 2019, se ha observado lo siguiente:

- Se hace una media entre costes cuya admisibilidad ha sido evaluada (años 2017 y 2018) en los trámites efectuados hasta determinar la retribución definitiva de los misma, con costes (año 2019) cuya

---

Donde,

i= son los elementos de un AASS determinado, excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P, incluidos en el régimen retributivo con puesta en servicio anterior al año n

$\mu_n^i$  es el coeficiente de extensión de vida útil recogido en la Ley 18/2014

$VI^i$  es el valor de inversión del elemento de inmovilizado «i» reconocido

<sup>5</sup> La Propuesta de OM, por ejemplo, no presupuesta la retribución de 2020 ni de años anteriores asociadas a las modificaciones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010 (aprox 97.000 € de inversión) que, de acuerdo con la información de esta Comisión, está pendiente de resolver su inclusión, o no, en el régimen retributivo.

admisibilidad ha empezado a evaluarse recientemente<sup>6</sup> y sobre los que la Comisión aún no ha efectuado propuesta de retribución.

En los costes del año 2019, se efectúa el ajuste que se ha venido realizando los últimos años sobre los costes indirectos del almacenamiento subterráneo de Yela.

- Los costes indirectos considerados son distintos según el almacenamiento. Mientras que en el almacenamiento subterráneo Marismas se computa la retribución reconocida por costes indirectos, en el resto de almacenamientos se toma el coste indirecto auditado admitido en el trámite de reconocimiento de los costes de O&M. Baste recordar, que la metodología retributiva actual establece una retribución constante por este concepto hasta que se procede a su revisión con independencia de cuales son los costes indirectos auditados admisibles cada año.
- El tratamiento de los costes de O&M fijos no recurrentes es dispar. No se han considerado los costes presentados en 2019, ni los del AA.SS. de Marismas de 2018, pero si el resto de costes presentados en 2017 y 2018.
- Los costes de 2019 no han sido minorados por todos los ingresos que se podrían minorar, en concreto para los AA.SS. de Gaviota y Yela, antes de efectuar el promedio 2017-2019.
- Para los cálculos de la retribución por extensión de vida útil COEV/REUV provisionales, no se han tenido en cuenta los costes de O&M variables y por el contrario se han considerado los costes de O&M no recurrentes activados con un importe superior a 250.000 €, en contraposición con lo dispuesto en el artículo 19.3 del proyecto de real decreto.

Dado que existe una voluntad de cambiar la metodología de determinación de la retribución provisional, para dar un tratamiento homogéneo, aplicar los criterios recogidos en el proyecto de Real Decreto, y emplear la solución más racional y sencilla allí donde sea necesaria cierta interpretación, se propone:

- a) Considerar como mejor aproximación los costes auditados admitidos en las Resoluciones de inclusión en el régimen retributivo de la retribución por O&M de años anteriores (casos 2017, 2018).
- b) En los ejercicios y almacenamientos en los que no sea posible aplicar el primer criterio, caso del año 2019, parece adecuado tomar los valores brutos de las auditorías enviadas por las empresas, pero aplicando, si procede, aquellos ajustes en conceptos que se han venido realizado en ejercicios anteriores (por ejemplo, aplicar el ajuste a los costes indirectos de Yela). De esta forma, y en principio, será posible tener una mejor aproximación al valor final a reconocer.

---

<sup>6</sup> Expedientes con entrada en la Sede electrónica de la CNMC en fecha 15 de octubre de 2020 (INF-DE-109-20, sobre costes de O&M 2019 de los AA.SS de Enagas) y con fecha de 10 de noviembre de 2020 (INF-DE- 112-20, sobre costes de O&M 2019 del AA.SS de Marismas).

- c) No computar los Costes de O&M no recurrentes activados con un importe superior a 250.000 €, dado que el Proyecto de Real Decreto indicaba que tendrían su propia metodología retributiva y que no devengarían costes de O&M ni REVU, entre otros conceptos.
- d) Para calcular el COEV/REVU, se debería aplicar el coeficiente de COEV/REVU sobre el total de los costes de O&M 2021 provisionales, incluyendo variables.

Aplicando los criterios anteriores, se obtendrían la retribución por costes de O&M y extensión de vida útil para el año de gas 2021 que recoge el siguiente cuadro.

**Cuadro 2. Retribución provisional 2021 por Costes de O&M y por Extensión Vida Útil (REVU) tras aplicar los criterios propuestos por la CNMC**

[Euros]	COM 2021 directos fijos provisionales	COM 2021 variables de inyección provisionales	COM 2021 variables de extracción provisionales	COM 2021 indirectos provisionales	COM 2021 provisionales	REVU 2021 provisionales	TOTAL COM y REVU 2021 año completo provisional	TOTAL COM y REVU ene 21-sept 21 provisional
A.S. Serrablo	3.570.260,33	43.023,85	122.933,60	1.714.134,00	<b>5.450.351,78</b>	817.552,77	<b>6.267.904,55</b>	<b>4.700.928,41</b>
A.S. Gaviota	16.439.959,67	16.207,21	74.342,18	2.239.227,00	<b>18.769.736,06</b>	2.815.460,41	<b>21.585.196,47</b>	<b>16.188.897,35</b>
A.S. Yela	4.537.262,33	747.982,14	68.557,65	0,00	<b>5.353.802,13</b>	0,00	<b>5.353.802,13</b>	<b>4.015.351,59</b>
A.S. Marismas	2.153.991,33	28.789,09	117.997,01	23.539,72	<b>2.324.317,15</b>	0,00	<b>2.324.317,15</b>	<b>1.743.237,86</b>
<b>TOTAL AASS</b>	<b>26.701.473,67</b>	<b>836.002,30</b>	<b>383.830,44</b>	<b>3.976.900,72</b>	<b>31.898.207,12</b>	<b>3.633.013,18</b>	<b>35.531.220,30</b>	<b>26.648.415,22</b>

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

#### 4.2. Sobre los ajustes en la retribución de años anteriores a 2020 de las actividades de almacenamiento subterráneo, transporte y regasificación

La Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial recoge la determinación de los ajustes en la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básicos de años anteriores a 2020 en los epígrafes 4.8.1 a 4.8.3.

Por su parte, la determinación de los ajustes en la retribución de años anteriores a 2020 de las actividades de transporte y regasificación se recogen, respectivamente, en los epígrafes 5.1. y 5.2.

Todos los ajustes de retribución anteriores corresponden al concepto de Retribución por Continuidad de Suministro (RCS). No se han observado diferencias entre los importes recogidos en la Propuesta y las comprobaciones realizadas por esta Comisión.

Asimismo, la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial recoge la determinación de la retribución definitiva por extensión de vida útil del almacenamiento subterráneo "Serrablo" del año 2018 en el epígrafe 8.7.

El motivo para dicha subsanación es que en el primer cálculo se utilizaron para algunas instalaciones los valores de inversión netos pendientes de amortizar a 31 diciembre de 2007, en vez de los valores de inversión brutos reconocidos en el momento de puesta en servicio, habiéndose alterando de esta forma la ponderación real de la inversión en extensión de vida útil sobre conjunto.

Esta Comisión ha comprobado los cálculos correspondientes, observando que, efectivamente procede reconocer un saldo de 268.357,33 € resultante de la diferencia entre la retribución definitiva por extensión de vida útil (REVI) del almacenamiento subterráneo Serrablo del año 2018 (945.313,87 €) y la retribución provisional (676.956,54 €) contenida en la Resolución de 13 de noviembre de 2020 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se determina la retribución definitiva de los costes de O&M de 2017 y 2018 correspondientes a los AA.SS. de Serrablo y Gaviota, la retribución transitoria a cuenta de la definitiva de los costes de O&M de 2017 y 2018 del AA.SS. Yela y la retribución provisional de los costes de extensión de vida útil del AA.SS. de Serrablo, propiedad de ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.

#### 4.3. Sobre los ajustes en la retribución de la Actividad de Distribución de años anteriores a 2020

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial recoge la determinación de los ajustes en la retribución de la actividad de distribución de años anteriores a 2020 en el Epígrafe 6.

Los ajustes en la retribución de la actividad de distribución se corresponden con los desvíos del ejercicio 2019 por la actividad de distribución y por el extracoste de territorios insulares<sup>7</sup>.

Tras las comprobaciones realizadas por esta Comisión, se han observado que las demandas correspondientes al año 2019 de las empresas NEDGIA Andalucía, S.A., NEDGIA Castilla La Mancha, S.A., NEDGIA Castilla y León, S.A. y NEDGIA Aragón, S.A. han sido permutadas entre sí, tal y como se refleja el cuadro siguiente.

**Cuadro 3. Asignaciones erróneas de demanda detectadas**

	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año		Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año		Redes de 4bar<P< 60 bar + Ptos Sum > 80 GWh /año en Redes P<4bar	
	Dato Memoria	Dato Correcto	Dato Memoria	Dato Correcto	Dato Memoria	Dato Correcto
Nedgia Andalucía, S.A.	3.096.879	1.006.527,433	2.594.341	970.552,994	630.463	6.069.038,238
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	16.568	1.780.066,034	14.300	762.409,585	5.651.203	5.186.441,447
Nedgia Castilla Y León, S.A.	1.780.066	3.096.879,291	762.410	2.594.341,400	5.186.441	630.462,651
Nedgia Aragón, S.A.	1.006.527	16.568,114	970.553	14.300,006	6.069.038	5.651.202,975

Fuente: SIFCO, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

En relación con los puntos de suministro en municipios de reciente gasificación, se ha de señalar que la información recogida en epígrafe 6.3 de la Memoria, es una estimación bastante aproximada de la evolución que ha tenido el número de puntos de suministro en los municipios considerados de reciente gasificación cuyas instalaciones de distribución se pusieron en marcha en los años 2015, 2016, 2017 y 2018, pero faltaba por añadir los puntos de aquellos municipios en los que se introdujo la red de distribución durante 2019 para tener el conjunto de municipios en los que se ha introducido el gas natural en los últimos 5 años.

<sup>7</sup> Coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, así como la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras, en estos territorios.

A continuación, se recogen los cuadros, tanto los datos de los municipios en los que se ha introducido la distribución de gas durante 2019 y sus puntos de suministro a 31 diciembre (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) como los datos correctos sobre puntos de suministro a 31 diciembre de 2017, 2018 y 2019 de los municipios considerados de reciente gasificación en los años 2015, 2016, 2017 y 2018 que son necesarios para determinar el nº medio de puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a utilizar para la retribución de 2019 (Cuadro 5).

**Cuadro 4. Municipios de gasificación reciente de 2019 y el número de puntos suministro a 31 diciembre por tipo de peaje**

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	Sanchonuoño	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
<b>TOTAL PS MUNICIPIOS RECIENTE GASIFICACIÓN 2019</b>					<b>1.293</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>1.299</b>

Fuente: SIFCO

**Cuadro 5. Puntos de suministro a 31 diciembre de 2017, 2018 y 2019 de los municipios considerados de reciente gasificación en los años 2015, 2016, 2017 y 2018**

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE DURANTE LOS AÑOS 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.	1.005	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
<b>TOTAL Grupo NEDGIA</b>	<b>30.515</b>	<b>90</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>30.607</b>	<b>46.860</b>	<b>207</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>47.071</b>	<b>54.367</b>	<b>351</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>54.722</b>
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	2.522	14	-	-	2.536	2.690	12	-	-	2.702	2.827	11	-	-	2.838
<b>TOTAL Madriñena Red de Gas, S.A.U.</b>	<b>2.522</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.536</b>	<b>2.690</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.702</b>	<b>2.827</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.838</b>
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
<b>TOTAL Grupo NORTEGAS</b>	<b>310</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>314</b>	<b>1.502</b>	<b>13</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1.516</b>	<b>1.552</b>	<b>20</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.572</b>
Redexis Gas, S.A.	6.450	130	-	-	6.584	13.038	207	-	6	13.251	17.649	328	-	-	17.986
Redexis Gas Murcia, S.A.	242	1	-	-	243	704	6	-	-	710	1.108	8	-	-	1.116
<b>TOTAL Grupo REDEXIS</b>	<b>6.692</b>	<b>131</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>6.827</b>	<b>13.742</b>	<b>213</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>13.961</b>	<b>18.757</b>	<b>336</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>19.102</b>
Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270
<b>TOTAL Domus Mil Natural, S.A.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>90</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>90</b>	<b>267</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>270</b>
<b>TOTAL PS</b>	<b>40.039</b>	<b>239</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>40.284</b>	<b>64.884</b>	<b>445</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>65.340</b>	<b>77.770</b>	<b>721</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>78.504</b>

Fuente: SIFCO

Por otra parte, en los cálculos de la retribución se ha observado que el incremento del número medio de puntos suministros en municipios de reciente



gasificación se ha realizado calculando la diferencia entre el valor de 2019 y el que se utilizó para determinar la retribución de 2018. A este respecto, hay que señalar que dicho cálculo no sería lo suficientemente preciso, ya que el número medio de puntos de suministro en municipios de reciente gasificación utilizado para la retribución de 2018 incluye los puntos de suministro en 2014, ya que en dicho año computaban como municipios de reciente gasificación junto a los de los años 2015, 2016, 2017 y 2018, mientras que en el cálculo de la retribución de 2019 computa como municipio ya gasificado. En otras palabras, si bien el número medio de puntos suministros en 2018 debe ser invariante en el cálculo de la retribución de 2018 y 2019, no lo es su reparto entre municipios ya gasificados y de reciente gasificación, pues los puntos correspondientes a los municipios en los que se introdujo la distribución de gas durante 2014 cambian su catalogación en función del año de retribución.

Por otra parte, se considera conveniente explicitar la regularización de la retribución asociada a los puntos de suministro de municipios en los que se introdujo la distribución de gas durante 2014 que está incluido dentro del cálculo del importe retributivo por variación del número medio de puntos de suministro correspondiente a todos los municipios que no son 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, cuando el municipio deja de ser de reciente gasificación, pasados cinco años debe regularizarse la retribución para descontar los 20€. Como el modelo retribuye por el incremento del número medio de puntos de suministro, la regularización será la resultante de tomar 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 6. 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		
<b>Total</b>	<b>26.637,0</b>	<b>532.740</b>

Fuente: SIFCO y elaboración propia



La regularización anterior debería descontarse de la retribución de 2018 antes de proceder al cálculo de la retribución definitiva de 2019.

Realizando todas las correcciones señaladas con anterioridad, se obtiene la siguiente retribución 2019 de la actividad de distribución y el ajuste.

**Cuadro 7. Retribución de la actividad de distribución del año 2019 y ajuste a realizar respecto al valor utilizado para calcular el desvío 2019 publicado en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.**

	Retribución Definitiva 2019	Retribución 2019 usada en Orden TEC/1259/2019	Ajuste Retribución 2019
Nortegas Energía Distribución, S.A.	104.241.724,14	104.715.420,00	-473.695,86
Ned España Distribución Gas, S.A.U	71.346.112,80	71.395.183,00	-49.070,20
Redexis Gas, S.A.	90.240.652,31	88.045.292,00	2.195.360,31
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.893.378,49	13.010.501,00	-117.122,51
Tolosa Gas, S.A.	778.852,71	768.564,00	10.288,71
Nedgia Catalunya, S.A.	401.796.943,95	403.922.069,00	-2.125.125,05
Nedgia Andalucía, S.A.	64.647.583,27	64.621.506,00	26.077,27
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	49.029.151,09	48.889.518,00	139.633,09
Nedgia Castilla Y León, S.A.	79.648.256,78	79.456.550,00	191.706,78
Nedgia Cegas, S.A.	122.834.920,33	123.786.959,00	-952.038,67
Nedgia Galicia, S.A.	41.501.489,75	40.851.123,00	650.366,75
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.698.658,04	16.480.102,00	218.556,04
Nedgia Navarra, S.A.	35.054.347,00	34.813.381,00	240.966,00
Nedgia Rioja, S.A.	15.510.921,31	15.431.023,00	79.898,31
Gasificadora Regional Canaria, S.A. <sup>(1)</sup>	197.345,85	187.941,00	9.404,85
Madrileña Red De Gas, S.A.	144.172.820,60	146.438.646,00	-2.265.825,40
Nedgia Madrid, S.A.	151.916.074,68	153.500.237,00	-1.584.162,32
Nedgia Aragon, S.A	6.645.649,53	6.979.708,00	-334.058,47
Nedgia, S.A	15.766.596,05	16.361.950,00	-595.353,95
Domus Mil Natural, S.A.	44.462,20	119.533,00	-75.070,80
Nedgia Balears, S.A.	0,00		0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.424.965.940,88</b>	<b>1.429.775.206,00</b>	<b>-4.809.265,12</b>

(1) No incluye extracoste GLP

Fuente: Elaboración propia

A continuación, en los siguientes cuadros se reproducen los cálculos de la retribución 2019 de la actividad de distribución. Señalar que en dichos cálculos se omite los importes asociados al extracoste de GLP para 2019 utilizado para establecer la retribución de Gasificadora Regional Canaria, en primer lugar, porque es un valor que se adiciona sobre la retribución de la actividad de distribución propiamente dicha y, en segundo lugar, porque las consideraciones al respecto están recogidas en el apartado específico sobre la disposición adicional primera relativa al régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares, donde además de determinar dicha cantidad desarrolla otros aspectos en relación con dicho régimen.

Por último, aunque se considera acertada la inclusión en el Anexo del inciso que advierte del estado provisional de las retribuciones de las empresas distribuidoras del grupo NATURGY, tal y como se indicó en ordenes precedentes, señalar que sería conveniente que se determinase la retribución definitiva en cuanto sea posible y en cualquier caso antes de que se determine la retribución definitiva del año 2020 de toda la actividad de distribución.

**Cuadro 8. Determinación de la Variación del Nº Medio Puntos de Suministro (PS) en Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) conectados a Redes de P<4bar**

	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (CImgc<4b)						en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (CImgr<4b)						Total					
	Nº Ptos Suministro a 31-dic			Nº medio Ptos Suministro		Δ Nº Medio Ptos de Suministro	Nº Ptos Suministro a 31-dic			Nº medio Ptos Suministro		Δ Nº Medio Ptos de Suministro	Nº Ptos Suministro a 31-dic			Nº medio Ptos Suministro		Δ Nº Medio Ptos de Suministro
	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2018	Año 2019		Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2018	Año 2019		Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2018	Año 2019	
Nortegas Energía Distribución, S.A.	535.276,0	541.184,0	547.125,0	538.230,0	544.154,5	<b>5.924,50</b>	246,0	1.353,0	1.386,0	799,5	1.369,5	<b>570,0</b>	535.522,0	542.537,0	548.511,0	539.029,50	545.524,00	<b>6.494,50</b>
Ned España Distribución Gas, S.A.U	396.954,0	399.570,0	402.866,0	398.262,0	401.218,0	<b>2.956,00</b>	68,0	162,0	186,0	115,0	174,0	<b>59,0</b>	397.022,0	399.732,0	403.052,0	398.377,00	401.392,00	<b>3.015,00</b>
Redexis Gas, S.A.	468.488,0	484.441,0	500.291,0	472.562,5	492.366,0	<b>19.803,50</b>	6.580,0	13.245,0	19.094,0	9.912,5	16.169,5	<b>6.257,00</b>	475.068,0	497.686,0	519.385,0	482.475,00	508.535,50	<b>26.060,50</b>
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	74.139,0	75.326,0	77.250,0	74.732,5	76.288,0	<b>1.555,50</b>				0,0	0,0	<b>0,0</b>	74.139,0	75.326,0	77.250,0	74.732,50	76.288,00	<b>1.555,50</b>
Tolosa Gas, S.A	4.975,0	5.070,0	5.124,0	5.022,5	5.097,0	<b>74,50</b>				0,0	0,0	<b>0,0</b>	4.975,0	5.070,0	5.124,0	5.022,50	5.097,00	<b>74,50</b>
Nedgia Catalunya, S.A.	2.186.829,0	2.178.295,0	2.169.185,0	2.177.970,5	2.173.740,0	<b>-4.230,50</b>	5.292,0	12.012,0	14.192,0	8.652,0	13.102,0	<b>4.450,00</b>	2.192.121,0	2.190.307,0	2.183.377,0	2.186.622,50	2.186.842,00	<b>219,50</b>
Nedgia Andalucía, S.A.	405.808,0	407.799,0	408.690,0	406.747,0	408.244,5	<b>1.497,50</b>	1.020,0	1.175,0	1.223,0	1.097,5	1.199,0	<b>101,5</b>	406.828,0	408.974,0	409.913,0	407.844,50	409.443,50	<b>1.599,00</b>
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	249.692,0	259.523,0	264.104,0	253.152,5	261.813,5	<b>8.661,00</b>	3.151,0	4.901,0	6.151,0	4.026,0	5.526,0	<b>1.500,00</b>	252.843,0	264.424,0	270.255,0	257.178,50	267.339,50	<b>10.161,00</b>
Nedgia Castilla Y León, S.A.	434.073,0	440.887,0	447.788,0	437.390,5	444.337,5	<b>6.947,00</b>	6.998,0	7.918,0	9.892,0	7.458,0	8.905,0	<b>1.447,00</b>	441.071,0	448.805,0	457.680,0	444.848,50	453.242,50	<b>8.394,00</b>
Nedgia Cegas, S.A.	656.432,0	652.892,0	644.284,0	648.495,0	648.588,0	<b>93,00</b>	3.170,0	4.534,0	5.421,0	3.852,0	4.977,5	<b>1.125,50</b>	659.602,0	657.426,0	649.705,0	652.347,00	653.565,50	<b>1.218,50</b>
Nedgia Galicia, S.A.	264.814,0	270.982,0	275.658,0	261.785,5	273.320,0	<b>11.534,50</b>	9.075,0	13.834,0	14.985,0	11.454,5	14.409,5	<b>2.955,00</b>	273.889,0	284.816,0	290.643,0	273.240,00	287.729,50	<b>14.489,50</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	94.577,0	96.220,0	96.956,0	95.126,0	96.588,0	<b>1.462,00</b>	243,0	710,0	1.288,0	476,5	999,0	<b>522,50</b>	94.820,0	96.930,0	98.244,0	95.602,50	97.587,00	<b>1.984,50</b>
Nedgia Navarra, S.A.	144.401,0	147.172,0	149.158,0	145.102,5	148.165,0	<b>3.062,50</b>	173,0	171,0	195,0	172,0	183,0	<b>11,00</b>	144.574,0	147.343,0	149.353,0	145.274,50	148.348,00	<b>3.073,50</b>
Nedgia Rioja, S.A.	85.208,0	86.370,0	87.612,0	85.186,5	86.991,0	<b>1.804,50</b>	1.065,0	1.535,0	1.562,0	1.300,0	1.548,5	<b>248,50</b>	86.273,0	87.905,0	89.174,0	86.486,50	88.539,50	<b>2.053,00</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	59,0	68,0	79,0	63,5	73,5	<b>10,00</b>				0,0	0,0	<b>0,00</b>	59,0	68,0	79,0	63,50	73,50	<b>10,00</b>
Madrileña Red De Gas, S.A.	865.081,0	876.161,0	882.288,0	869.479,0r	879.224,5	<b>9.745,50</b>	2.536,0	2.702,0	2.838,0	2.619,0	2.770,0	<b>151,00</b>	867.617,0	878.863,0	885.126,0	872.098,00	881.994,50	<b>9.896,50</b>
Nedgia Madrid, S.A.	897.249,0	896.322,0	899.256,0	894.449,0	897.789,0	<b>3.340,00</b>	661,0	987,0	1.097,0	824,0	1.042,0	<b>218,00</b>	897.910,0	897.309,0	900.353,0	895.273,00	898.831,00	<b>3.558,00</b>
Nedgia Aragon, S.A	1.645,0	1.658,0	1.697,0	1.651,5	1.677,5	<b>26,00</b>				0,0	0,0	<b>0,00</b>	1.645,0	1.658,0	1.697,0	1.651,50	1.677,50	<b>26,00</b>
Nedgia, S.A	0,0	1,0	0,0	0,5	0,5	<b>0,00</b>				0,0	0,0	<b>0,00</b>	0,0	1,0	0,0	0,50	0,50	<b>0,00</b>
Domus Mil Natural, S.A.	0,0	0,0	31,0	0,0	15,5	<b>15,50</b>	0,0	90,0	275,0	45,0	182,5	<b>137,50</b>	0,0	90,0	306,0	45,00	198,00	<b>153,00</b>
Nedgia Balears, S.A.	0,0	0,0	0,0		0,0	<b>0,00</b>				0,0	0,0	<b>0,00</b>			0,0	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>7.739.708,0</b>	<b>7.791.110,0</b>	<b>7.859.442,0</b>	<b>7.765.409,0</b>	<b>7.839.691,5</b>	<b>74.282,50</b>	<b>40.278,0</b>	<b>65.329,0</b>	<b>79.785,0</b>	<b>52.803,5</b>	<b>72.557,0</b>	<b>19.753,5</b>	<b>7.805.978,0</b>	<b>7.885.270,0</b>	<b>7.939.227,0</b>	<b>7.818.212,50</b>	<b>7.912.248,50</b>	<b>94.036,00</b>

Fuente: SIFCO

**Cuadro 9. Determinación de la Variación Demanda en 2019 por Redes**

En MWh	Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año			Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año			Demanda P<4bar y Cons>80.000MWh/año (peaje3.5)			Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		
	Año 2018	Año 2019	Δ Demanda	Año 2018	Año 2019	Δ Demanda	Año 2018	Año 2019	Δ Demanda	Año 2018	Año 2019	Δ Demanda
Nortegas Energía Distribución, S.A.	2.943.617,09	2.698.293,06	-245.324,02	2.171.931,42	2.119.188,75	-52.742,67	306.076,90	323.726,44	17.649,54	11.761.352,47	11.698.653,90	-62.698,56
Ned España Distribución Gas, S.A.U	1.828.820,88	1.728.316,46	-100.504,42	1.230.338,40	1.201.229,73	-29.108,67	249.420,22	267.106,42	17.686,20	7.128.240,18	7.033.905,51	-94.334,67
Redexis Gas, S.A.	2.643.769,13	2.522.912,52	-120.856,62	2.526.572,64	2.520.673,25	-5.899,40	482.514,55	436.848,85	-45.665,69	6.509.049,14	7.308.199,80	799.150,66
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	374.391,60	321.043,60	-53.348,00	160.553,40	154.269,46	-6.283,93	22.018,93	21.542,11	-476,82	1.616.412,32	1.701.529,28	85.116,96
Tolosa Gas, S.A	28.619,86	27.609,15	-1.010,71	19.450,59	18.541,02	-909,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Catalunya, S.A.	11.568.134,07	10.674.293,38	-893.840,69	4.278.563,27	4.184.907,94	-93.655,33	991.004,31	1.008.340,30	17.335,99	35.372.137,26	35.765.227,66	393.090,40
Nedgia Andalucía, S.A.	1.081.577,07	1.006.527,43	-75.049,64	1.017.810,17	970.552,99	-47.257,18	229.339,43	252.606,70	23.267,28	5.463.741,44	5.816.431,54	352.690,10
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	1.988.187,52	1.780.066,03	-208.121,49	786.847,02	762.409,59	-24.437,44	263.990,19	276.696,07	12.705,88	4.486.188,26	4.909.745,38	423.557,12
Nedgia Castilla Y León, S.A.	3.361.386,33	3.096.879,29	-264.507,04	2.706.743,62	2.594.341,40	-112.402,22	643.045,03	602.642,31	-40.402,72	24.676,96	27.820,34	3.143,38
Nedgia Cegas, S.A.	2.039.325,18	1.944.219,99	-95.105,19	930.592,29	969.245,03	38.652,74	203.200,75	206.758,63	3.557,88	21.232.171,10	21.192.590,17	-39.580,93
Nedgia Galicia, S.A.	1.301.987,40	1.235.729,85	-66.257,55	858.202,86	861.576,59	3.373,72	173.070,21	165.739,52	-7.330,69	262.917,39	251.833,15	-11.084,23
Redexis Gas Murcia, S.A.	311.672,64	313.337,38	1.664,74	193.977,84	206.002,15	12.024,30	40.457,81	41.831,34	1.373,53	1.787.285,01	1.805.000,99	17.715,98
Nedgia Navarra, S.A.	1.073.491,65	1.012.920,28	-60.571,37	1.282.427,75	1.253.121,68	-29.306,06	174.008,00	193.182,64	19.174,64	5.336.907,22	5.478.128,38	141.221,16
Nedgia Rioja, S.A.	590.716,45	545.199,52	-45.516,92	452.442,51	441.395,73	-11.046,78	88.803,88	83.541,43	-5.262,44	625.734,81	657.637,13	31.902,32
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	114,68	103,70	-10,98	41.928,70	41.806,66	-122,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	6.572.842,11	5.769.108,23	-803.733,88	3.059.298,41	2.866.574,89	-192.723,51	685.388,09	622.942,61	-62.445,47	827.604,73	865.726,32	38.121,59
Nedgia Madrid, S.A.	5.357.899,32	4.804.943,19	-552.956,13	4.741.042,80	4.459.577,03	-281.465,77	473.929,40	446.937,55	-26.991,85	2.520.471,60	2.531.150,38	10.678,78
Nedgia Aragon, S.A	17.251,89	16.568,11	-683,78	14.223,91	14.300,01	76,10	0,00	0,00	0,00	5.708.201,95	5.651.202,98	-56.998,97
Nedgia, S.A	109,57	2.948,96	2.839,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15.452.801,16	15.610.179,18	157.378,02
Domus Mil Natural, S.A.	244,34	1.857,77	1.613,43	0,00	4.446,42	4.446,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Balears, S.A.		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>43.084.158,76</b>	<b>39.502.877,92</b>	<b>-3.581.280,85</b>	<b>26.472.947,58</b>	<b>25.644.160,31</b>	<b>-828.787,26</b>	<b>5.026.267,69</b>	<b>4.950.442,92</b>	<b>-75.824,76</b>	<b>126.115.892,99</b>	<b>128.304.962,10</b>	<b>2.189.069,10</b>

Fuente: SIFCO

**Cuadro 10. Determinación de la Retribución 2019 de la actividad de distribución**

En Euros			Δ Puntos de Suministro a conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Retribución por Variación de					Total Retribución Año 2019	
	Retribución Año 2018	Regularización por PS de municipios que dejan de ser de recién gasificación	Retribución Año 2018 Ajustada	T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCimgc<4b)	T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCimgc<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 (ΔCimgc<4b)	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCimgc<4b)	Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año		Demanda en Redes de 4bar<P< 60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar
									50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh		1,25 €/MWh
Nortegas Energía Distribución, S.A.	105.878.886,98	0,00	<b>105.878.886,98</b>	5.924,5	570,0	-245.324,02	-52.742,67	-45.049,02	296.225,00	39.900,00	-1.717.268,16	-210.970,66	-45.049,02	<b>104.241.724,14</b>
Ned España Distribución Gas, S.A.U	72.090.796,88	0,00	<b>72.090.796,88</b>	2.956,0	59,0	-100.504,42	-29.108,67	-76.648,47	147.800,00	4.130,00	-703.530,91	-116.434,70	-76.648,47	<b>71.346.112,80</b>
Redexis Gas, S.A.	89.004.736,23	76.140,00	<b>88.928.596,23</b>	19.803,5	6.257,0	-120.856,62	-5.899,40	753.484,97	990.175,00	437.990,00	-845.996,31	-23.597,58	753.484,97	<b>90.240.652,31</b>
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	13.129.535,10	0,00	<b>13.129.535,10</b>	1.555,5	0,0	-53.348,00	-6.283,93	84.640,14	77.775,00	0,00	-373.436,02	-25.135,73	84.640,14	<b>12.893.378,49</b>
Tolosa Gas, S.A	785.840,93	0,00	<b>785.840,93</b>	74,5	0,0	-1.010,71	-909,56	0,00	3.725,00	0,00	-7.074,96	-3.638,26	0,00	<b>778.852,71</b>
Nedgia Catalunya, S.A.	408.009.768,71	91.720,00	<b>407.918.048,71</b>	-4.230,5	4.450,0	-893.840,69	-93.655,33	410.426,39	-211.525,00	311.500,00	-6.256.884,83	-374.621,32	410.426,39	<b>401.796.943,95</b>
Nedgia Andalucía, S.A.	64.905.092,06	1.070,00	<b>64.904.022,06</b>	1.497,5	101,5	-75.049,64	-47.257,18	375.957,37	74.875,00	7.105,00	-525.347,45	-189.028,71	375.957,37	<b>64.647.583,27</b>
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	49.625.268,26	15.830,00	<b>49.609.438,26</b>	8.661,0	1.500,0	-208.121,49	-24.437,44	436.263,00	433.050,00	105.000,00	-1.456.850,42	-97.749,75	436.263,00	<b>49.029.151,09</b>
Nedgia Castilla Y León, S.A.	81.539.764,25	1.730,00	<b>81.538.034,25</b>	6.947,0	1.447,0	-264.507,04	-112.402,22	-37.259,34	347.350,00	101.290,00	-1.851.549,27	-449.608,86	-37.259,34	<b>79.648.256,78</b>
Nedgia Cegas, S.A.	123.421.963,74	123.330,00	<b>123.298.633,74</b>	93,0	1.125,5	-95.105,19	38.652,74	-36.023,05	4.650,00	78.785,00	-665.736,34	154.610,98	-36.023,05	<b>122.834.920,33</b>
Nedgia Galicia, S.A.	41.308.887,62	122.250,00	<b>41.186.637,62</b>	11.534,5	2.955,0	-66.257,55	3.373,72	-18.414,93	576.725,00	206.850,00	-463.802,84	13.494,90	-18.414,93	<b>41.501.489,75</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.515.583,12	5.440,00	<b>16.510.143,12</b>	1.462,0	522,5	1.664,74	12.024,30	19.089,51	73.100,00	36.575,00	11.653,19	48.097,22	19.089,51	<b>16.698.658,04</b>
Nedgia Navarra, S.A.	35.294.950,02	13.670,00	<b>35.281.280,02</b>	3.062,5	11,0	-60.571,37	-29.306,06	160.395,80	153.125,00	770,00	-423.999,56	-117.224,26	160.395,80	<b>35.054.347,00</b>
Nedgia Rioja, S.A.	15.751.517,01	12.050,00	<b>15.739.467,01</b>	1.804,5	248,5	-45.516,92	-11.046,78	26.639,87	90.225,00	17.395,00	-318.618,47	-44.187,10	26.639,87	<b>15.510.921,31</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	197.410,82	0,00	<b>197.410,82</b>	10,0	0,0	-10,98	-122,04	0,00	500,00	0,00	-76,83	-488,14	0,00	<b>197.345,85</b>
Madrileña Red De Gas, S.A.	150.119.140,67	22.810,00	<b>150.096.330,67</b>	9.745,5	151,0	-803.733,88	-192.723,51	-24.323,88	487.275,00	10.570,00	-5.626.137,13	-770.894,06	-24.323,88	<b>144.172.820,60</b>
Nedgia Madrid, S.A.	156.793.383,71	46.700,00	<b>156.746.683,71</b>	3.340,0	218,0	-552.956,13	-281.465,77	-16.313,08	167.000,00	15.260,00	-3.870.692,88	-1.125.863,07	-16.313,08	<b>151.916.074,68</b>
Nedgia Aragon, S.A	6.705.830,54	0,00	<b>6.705.830,54</b>	26,0	0,0	-683,78	76,10	-56.998,97	1.300,00	0,00	-4.786,44	304,40	-56.998,97	<b>6.645.649,53</b>
Nedgia, S.A	15.589.342,31	0,00	<b>15.589.342,31</b>	0,0	0,0	2.839,39	0,00	157.378,02	0,00	0,00	19.875,72	0,00	157.378,02	<b>15.766.596,05</b>
Domus Mil Natural, S.A.	4.982,55	0,00	<b>4.982,55</b>	15,5	137,5	1.613,43	4.446,42	0,00	775,00	9.625,00	11.293,98	17.785,67	0,00	<b>44.462,20</b>
Nedgia Balears, S.A.		0,00	<b>0,00</b>	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.446.672.682</b>	<b>532.740</b>	<b>1.446.139.941,51</b>	<b>74.282,5</b>	<b>19.753,5</b>	<b>-3.581.280,85</b>	<b>-828.787,26</b>	<b>2.113.244,34</b>	<b>3.714.125,00</b>	<b>1.382.745,00</b>	<b>-25.068.965,93</b>	<b>-3.315.149,03</b>	<b>2.113.244,33</b>	<b>1.424.965.940,88</b>

Fuente: Elaboración propia

#### 4.4. Sobre los cánones de los almacenamientos subterráneos básico

En el artículo 3 de la propuesta de Orden se establecen los cánones aplicables al acceso a terceros a los almacenamientos subterráneos básicos, así como los multiplicadores aplicables conforme a la metodología recogida en el Real Decreto XXX/2020<sup>8</sup> por el que se establece la metodología de cálculo de cargos pendiente de aprobación. No obstante, se indica que en caso de no aprobarse dicho real decreto antes del 1 de enero de 2021, serán de aplicación los peajes vigentes y los multiplicadores serían todos iguales a 1.

Respecto los valores propuestos conforme al borrador de metodología del Real Decreto se indica lo siguiente:

- En relación a la capacidad contratada equivalente considerada para la determinación de los peajes contemplada en la Memoria que acompaña a la propuesta de orden, se advierte de que se ha partido de la capacidad contratada multiplicada por los multiplicadores correspondientes, cuando debieran aplicarse los coeficientes que consideran la estacionalidad.
- Por su parte, respecto al valor de la retribución considerada para el periodo 1 enero 2021 a 30 septiembre 2021 según la Memoria que acompaña a la propuesta de orden, se advierte que tanto la retribución fija como la retribución variable de inyección y de extracción no coinciden con los valores detallados en los demás apartados de la Memoria ni con el total que se contempla en la Propuesta de Orden, siendo necesaria su revisión.
- Adicionalmente, se indica que caben dos posibilidades a considerar en la determinación de los cánones para el periodo 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre: (i) calcular el peaje en términos anuales, partiendo de la retribución anual y considerando un promedio anual de la capacidad contratada equivalente, y (ii) calcular los términos anuales considerando la retribución proporcional a los 9 meses y una previsión de capacidad contratada equivalente de los 9 meses, la cual sí debería contemplar la estacionalidad. Al respecto señalar que en la propuesta de Orden parece haberse optado por la primera opción al considerar como capacidad contratada equivalente prevista el promedio de los últimos tres años.
- Respecto a la determinación de los multiplicadores, pese a que se desconoce la redacción definitiva del Decreto XXX/2020 se señala que: i) según se indica en la Memoria, los multiplicadores se redondearán a dos decimales, aunque finalmente el redondeo se está realizando a un decimal, salvo para los productos intradiarios donde se redondea a dos decimales ii) no ha sido posible replicar los cálculos descritos en la Memoria para la determinación de los multiplicadores ni la determinación de la proporción de la capacidad contratada en el mes “m” en relación con la capacidad contratada en el año “a” ( $Q_{m,a}$ ), por no disponer del perfil

---

<sup>8</sup> Real Decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

medio considerado durante los años 2018, 2019 y 2020, ni indicarse el coeficiente de seguridad contemplado, iii) aplicando la metodología recogida en la Circular 6/2020, se han calculado los multiplicadores considerando el perfil del volumen almacenado publicado por Gas Infrastructure Europe<sup>9</sup>, considerando los años 2016, 2017, 2018 y 2019 obteniéndose los multiplicadores que se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro 11: Multiplicadores vigentes, contenidos en las Propuesta de Orden y calculados conforme a la metodología de la Circular 6/2020**

Producto	Vigentes	Propuesta de Orden	Cálculo de acuerdo con metodología Circular 6/2020
Trimestral	1,39	1,20	1,11
Mensual	1,46	1,30	1,17
Diario	3,01	1,60	1,20
Intradía	5,06	3,55	nd

Fuente: Elaboración propia

- Por último, tal y como propuso la CNMC en su informe a la propuesta de dicho real decreto<sup>10</sup>, las unidades en las que se establecen los cánones aplicables son €/kWh/año pese a que el texto que se presentó en trámite de audiencia empleaba €/kWh/mes, estando, por tanto, conforme con dicha modificación.

En resumen, en el siguiente cuadro se muestran los valores vigentes expresados en €/kWh/año, los de la Propuesta de Orden, y los que considera esta Comisión empleando los valores de retribución indicados en el apartado 4 de la memoria y la capacidad contratada equivalente considerando los coeficientes que incorporan la estacionalidad. Como se observa, el canon de almacenamiento subterráneo disminuiría un 58% según los cálculos contemplados en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, mientras que según los cálculos de esta Comisión disminuirían un 32 %, el canon de inyección disminuiría un 11 % vs. un 24 % según esta Comisión, y el canon de extracción aumentaría un 31 % vs un 16 % según esta Comisión.

<sup>9</sup> <https://agsi.gie.eu/#/historical/ES>

<sup>10</sup> <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01820>



**Cuadro 12. Cálculos de cánones aplicables al acceso a terceros a los almacenamientos subterráneos básicos aplicables de 1 enero de 2021 hasta el 30 de septiembre de 2021**

Canon Almacenamiento Subterráneo	Vigentes	Propuesta de Orden	CNMC
Retribución fija (€)		40.229.317	88.474.318
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	25.409.902	26.140.848	26.553.162
Término fijo (€/kWh/día)/año	0,004932	0,002052	0,003332
Facturación (€)	93.991.226	40.229.317	66.355.738
% sobre vigentes		-58%	-32%

Canon de Inyección	Vigentes	Propuesta de Orden	CNMC
Retribución variable (€)		611.493	836.002
Gas de operación (€)		1.101.978	1.101.978,00
Ingresos procedentes de condensados (€/año)	-	155.860	- 155.860
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	26.276	26.276	26.276
Término fijo inyección	0,08906	0,079038	0,06782
Facturación (€)	1.755.105	1.557.611	1.336.590
% sobre vigentes		-11%	-24%

Canon de Extracción	Vigentes	Propuesta de Orden	CNMC
Retribución variable (€)		185.478	383.830
Gas de operación (€)		1.101.978	1.101.978,00
Ingresos procedentes de condensados (€/año)	-	155.860	- 155.860
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	24.012	24.012	24.012
Término fijo extracción	0,047815	0,062835	0,05539
Facturación (€)	861.100	1.131.596	997.461
% sobre vigentes		31%	16%

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, respecto al caso de no aprobarse el mencionado Real Decreto antes del 1 de enero de 2021, se sugiere revisar los cánones de acceso a los almacenamientos subterráneo empleando los valores de retribución resultante de la metodología Anexo XI Ley 18/2014, de 15 de octubre, dado que mediante los peajes vigentes se recaudaría en exceso dicha retribución. Adicionalmente, cabe señalar que en la Propuesta de Orden se indica que los multiplicadores serían todos igual a 1, siendo estos distintos a los vigentes establecidos en el apartado noveno del Anexo I de la Orden IET/2446/2013, de 27 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.

## 5. Consideraciones particulares sobre la Propuesta de Orden

### 5.1. Disposición adicional primera. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares

La disposición adicional establece el extracoste definitivo de Gasificadora Regional Canaria, S.A. del año 2019, la revisión del extracoste provisional de 2020 y el ajuste a realizar a efectos de su liquidación, así como el nuevo valor provisional para 2021.

Además, desarrolla el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares con un alcance idéntico al aplicado en años anteriores, si bien mantiene el precio de cesión hasta ahora vigente (0,02168 €/kWh) como

coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministran gases manufacturados en los territorios insulares.

En primer lugar, señalar que se considera que la disposición adicional primera en realidad debía ser el artículo cuarto de la Propuesta de Orden, entre otros motivos, por ser uno de los objetos de la Orden, tal y como indica el artículo primero de la Orden.

En segundo lugar, sería conveniente que la memoria indicase si la auditoría aportada por la empresa Gasificadora Regional Canaria, S.A. para el extracoste del año 2019 ha cumplido, o no, con lo dispuesto en el artículo 3.4 de la Orden TEC/1367/2018 que indica que *“la auditoría dispondrá de un listado de las facturas de compra, que incluirá fecha de emisión, fecha de entrega, empresa suministradora, volumen, poder calorífico inferior y superior del GLP adquirido, precio de compra en €/kg e importe total en €”*. Con las tablas informativas recogidas en la Memoria no es posible deducir dicha circunstancia, incluso podría desprenderse una conclusión en sentido contrario habida cuenta que, según los datos, todas las adquisiciones de GLP del año tuvieron el mismo PCS (13,96 kWh/kg).

De hecho, la auditoría proporcionada por la empresa a esta Comisión carece del citado listado de facturas de compra, con su fecha de emisión, fecha de entrega, empresa suministradora, volumen, poder calorífico inferior y superior del GLP adquirido, precio de compra en €/kg e importe total en €; si bien el Auditor en su informe señala haber accedido a esta información, o parte de ella, para confeccionar el resumen mensual que proporciona en la Auditoría.

A la vista de lo anterior, se considera que el extracoste correspondiente al año 2019 debería mantener la condición de provisional hasta que se acredite convenientemente el mismo, tal y como indicaba el artículo 3.4 de la Orden TEC/1367/2018. Al objeto de permitir un cotejo aleatorio de la información remitida en el listado, sería recomendable que junto al mismo se enviara en formato electrónico las facturas emitidas. De esta forma, además podrá constatarse como son repercutidos en las mismas el Arbitrio sobre Importaciones y Entregas de Mercancías en Canarias (A.I.E.M) y el Impuesto Especial de la Comunidad Autónoma de Canarias sobre combustibles derivados del petróleo, cuyo importe conjunto es 0,0125 €/Kg (0,000895 €/kWh), es decir, un 3,84% del precio de cesión establecido para 2019 (23,30 €/MWh).

En tercer lugar, señalar que el valor provisional de extracoste para el año 2020 incluido en el artículo 4.6 de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, es 1.148.325 € en vez de los 979.251 € que indica la Propuesta. En consecuencia, la diferencia entre el nuevo valor y el valor provisional es -493.310 € en lugar de -324.236 €.

Además, hay que indicar que el ajuste por extracoste de 2020 debería liquidarse en el año 2020 en vez de 2021, dado que aún existen liquidaciones provisionales para ello, al menos, la 13ª y 14ª. De esta forma se mitigaría el impacto que pudieran tener posibles errores accidentales o fortuitos a la hora de determinar los citados ajustes, pues la corrección de un error en el ajuste de retribución de un año puede terminar de cobrarse años más tarde.

En cuarto lugar, señalar que el extracoste de 2021 no ha de incorporarse a la retribución ordinaria a la actividad de distribución del año 2021 calculada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, pues su tratamiento ha de ser diferenciado de esta al tratarse de un cargo y no una retribución por el uso de las instalaciones como es la retribución de la actividad de distribución.

En quinto lugar, en relación con el precio de cesión recogido en el apartado 5 que mantiene el vigente hasta ahora (0,02168 €/kWh), hay que señalar que la Orden ETU/1977/2016 implementó una metodología para modificar el precio de cesión al objeto de reequilibrar el régimen aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares<sup>11</sup>. La metodología, a propuesta de esta Comisión<sup>12</sup>, adoptó como precio de cesión el resultado de la media de los últimos 12 meses del precio de materia prima calculado de acuerdo con la metodología de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio<sup>13</sup>, dado que en los territorios insulares y extra-peninsulares donde se suministran gases manufacturados no se dispone de conexión con la red de gasoductos o las instalaciones de regasificación.

Aplicando la citada metodología, la Orden ETU/1977/2016 determinó que el precio de cesión era 17,10 €/MWh para 2017, la Orden ITC/1283/2017 estableció que el precio de cesión era 19,61 €/MWh para 2018, la Orden TEC/1367/2018 estableció que el precio de cesión era 23,30 €/MWh para 2019, y la Orden TEC/1259/2019, determinó que el precio de cesión era 21,68 €/MWh para 2020.

De acuerdo con citada metodología, la media de los últimos 12 meses (ene-dic 2020) del precio de materia prima es 16,57 €/MWh. Por tanto, se propone este valor como nuevo precio de cesión para 2021 en lugar del valor reflejado en la propuesta de Orden.

---

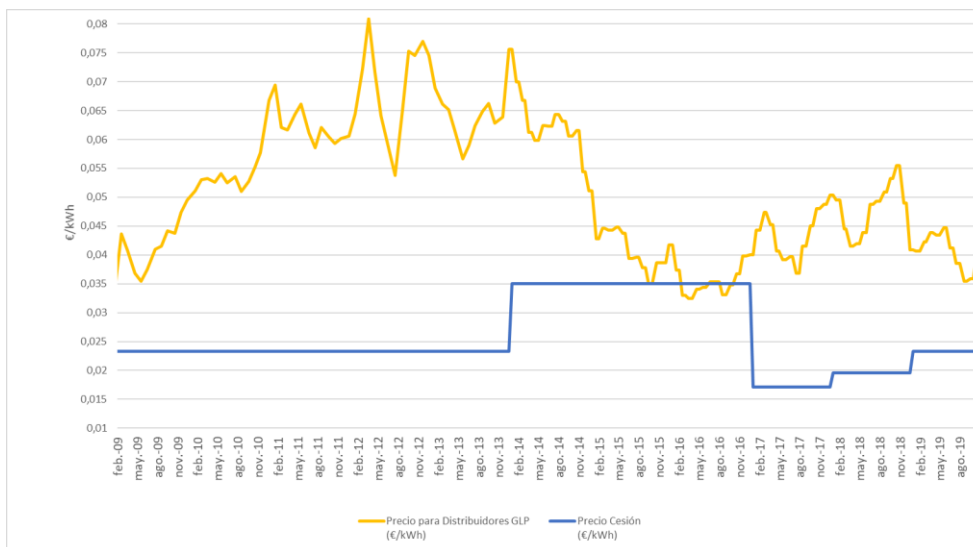
<sup>11</sup> Dado que, durante los 26 meses previos a diciembre de 2016, la disminución del precio medio de adquisición del propano hizo que el diferencial entre el precio de cesión y el precio de adquisición de propano fuera incluso negativo.

<sup>12</sup> La propuesta se realizó tras hacer un repaso por las metodologías que habían existido en el sector gasista sobre el cálculo de la tarifa, el precio de cesión entre transportistas y distribuidores y el cálculo de la tarifa del suministro de último recurso vigente en dicho momento (Orden ITC/3992/2006, Orden ITC/3861/2007, Orden ITC/2857/2008, y Orden ITC/1660/2009).

<sup>13</sup> Según ésta última, el sistema de cálculo de la tarifa de último recurso incluiría de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso en vigor, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. Dichos costes podríamos agruparlos en 4 partidas diferenciadas: (1) el coste de la materia prima, (2) los términos fijos de la tarifa, (3) los términos variables de la tarifa y (4) la prima por riesgo de cantidad (PQR) que afecta a los meses invernales y refleja el sobrecoste que supone la existencia de una correlación positiva entre el volumen real de gas natural que tienen la obligación de suministrar y el precio de la energía en el mercado.

Se consideró conveniente prescindir en el cálculo de la prima de riesgo por cantidad (PQR) dada su complejidad de cálculo y por su aplicación limitada a los meses de invierno.

**Cuadro 13. Evolución Precio Adquisición GLP para los distribuidores de gases combustibles por canalización vs Precio Cesión gas natural**



Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se realiza la siguiente propuesta texto alternativo a la disposición adicional primera:

**Disposición adicional primera Artículo 4.** Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.

1. Se establece un nuevo ~~El~~ extracoste definitivo-provisional de Gasificadora Regional Canaria, S.A. del año 2019, calculado a partir de los datos de la auditoría presentada por la empresa, se fija con carácter definitivo provisional en 854.642,59 € hasta que se determine el valor definitivo una vez se haya aportado la información según lo dispuesto en el artículo 3.4 de la Orden TEC/1367/2018 y copia de las facturas que la justifican. El desvío (-124.608,41 €) en relación con el valor provisional de 979.251 € establecido en el artículo 4.5 de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020, se incluye en el ajuste de la retribución del año 2019 incluido en el anexo I de la presente orden.

2. Para el año 2020 se establece un extracoste provisional de 655.015 €, calculado aplicando a las previsiones de venta de 30.000 MWh un extracoste unitario de 0,021834 €/kWh. La diferencia entre este valor y el valor provisional de ~~979.251~~ 1.148.325 € incluido en el artículo 4.6 de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre (~~-324.236~~ -493.310 €), se incorporará a la retribución del año 2021 en las liquidaciones del año 2020.

3. Para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021 (ambos incluidos), se establece como extracoste provisional el que resulta de multiplicar el extracoste unitario provisional de 2020 por las ventas de 2019 y aplicando un factor  $\frac{3}{4}$ , lo que resulta en un valor de 759.081 €, ~~cantidad que se incorporará a la retribución ordinaria a la actividad de distribución del año 2021 calculada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.~~

[...]

5. Para 2020, el precio de cesión será de ~~0,02168~~ 0,01657 €/kWh.

[...]

## 5.2. Disposición adicional segunda. Desajustes entre ingresos y costes del año 2016

La disposición adicional segunda de la propuesta de orden establece la amortización anticipada correspondiente a los desajustes entre ingresos y costes del año 2016, como consecuencia de la aplicación del superávit que ha resultado en la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector gasista del ejercicio 2019, de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y en el artículo 9.1 de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre.

Adicionalmente, se establece en esta disposición cómo se realizará el abono de las cantidades amortizadas anticipadamente.

En fecha 26 de noviembre de 2020, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC ha aprobado la “Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2019” (LIQ/DE/008/20).

Esta disposición reproduce lo descrito en la citada Resolución por la que se aprueba la Liquidación Definitiva del ejercicio 2019, en cumplimiento de los artículos 8 y 9.3 de la Orden TEC/1367/2018.

Por tanto, se propone suprimir tanto la Disposición como las referencias a ella en el preámbulo, porque no es necesario reproducir el contenido de la Resolución de Liquidación Definitiva del ejercicio 2019 que, además, ya se ha aplicado en la liquidación provisional décima de 2020.

En consonancia con lo señalado, se propone modificar el punto II del preámbulo de la propuesta de orden, actualmente denominado “Otras disposiciones”, en el párrafo que hace referencia a las amortizaciones de los desajustes y del déficit acumulado.

### II

#### Otras disposiciones

[...]

*En la ~~disposición adicional segunda~~ Resolución de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, de 26 de noviembre, por la que se aprueba liquidación definitiva de 2019 se determina el uso del superávit de la liquidación definitiva del año 2019. Conforme con lo dispuesto en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, este se emplea en primer lugar en la amortización anticipada del último desajuste entre ingresos y gastos pendiente de amortizar, el del año 2016, con lo que se amortizan completamente los desajustes entre ingresos y gastos de los años 2015, 2016 y 2017 que ascendían originalmente a 142.027.109,75 €.*

[...]



### 5.3. Disposición adicional tercera. Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014

La Disposición adicional tercera de la propuesta de orden establece la cuantía de la amortización parcial correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, como consecuencia de la aplicación de la cantidad del superávit del año 2019 disponible después de la amortización total del desajuste entre ingresos y gastos del año 2016.

Se recoge asimismo la nueva anualidad del año 2021 correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, desglosándose la misma entre principal amortizado e intereses, e indicándose el tipo de interés definitivo aplicado.

Finalmente, se indica en esta disposición adicional cómo se realizará el abono de dicha anualidad, y se hace referencia al anexo II de la propuesta de orden, en el que se incluye el reparto de la misma entre los tenedores del derecho de cobro.

Una vez amortizado íntegramente el derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2016 con el superávit obtenido en la liquidación definitiva de 2019, se procedió a amortizar parcialmente el derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre con el importe restante, según se detalla en la Resolución de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC por la que se aprueba la liquidación definitiva de 2019 de fecha 26 de noviembre de 2020, que asciende a 320.384.613,53 € (no a 320.384.713,53 €, como aparece en la propuesta de orden y en la memoria).

En lo que se refiere a la explicación sobre cómo se realizará el abono de las cantidades amortizadas anticipadamente, se propone su eliminación de esta disposición por haberse realizado la amortización en la Liquidación 10/2020, de fecha 10 de diciembre de 2020, según el artículo 9.3 de la Orden TEC/1367/2018, donde se establece que el superávit se aplicará por el órgano responsable de las liquidaciones en la primera liquidación provisional que se apruebe, una vez aprobada la liquidación definitiva en la que se haya generado el mismo.

El nuevo importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2020 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 tras dicha amortización es de 372.245.390,10 € (no de 372.245.290,10 € como aparece en la propuesta de orden y en la memoria), con lo que resulta necesario recalcular las anualidades a partir del ejercicio 2021.

A este respecto, dado que la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, establece en su artículo 66 a) que el plazo de recuperación del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 por parte de sus titulares será de 15 años a partir de la liquidación definitiva del ejercicio 2014, resulta necesario reducir el importe que se amortiza anualmente entre los ejercicios 2021 y 2031, de forma que las nuevas anualidades previstas para los años siguientes serían las que se muestran a continuación:



**Cuadro 14. Anualidades del déficit acumulado a 31 del 12 de 2014 tras amortización**

Tipo Interés	1,104%
Fecha Devengo	25/11/2016
Plazo (años)	15
Importe Derecho (€)	1.025.052.945,66

24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2016	1,104%	1.025.052.945,66	1.147.160,62	6.927.298,45	<b>8.074.459,07</b>

Año (t)	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2017	1,104%	1.018.125.647,21	11.240.107,15	68.336.863,04	<b>79.576.970,19</b>
2018	1,104%	949.788.784,17	10.485.668,18	68.336.863,04	<b>78.822.531,22</b>
2019	1,104%	881.451.921,13	9.731.229,21	68.336.863,04	<b>78.068.092,25</b>
2020	1,104%	756.182.027,60	8.348.249,58	63.552.023,96	<b>71.900.273,55</b>
2021	1,104%	372.245.390,10	4.109.589,11	34.155.245,70	<b>38.264.834,80</b>
2022	1,104%	338.090.144,40	3.732.515,19	34.155.245,70	<b>37.887.760,89</b>
2023	1,104%	303.934.898,71	3.355.441,28	34.155.245,70	<b>37.510.686,98</b>
2024	1,104%	269.779.653,01	2.978.367,37	34.155.245,70	<b>37.133.613,07</b>
2025	1,104%	235.624.407,31	2.601.293,46	34.155.245,70	<b>36.756.539,15</b>
2026	1,104%	201.469.161,61	2.224.219,54	34.155.245,70	<b>36.379.465,24</b>
2027	1,104%	167.313.915,91	1.847.145,63	34.155.245,70	<b>36.002.391,33</b>
2028	1,104%	133.158.670,21	1.470.071,72	34.155.245,70	<b>35.625.317,42</b>
2029	1,104%	99.003.424,52	1.092.997,81	34.155.245,70	<b>35.248.243,50</b>
2030	1,104%	64.848.178,82	715.923,89	34.155.245,70	<b>34.871.169,59</b>
2031	1,104%	30.692.933,12	304.500,81	30.692.933,12	<b>30.997.433,93</b>

En 2019, el importe final de la anualidad fue de 74.423.956,01 €, como consecuencia de la Resolución del Pleno de la CNMC, de 5 de julio de 2019

A 31/12/2020 se amortizan 320.384.613,53 €

La nueva anualidad calculada para 2021 del derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 38.264.834,81 €, de los que 34.155.245,70 € corresponden a amortización de principal y 4.109.589,11 € a intereses.

Por otra parte, es necesario tener en cuenta que, en fecha 15 de octubre y 26 de noviembre de 2020, se aprobaron las Resoluciones de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC sobre la cesión de derechos de cobro del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 de Banco Santander, S.A. a Liberbank, S.A., en el marco de lo establecido en el artículo 10 de la Orden TEC/1367/2018. Por tanto, es necesario incluir la referencia a ambas resoluciones en la disposición que introducen a Liberbank, S.A., como nuevo titular del derecho de cobro.

Tras estas Resoluciones, con efectos a partir del 1 de agosto y del 1 de noviembre de 2020 respectivamente, Liberbank pasa a ser titular del 36,86776% del total del derecho de cobro del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, mientras que el porcentaje de titularidad correspondiente al Banco Santander pasa a ser del 49,30003% del total del derecho de cobro.

En la “Resolución por la que se aprueba la liquidación provisional nº10 de 2020 de las actividades reguladas del sector gas” (LIQ/DE/003/20), aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 10 de diciembre de 2020, ya se ha tomado en consideración dicha cesión en el reparto por titulares de la

cantidad del derecho de cobro amortizada anticipadamente, cuyo pago se ha incluido en esta liquidación provisional.

No obstante, en la tabla que se incluye en el anexo II de la propuesta de orden con el reparto de la anualidad correspondiente al ejercicio 2021 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 entre los titulares del derecho de cobro, no se ha tenido en cuenta la referida cesión de derechos de Banco Santander a Liberbank, con lo que resulta necesaria su actualización (ver apartado 4 sobre el Anexo II).

Así, se proponen las siguientes modificaciones de redacción en la Disposición adicional tercera:

*Disposición adicional tercera. Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014*

*“1. La cantidad del superávit del año 2019 disponible después de la amortización del desajuste entre ingresos y gastos del año 2016 (320.384.7613,53 €) se ha destinado ~~destinará~~ a la amortización parcial del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, resultando en un saldo pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de 372.245.2390,10 €.*

*2. La anualidad a abonar en el año natural 2021 asciende a 38.264.834,81 € que incluye una amortización de 34.155.245,70 € y una retribución financiera de 4.109.589,11 € calculada por aplicación de la tasa tipo de interés definitivo del 1,104%.*

*3. En el anexo II de la presente orden se publica el reparto de la anualidad entre los tenedores del derecho de cobro. Se incluye como titular del derecho de cobro del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 a la sociedad Liberbank, S.A., tras la aprobación de las Resoluciones de 15 de octubre y de 26 de noviembre de 2020, de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, sobre la cesión de derechos de cobro del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 de Banco Santander, S.A. a Liberbank, S.A., en el marco de lo establecido en el artículo 10 de la Orden TEC/1367/2018. Conforme con lo dispuesto en el artículo 5.3 de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, y en los artículos 66 y 61.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, la anualidad se abonará mediante 12 pagos mensuales iguales que se liquidarán como pago único en cada una de las doce primeras liquidaciones del año, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema, teniendo en consideración lo dispuesto al efecto en el apartado 2 de la disposición transitoria cuarta”.*

#### **5.4. Disposición adicional cuarta. Revisión de las retribuciones anteriores al año 2020 de las actividades de transporte, distribución y plantas de GNL**

La disposición adicional establece que en los apartados 2, 3 y 4 del anexo I se publican las retribuciones reguladas definitivas de las actividades de distribución, transporte y plantas de GNL del año 2019, y que sus diferencias con los valores publicados en la Orden TEC/1259/2019 se incluirán en las liquidaciones del ejercicio 2020.

Señalar que se considera que la disposición adicional cuarta en realidad debía ser el artículo quinto de la Propuesta de Orden, entre otros motivos, por ser uno de los objetos de la Orden, tal y como indica el artículo primero de la Orden.

#### **5.5. Disposición adicional quinta. Precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro.**

La disposición adicional quinta establece la tarifa a abonar por los consumidores que transitoriamente no dispongan de contrato de suministro durante un mes. En particular, establece que la tarifa a pagar durante un mes al comercializador de último recurso por el consumidor que transitoriamente no disponga de contrato de suministro será la tarifa de último recurso aplicada al escalón del peaje de red local RL.1, no pudiendo ser inferior al término de conducción del peaje de transporte y distribución que correspondiera al consumidor.

Dicha redacción es similar a la contenida en la disposición adicional primera de la Orden ITC/3520/2009<sup>14</sup>, pero difiere de lo establecido en la disposición adicional segunda de la Orden ETU/1977/2016, actualmente, en vigor. Cabe señalar que en la citada Orden ETU/1977/2016 se establece lo siguiente:

*“1. Los comercializadores de último recurso que suministren a consumidores sin contrato de suministro de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 2.3 del Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, deberán aplicar el siguiente precio:*

*a) Consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2: Se aplicará la tarifa de último recurso anual en vigor que corresponda a su nivel de consumo: TUR.1 o TUR.2.*

*b) Para el resto de consumidores se aplicará la tarifa anual TUR.2 en vigor.*

*2. El escalón del peaje de conducción abonado por el comercializador de último recurso para estos consumidores será el peaje anual que corresponda con la tarifa de último recurso aplicada, con independencia de la presión de suministro, volumen de consumo anual del consumidor o peaje de acceso que el comercializador saliente hubiese contratado para suministrar a dicho cliente.”*

La necesidad de adaptar el precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro a la nueva estructura de peajes y cargos ya fue puesto de manifiesto por esta Comisión en su informe sobre la propuesta de Orden ministerial por la que se modifica la orden ITC/1660/2009 de 22 de junio por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural con objeto de su adaptación a la nueva estructura de peajes cánones y cargos del sistema gasista (IPN/CNMC/033/20)<sup>15</sup>.

---

<sup>14</sup> Véase [BOE.es - Documento consolidado BOE-A-2009-21174](http://BOE.es - Documento consolidado BOE-A-2009-21174)

<sup>15</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc03320>

En el citado informe de la CNMC se señalaba que con objeto de no distorsionar la señal de precios que se traslada a los consumidores mediante los correspondientes peajes de acceso, se considera más adecuado que el precio que deben pagar los consumidores sin derecho a suministro de último recurso que transitoriamente carecen de un contrato con el comercializador, debía tener en cuenta los peajes por el uso de las infraestructuras que corresponden a su volumen de consumo anual.

En este sentido, se indica que de aplicar lo establecido en la propuesta de Orden, un consumidor sin contrato que se encontrará acogido al peaje, por ejemplo RL.7, no abonaría el peaje de transporte establecido para dicho grupo tarifario, sino el correspondiente al peaje RL.1, algo que podría ir en contra de lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, al no aplicarse al consumidor el peaje resultante de la metodología, sino otro peaje distinto.

Lo anterior es extensivo al peaje de redes locales y al peaje para la recuperación de otros costes de regasificación. Es decir, los peajes aplicables a un consumidor determinado son los resultantes de aplicar las condiciones establecidas en la Circular 6/2020, no pudiéndose mediante Orden Ministerial establecer que a determinados consumidores les será de aplicación otros peajes diferentes, ni siquiera de forma transitoria.

Adicionalmente, en el citado informe se proponía que, teniendo en cuenta que el tratamiento dado en la normativa vigente a los consumidores que transitoriamente no disponen de contrato en vigor con un comercializador puede inducir a comportamientos no deseados en la medida en que para algunos casos la aplicación de la TUR.2 podría dar lugar a una factura inferior a la que harían frente con un comercializador, se proponía referenciar el coste de la energía al coste registrado en el MIBGAS incrementado en un 20%, penalización equivalente a la establecida en el sector eléctrico, y los peajes de salida de la red de transporte, redes locales y otros costes de regasificación que le correspondan, conforme a la Circular 6/2020.

En consecuencia, se proponía establecer que los precios aplicables a los consumidores sin derecho a suministro de último recurso que transitoriamente carecen de un contrato con el comercializador será el resultado de considerar los siguientes conceptos:

- Coste de la energía, se corresponderá con la media del precio diario de referencia del mercado MIBGAS para cada periodo de facturación, incrementado en un 20%.
- Prima de riesgo de cantidad, se corresponderá con la resultante para la tarifa de último recurso, conforme al artículo 9 de la Orden ITE/1660/2009.
- Coste de comercialización, se corresponderá con el resultante para la tarifa de último recurso, conforme al artículo 7 de la Orden ITE/1660/2009.

- Coste de almacenamiento subterráneo, se corresponderá con el resultante para la tarifa de último recurso conforme al artículo 6.3 de la Orden ITE/1660/2009.
- El peaje de salida de la red de transporte, el peaje de acceso a las redes locales y el peaje para la recuperación de otros costes de regasificación serán los que correspondan a su volumen de consumo anual.
- Cargos aplicables a los puntos de salida serán los que correspondan a su volumen de consumo anual.
- Tasa de la CNMC

Adicionalmente, en caso de considerar necesario establecer una señal adicional de precio para este colectivo de consumidores a efectos de incentivar la búsqueda de un comercializador, se sugería bien incrementar el recargo sobre el coste de la materia prima, bien incluir un recargo sobre la facturación total, estableciendo, de forma simétrica a lo regulado al respecto en el sector eléctrico, que el exceso de facturación derivado del recargo tenga la consideración de ingreso liquidable del sistema.

Esta Comisión se reitera en los comentarios anteriormente referidos. No obstante, en caso de mantener la redacción propuesta habría que tener en cuenta, por una parte, que el importe facturado por el comercializador no sea inferior al resultante de considerar los peajes de transporte, redes locales, otros costes de regasificación y los cargos correspondientes y no inferior al *“término de conducción del peaje de transporte y distribución que correspondiera al consumidor”* como indica que forma errónea la propuesta de Orden. Ello en tanto, a partir del 1 de octubre de 2021 no existirá dicho peaje, consecuencia de la publicación del Real Decreto-ley 1/2019 y de la Circular 6/2020. En consecuencia, se propone sustituir dicha referencia por la suma de los peajes y cargos anteriormente referida.

Por otra parte, y en relación con lo anterior, se señala que de acuerdo con lo establecido en el artículo 26.4 de la Circular 6/2020, la CNMC publicará dos valores para cada uno de los peajes de redes locales, uno con un término fijo por cliente, aplicable con carácter general, y otro con un término fijo por caudal aplicable a los consumidores que dispongan del equipo de medida adecuado. Dado que la TUR se confecciona a partir de los términos por cliente de los peajes de transporte, redes locales, y otros costes de regasificación, se considera conveniente hacer referencia explícita a dicho términos por cliente, al objeto de proporcionar claridad en su cálculo.

## **5.6. Disposición adicional novena. Información comparativa de precios en instalaciones de suministro de carburantes**

La disposición adicional novena de la propuesta de orden desarrolla la obligación establecida en el artículo 7.3 del Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Según este precepto, las instalaciones de suministro a vehículos han de publicar, con carácter puramente



informativo, una comparativa de los precios unitarios de los carburantes tradicionales y de los combustibles alternativos, empleando unas unidades homogéneas con las que resulte sencilla su comparación.

En concreto, la disposición adicional determina las instalaciones afectadas por esta obligación, la fecha de inicio de la misma (1 de abril de 2021), el carácter informativo de los datos a difundir y las condiciones de exhibición de la comparativa de precios. Así mismo, tipifica como infracción administrativa grave el incumplimiento de la obligación.

Se designan como instalaciones afectadas todas aquellas cuyas ventas de gasolinas y gasóleos del año anterior superen los 5 millones de litros, por ser las que habrán de disponer de al menos un punto de recarga eléctrica para vehículos, así como las instalaciones en las que se comercializa GLP, GNC, GNL y/o hidrógeno. No obstante, se permite al resto de instalaciones que no cumplen los requisitos anteriores publicar la información comparativa de precios con carácter voluntario.

En relación a la información a exhibir en las referidas instalaciones se precisa que será la publicada trimestralmente al efecto por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en su página web. En concreto, se publicarán los precios de venta al público medios nacionales del trimestre anterior al momento del cálculo de los carburantes con mayor penetración en el mercado, junto con los del gas natural (GNC y GNL), hidrógeno y electricidad. Los precios se expresarán en euros por 100 kilómetros, unidad elegida por la Comisión Europea en su Reglamento de Ejecución 2018/732, de 17 de mayo de 2018, por el que se establece una metodología común para la comparación de los precios unitarios de los combustibles alternativos.

Se valora positivamente el contenido de la disposición adicional novena de la propuesta de orden pues desarrolla la obligación establecida en el artículo 7.3 del Real Decreto 639/2016 siguiendo las directrices de la Comisión Europea. Se recomienda estudiar la posibilidad de acortar la periodicidad de la publicación, de trimestral a bimestral o preferiblemente mensual, al objeto de publicar una información lo más actualizada y cercana posible a cada momento. El referido Reglamento establece que los precios a tener en cuenta para la obtención de los precios medios serán los del *“último trimestre civil anterior al momento de cálculo, como máximo”*, dejando por tanto abierta la posibilidad de reducir el periodo por debajo de los tres meses.

#### **5.7. Disposición adicional décima. Porcentajes de los ingresos liquidables procedentes de los productos y servicios conexos**

La disposición establece los porcentajes de los ingresos conexos que se descontarán de la retribución de la actividad regulada de almacenamiento subterráneo básico por el desarrollo de actividad conexa de venta de condensados (90%) y del resto de posibles productos y servicios conexos (50%), de acuerdo con el artículo 23.5 y la disposición transitoria tercera de la Propuesta de Real Decreto XXX/2020



Tal y como señaló esta Comisión en su informe sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso (IPN/CNMC/018/20), *“se considera que la minoración de retribución por producto o servicio conexo debe hacerse una vez se tengan los estados financieros de las empresas, pues será ahí donde se disponga de toda información necesaria para determinarlo, así como evaluar la bondad de las metodologías adoptadas. El mecanismo propuesto, al utilizar información económico financiera definitiva y evitar correcciones posteriores resultará más robusto que el propuesto, donde se van minorando unas cantidades en función de la declaración que realizan las empresas, para posteriormente analizar toda la información y realizar los ajustes necesarios en función de los costes imputables al producto o servicio conexo”*.

De hecho, en relación con la disposición transitoria del proyecto de real decreto, con un alcance similar a la Disposición adicional de esta Propuesta de Orden, se indicaba que *“habría que precisar, tal y como indica la Circular 9/2019, que dichos importes se regularizarán si, como consecuencia de aplicar el artículo 22, se obtienen unos porcentajes inferiores de ingresos a considerar”*

Por último, se propone modificar la propuesta de título y redactado de la disposición para dejar claro que lo dispuesto aplica a los ingresos liquidables procedentes de los productos y servicios conexos a la actividad de almacenamiento subterráneo básico. También se considera conveniente precisar el redactado para concretar exactamente qué importe minorará la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico. Para ello, se propone la siguiente redacción:

***Disposición adicional décima.*** *Porcentajes de los ingresos liquidables procedentes de los productos y servicios conexos a la actividad de almacenamiento subterráneo básico.*

*Conforme a lo dispuesto en el artículo 23.5 y en la disposición transitoria tercera del Real Decreto XXX/2020, de XXX, ~~los porcentajes de los ingresos conexos que se descontarán de la retribución de las actividades regulada de almacenamiento subterráneo básico serán del 90% para de los ingresos generados por la venta de condensados y del 50% para de los ingresos generados por el resto de productos y servicios conexos.~~*

*Los importes obtenidos se regularizarán si, como consecuencia de aplicar el artículo 23 del citado Real Decreto, existen gastos para obtener dichos ingresos que no estuvieran reconocidos en los costes de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y, por tanto, se obtienen unos ingresos netos inferiores*

## 5.8. Disposición adicional undécima. Aplicación de la orden.

Esta disposición adicional desarrolla la habilitación a la Secretaria de Estado de Energía de dictar las resoluciones precisas para la aplicación de la orden.

Se considera que el contenido de esta disposición es más propio de una disposición final.

## 5.9. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas

La disposición transitoria primera de la propuesta de orden disponible en la página web del Ministerio<sup>16</sup>, establece que, con carácter provisional y hasta que se publique la retribución definitiva, para el año 2021 la retribución anual del operador del mercado organizado de gas se establece en 3.577.000 €, cifra que incluye 2.858.000 € en concepto de costes de operación de mercado y 719.000 € en concepto de costes de gestión de garantías. Para el periodo comprendido entre el 1 de enero al 30 de septiembre de 2021 se liquidarán  $\frac{3}{4}$  de la cifra anterior, 2.682.750 €.

La cantidad propuesta de retribución para el operador del mercado organizado de gas para 2021 (3.577.000 €) es muy similar a la reconocida para el año 2020 (3.515.000 €) en la disposición transitoria primera de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020. Además, cabe señalar que esta cantidad, 3.577.000 €, coincide con la propuesta por la CNMC en su “Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas” (IPN/CNMC/041/19), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 10 de marzo de 2020<sup>17</sup>. Adicionalmente, también coincide con la propuesta de esta Comisión la retribución en concepto de costes de operación de mercado (2.858.000 €) y de retribución en concepto de coste de gestión de garantías (719.000 €). Por consiguiente, esta Comisión valora favorablemente la propuesta de retribución para el operador del mercado organizado de gas para 2021 recogida en la propuesta de orden.

En todo caso, cabe reseñar que dicha retribución tiene carácter provisional y que deberá calcularse su importe definitivo de acuerdo con lo establecido en la propuesta de “Orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas”, una vez se apruebe la misma. En este sentido, esta Comisión señala la necesidad de aprobar dicha Orden. La aprobación de dicha orden aportaría seguridad jurídica al operador del mercado organizado de gas, que de esa forma pueda conocer con certeza el marco retributivo que le aplicará mientras perciba una retribución transitoria. Asimismo, la aprobación de dicha orden afecta favorablemente a los consumidores de gas, dado que de acuerdo con los cálculos de esta Comisión recogidos en dicho informe (IPN/CNMC/041/19), las retribuciones transitorias provisionales para el periodo 2015-2018 habrían sido superiores a las retribuciones transitorias que corresponderían a una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo con el criterio establecido en la memoria de dicha

---

<sup>16</sup><https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=367>

Se hace constar una diferencia entre la propuesta de retribución de MIBGAS para 2021 recogida en la propuesta de orden disponible en la página web del Ministerio (3.577.000 €), y la propuesta de retribución a MIBGAS para 2021 en la versión remitida a CCH (2.895.000 €), habiendo informado el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a esta Comisión que la cantidad correcta es la primera.

<sup>17</sup> <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc04119>

propuesta de orden y, por consiguiente, los consumidores podrían recuperar las cantidades pagadas en exceso durante dichos años.

#### **5.10. Disposición transitoria segunda. Reubicación de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso**

La disposición transitoria segunda, establece que, en el año 2021, la reubicación automática de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso se llevará a cabo únicamente el 1 de octubre de 2021, empleándose para ello el consumo durante el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2020 y el 30 de junio de 2021. En el caso de aquellos puntos de suministro que hubieran sido dados de alta en fecha posterior al 1 de julio de 2020 se aplicarán previsiones razonables de consumo.

Por otra parte, en el punto segundo de la citada disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden se señala que los comercializadores de último recurso informarán a los consumidores en la última factura emitida antes del 1 de octubre de la nueva tarifa de aplicación, indicando la normativa de aplicación y el consumo acumulado en el periodo de referencia.

La memoria que acompaña a la propuesta de Orden justifica dicha propuesta debido a que, en aplicación de lo establecido en la Circular 6/2020 se va asignar a los consumidores a los nuevos peajes de redes locales que les corresponda, resultando innecesario mantener la habitual reubicación de los consumidores el 1 de enero de cada año.

Por otra parte, el artículo 3, de la Orden TED/902/2020, de 25 de septiembre, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, con objeto de su adaptación a la nueva estructura de peajes del sistema gasista, establece que *“Las tarifas de último recurso se aplicarán en función del consumo anual, teniendo en cuenta la estructura de los peajes de acceso a redes locales establecidos por la normativa vigente”*.

Teniendo en cuenta que la Circular 6/2020 establece en la disposición transitoria tercera los criterios de ubicación de los consumidores en el peaje que corresponda, y en la disposición transitoria quinta la obligación de las empresas comercializadoras de informar a los consumidores de la nueva estructura, se sugiere limitar la disposición a establecer una única reubicación de los consumidores el 1 de octubre de 2021 conforme a los criterios establecidos en la Circular 6/2020, a efectos de evitar confusiones dado que el mecanismo establecido no coincide totalmente con el establecido en la Circular.

#### **5.11. Disposición transitoria tercera. Reubicaciones de peajes**

La Disposición transitoria tercera de la propuesta de Orden establece, por una parte, que queda sin efecto la reubicación y refacturación, en su caso, en el escalón del término de conducción del peaje de transporte y distribución a realizar el 1 de enero de 2021 conforme a lo dispuesto en el artículo 4 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y

cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución.

Por otra parte, establece que quedan sin efectos las reubicaciones y refacturaciones de contratos de acceso de transporte y distribución realizadas conforme al citado artículo, cuando el periodo de cálculo del consumo incluya días comprendidos entre el 14 de marzo y el 21 de junio de 2020 y el consumo real resulte inferior al del escalón de peaje aplicado.

La memoria que acompaña a la propuesta de Orden justifica dicha medida como medida de protección al consumidor que ha disminuido su demanda como consecuencia de las medidas aprobadas por el Real Decreto 463/2020, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19.

Esta Comisión comparte la filosofía de la propuesta de Orden, no obstante, la redacción no contempla la reubicación de aquellos consumidores que como consecuencia de un incremento de consumo fueran susceptible de ser ubicados en un escalón de consumo superior, lo que iría en contra de la filosofía establecida en la Memoria.

Adicionalmente, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden parece deducirse que esta disposición únicamente sería de aplicación a los consumidores<sup>18</sup> conectados en redes en redes de presión superior a 4 bar y peaje 3.5 que haya modificado la capacidad en los últimos doce meses. Sin embargo, la redacción de la Disposición transitoria tercera parece contemplar su aplicación a todos los consumidores.

Adicionalmente, cabe señalar que algunos de los consumidores con consumos comprendidos entre el 14 de marzo y el 21 de junio pudieran haber sido ya reubicados y, en su caso, refacturados con anterioridad a la publicación de la orden, aspecto no contemplado en la propuesta de Orden.

Por último, tampoco queda claro si la disposición afecta únicamente a contratos de duración superior a un año o a todos los contratos.

En consecuencia, esta Comisión sugiere que en la disposición que finalmente se establezca se recoja claramente que no serán de aplicación reubicaciones y, en su caso, refacturaciones a los puntos de suministro con contratos de duración superior a un año, siempre que las mismas den lugar a la recolocación del suministro en un escalón de peaje inferior al que se encuentre acogido.

Finalmente, al objeto de evitar equívocos, y dada la complejidad del mecanismo establecido en la IET/2446/2013 relativo a la refacturación y reubicación, se sugiere especial cuidado en la redacción final incluida en la Orden.

---

<sup>18</sup> La Orden IET/2446/2013 diferencia entre reubicación de consumidores por el consumo en el año natural (3.1 a 3.4 y peaje 3.5 sin modificación de capacidad en últimos doce meses) y en función de la finalización del contrato (consumidores conectados en redes de presión superior a 4 bar y peaje 3.5 que haya modificado la capacidad en los últimos doce meses).

## **5.12. Disposición transitoria cuarta. Procedimiento de liquidación para el período comprendido entre el 1 de enero al 30 de septiembre de 2021**

Con el objetivo de adaptar el procedimiento de liquidaciones a periodos de liquidación coincidentes con años de gas a partir de octubre de 2021, en la propuesta de Orden se establece un ejercicio de liquidación para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021. El procedimiento de liquidación a aplicar será el establecido en la 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, adaptando el procedimiento de liquidación del año natural al periodo del 1 de enero al 30 de septiembre de 2021, con 11 liquidaciones provisionales que incluirán la facturación del periodo de liquidación transitorio y de los meses de octubre y noviembre de 2021 con consumos del citado periodo, y una liquidación definitiva, en la que se establecerá el déficit o el superávit del ejercicio.

Asimismo, en cuanto a la anualidad del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, se establece que nueve pagos se realicen en las liquidaciones del periodo del 1 de enero al 30 de septiembre de 2021, y los tres restantes en las tres primeras liquidaciones del año de gas 2021-2022.

No hay ningún comentario por parte de la CNMC respecto al punto 1, en el que se establecen las modificaciones de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, necesarias para la adaptación al periodo de liquidación del 1 de enero al 30 de septiembre de 2021.

Sobre el punto 2, cabe hacer los siguientes comentarios:

En la propuesta de orden se mantiene el año natural como referencia temporal para el reconocimiento de la anualidad del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. Las implicaciones son las siguientes:

- Las anualidades de los años subsiguientes del mencionado déficit acumulado se establecerán igualmente con referencia de año natural, hasta la amortización completa del mismo. Por tanto, las amortizaciones que se realicen en el futuro se tendrán que llevar a cabo en el mes de diciembre, como hasta ahora, en la liquidación provisional que corresponda a dicho mes (la liquidación 1 del año de gas).
- Como consecuencia de lo anterior, en aplicación del artículo 9.3 de la Orden TEC/1367/2018, donde se establece que el superávit se aplicará por el órgano responsable de las liquidaciones en la primera liquidación provisional que se apruebe, una vez aprobada la liquidación definitiva en la que se haya generado el mismo, la liquidación definitiva del ejercicio n-1 se deberá seguir realizando en el mes de noviembre, como hasta ahora, cumpliendo con el límite temporal establecido en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.



- Por otra parte, según el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso, los cargos se fijarán por año de gas. Entre los costes regulados a cubrir por estos cargos están las anualidades correspondientes a los desajustes temporales y al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, referidos en los artículos 61.1 y 66.a de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.
- Por tanto, en aquellos ejercicios en los que se vaya a producir una amortización del déficit acumulado de 2014, en el cálculo para la fijación de los cargos no se podrá contar con el valor del déficit acumulado que resulte en la liquidación definitiva del ejercicio.

### **5.13. Disposición transitoria quinta. Incentivo a la calidad de los repartos**

La propuesta de orden recoge la modificación transitoria de una de las fórmulas que regulan los incentivos a mantener la calidad de los repartos por parte de los transportistas y distribuidores. Concretamente, se indica que, para el periodo comprendido entre el 14 de marzo y el 20 de junio de 2020, en la fórmula del factor F2, definida en el artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, se consideren unas definiciones menos restrictivas para los términos S1 y S2. Estos términos tienen en cuenta el número de meses (S1) y de días (S2), en los que los repartos diarios finales definitivos (realizados el mes m+15) se desvían de los repartos diarios provisionales (realizados el día "d+1") en unos porcentajes determinados, fijados actualmente en un 10% y un 25%. Se propone duplicar el valor de dichos porcentajes, flexibilizando así el cumplimiento del incentivo a mantener la calidad de los repartos, debido a que los confinamientos y restricciones de actividades no esenciales durante los periodos del estado de alarma motivados por el Covid-19 pueden haber dificultado las previsiones de consumo realizadas por los distribuidores y transportistas, de modo que estos podrían incurrir en penalizaciones derivadas de la falta de calidad en la realización de los repartos por causas ajenas a ellos.

Se considera que el contenido de esta disposición se adecúa al contexto de variación significativa de la demanda de gas natural provocado por un factor exógeno, como es una pandemia sanitaria, que definitivamente ha dificultado la previsión de demanda por parte de los agentes del sistema gasista involucrados en la realización de los repartos. Por lo tanto, se estima procedente la flexibilización del cumplimiento del incentivo a mantener la calidad de los repartos por parte de transportistas y distribuidores conforme a lo dispuesto en la propuesta.

### **5.14. Disposición derogatoria segunda. Derogación de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre**

Mediante la disposición derogatoria única se procede a derogar la disposición adicional primera de la Orden ITC/2857/2009.



Como se ha señalado anteriormente, la regulación del precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro se encuentra regulada en la disposición adicional segunda de la Orden ETU/1977/2016, por lo que la norma a derogar es esta última.

#### **5.15. Disposición final primera. Modificación de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre**

La disposición final primera modifica las condiciones generales aplicables a la tarifa de último recurso establecidas en la Orden ITC/2857/2008. En particular modifica el apartado 3 del artículo 4 que pasa a tener la siguiente redacción «3. *A efectos de la determinación del precio máximo aplicable, los comercializadores de último recurso determinarán el nivel de consumo de referencia aplicable al cliente, de acuerdo con el consumo realizado por éste en el último año de gas disponible. En los casos en los que el nivel de consumo real suponga un cambio de nivel de consumo de referencia, el consumidor deberá ser convenientemente informado.*»

Mediante dicha modificación se introducen las siguientes modificaciones (i), se establece que los comercializadores de último recurso determinarán la TUR aplicable considerando el consumo registrado en el último año de gas, (ii) se elimina que, en el caso de nuevos consumidores, se determinará el nivel de consumo de referencia aplicable según el consumo previsto anual.

En relación con dicha modificación se señala que el artículo 3, de la Orden TED/902/2020, de 25 de septiembre, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, con objeto de su adaptación a la nueva estructura de peajes del sistema gasista, establece que “*Las tarifas de último recurso se aplicarán en función del consumo anual, teniendo en cuenta la estructura de los peajes de acceso a redes locales establecidos por la normativa vigente*”.

En consecuencia, y dado que los peajes de redes locales y la TUR tiene la misma estructura que la establecida para los peajes de acceso a la red local, la TUR aplicable debería venir determinada por el peaje de red local aplicable, de forma que si a un consumidor le es aplicables el peaje RL.1 debería ser aplicable automáticamente la TUR.1 y así sucesivamente.

Por otra parte, se señala que la Orden ITC/1660/2009 establece en su artículo 10 que continuarán siendo de aplicación las condiciones generales aplicables al suministro, así como las unidades de facturación y medida, establecidas en los artículos 4 y 5 de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre.

Se considera que tener la regulación del suministro de último recurso dispersa en diversas normas, si bien jurídicamente válido, complica la comprensión por parte de los agentes del sector, por lo que sugiere la unificación de la misma en una única norma.

## **5.16. Disposición final segunda. Modificación de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre**

Mediante la disposición final segunda se procede a modificar el artículo 9 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, que regula las condiciones de aplicación de la teled medida, al objeto de, según se indica en la Memoria que acompaña la propuesta de orden, adaptar la penalización aplicada a los clientes sin teled medida operativa y que tengan la obligación de tenerla a la estructura de peajes dispuesta en la Circular 6/2020, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Para ello se aplica la fórmula de facturación por capacidad demanda incluida en la misma circular, considerando como capacidad máxima demandada diaria, el consumo promedio durante el periodo sin teled medida.

Se considera que la modificación de la penalización propuesta no incentiva lo suficiente a tener la teled medida operativa, pudiendo incluso ser ventajosa la penalización al conllevar en determinados casos con perfiles de consumo más volátiles una menor facturación por capacidad demanda que resultaría de tener la teled medida operativa. En consecuencia, se propone una penalización similar a la siguiente:

*“a) En el caso de consumidores que incumplan la obligación de tener instalada la teled medida o cuando se encuentren fuera de servicio durante un período superior a un mes, serán facturados multiplicando el precio de los términos fijos y variables de los peajes de transporte, red local y otros costes de regasificación que les correspondan por 2.*

*b) En el caso de consumidores que incumplan la obligación de instalación de equipos de medida con capacidad de registro de caudal máximo diario, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, serán facturados multiplicando el precio de los términos fijos y variables de los peajes de transporte, red local y otros costes de regasificación que les correspondan por 2<sup>19</sup>.*

*c) A efectos de la facturación por capacidad demanda, el caudal máximo demandado en cada día de gas se calculará dividiendo su consumo mensual por cinco días o su prorrateo en los casos que corresponda.”*

Adicionalmente, se realizan las siguientes observaciones relativas al contenido de este artículo:

- En el artículo 9.1 se establece que los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de teled medida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios, determinándose el consumo anual según los criterios indicados en el artículo 4.2 de dicha Orden, relativo a las condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones. Se propone sustituir la referencia al

---

<sup>19</sup> Se distingue entre ambos colectivos con el objeto contemplar la implementación obligación de disponer de equipos de medida con capacidad de registro de caudal máximo diario pero sin teled medida, en coherencia con la posibilidad prevista en la Circular 6/2020.

artículo 4.2 por el artículo 25 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

- En el punto 3 se indica que en el caso de que se contrate el acceso al punto de conexión mediante modalidades de contratación que estén relacionadas con el consumo nocturno/diurno las empresas distribuidoras y transportistas deberán custodiar las lecturas horarias de los contadores con teledatada. Cabe señalar que en cuanto sean de aplicación los peajes de acceso a las redes locales determinados conforme a la metodología de la Circular 6/2020, no procede distinción entre el consumo nocturno/diurno.
- No procede la inclusión del segundo punto 3 relativo a que aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500.000 kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año, que dispongan en sus instalaciones de equipos de teledatada, puedan optar por el procedimiento de facturación del término fijo de caudal, dado que las condiciones de facturación han de ser las determinadas en la Circular 6/2020. En este sentido, en el apartado 4 del artículo 26 de la Circular 6/2020 contempla opción, si bien no se limita a consumidores con consumos anuales superiores a 500.000 kWh/año.
- No procede la inclusión del punto 6 relativo al requisito de disponer de equipos de teledatada para la contratación de productos de capacidad inferior a un año, debido a que este aspecto forma parte de las condiciones para la contratación del acceso, competencia de la CNMC conforme al Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, y tal y como se recoge en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural en su artículo 16.7.

Por último, considerando que gran parte de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre quedará sin contenido, se sugiere la derogación del artículo y la inclusión en el articulado de la Orden que finalmente se publique.

### **5.17. Anexo I. Retribuciones reguladas para el año 2020 y ajustes de las retribuciones de ejercicios anteriores**

El Anexo I de la propuesta de orden recoge las anualidades reconocidas para el año 2021 correspondientes a la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico, así como la revisión de las retribuciones de los años anteriores a 2020 de las actividades de almacenamiento subterráneo básico, transporte, distribución y plantas de GNL, de cada uno de los agentes titulares de las instalaciones que permiten su desarrollo.

En base a las explicaciones y cálculos incluidos en los apartados anteriores de este informe, resulta necesario actualizar los valores incluidos en el Anexo I de la propuesta de orden correspondientes a la actividad de distribución.

### 5.18. Anexo II. Anualidades correspondientes al año 2020 de derechos de cobro reconocidos

El Anexo II de la propuesta de orden recoge las anualidades reconocidas para el año 2021, relativas al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 1, aplicando los tipos de interés definitivos correspondientes, así como la participación de cada uno de los agentes en dichas anualidades.

En base a las explicaciones y cálculos incluidos en los apartados anteriores de este informe, resulta necesario actualizar los valores incluidos en el Anexo II de la propuesta de orden, de forma que se proponen los siguientes cambios en la redacción del mismo:

Empresa	Anualidad 2021 del déficit acumulado de 2014 por empresa (euros)
Enagás Transporte del Norte S.L.	356.835,04
Bahia Bizkaia Gas, S.L.	533.875,34
Regasificadora del Noroeste, S.A.	743.232,03
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	1.489.145,59
Gas Extremadura Transportista, S.L.	92.328,29
ENAGAS S.A.	2.629,08
DC Gas Extremadura, S.A.	149.735,75
Tolosa Gasa S.A.	10.762,15
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.	14,02
Gasificadora Regional Canaria S.A.	12.285,04
Madrileña Red de Gas, S.A.	1.902.029,98
Santander S.A.	18.864.575,05
Liberbank S.A.	14.107.387,46
	<b>38.264.834,81</b>

# **ANEXO I - ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS**

**[CONFIDENCIAL]**