



**MEMORIA DE 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**

---

**MINISTERIO PARA LA  
TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO  
DEMOGRÁFICO**

Madrid, a 7 de julio 2020



## **1. INTRODUCCIÓN**

La presente memoria acompaña y justifica la propuesta de real decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de la retribución regulada de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados al acceso de terceros a dichas instalaciones.

La necesidad de tramitar este real decreto surge como consecuencia de la aprobación 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 (CNMC) 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. Esta norma atribuyó a la CNMC funciones que anteriormente eran desempeñadas por el Gobierno, tales como las metodologías para el cálculo de las retribuciones reguladas y de los peajes de acceso de las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado (GNL), manteniendo el Gobierno la competencia para elaborar las metodologías para el establecimiento de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones de acceso de terceros a los mismos. Por último, el citado real decreto-ley creó el concepto de cargo, definido como aquel pago de los usuarios destinado a sufragar los costes del sistema gasista que no están directamente asociados al uso de las instalaciones. Los costes del sistema que deberán ser recuperados a través de cargos son los relacionados en el artículo 59.4 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

En línea con lo anterior, el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, atribuyó a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la competencia para fijar las orientaciones de política energética a las que ha de adecuarse la CNMC en la elaboración de las metodologías de retribuciones, peajes y cánones.

La nueva distribución competencial entre el Gobierno y la CNMC imposibilita continuar la aplicación del principio de sostenibilidad económica introducido en el capítulo II de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de una manera global para todas las actividades reguladas (distribución, transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo) tal como se venía haciendo hasta la fecha, y hace necesario verificar el cumplimiento de este principio de forma particular para cada una de las actividades. En consecuencia, además de resultar obligado establecer una metodología para el cálculo de los cargos del sistema gasista, al ser un concepto inexistente hasta la fecha, se hace necesario elaborar unas nuevas metodologías para el cálculo de las retribuciones y los cánones de los almacenamientos subterráneos que sean coherentes con el régimen retributivo del resto de actividades reguladas y que garanticen la sostenibilidad económica de la actividad de una manera independiente mediante la suficiencia de sus propios ingresos.



## 2. CARGOS

### 2.1. Legislación aplicable

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, modificó diversos apartados de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC y de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Entre otros cambios, el real decreto-ley introdujo el concepto de cargo en la normativa del sector gasista, definido como un pago de los usuarios destinado a cubrir determinados costes del sistema, con la misma forma de aplicación que los peajes y cánones de acceso: *“Las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas de último recurso, los peajes, cánones y cargos”*.

Además, el real decreto-ley modificó el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, para enumerar los costes regulados que no están asociados al uso de las instalaciones y que han de cubrirse mediante cargos:

*1.ª Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.*

*2.ª En su caso, 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.*

*3.ª 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.*

*4.ª Anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la presente Ley, con sus correspondientes intereses y ajustes.*

*5.ª En su caso, 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.*

*6.ª Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.*

El real decreto-ley modificó también el artículo 3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, otorgando al Gobierno la competencia para *determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cargos y aprobar los valores de dichos cargos*, junto con el artículo 92 de la misma ley, para determinar que *“el titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico,*



*previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los cargos, así como los cánones de acceso a los almacenamientos subterráneos”.*

Por consiguiente, definidos con claridad los conceptos de costes que deben sufragar los cargos, se hace necesario elaborar una metodología para calcular los cargos unitarios a aplicar a los usuarios que garantice su suficiencia. Asimismo, esta metodología debe ser compatible con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en particular con las dispuestas en relación con la circular de metodología de cálculo de los peajes del sistema gasista.

Por último, la disposición final tercera del citado Real Decreto-ley 1/2019, determinó que *“antes del 1 de enero de 2020, el Gobierno, a propuesta del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará mediante real decreto las metodologías de cálculo de los cargos que cubrirán los costes del sistema eléctrico y del sistema gasista”*. En todo caso, al no haberse aprobado antes de dicha fecha la circular de metodología de cálculo de los peajes del sistema gasista, es prioritario asegurar la coherencia y coordinación en la entrada en vigor de las metodologías y valores de peajes y cargos.

## **2.2. Principios generales**

La cantidad a recaudar en concepto de cargos se ha de recuperar mediante la aplicación de cargos unitarios en determinados puntos del sistema gasista. Estos cargos unitarios se fijarán antes del inicio del año de gas, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y, conforme con lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo informe de la CNMC. Asimismo, esta orden deberá ser sometida a Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos por su impacto sobre sectores relevantes de la economía. En caso de que no se publiquen los nuevos valores se considerarán prorrogados los anteriores.

Los cargos unitarios se mantendrán constantes a lo largo del año de gas, serán únicos para todo el territorio nacional y se aplicarán a todos los usuarios que dispongan de contrato de acceso, salvo lo dispuesto para el biogás (o cualquier otro gas obtenido de fuentes renovables) y para el gas natural destinado a carburante para el transporte. El primero queda exento de cualquier cargo por inyección en la red, mientras que el segundo queda exonerado de la aplicación de cargos unitarios en los puntos de salida siempre que sea suministrado desde una red de transporte o red local.

Las metodologías utilizadas para el cálculo de cargos, retribuciones y cánones permanecerán invariables durante el periodo regulatorio salvo circunstancias imprevistas debidamente justificadas que pudieran poner en riesgo la sostenibilidad económica del sistema, cuando se modifiquen de manera sustancial los conceptos e importes incluidos dentro de cargos o retribuciones o cuando se produzcan cambios en la normativa europea de aplicación.



Conforme a los criterios anteriores, quedarían también excluidos de facto de la aplicación de los cargos unitarios aquellos usuarios que únicamente realicen operaciones de “trading” intradiario y que finalicen el día de gas con su balance equilibrado, al no contar estos usuarios con contrato de acceso, dado que en realidad no transportan ni almacenan gas en las instalaciones del sistema gasista.

Las contribuciones recibidas durante la fase de consulta pública previa coinciden en la necesidad de que exista una coherencia entre el sistema de peajes y el de cargos. En consecuencia, y al objeto de facilitar su aplicación, los cargos unitarios mantendrán la misma estructura del peaje aplicado en el punto donde se factura el cargo. Es decir, si en ese punto el término fijo del peaje se expresa en €/mes o en €/(kWh/día) /mes, el cargo se definirá en las mismas unidades.

Por último, con objeto de garantizar el máximo nivel de transparencia, se establece la obligatoriedad de publicar anualmente en el “Boletín Oficial del Estado”, tanto la cantidad a recaudar en concepto de cargos, como los cargos unitarios, así como todos los parámetros y previsiones de demanda utilizados en el cálculo.

### **2.3. Conceptos a recuperar mediante la aplicación de cargos**

Conforme con lo dispuesto en el artículo 59.4 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, los cargos se destinarán a cubrir los costes regulados del sistema gasista español que no están asociados al uso de las instalaciones gasistas. Se debe resaltar que estos conceptos ya están siendo abonados hasta la fecha por los usuarios en los peajes y cánones en vigor, por tanto, no van a suponer un desembolso adicional a los usuarios, sino una nueva distribución de los costes que actualmente soportan. La lista de costes incluidos en el artículo es la siguiente:

- a. Tasas de la CNMC y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- b. 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 plantas de GNL, así como la retribución a la actividad de suministro realizado por empresas distribuidoras en dichos territorios.
- c. Medidas de gestión de la demanda, en el caso de que así sean reconocidas reglamentariamente, conforme a lo establecido en el artículo 84.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.
- d. Anualidad correspondiente 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, con sus correspondientes intereses y ajustes, incluyendo, en su caso, las amortizaciones anticipadas del principal.
- e. En su caso, la retribución regulada del operador del mercado organizado de gas natural, salvo en aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se atribuya al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea.



- f. Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.

Cualquier superávit de recaudación por cargos unitarios que se constate en la liquidación definitiva se aplicará conforme a lo dispuesto en el artículo 61 de la Ley 18/2014 de 15 de octubre, es decir, se destinará a amortizar anticipadamente el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y los desajustes entre ingresos y costes de ejercicios posteriores (años 2015 a 2017).

Una vez estos se hayan amortizado completamente, cualquier exceso de recaudación por cargos se destinará a minorar la cantidad a recaudar por este concepto en el siguiente año de gas. Cualquier déficit de recaudación por cargos unitarios se destinará a incrementar la cantidad a recaudar por este concepto en el siguiente año de gas.

## **2.4. Puntos de aplicación de los cargos unitarios**

### **2.4.1. Alternativas consideradas**

Se han evaluado las siguientes alternativas a la finalmente seleccionada:

- a. Establecer como puntos de aplicación todos aquellos en los que se recauden peajes, con independencia de la relación entre el flujo de gas y el origen de los costes a recuperar. La principal ventaja de esta opción es la sencillez de su aplicación. Por el contrario, penalizaría excesivamente al gas en tránsito y le imputaría costes correspondientes a decisiones de planificación destinadas a salvaguardar la seguridad del suministro nacional.
- b. Establecer como puntos de aplicación sólo los puntos de entrada y salida de la red de transporte, teniendo en consideración la relación entre el flujo de gas y el origen de los costes a recuperar. El impacto de este criterio sería equivalente al finalmente seleccionado pero la repercusión final del cargo a cada grupo de consumidores resultaría menos transparente.
- c. No establecer exenciones para la inyección de gas renovable o la utilización del gas natural como combustible alternativo. Este criterio sería contrario a las orientaciones de política energética mencionadas anteriormente.

La mayor parte de las contribuciones recibidas durante la consulta pública previa manifiestan una preferencia por aplicar los cargos en los puntos de salida y, en especial, en los consumidores finales.

### **2.4.2. Puntos de aplicación seleccionados**

La selección de los puntos de aplicación de los cargos unitarios se ha realizado en función de la naturaleza de los costes a recuperar y su relación con los flujos de gas natural en el sistema.



En concreto, se distingue entre los flujos de gas destinados al consumo nacional y los flujos de gas en tránsito destinados a mercados internacionales.

Se ha considerado que solo los flujos de gas destinados al consumo nacional deben soportar el coste de decisiones de política energética dedicadas a garantizar el suministro de la demanda interna. Entre estos conceptos se encuentran el coste adicional del suministro en los territorios extrapeninsulares y el coste del exceso de capacidad del sistema gasista. Este exceso de capacidad es el resultado de una planificación destinada a satisfacer niveles de demanda superiores a los realmente registrados y, por otra parte, proporciona flexibilidad y seguridad de suministro junto con mayores posibilidades de diversificación de las fuentes de aprovisionamiento, por lo que es razonable que su coste sea asumido en exclusiva por los consumidores nacionales. En esta categoría se encuentran el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, los desajustes anuales entre ingresos y costes de los años 2015 a 2017 y el extracoste del suministro en las Islas Canarias.

El gas en tránsito destinado a mercados internacionales solo debería sufragar los costes destinados a garantizar una regulación y unos niveles de competencia adecuados, incluyéndose en esta categoría la Tasa de la CNMC y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la retribución transitoria del Operador del Mercado Organizado. El primero de ellos se caracteriza por ser un coste inherente a la regulación y supervisión de las actividades reguladas y el segundo es un servicio potencial disponible para todos los usuarios, tanto los que suministran al mercado nacional como los que solo utilizan el sistema gasista para el transporte del gas, por lo que debería ser sufragado por todos ellos.

Para lograr este objetivo, los cargos unitarios se aplicarán en los siguientes puntos:

- a. Tasa de la CNMC: en todos los puntos en los que se apliquen peajes o cánones. La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, determina que la Tasa de la CNMC se recaude como un porcentaje, 0,14% en la actualidad, de la facturación de peajes y cánones.
- b. Tasa del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico: no se ha fijado ninguna cuantía, por lo que, una vez se establezca su estructura y cuantía se podrán determinar los puntos de aplicación. En los escenarios de costes incluidos en posteriores apartados no se ha previsto cuantía alguna correspondiente a este concepto.
- c. Retribución transitoria del Operador del Mercado Organizado de Gas (MIBGAS): el cargo unitario se aplicará en todos los puntos de entrada al sistema gasista, ya sean conexiones internacionales, conexiones de yacimientos nacionales o plantas de GNL. La elección de estos puntos garantiza que todo el gas natural que entre en el sistema, ya sea para suministrar al mercado nacional, para transitar hacia otro país o para realizar una recarga de GNL, contribuirá a la retribución transitoria del Operador del Mercado. Esto está en línea con la realidad actual, donde todos los usuarios del sistema gasista contribuyen de manera indirecta a su sostenimiento, al incluirse su retribución en el sistema de liquidaciones.
- d. Coste diferencial del suministro en territorios extrapeninsulares y anualidades de déficits y desajustes: se recuperarán mediante un cargo unitario aplicado en todos los puntos de



salida de la red de transporte (excluyendo las conexiones internacionales) y de la red local y también en los cargaderos de cisternas (excluyendo las cisternas destinadas al suministro a plantas satélites de distribución), con objeto de evitar una duplicación del cargo dado que en este caso el cargo se aplicará en los puntos de salida de la red de distribución.

Se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para determinar los puntos de aplicación de nuevos cargos unitarios destinados a sostener cualquier partida distinta de las anteriores, que, conforme con lo dispuesto en el artículo 59.4 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, deba ser cubierta mediante cargos.

Al objeto de alinear la metodología de cálculo de los cargos con las orientaciones de política energética<sup>1</sup> dictadas en relación con la circular de metodología de cálculo de los peajes, no se repercutirá cargo alguno sobre la inyección de biogás y otros gases de origen renovable en la red de transporte o en la red local<sup>2</sup>, aunque sí que abonará el cargo que corresponda al punto de salida donde se consuma.

Asimismo, como medida de fomento, se exime del cargo de salida al gas natural empleado como carburante para el transporte, siempre que sea suministrado desde la red de transporte o la red local. Esta medida trata también de incentivar la conexión de estas estaciones de servicio a la red gasista para reducir el impacto medioambiental y la peligrosidad vial asociados al desplazamiento por carretera de camiones cisterna de GNL.

## **2.5. Procedimiento de cálculo de los cargos unitarios**

### **2.5.1. Alternativas consideradas**

Se han evaluado diversas alternativas de imputación de los costes a cubrir en concepto de cargos, no mutuamente excluyentes, distintas a la finalmente seleccionada:

- a. Imputación de los cargos unitarios exclusivamente en función del volumen de energía consumida: esta opción no incumpliría el derecho comunitario, puesto que el principio de recuperar costes fijos mediante tarifas fijas establecido en el Reglamento (UE) 2017/460, de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, sólo aplica a la red de transporte y, en todo caso, no a los cargos.

La principal fortaleza de esta opción reside en su carácter de incentivo a la eficiencia energética, pero, por el contrario, proporciona un menor grado de seguridad de

---

<sup>1</sup> La orientación 4 aplicable a la Circular de metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural establece que «la metodología de cálculo de los peajes y cánones debería incentivar la inyección de biometano y otros gases de origen renovable contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático».

<sup>2</sup> En lo referente a las redes locales, esta medida es coherente con la disposición de la propuesta de Circular de metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural que establece un descuento del 100% en el peaje de inyección.



recuperación de los costes. Mientras que la contratación de capacidad es relativamente estable y su tendencia es conocida, al menos en el caso de la capacidad anual contratada antes de iniciarse el ejercicio, la demanda de gas realmente registrada muestra mayores fluctuaciones, lo que podría resultar en una mayor incertidumbre en la recaudación. Como ejemplo cabe citar el pronunciado incremento de la demanda del año 2019, que alcanzó los 398 TWh, respecto a los 349 TWh consumidos durante el año 2018.

Esta es la razón por la que el mencionado reglamento comunitario manifiesta su preferencia por una correspondencia entre el carácter fijo/variable de los costes y las tarifas, un principio que resulta metodológicamente aplicable en este caso a los cargos.

Asimismo, esta opción penalizaría a los consumidores industriales, que tienen una demanda más uniforme y menos estacional que los consumidores domésticos y, por tanto, en proporción al volumen de energía consumida, requieren una menor contratación de capacidad. Por la misma razón, la metodología sería también especialmente perjudicial para los ciclos combinados de generación eléctrica. En ambos casos esta metodología sería incompatible con las orientaciones de política energética segunda (no penalización a la formación de precios en el mercado mayorista de la electricidad y protección del consumidor de electricidad) y tercera (competitividad del sector industrial) dirigidas a la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

- b. Tomar en consideración el número de puntos de suministro como inductor de coste: la propuesta de circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación sí considera el número de puntos de suministro como inductor del coste de la actividad de distribución. Se trata de una hipótesis lógica dado que parte del coste de la red depende del número y distribución geográfica de los consumidores, siendo el número de consumidores de cada grupo de peaje el parámetro más sencillamente manejable. En cambio, resulta difícil relacionar la totalidad de costes a recuperar a través de los cargos con el número de puntos de suministro. Así, resultando el déficit del sistema gasista el principal coste a recuperar, este componente se debería igualmente a las actividades de transporte y regasificación, ambas relacionadas con las previsiones de demanda y no exclusivamente con el número y distribución de los puntos de suministro.

En relación con el impacto, esta opción supondría unos mayores cargos unitarios para los consumidores domésticos, que son los mayoritarios, mientras que, por el contrario, resultarían prácticamente despreciables para los consumidores industriales y para los ciclos combinados.

- c. Utilizar como inductor de coste la capacidad contratada o el caudal: esta es la opción más adecuada para repartir costes fijos, ya que es precisamente la previsión de capacidad contratada la variable fundamental considerada en el dimensionamiento de las infraestructuras siendo, en último término, la principal causa del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de los posteriores desajustes entre ingresos y costes de los años 2015 a 2017. Esta metodología imputaría un mayor coste a los usuarios con



consumo más irregular, al verse obligados a contratar un caudal diario mayor en relación a su consumo, siendo el caso de los consumidores domésticos.

- d. Solución mixta: imputación de costes en función de caudal y número de clientes. Este es el criterio utilizado por la CNMC para imputar los costes de la red de distribución. Esta metodología produce un reparto de costes más aquilatado entre las distintas tipologías de consumidor, sin penalizar a los clientes industriales o a los ciclos combinados, como en el caso de un reparto puro por energía, ni hacer recaer los costes solamente en los consumidores domésticos, como en el caso de imputar los costes exclusivamente en función del número de puntos de suministro.

En el análisis de impacto realizado sobre la metodología elegida se profundiza en mayor medida en las cuestiones anteriores, mediante la simulación de la aplicación de las diferentes metodologías.

Las contribuciones recibidas en la consulta pública previa muestran posiciones divergentes incluso por parte de agentes que desempeñan la misma actividad. Entre las posiciones recibidas se pueden destacar:

- a. Aplicación de cargos fijos sobre la capacidad contratada para los consumidores de los antiguos grupos de peaje 1 y 2 y de cargos variables para los consumidores del antiguo grupo 3, considerando que estos últimos no contratan capacidad.
- b. Aplicación de cargos variables a todos los consumidores, para permitir que el gas natural compita con otras formas de energía sin soportar más costes fijos.
- c. Aplicación de cargos análogos a los aplicados en estados miembros vecinos como Francia y Portugal.

En todo caso, los agentes participantes en la consulta pública previa rechazan la opción de un cargo unitario idéntico por punto de suministro o, lo que es lo mismo, la posibilidad de considerar el número de puntos de suministro como el único inductor de coste.

### 2.5.2. Metodología utilizada

Salvo la Tasa de la CNMC y el coste diferencial del suministro de gases manufacturados en territorios extrapeninsulares, cuya cuantía depende del nivel de demanda, el resto de los cargos constituyen cantidades fijas y ciertas, que son conocidas de antemano, por lo que cabe aplicar el principio de recaudar los costes fijos mediante peajes (o cánones) fijos. Dicho principio está 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, que en su artículo 3 estableció que con carácter general *«la retribución por servicios de transporte se recuperará a través de las tarifas de transporte basadas en capacidad»*.



Siguiendo dicho principio, como inductor de coste para recuperar la retribución de MIBGAS se va a emplear exclusivamente el caudal contratado. Respecto a la Tasa de la CNMC no cabe otra opción que aplicar lo dispuesto en el anexo de la Ley 3/2014, de 4 de junio, es decir, aplicarlo como porcentaje de la recaudación por peajes y cánones.

Respecto al resto de los conceptos (déficit a 31 de diciembre de 2014, desajustes de años posteriores y coste diferencial del suministro en territorios extra peninsulares) se van a emplear los mismos criterios empleados por la CNMC para asignar los costes de red local, que, a partir de los datos de la contabilidad de costes, ha considerado que cabe imputar un 14,46% de los costes en función del número de clientes mientras que el 85,54% restante se imputaría en función del caudal contratado o estimado. En ambos casos, el procedimiento de imputación de costes es el mismo: en primer lugar, se realiza un prorrateo de la cantidad a recaudar aplicando los anteriores porcentajes de imputación de costes por caudal y por clientes. Las cantidades que resulten se repartirán entre los diferentes escalones de peajes en función de las previsiones de clientes y caudal contratado. Por último, una vez conocida la cantidad que se imputa a cada escalón, sólo quedará dividirla entre las previsiones concretas de clientes y ventas de cada escalón para obtener los dos cargos unitarios (por caudal y por cliente) que posteriormente se adicionan.

En el caso de que el término fijo del peaje aplicado esté expresado en €/mes, la cantidad anual prevista a recaudar se dividirá entre la previsión de consumidores de cada tramo de peajes y entre doce. En el caso del cargo unitario aplicado a la descarga de buque, se publicará una cantidad para cada uno de los segmentos de buques considerados en los peajes.

Para los cálculos anteriores se utilizarán las previsiones de demanda empleadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para la elaboración de los peajes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado. Con carácter subsidiario, y cuando resulte necesario, se emplearán también las previsiones del Gestor Técnico del Sistema y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. A los efectos anteriores, la Comisión procederá a remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas dichas previsiones con la antelación suficiente.

## **2.6. Estructura de los cargos unitarios**

En razón a su naturaleza fundamentalmente de carácter fijo y conocida de antemano, y conforme al procedimiento de imputación de costes elegido, los cargos unitarios constarán únicamente de un término fijo, que se expresará en las mismas unidades que el peaje aplicado, es decir mediante una cantidad fija mensual o en función del caudal contratado. La única excepción es el GNL descargado en las plantas de GNL, en cuyo caso el cargo se expresará en los mismos términos que el término fijo del peaje de descarga de GNL, es decir, en €/buque, con un valor diferente según el tamaño del buque.

Para facilitar la aplicación, los cargos unitarios se expresarán en las mismas unidades que los peajes de aplicación.



## 2.7. Costes a recuperar mediante la aplicación de cargos en el año natural 2020

En el cálculo se han empleado los siguientes datos:

1. Se han empleado las cifras de déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de desajustes pendientes de amortizar publicados en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre. Cabe recordar que en dicha orden se aplicó el superávit del año 2018 de 30.879.333 € en la amortización completa de los desajustes de los años 2015 y 2016 y en la amortización parcial del desajuste de 2017. Como resultado de lo anterior, para el año 2020 las anualidades del déficit de 2014 y del desajuste entre ingresos y costes de 2016 alcanzan los 71.900.273,55 € y 17.844.753,06 € respectivamente.
2. La retribución de MIBGAS del año 2020 se corresponde con la cifra publicada en la disposición transitoria primera de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre. Para los años sucesivos se utilizan las mismas hipótesis empleadas en la propuesta de metodología de retribución actualmente en tramitación.
3. Como mejor estimación de la retribución de la CNMC para el año 2020 se ha tomado la recaudación publicada en la liquidación definitiva del año 2018 de 4.133.818,31 € que se ha multiplicado por el incremento de facturación por peajes y cánones del año 2019 en relación con el ejercicio anterior (4,98%).
4. El coste diferencial del suministro a las Islas Canarias incluye la cifra de extracoste para el año 2020 publicada en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, mientras que como retribución por suministro a tarifa se ha previsto la cifra del año 2018 incrementada en un 2%. Esta es una hipótesis conservadora teniendo en cuenta que en la liquidación 10/2019 esta partida se había reducido en un 0,9% respecto al ejercicio anterior.

La cifra final prevista a recaudar en el año 2020 en concepto de cargos es la siguiente:

	2020 (año natural)
Déficit 2014	71.900.273,6 €
Desajuste 2015	
Desajuste 2016	17.844.753,1 €
Desajuste 2017	
Retribución MIBGAS	3.515.000,0 €
Coste diferencial extrapeninsular	1.148.325,0 €
Retribución suministro tarifa Canarias	108.815,4 €
Tasa CNMC	4.339.483,4 €
<b>Total</b>	<b>98.856.650,4 €</b>



## 2.8. Previsión de costes a recuperar mediante la aplicación de cargos durante el período regulatorio

En las previsiones para los ejercicios sucesivos del periodo regulatorio se considera un superávit del ejercicio 2019 de 300.000.000 €, que, una vez se publique la liquidación definitiva en noviembre de 2020, se destinará a amortizar completamente el desajuste del año 2016 de 33.475.233 €. La cantidad restante se empleará en la amortización parcial del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. Para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2020 se ha considerado como superávit la parte proporcional del superávit previsto para 2019, que se destinaría en su totalidad a la amortización parcial del déficit de 2014.

En fecha en la que se elabora la presente memoria no se dispone de información suficiente para calcular el impacto económico sobre el sistema gasista consecuencia de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19:

- En el corto plazo, es evidente que las medidas de contención adoptadas durante el estado de alarma y su efecto sobre la actividad comercial e industrial han disminuido los ingresos por peajes de transporte y distribución. En cambio, esta pérdida de ingresos va a ser mitigada en el corto plazo por mayores facturaciones por los peajes de regasificación, almacenamiento subterráneo y almacenamiento de GNL y menores pagos por gas de operación. La combinación de dichos efectos se puede constatar en la liquidación 4/2020 donde la pérdida de 64,5 M€ de peajes de transporte y distribución se tradujo finalmente en una bajada de los ingresos liquidables totales de únicamente 11,3 M€ respecto al ejercicio 2019.
- En el largo plazo, se desconoce la rapidez de la reactivación de la actividad económica y, por tanto, sobre la demanda de gas de la industria y la generación eléctrica, tras la finalización del estado de alarma. Asimismo, subsiste la posibilidad de que a lo largo del año 2020 sea necesario adoptar nuevas medidas de contención sanitaria.

Por todo lo anterior y ante la elevada incertidumbre, se ha optado por mantener la previsión inicial, fundamentada en el último ejercicio completo conocido, sin menoscabo de actualizar la previsión cuando se disponga de información consolidada. Por último, se ha supuesto que a partir del 1 octubre de 2020 no se generarán desequilibrios entre ingresos y gastos.

El impacto de las hipótesis anteriores en las anualidades del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 se muestra en la tabla siguiente:



Año	Capital pendiente	Anualidad [€]		
		Amortización	Interés	Total
2016	953.280.360,04	6.442.259,97	1.066.838,25	7.509.098,22
2017	946.838.100,07	63.552.024,00	10.453.092,62	74.005.116,63
2018	883.286.076,07	63.552.024,00	9.751.478,28	73.303.502,28
2019	819.734.052,07	63.552.024,00	9.049.863,93	72.601.887,94
2020	756.182.028,06	63.552.024,00	8.348.249,59	71.900.273,59
Amortización		266.524.767,05		
2021	426.105.237,01	39.097.137,13	4.704.201,82	43.801.338,95
Amortización		225.000.000,00		
2022	162.008.099,88	16.366.719,20	1.788.569,42	18.155.288,62
2023	145.641.380,69	16.366.719,20	1.607.880,84	17.974.600,04
2024	129.274.661,49	16.366.719,20	1.427.192,26	17.793.911,46
2025	112.907.942,29	16.366.719,20	1.246.503,68	17.613.222,88
2026	96.541.223,10	16.366.719,20	1.065.815,10	17.432.534,30
2027	80.174.503,90	16.366.719,20	885.126,52	17.251.845,72
2028	63.807.784,70	16.366.719,20	704.437,94	17.071.157,14
2029	47.441.065,51	16.366.719,20	523.749,36	16.890.468,56
2030	31.074.346,31	16.366.719,20	343.060,78	16.709.779,98
2031	14.707.627,11	14.707.627,11	145.912,56	14.853.539,67
	TOTAL	953.280.360,04	53.111.972,98	514.867.565,97

De acuerdo a las hipótesis anteriores, las anualidades de los desajustes estimados para el período 2021-2026 serían:

#### Anualidad del déficit a 31 de diciembre de 2014

Anualidad déficit 2014	Año natural							
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	71.900.274	43.801.339	18.155.289	17.974.600	17.793.911	17.613.223	17.432.534	17.251.846
Anualidad déficit 2014	Año de gas							
	oct-20 a sept-21	oct-21 a sept-22	oct-22 a sept-23	oct-23 a sept-24	oct-24 a sept-25	oct-25 a sept-26		
	50.826.073	24.566.801	18.019.772	17.839.084	17.477.706	17.297.018		

Las previsiones de cargos durante el período regulatorio se han calculado suponiendo que 2021 es el último año natural en que MIBGAS devenga regulación transitoria regulada, tal y como se prevé 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, sometida a información pública el 4 de diciembre de 2019.

	Año de gas						
	2020 (año natural)	oct-20 a sept-21	oct-21 a sept-22	oct-22 a sept-23	oct-23 a sept-24	oct-24 a sept-25	oct-25 a sept-26
Déficit 2014 (*)	71.900.273,6	50.826.072,6	24.566.801,2	18.019.772,2	17.839.083,6	17.477.706,4	17.297.017,9
Desajuste 2015							
Desajuste 2016 (*)	17.844.753,1						
Desajuste 2017							
Retribución MIBGAS	3.515.000,0	3.275.000,0	798.750,0				
Coste diferencial Canarias	1.148.325,0	1.148.325,0	1.148.325,0	1.148.325,0	1.148.325,0	1.148.325,0	1.148.326,0
Retribución suministro tarifa Canarias	108.815,4	108.815,4	108.815,4	108.815,4	108.815,4	108.815,4	108.815,4
Tasa CNMC	4.339.483,4	4.339.483,4	4.339.483,4	4.339.483,4	4.339.483,4	4.339.483,4	4.339.483,4
<b>Total</b>	<b>98.856.650,4</b>	<b>59.697.696,4</b>	<b>30.962.175,0</b>	<b>23.616.396,0</b>	<b>23.435.707,4</b>	<b>23.074.330,2</b>	<b>22.893.642,7</b>

Las previsiones anteriores se exponen con carácter puramente informativo y han sido calculadas de acuerdo a las hipótesis mencionadas. Estas cantidades podrán incrementarse o reducirse durante el periodo regulatorio, como consecuencia de que se reconozcan nuevos costes del sistema en aplicación del artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se



produzcan amortizaciones anticipadas del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, o deban recuperarse déficits de recaudación de cargos de años precedentes.

## 2.9. Cargos unitarios previstos para el ejercicio 2020

Conforme con la metodología anteriormente expuesta de imputación de costes mixta (reparto por puntos de suministro y caudal contratado) se ha realizado una estimación de los cargos unitarios a aplicar en el año natural 2020.

Se ha optado por realizar el cálculo de los hipotéticos cargos en el ejercicio actual porque los costes a recuperar se pueden aproximar con mayor certidumbre, con independencia de que no se comiencen a recaudar cargos hasta el 1 de octubre de 2021.

Asimismo, estos cálculos tienen una finalidad meramente ilustrativa, debiendo realizarse los cálculos correspondientes a cada año de gas en la orden ministerial correspondiente.

Las tipologías de cargos, en función de su punto de aplicación, son las siguientes:

- Cargo unitario aplicado en todos los puntos del sistema gasista donde se facturen peajes y cánones:** Tasa de la CNMC en vigor, actualmente publicada en el apartado I.4º.segundo del anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio (0,140%).
- Cargo unitario aplicado al flujo de entrada de gas natural en las conexiones internacionales y de GNL descargado en las plantas de GNL:** se destina a cubrir la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas.

Para calcular el cargo unitario se han empleado los escenarios de demanda y caudal contratado empleados por la CNMC en la propuesta de circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

La cantidad a recaudar (3.515.000 €) se reparte en función del caudal imputado en las conexiones internacionales, plantas de GNL y en los yacimientos nacionales.

	Previsiones		Reparto por caudal	Cargo unitario	
	Energía	Caudal		Por caudal	Por energía
	[MWh]	[MWh/dia]	[€]	[€/kWh/dia/mes]	[€/MWh]
Conexiones internacionales	164.579.764	583.703	1.628.300	0,000232	
Plantas GNL	214.926.885	669.880	1.868.699	0,000232	0,008695
Yacimientos	1.691.667	6.453	18.001	0,000232	
<b>Total</b>	<b>381.198.316</b>	<b>1.260.036</b>	<b>3.515.000</b>		

En el caso del GNL descargado en las plantas, se ha aplicado el cargo unitario en €/MWh al tamaño medio del buque en cada uno de los tramos considerados en los peajes:



Tamaño buque [m <sup>3</sup> GNL]	Tamaño medio		Cargo unitario [€/buque]
	[m <sup>3</sup> GNL]	[GWh]	
<40.000	20.000	139	1.210
40.000-75.000	57.500	400	3.480
75.000 -150.000	127.500	887	7.716
150.000-216.000	183.000	1.274	11.074
>216.000	250.000	1.740	15.129

- c. **Cargos unitarios aplicados en los puntos de salida del sistema de transporte (excluyendo conexiones internacionales) y red local y cargaderos de cisternas.**  
En este último caso se excluyen las plantas satélites de distribución ya que a este gas se le aplicará el cargo unitario de salida de red local.

Para repartir la cantidad a recaudar (déficit a 31/12/2014, desajustes posteriores y coste diferencial del suministro en territorios extrapeninsulares) de 91.002.167,0 € se emplearán como inductores de coste el número de consumidores y el caudal contratado, empleando los porcentajes utilizados por la CNMC en su memoria de circular de peajes: 14,46% en función de clientes y 85,54% en función del caudal:

- 85,54% asignado por caudal 77.843.253,6 €
- 14,46% asignado por puntos de suministro 13.158.913,3 €

Cargo unitario por caudal:

	Previsiones		Reparto por caudal [€]	Cargo unitario [€/kWh/dia/mes]
	Energía [MWh]	Caudal [MWh/dia]		
GN	376.429.520	1.743.625	76.429.221	0,003653
GNL uniclientes	11.461.000	32.259	1.414.032	0,003653
	387.890.520	1.775.884	77.843.254	

Para los escalones que cuentan con término fijo expresado en €/mes se divide la cantidad facturada entre el número de clientes y el número de meses:



Escalones		Clientes	Caudal [kWh/día]	Facturación [€]	Cargo unitario [€/kWh/día/mes]	Cargo unitario equivalente [€/mes]
RL.1	$C \leq 5.000$	4.640.370	68.437.845	2.999.872	0,003653	0,05
RL.2	$3.000 < C \leq 15.000$	2.906.238	147.382.237	6.460.283	0,003653	0,19
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	334.079	47.368.917	2.076.347	0,003653	0,52
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	54.243	38.383.035	1.682.464	0,003653	2,58
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.296	80.520.107	3.529.480	0,003653	13,19
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.276	46.418.898	2.034.704	0,003653	51,76
Resto (GN)		3.397	1.315.113.817	57.646.073	0,003653	
GNL uniciente				1.414.032		
<b>Total</b>		<b>7.963.899</b>	<b>1.743.624.856</b>	<b>77.843.254</b>		

Cargo unitario por cliente:

Escalones [kWh]		Clientes	Caudal [kWh/día]	Reparto por clientes [€]	Cargo unitario [€/mes]	Cargo unitario equivalente [€/kWh/día/mes]
RL.1	$C \leq 5.000$	4.640.370	68.437.845	7.667.378	0,14	
RL.2	$3.000 < C \leq 15.000$	2.906.238	147.382.237	4.802.037	0,14	
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	334.079	47.368.917	552.006	0,14	
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	54.243	38.383.035	89.627	0,14	0,0001945886
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.296	80.520.107	36.840	0,14	0,0000381273
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.276	46.418.898	5.413	0,14	0,0000097177
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.179	57.409.990	1.948	0,14	0,0000028277
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	712	85.807.711	1.176	0,14	0,0000011425
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	328	104.217.498	542	0,14	0,0000004334
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	170	187.565.705	281	0,14	0,0000001248
RL.11	$500.000.000 < C \leq 1.500.000.000$	100	880.112.913	165	0,14	0,0000000156
Plantas unicientes		908	32.259.153	1.500	0,14	0,0000038757
<b>Total</b>		<b>7.963.899</b>	<b>1.775.884.009</b>	<b>13.158.913</b>		

La suma de los dos cargos unitarios anteriores da como resultado:



Escalón [kWh/año]		Clientes	Caudal [kWh/día]	Cargo unitario		Facturación [€]
				[€/mes]	[€/kWh/día/mes]	
RL.1	$C \leq 3.000$	4.640.370	68.437.845	<b>0,19</b>		10.667.250
RL.2	$3.000 < C \leq 15.000$	2.906.238	147.382.237	<b>0,32</b>		11.262.319
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	334.079	47.368.917	<b>0,66</b>		2.628.352
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	54.243	38.383.035	<b>2,72</b>	<b>0,003847</b>	1.772.090
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.296	80.520.107	<b>13,33</b>	<b>0,003691</b>	3.566.320
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.276	46.418.898	<b>51,90</b>	<b>0,003663</b>	2.040.117
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.179	57.409.990		<b>0,003656</b>	2.518.430
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	712	85.807.711		<b>0,003654</b>	3.762.431
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	328	104.217.498		<b>0,003653</b>	4.568.762
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	170	187.565.705		<b>0,003653</b>	8.221.947
RL.11	$500.000.000 < C \leq 1.500.000.000$	100	880.112.913		<b>0,003653</b>	38.578.615
Plantas satélites uniclientes		908	32.259.153		<b>0,003657</b>	1.415.533
Total		7.963.899	1.775.884.009			91.002.167



## 2.10. Análisis de impacto

El análisis de impacto se ha realizado igualmente sobre la previsión de costes a recuperar mediante cargos durante el hipotético ejercicio 2020, tratándose de un cálculo ilustrativo dirigido a mostrar el impacto de distintas metodologías sobre cada grupo de consumidores. Este cálculo hipotético habrá de ser realizado convenientemente para cada año de gas a partir del 1 de octubre de 2021.

### 2.10.1. Metodología elegida

Como se mencionó previamente, todos los conceptos incluidos en los cargos están siendo abonados en la actualidad por los usuarios del sistema, por lo que la propuesta de cargos unitarios, junto con los nuevos peajes propuestos por la CNMC, se limita a reasignar costes ya reconocidos. Esta reasignación tiene impacto diferente en los consumidores en función de su nivel de consumo y, considerando la reducida cuantía de los costes a recuperar mediante cargos respecto al total de los costes regulados, está condicionada fundamentalmente por la metodología de peajes aprobada por la CNMC.

Se realizan a continuación tres análisis de impacto para los costes regulados por el uso de la red de transporte y la red local:

- a. Se comparan los cargos con los peajes previstos en la propuesta de circular de peajes de la CNMC.
  - b. Se comparan los peajes actualmente vigentes con los valores que resultan de sumar los cargos a los peajes previstos en la propuesta de circular de peajes de la CNMC.
  - c. Se comparan los cargos con la factura media de gas de un consumidor representativo de cada grupo.
- a. El resultado del primer análisis se muestra en la tabla siguiente, donde se puede observar que, en promedio, los cargos suponen un 4,1% del coste total de transporte y de la red local calculado a partir de los peajes propuestos por la CNMC.



	Costes regulados transporte + red local				Distribución de los cargos
	Peaje [€]	% Peajes	Cargos [€]	% Cargos	
RL.1	333.117.775	96,9%	10.802.709	3,1%	11,4%
RL.2	529.825.129	97,9%	11.554.032	2,1%	12,2%
RL.3	154.703.380	98,3%	2.722.109	1,7%	2,9%
RL.4	120.486.979	98,5%	1.848.062	1,5%	2,0%
RL.5	244.206.630	98,5%	3.725.693	1,5%	3,9%
RL.6	115.837.007	98,2%	2.131.994	1,8%	2,3%
RL.7	80.363.039	96,8%	2.632.062	3,2%	2,8%
RL.8	78.564.845	95,2%	3.932.270	4,8%	4,2%
RL.9	64.172.941	93,1%	4.775.039	6,9%	5,1%
RL.10	104.177.603	92,4%	8.593.195	7,6%	9,1%
RL.11	361.741.198	90,0%	40.320.619	10,0%	42,7%
Cisternas unicliente	6.895.090	82,3%	1.479.383	17,7%	1,6%
	2.194.091.615	95,9%	94.517.167	4,1%	100%

Asimismo, es conveniente resaltar que el impacto de los cargos unitarios en relación a los peajes propuestos por la CNMC es consecuencia directa de la metodología de imputación de costes elegida para los cargos, que prioriza el caudal contratado. Los grupos de peajes con caudales más elevados (RL.9 a RL.11) son los que soportan un mayor coste y, al mismo tiempo, son los que en la propuesta de la CNMC tienen unos peajes unitarios más reducidos, razón por la que los cargos propuestos tienen una repercusión porcentual más alta. Aunque como se concluirá posteriormente, los nuevos costes regulados para estos consumidores serían más reducidos que los actualmente vigentes.

- b. Si se compara la propuesta de peajes de la CNMC más los cargos con los peajes en vigor, las nuevas metodologías resultan en una reducción media del 9% sobre el coste de transporte y distribución en vigor, aunque con diferencias muy significativas en función de la presión de suministro, especialmente en lo que se refiere a los consumidores conectados a presiones entre 4 y 60 bar (actual Grupo 2).



### Peajes de transporte y distribución

Facturación peaje en vigor		Facturación propuesta peajes CNMC + cargos	Variación
Escalón actual	[€]	[€]	
3.1	456.074.736	343.920.484	-24,6%
3.2	671.745.102	541.379.161	-19,4%
3.2	174.051.545	157.425.489	-9,6%
3.3	134.076.765	122.335.041	-8,8%
3.4	187.599.724	247.932.323	32,2%
2.2	54.696.699	117.969.000	115,7%
2.3	48.758.752	82.995.100	70,2%
2.4	70.620.428	82.497.114	16,8%
2.5	82.551.180	68.947.980	-16,5%
1.2	121.808.540	112.770.797	-7,4%
1.3	510.799.884	402.061.817	-21,3%
Cisternas unicliente	13.329.572	8.374.473	-37,2%
	2.526.112.929	2.288.608.782	-9,4%

En todo caso, tanto las pronunciadas reducciones para los consumidores de los actuales grupos 3.1 o 3.2 como el crecimiento de los costes regulados para los grupos 2.2 o 2.3 están motivados por la nueva metodología de peajes de la CNMC. El impacto de los cargos es muy reducido, si bien la metodología elegida tiende a mitigar en la medida de lo posible estas distorsiones.

- c. La comparación de los cargos con la factura anual media de un consumidor representativo de cada grupo muestra que suponen un porcentaje poco relevante: entre un 1,2% para un consumidor medio del grupo RL.10 y un 2,3% para un consumidor medio del grupo RL.1, que abonaría anualmente 2,43 € en concepto de cargos, siempre y cuando se cumplieran las hipótesis utilizadas en este apartado.



Consumo anual (kWh)	Consumo medio [kWh]	Coste anual				Precio medio [€/kWh]	% cargo
		Coste energía (12 €/MWh) [€]	Peajes [€]	Coste cargos [€]	Total [€]		
< 5.000	2.310	27,72	71,80	2,33	101,85	0,0441	2,29%
3.000-15.000	7.155	85,86	182,34	3,98	272,17	0,0380	1,46%
15.000-50.000	19.983	239,80	463,16	8,15	711,11	0,0356	1,15%
50.000-300.000	112.241	1.346,89	2.221,71	34,07	3.602,67	0,0321	0,95%
300.000-1.500.000	566.984	6.803,81	10.955,30	167,10	17.926,22	0,0316	0,93%
1.500.000-5.000.000	2.408.510	28.902,12	35.369,34	650,79	64.922,25	0,0270	1,00%
5.000.000 -15.000.000	8.471.416	101.657,00	68.197,42	2.232,45	172.086,87	0,0203	1,30%
15.000.000 - 50.000.000	25.385.288	304.623,46	110.449,92	5.522,85	420.596,22	0,0166	1,31%
50.000.000 - 150.000.000	79.223.171	950.678,05	195.980,13	14.558,05	1.161.216,22	0,0147	1,25%
150.000.000 - 500.000.000	301.804.941	3.621.659,29	614.070,07	50.548,20	4.286.277,57	0,0142	1,18%
>500.000.000	2.062.650.930	24.751.811,16	3.626.027,70	403.206,19	28.781.045,05	0,0140	1,40%
Carga cisternas uniciente	14.030.492	168.365,91	8.835,46	1.629,28	178.830,64	0,0127	0,91%

## 2.10.2. Impacto de otras metodologías

- a. Reparto de costes en función exclusivamente del número de puntos de suministro.

Como se ha comentado anteriormente, en caso de adoptarse esta metodología, el impacto de los cargos unitarios sería muy superior en los consumidores domésticos, resultando su efecto prácticamente imperceptible para los escalones superiores al RL.4.

	Ingresos regulados transporte + red local				Distribución de los cargos
	Peaje [€]	% Peajes	Cargos [€]	% Cargos	
RL.1	333.117.775	86,2%	53.160.205	13,8%	56,2%
RL.2	529.825.129	94,1%	33.500.818	5,9%	35,4%
RL.3	154.703.380	97,5%	3.911.223	2,5%	4,1%
RL.4	120.486.979	99,4%	695.797	0,6%	0,7%
RL.5	244.206.630	99,8%	414.146	0,2%	0,4%
RL.6	115.837.007	99,9%	129.311	0,1%	0,1%
RL.7	80.363.039	99,8%	127.104	0,2%	0,1%
RL.8	78.564.845	99,8%	177.975	0,2%	0,2%
RL.9	64.172.941	99,7%	210.025	0,3%	0,2%
RL.10	104.177.603	99,6%	373.191	0,4%	0,4%
RL.11	361.741.198	99,5%	1.743.147	0,5%	1,8%
Cisternas uniciente	6.895.090	98,9%	74.226	1,1%	0,1%
	2.194.091.615	95,9%	94.517.167	4,1%	100%



Resultaría en un cargo medio mensual de 0,95 €/mes para todos los consumidores, lo que supondría un 10,3% de los costes de transporte y red local de los consumidores domésticos de menor tamaño y solamente un 0,06% de los grandes consumidores industriales y ciclos combinados. Es decir, los grupos RL. 1 y RL.2 sufragarían el 91% de los cargos, un hecho que penalizaría en exceso a los consumidores domésticos, aunque no incumpliría ninguna de las orientaciones de política energética.

Un cliente doméstico medio acogido a la TUR1 (utilización del gas natural para agua caliente y cocina) tiene una factura anual (sin impuestos) de 185 €, incluyendo materia prima y peajes, por lo que los cargos supondrían el 6% de su factura. Un cliente doméstico medio acogido a la TUR2 (agua caliente, cocina y calefacción) tiene una factura anual de 528 €, incluyendo materia prima y peajes, por lo que los cargos supondrían el 2% de su factura.

Si se compara con la facturación de los peajes actualmente en vigor se producen descensos en todos los peajes menos en los grupos de consumo intermedios, tal y como se ha comentado anteriormente, como consecuencia de la nueva metodología de cálculo de los peajes:

Facturación peaje en vigor		Facturación propuesta peajes CNMC + cargos	Variación
Escalón actual	[€]	[€]	
3.1	456.074.736	386.277.980	-15,3%
3.2	671.745.102	563.325.947	-16,1%
3.2	174.051.545	158.614.603	-8,9%
3.3	134.076.765	121.182.776	-9,6%
3.4	187.599.724	244.620.776	30,4%
2.2	54.696.699	115.966.318	112,0%
2.3	48.758.752	80.490.142	65,1%
2.4	70.620.428	78.742.819	11,5%
2.5	82.551.180	64.382.966	-22,0%
1.2	121.808.540	104.550.793	-14,2%
1.3	510.799.884	363.484.345	-28,8%
Cisternas uniclente	13.329.572	6.969.316	-47,7%
2.526.112.929		2.288.608.782	-9,4%

b. Reparto de costes en función exclusivamente del caudal contratado.



El principal importe de los cargos se imputaría a los escalones RL.10 y RL.11, dado que al ser los que tienen unos peajes de transporte y red local más reducidos, el impacto porcentual que soportan es mayor.

	Ingresos regulados transporte + red local				Distribución de los cargos
	Peaje [€]	% Peajes	Cargos [€]	% Cargos	
RL.1	333.117.775	98,9%	3.642.440	1,1%	3,9%
RL.2	529.825.129	98,5%	7.844.066	1,5%	8,3%
RL.3	154.703.380	98,4%	2.521.097	1,6%	2,7%
RL.4	120.486.979	98,3%	2.042.845	1,7%	2,2%
RL.5	244.206.630	98,3%	4.285.490	1,7%	4,5%
RL.6	115.837.007	97,9%	2.470.535	2,1%	2,6%
RL.7	80.363.039	96,3%	3.055.509	3,7%	3,2%
RL.8	78.564.845	94,5%	4.566.910	5,5%	4,8%
RL.9	64.172.941	92,0%	5.546.726	8,0%	5,9%
RL.10	104.177.603	91,3%	9.982.735	8,7%	10,6%
RL.11	361.741.198	88,5%	46.841.899	11,5%	49,6%
Cisternas unicliente	6.895.090	80,1%	1.716.916	19,9%	1,8%
	2.194.091.615	95,9%	94.517.167	4,1%	100%

Resultaría en un cargo de 0,00439 €/kWh/día para todos los consumidores, lo que supondría un 1,1% de los costes regulados de la red de transporte y red local para los consumidores domésticos y un 11,6% para los grandes consumidores industriales y ciclos combinados.

Si se comparan los peajes en vigor con la nueva propuesta de peajes más cargos, se producen disminuciones en todos los escalones, menos en el caso del RL.5 al RL.8, en estos últimos, salvo en el primero se han aplicado los peajes de transporte y distribución del Grupo 2.



Facturación peaje en vigor		Facturación propuesta peajes CNMC + cargos	Variación
Escalón actual	[€]	[€]	
3.1	456.074.736	336.760.215	-26,2%
3.2	671.745.102	537.669.195	-20,0%
3.2	174.051.545	157.224.477	-9,7%
3.3	134.076.765	122.529.824	-8,6%
3.4	187.599.724	248.492.119	32,5%
2.2	54.696.699	118.307.541	116,3%
2.3	48.758.752	83.418.548	71,1%
2.4	70.620.428	83.131.754	17,7%
2.5	82.551.180	69.719.667	-15,5%
1.2	121.808.540	114.160.338	-6,3%
1.3	510.799.884	408.583.097	-20,0%
Cisternas uniciente	13.329.572	8.612.006	-35,4%
	2.526.112.929	2.288.608.782	-9,40%

La principal ventaja es que la capacidad contratada presenta menores oscilaciones interanuales que la energía, facilitando la recuperación de los costes.

- c. Reparto de costes exclusivamente en función de la energía consumida:

En caso de adoptarse esta metodología, el mayor impacto lo experimentaría el escalón RL.11, básicamente ciclos combinados.



	Ingresos regulados transporte + red local				Distribución de los cargos
	Peaje [€]	% Peajes	Cargos [€]	% Cargos	
RL.1	333.117.775	99,2%	2.642.164	0,8%	2,8%
RL.2	529.825.129	99,0%	5.154.199	1,0%	5,5%
RL.3	154.703.380	98,9%	1.654.851	1,1%	1,8%
RL.4	120.486.979	98,8%	1.499.636	1,2%	1,6%
RL.5	244.206.630	98,7%	3.115.420	1,3%	3,3%
RL.6	115.837.007	98,4%	1.936.916	1,6%	2,0%
RL.7	80.363.039	97,0%	2.449.149	3,0%	2,6%
RL.8	78.564.845	94,7%	4.396.285	5,3%	4,7%
RL.9	64.172.941	91,1%	6.282.579	8,9%	6,6%
RL.10	104.177.603	89,4%	12.368.687	10,6%	13,1%
RL.11	361.741.198	87,9%	49.974.419	12,1%	52,9%
Cisternas unicliente	6.895.090	69,4%	3.042.861	30,6%	3,2%
	2.194.091.615	95,9%	94.517.167	4,1%	100%

Esta metodología resultaría en un cargo de 0,234 €/MWh para todos los consumidores, lo que supondría un 0,8% de los costes regulados de la red de transporte y de la red local para los consumidores domésticos y un 15% para los grandes consumidores industriales y ciclos combinados. Penalizaría en exceso a los consumidores industriales, por lo que se podría considerar que incumpliría las orientaciones de política energética.

La principal desventaja es la gran variabilidad interanual de la demanda, y por tanto la incertidumbre sobre la recuperación de los cargos.



Facturación peaje en vigor		Facturación propuesta peajes CNMC + cargos	Variación
Escalón actual	[€]	[€]	
3.1	456.074.736	335.759.939	-26,4%
3.2	671.745.102	534.979.328	-20,4%
3.2	174.051.545	156.358.231	-10,2%
3.3	134.076.765	121.986.615	-9,0%
3.4	187.599.724	247.322.050	31,8%
2.2	54.696.699	117.773.923	115,3%
2.3	48.758.752	82.812.188	69,8%
2.4	70.620.428	82.961.130	17,5%
2.5	82.551.180	70.455.520	-14,7%
1.2	121.808.540	116.546.290	-4,3%
1.3	510.799.884	411.715.617	-19,4%
Cisternas unicliente	13.329.572	9.937.951	-25,4%
	2.526.112.929	2.288.608.782	-9,4%

### 2.11. Procedimiento de facturación de los cargos unitarios

Los cargos serán facturados por el responsable de aplicar los peajes en cada punto de aplicación de cargos, función que recae en el titular de la instalación, salvo en los almacenamientos subterráneos, donde son facturados por el Gestor Técnico del Sistema.

El Gestor Técnico del Sistema será también responsable de la facturación de la Tasa de la CNMC aplicada sobre la facturación de los peajes de regasificación y almacenamiento de GNL una vez entre en vigor el modelo de planta única establecido en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Al objeto de que las empresas se vean obligadas a realizar las mínimas modificaciones posibles de los procedimientos actuales de facturación, se ha establecido que la facturación de los cargos se realizará de manera conjunta con los peajes y los cánones, aplicando los mismos procedimientos y plazos, con la puntualización de que los cargos deberán figurar como conceptos separados en las facturas, tanto en las facturas de peajes que abone el comercializador como en las facturas que envíe el comercializador al consumidor final.



## **2.12. Liquidación de cargos**

Los responsables de la facturación de los cargos unitarios declararán los cargos facturados al sistema de liquidaciones con independencia de su cobro y conforme al procedimiento ordinario establecido para peajes y cánones 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..

El organismo responsable de las liquidaciones incluirá en los informes de las liquidaciones provisionales, así como en el de la liquidación definitiva, la recaudación en concepto de cargos en cada punto de aplicación. La liquidación definitiva incluirá el déficit o superávit de recaudación de los cargos.



### 3. RETRIBUCIÓN DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS BÁSICOS

#### 3.1. Legislación aplicable

Hasta la publicación del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la competencia en materia retributiva del sector del gas natural recaía en su totalidad en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que aplicaba la metodología establecida en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Dicho real decreto-ley otorgó a la CNMC la competencia para establecer las retribuciones reguladas de las redes de transporte y distribución y plantas de GNL, manteniendo el Gobierno la competencia para establecer la metodología de cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos.

La citada Ley 18/2014, de 15 de octubre, en su disposición adicional cuarta habilitó al Gobierno para modificar la metodología retributiva de los anexos X y XI de aquellas actividades para las que sea competente, esto es, los almacenamientos subterráneos:

*Asimismo, se habilita al Gobierno a modificar los artículos 63 y 64 y los anexos X (Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución) y XI (Metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico) de la presente Ley y al Ministro de Industria, Energía y Turismo a desarrollar el contenido de todos los anteriores.*

#### 3.2. Necesidad de una nueva metodología

El ejercicio por parte de la CNMC de las competencias transferidas en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, mediante la aprobación de las correspondientes circulares de metodología de peajes y retribuciones, hace inevitable la revisión de la metodología del cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, que sigue siendo competencia del Gobierno, para garantizar su coherencia con el resto de regímenes retributivos, salvaguardando las especificidades concretas de cada uno de ellos.

Por otra parte, la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, estableció orientaciones de política energética a la CNMC en relación con las metodologías de retribución de las redes de transporte, de distribución y de plantas de GNL. También, conforme al mismo principio de coherencia, en la elaboración de la nueva metodología de retribución de los almacenamientos subterráneos básicos se ha velado por la adecuación a dichos principios y recomendaciones.

Asimismo, la presente propuesta de revisión de la metodología retributiva de los almacenamientos respeta lo dispuesto en el artículo 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, que obliga a que esta metodología permanezca constante durante cada periodo regulatorio de seis años de duración, el primero de los cuales finalizará el 31 de diciembre de 2020. Asimismo, la metodología propuesta es conforme, como se ha expuesto anteriormente, con la disposición final cuarta de la citada ley, que habilita al Gobierno a modificar el anexo XI donde se establece



la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico.

Por último, el real decreto tiene la misión de recopilar toda una serie de normativa dispersa; así, si bien los principios y la fórmula retributiva se encontraban recogidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, a la fecha sigue siendo de aplicación la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, en lo que respecta al procedimiento de reconocimiento de inversiones, información a enviar por los titulares o elementos susceptibles de reconocimiento retributivo.

### **3.3. Ámbito de aplicación**

Se mantiene la filosofía actual de restringir el régimen retributivo exclusivamente a las instalaciones de almacenamiento subterráneo básico, sin incluir gasoductos e instalaciones de conexión.

### **3.4. Principios**

Este apartado expone los principios empleados en la elaboración de la metodología de retribución de la actividad, incluyendo aquellos ya establecidos en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en concreto: la sostenibilidad económica, la suficiencia, la rentabilidad razonable correspondiente a una empresa bien gestionada y la recuperación de las inversiones en el periodo de vida útil de las mismas, así como otros que se consideran imprescindibles por la propia naturaleza de la actividad como son: la seguridad de las instalaciones, el fomento de la eficiencia y mejora de la productividad, la necesidad de contribuir a la consecución de los objetivos de descarbonización y lucha contra el cambio climático incluidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), y la promoción de las medidas de mejora medioambiental.

En este capítulo son también aplicables los principios expuestos en el artículo segundo de esta propuesta de real decreto: cálculo de la retribución por año de gas e invariabilidad de la metodología durante el periodo regulatorio salvo circunstancias imprevistas debidamente justificadas que puedan poner en riesgo la sostenibilidad económica del sistema o cuando se produzcan cambios en la normativa europea de aplicación.

### **3.5. Régimen retributivo**

La metodología propuesta mantiene el actual régimen de retribución individualizada a las inversiones mediante pagos en concepto de amortización, retribución financiera y costes de explotación. A esta retribución a la inversión se le añade, como ya se incluía en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, la retribución por extensión de vida útil aplicada a aquellas instalaciones que han sobrepasado su vida útil regulatoria y continúan operativas.



Como conceptos novedosos, la metodología propuesta contempla una retribución por mejoras de productividad, la desaparición progresiva de la retribución por continuidad de suministro (RCS) y, por último, la posibilidad de obtener ingresos conexos, conceptos que también han sido considerados por la CNMC en su Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de retribución de instalaciones de transporte de gas natural y plantas de GNL.

La propuesta considera una eliminación progresiva de la retribución en concepto de RCS de los almacenamientos subterráneos con base en su falta de justificación una vez se ha establecido una retribución específica por mejoras de productividad y se mantiene la retribución por extensión de vida útil, por lo que su mantenimiento supondría un incumplimiento del principio de rentabilidad razonable. La eliminación mantiene la pauta establecida por la CNMC en su Circular 9/2019, de 12 de diciembre.

Asimismo, en consideración a que una parte importante de las instalaciones están totalmente amortizadas o lo estarán en los próximos años, se han incluido los conceptos de mejora de eficiencia, de mejora de condiciones medioambientales o de seguridad como criterios de admisibilidad de las nuevas inversiones. Esto constituye una novedad en relación con los criterios incluidos en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, que únicamente retribuía inversiones destinadas a aumentar la capacidad o las realizadas por motivos técnicos.

Como venía sucediendo hasta la fecha, el gas de operación empleado en el funcionamiento de los almacenamientos seguirá siendo reconocido como gasto liquidable y por tanto no se incluye dentro de las retribuciones a publicar en el “Boletín Oficial del Estado”. Lógicamente, sí que se incluye en la relación de costes considerados para el cálculo de los cánones por el uso de las instalaciones.

### **3.6. Retribución anual**

Se mantiene el principio de fijación anual de las retribuciones mediante orden ministerial. Como novedad respecto a la metodología vigente se establece que la retribución se fijará por año de gas (del 1 de octubre al 30 de septiembre del año siguiente), en lugar del año natural que se viene utilizando desde el año 2002. Esta medida está en línea con el resto de metodologías de retribución de las actividades reguladas competencia de la CNMC (actividades de distribución, transporte y regasificación) y con el periodo de fijación de cargos y cánones de acceso.

El actual procedimiento de tramitación de la orden anual se mantiene: informe preceptivo de la CNMC, trámite de audiencia a los interesados, Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y publicación en el Boletín Oficial del Estado, donde se incluirá la retribución anual de cada titular de almacenamiento subterráneo, desglosada para cada una de sus instalaciones. Al objeto de garantizar la transparencia, predictibilidad y evitar errores materiales en los cálculos, se publicarán en el “Boletín Oficial del Estado” la retribución individual de cada uno de los almacenamientos básicos, así como los parámetros empleados en el cálculo y el escenario de demanda empleado.



### 3.7. Conceptos retributivos incluidos

Los almacenamientos subterráneos recibirán retribución por los siguientes conceptos:

- a. Retribución a la inversión de instalaciones, incluyendo el gas colchón.
- c. Costes de operación y mantenimiento.
- d. Retribución por extensión de vida útil.
- e. Retribución por mejoras de productividad.
- f. Retribución transitoria por continuidad de suministro.
- g. Retribución por ingresos conexos.
- h. Minoración de la retribución de las inversiones titularidad de ENAGAS Transporte, S.A.U. (Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre).

Las instalaciones devengarán retribución desde la fecha del acta de puesta en servicio, o, en su caso, desde la fecha de firma de la recepción de la obra por parte del titular del almacenamiento, respetando en todo caso la fecha de inclusión en el régimen retributivo de las instalaciones con retribución ya reconocida.

Cualquier superávit de recaudación por cánones de almacenamiento que se constate en la liquidación definitiva se aplicará conforme con lo dispuesto en el artículo 61 de la Ley 18/2014 de 15 de octubre. Una vez se hayan amortizado completamente los desajustes entre ingresos y costes y el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, cualquier exceso de recaudación por cánones que se constate en la liquidación definitiva minorará la retribución a reconocer en el siguiente año de gas. Si en la liquidación definitiva se constatase un déficit de recaudación, esta cantidad se sumará a las retribuciones a reconocer en el siguiente año de gas.

Los gastos relativos a la adquisición del gas de operación, incluyendo los impuestos no deducibles soportados, se reconocerán como gasto liquidable y por tanto no se incluirán dentro de los conceptos a retribuir.

Por último, la retribución de cada titular incorporará una fórmula penalizadora en caso de que las ratios económico-financieros de la empresa no alcancen los niveles suficientes para garantizar la sostenibilidad financiera a medio/largo plazo. Se aplicará la misma fórmula utilizada por la CNMC en su Circular 9/2019, de 12 de diciembre.

### 3.8. Retribución a la inversión

La retribución a la inversión incluye los conceptos de amortización y retribución financiera, calculados a partir del valor reconocido de inversión establecido en la resolución de reconocimiento de la inversión. Del valor de inversión reconocida que resulte de la auditoría se descontarán aquellos impuestos indirectos en que la normativa fiscal prevea su exención o devolución, así como el 90% de los ingresos procedentes de la venta de los equipos y materiales que sean sustituidos o dados de baja.



Conforme a la práctica actual y tal como también ha establecido la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, del valor de inversión se deducirá el 100% de las subvenciones otorgadas por administraciones españolas u organismos dependientes de ellas y el 90% de las subvenciones procedentes de la Unión Europea o de cualquier organismo dependiente de ella.

La amortización se calculará dividiendo el valor reconocido de inversión entre la vida útil regulatoria. La amortización del primer y último año de vida se calculará prorrateando la amortización anual por el número de días del año incluidos en su vida útil regulatoria.

La vida útil regulatoria dará inicio el día en que empiece a devengar la retribución regulada, que coincidirá con la fecha del acta de puesta en servicio, o en su defecto, con la fecha del documento de recepción de la instalación o el servicio en el caso de gastos de operación no recurrentes que se traten como costes activados.

Por tanto, será necesario recalcular el valor neto a comienzo del próximo periodo regulatorio (1 de enero de 2021) respecto al considerado actualmente para las instalaciones que no se encuentran en extensión de vida útil y cuya fecha de puesta en marcha sea anterior a la entrada en vigor de la Ley 18/2014 de 15 de octubre. Esto es así debido a que estas instalaciones comenzaron a devengar amortización a partir de la fecha de puesta en marcha, y, sin embargo, a partir de la aplicación de la Ley 18/2014 el valor neto se calculó como si sólo se hubieran amortizado desde el 1 de enero del año siguiente hasta la fecha de puesta en marcha. En la nueva metodología el valor neto se calculará considerando toda la amortización devengada, por tanto, para estas instalaciones el valor neto será menor que el actualmente considerado.

La retribución financiera anual se calculará multiplicando el valor neto de la instalación al inicio del año de gas por la tasa de retribución financiera. Se aplicará la tasa de retribución que resulte de la aplicación de la metodología al respecto aprobada por la CNMC en su Circular 2/2019 de 12, de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas de energía eléctrica y gas natural, por entender que no cabe proporcionar a esta actividad una rentabilidad diferente a la que se ofrece a las instalaciones de transporte o regasificación.

En el año de puesta en servicio, así como en el de finalización de su vida útil regulatoria, la retribución financiera anual se calculará aplicando el mismo prorrateo usado en el cálculo de la amortización.

### **3.9. Retribución del gas colchón**

Las previsiones de evolución de la demanda de gas natural para alcanzar los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) no hacen probable que se requiera capacidad de almacenamiento subterráneo adicional y, en consecuencia, tampoco la adquisición de gas colchón.

Sin embargo, por un principio de prudencia, se considera necesario que la normativa contemple todos los escenarios posibles derivados de la antigüedad del almacenamiento “Gaviota”, que entró en operación como yacimiento petrolífero en 1985, incluyendo cualquier hipotética



adquisición de gas colchón adicional en otros almacenamientos subterráneos, previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas, e informe previo de la CNMC y del GTS.

El artículo 14 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, autorizó la compra del gas colchón de los almacenamientos y el gas talón de los gasoductos en el mercado organizado. Posteriormente, el artículo 7 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, estableció el procedimiento de compra en el mercado organizado.

La actual propuesta mantiene dos procedimientos de adquisición: mediante subasta competitiva o por compras directas en el mercado organizado. Si bien el segundo mecanismo es preferible para aumentar la liquidez del mercado organizado, a pesar del incremento de liquidez registrado en los últimos años, la compra por este medio de grandes volúmenes de gas podría distorsionar el precio final, con consecuencias indeseables tanto en el propio coste de del gas colchón como en el resto de operaciones. En consecuencia, se considera prudente mantener ambas posibilidades, debiéndose adoptar la decisión acerca del procedimiento de adquisición en el momento de la compra.

En la disposición adicional primera se ha mantenido la actual duración de la vida útil regulatoria del gas colchón de 20 años. Durante dicho periodo el gas devengará retribución en concepto de amortización y retribución financiera, esta última calculada aplicando la misma tasa de rentabilidad del resto de instalaciones.

La fecha de inicio de la retribución coincidirá con la de incorporación del gas a la instalación; en caso de no poder determinarse esta última con exactitud, se tomará la fecha más tardía entre las siguientes: la fecha de adquisición del gas o la fecha del acta de puesta en servicio de la instalación a la que se destina el gas. En este caso se ha repetido la fórmula utilizada en la Circular de la CNMC 9/2019, de 12 de diciembre.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la inyección como gas colchón del gas procedente de los incentivos de reducción de mermas. En tal caso, el titular del almacenamiento abonará al Gestor Técnico del Sistema el valor del gas conforme al precio de mercado y estos ingresos serán liquidables.

### **3.10. Costes de operación y mantenimiento**

Los costes de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables, se reconocerán por año de gas, con base en los datos reales obtenidos de la información procedente de las auditorías anuales de costes, conforme con los criterios establecidos en este real decreto. Se incluirán tanto los costes fijos como variables.

Los costes variables comprenderán todos aquellos costes derivados de las operaciones de inyección y extracción de gas, tales como la electricidad necesaria para el funcionamiento de los compresores, así como cualquier insumo necesario para la operación del almacenamiento, como los odorizantes o productos químicos empleados en la inyección o extracción de gas.



El gas natural utilizado como gas de operación es un coste liquidable y por lo tanto no figurará dentro de la retribución anual del titular de la instalación.

Tal y como se dispone actualmente, en el real decreto se establece que la orden ministerial que publique las retribuciones del año de gas incluirá el valor de los costes de operación y mantenimiento provisionales, que se calcularán en función de las previsiones de utilización de los almacenamientos, del coste de electricidad y de cualquier otro combustible o insumo directamente relacionado con la inyección y extracción del almacenamiento.

De la misma forma que se realiza actualmente, se determina que, una vez se disponga de los datos auditados, mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNMC, se determinarán los costes definitivos de operación y mantenimiento junto con los saldos respecto a los valores provisionales. Dichos saldos serán aplicados como cobro o pago único en la primera liquidación disponible.

### **3.11. Costes de operación y mantenimiento activados**

En el real decreto se introduce como novedad respecto a la metodología vigente el tratamiento como inversión de los costes de operación y mantenimiento no recurrentes, que hayan sido activados contablemente por el titular del almacenamiento y cuyo valor por actuación o proyecto sea superior o igual a 250.000 €. Estos costes se retribuirán como inversión, con una vida útil de 2 años, aplicándose para el cálculo de la retribución financiera la misma tasa de rentabilidad que al resto de instalaciones. El objetivo de esta medida es poder repercutir a lo largo de varios años el desembolso de las inversiones de cuantía elevada para no trasladar a los usuarios variaciones pronunciadas de los cánones. Por otra parte, se trata de una práctica contable habitual de los operadores de los almacenamientos que tendría un reconocimiento en la metodología retributiva.

El inicio del devengo de la retribución de los costes activados dará inicio el 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio o de incorporación al inmovilizado. Estos costes no devengarán costes de operación y mantenimiento, ni retribución por mejoras de productividad o por extensión de vida útil.

El artículo 26 del real decreto enumera los criterios a seguir en la admisibilidad de costes, tanto de inversión como de operación y mantenimiento.

### **3.12. Retribución anual por extensión de vida útil**

El sistema retributivo ha de compensar al titular de una instalación por los mayores costes de operación según se incrementa su antigüedad. Por otra parte, se hace necesario establecer un incentivo a una operación eficiente que evite la reposición innecesaria de activos que, habiendo finalizado su vida útil regulatoria, continúan en perfectas condiciones para prestar servicio.



En el caso de los almacenamientos subterráneos, el primer objetivo se alcanza retribuyendo los costes de operación y mantenimiento en función de los valores reales auditados y para conseguir el segundo se aplica la retribución adicional en concepto de extensión de vida útil.

Se ha decidido emplear la misma fórmula publicada en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, manteniendo los mismos coeficientes:

- a. Durante los cinco primeros años de gas: 0,15.
- b. Entre el 6º y 10º año, inclusive: el resultante de aplicar la fórmula  $0,15+0,01\cdot(X-5)$ .
- c. Entre el 11º y 15º año, inclusive: el resultante de aplicar la fórmula  $0,20+0,02\cdot(X-10)$ .
- d. A partir del 15º año: el resultante de aplicar la fórmula,  $0,30+0,03\cdot(X-15)$ , no pudiendo tomar un valor superior a 1.

Donde “X” corresponde al número de años de gas enteros transcurridos desde el año en que la instalación finalizó la vida útil regulatoria. La retribución anual por extensión de vida útil se devengará desde el día posterior al que finalice la vida útil regulatoria, aplicándose en el primer año el correspondiente prorrateo.

Dado que en un mismo almacenamiento coexisten instalaciones y elementos con distintas fechas de entrada en extensión de vida útil, a los efectos del cálculo del incentivo, se prorrateará el coeficiente de cada una de las instalaciones que compongan el almacenamiento en función del valor reconocido de inversión de cada una de ellas. En el caso de instalaciones que no hubieran llegado al final de su vida útil, el coeficiente a aplicar será cero.

Habida cuenta que inicialmente los costes de operación y mantenimiento publicados en la orden de retribuciones tendrán carácter provisional, una vez se reconozcan los costes de operación y mantenimiento definitivos, en la siguiente orden ministerial en la que se determinen las retribuciones de los almacenamientos se recalculará la retribución definitiva por extensión de vida útil y se reconocerá el saldo.

Esta retribución está restringida solamente a las instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria y tengan un uso efectivo, es decir, no será aplicable a instalaciones ociosas. El uso efectivo de las instalaciones deberá ser acreditado por el Gestor Técnico del Sistema.

Se debe resaltar que la CNMC en su Circular 9/2019, de 12 de diciembre, utiliza la misma fórmula, pero duplica el coeficiente de 0,15 a 0,30, lo que en la práctica supone multiplicar por dos el incentivo durante los primeros años, es decir, duplicar el coste de operación y mantenimiento (aunque ambas fórmulas terminan convergiendo a la unidad). La fórmula de la circular es más ventajosa para el titular de la instalación, pero no se considera adecuada su aplicación a los almacenamientos subterráneos al existir una diferencia fundamental entre el régimen retributivo de esta actividad respecto a las redes de transporte y plantas de GNL: en los almacenamientos subterráneos se reconocen costes de operación y mantenimiento reales obtenidos a partir de las correspondientes auditorías, mientras que en el caso de instalaciones de transporte y de plantas de GNL se emplean valores medios estándar, que son calculados como promedio de muchas instalaciones. Por lo tanto, en este último caso, los costes de



operación estándar nunca van a internalizar completamente el incremento de costes que supone la operación de instalaciones antiguas, mientras que, en los almacenamientos subterráneos, los mayores costes de operación de instalaciones antiguas están perfectamente reflejados en las auditorías.

En consecuencia, aplicar la misma fórmula de retribución por extensión de vida útil a instalaciones con regímenes retributivos tan dispares produciría en la práctica una sobre retribución y una discriminación positiva hacia los almacenamientos que no estaría justificada.

### 3.13. Retribución por mejoras de productividad

Se introduce como novedad respecto a la metodología vigente que cada empresa titular de instalaciones de almacenamientos subterráneos recibirá una retribución anual en concepto de mejoras de productividad, "RMP", calculada como un porcentaje, "R", de la diferencia entre los costes fijos y variables del año en curso en relación con los de un periodo de referencia. El porcentaje "R" será determinado por la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con anterioridad al inicio del periodo regulatorio.

Para poder comparar los costes variables del año de cálculo con los del periodo de referencia los costes de cada suministro están afectados por la relación entre la inyección y extracción del año de cálculo y la del periodo de referencia.

La fórmula aplicada para el cálculo del término RMP es:

$$RMP_a^e = R * \left[ CF_r^e - CF_a^e + \sum_i \sum_s \left( \left( Con_r^{i,s} - Con_a^{i,s} * \left( \frac{GIE_r^i}{GIE_a^i} \right) \right) * Pre_a^s \right) \right]$$

Donde:

- R es el porcentaje de las mejoras de productividad a repercutir en las empresas.
- $CF_a^e$  son los costes de explotación y mantenimiento fijos recurrentes del año de gas "a" del conjunto de instalaciones de almacenamiento titularidad de la empresa "e", calculados a partir de valores auditados.
- $CF_r^e$  es el promedio de los costes de explotación y mantenimiento fijos recurrentes del periodo referencia "r" del conjunto de instalaciones de almacenamiento titularidad de la empresa "e", calculados a partir de valores auditados.
- $Con_a^{i,s}$  es el consumo del suministro "s" (electricidad, gasoil, gas natural...) de la instalación "i" en el año de gas "a".
- $Con_r^{i,s}$  es el promedio del consumo anual del suministro "s" (electricidad, gasoil, gas natural...) de la instalación "i" en el periodo de referencia "r".
- $GIE_a^i$  es la suma del gas extraído e inyectado físicamente en la instalación "i" en el año de gas "a".



- $GIE_r^i$  es el promedio de la suma del gas extraído e inyectado físicamente en la instalación “i” en el período de gas de referencia “r”.
- $Pre_a^s$  es el precio unitario del mercado, expresado en euros, del suministro “s” en el año de gas “a”

Si la fórmula proporcionase como resultado un valor negativo, lo que supondría que los costes del año en curso son superiores a los del año de referencia, el incentivo sería nulo, es decir, la fórmula en ningún caso penalizaría al titular.

Para evitar que un incremento coyuntural de los costes de operación y mantenimiento de un año aumente la retribución por mejoras de productividad del año siguiente, como período de referencia de un período regulatorio se empleará el promedio de tres años: los años de gas tercero, cuarto y quinto del período regulatorio inmediatamente anterior. En la disposición transitoria tercera se determina que en el período regulatorio que dé comienzo el 1 de enero de 2021, se tomará el promedio de los valores de los años naturales 2017, 2018 y 2019.

El coeficiente “R” permanecerá invariable durante todo el periodo regulatorio. Mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se podrá modificar dicho valor con anterioridad al inicio del siguiente periodo; en caso contrario se considerará prorrogado el valor del periodo anterior. En la disposición transitoria tercera se fija, para el periodo regulatorio que dará comienzo el 1 de enero de 2021, el valor de “R” en 0,5, el mismo valor que la CNMC ha dispuesto para la retribución al transporte y a la regasificación en la Circular 9/2019, de 12 de diciembre.

La retribución que se publique en la orden ministerial de retribuciones tendrá carácter provisional hasta que se disponga de la información de los costes reales justificados en auditoría. Una vez se disponga de ellos, en la siguiente orden ministerial se liquidará la diferencia.

### 3.14. Retribución transitoria por continuidad de suministro

En el año 2019, la retribución en concepto de RCS de los almacenamientos subterráneos supuso 5.780.418 € y constituyó un 6,2% de la retribución total de la actividad, que alcanzó 92.467.060,46 €. A nivel de rentabilidad, la retribución por RCS supuso un 1,5% de incremento de la rentabilidad aplicada al valor neto de los activos en dicho año (388.978.748,02 €) que se sumó a la tasa de rentabilidad financiera aplicada del 5,09%

Se ha optado por eliminar progresivamente este concepto retributivo al concluirse que la retribución a la actividad queda suficientemente cubierta por los conceptos retributivos existentes, que incorporan un incremento en la tasa de rentabilidad, una nueva retribución en concepto de mejora de productividad y la posibilidad de obtener ingresos conexos, además de la retribución por extensión de vida útil ya vigente.

Con objeto de garantizar la gradualidad de la eliminación de este concepto, con carácter transitorio y durante seis años se reconoce una retribución transitoria calculada a partir de la retribución por continuidad de suministro del año 2020, con una reducción progresiva hasta



alcanzar un 20% en el año de gas 2026. En aras de alcanzar la mayor uniformidad posible en relación con los regímenes retributivos de transporte y regasificación de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, se ha empleado la misma secuencia de descenso.

2021 (ene 21–sept 21)	2022 (oct 21-sep 22)	2023 (oct 22-sep 23)	2024 (oct 23-sep 24)	2025 (oct 24-sep 25)	2026 (oct 25-sep 26)
3/4*95% <i>RCS</i> <sub>2020</sub>	80% <i>RCS</i> <sub>2020</sub>	65% <i>RCS</i> <sub>2020</sub>	50% <i>RCS</i> <sub>2020</sub>	35% <i>RCS</i> <sub>2020</sub>	20% <i>RCS</i> <sub>2020</sub>

A partir del 1 de octubre de 2026 la retribución en concepto de RCS será cero.

### 3.15. Ingresos por servicios conexos

El real decreto introduce como novedad la posibilidad de que el titular de la instalación pueda obtener ingresos complementarios, diferentes de los ingresos por los cánones facturados a los usuarios, por la prestación de otros servicios mediante la utilización de las instalaciones sujetas a retribución regulada, como podrían ser, entre otros, los siguientes:

- Los procedentes de la venta de energía eléctrica, frío o calor, o de cualquier subproducto generado por las instalaciones incluidas en el régimen retributivo y que tengan valor comercial.
- Los obtenidos del aprovechamiento de instalaciones, edificaciones o terrenos ociosos.
- Servicios de consultoría y asistencia técnica a terceros.

Mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se determinará el porcentaje de los ingresos obtenidos mediante la prestación de servicios conexos que el titular del almacenamiento subterráneo deberá declarar como ingresos liquidables.

El artículo contempla la posibilidad de que se puedan descontar de los ingresos los costes adicionales en que incurra la empresa y que no estén cubiertos por las retribuciones reguladas. Por prudencia se incluye la salvaguardia de que, en ningún caso, la prestación de estos servicios podrá resultar gravosa para el sistema gasista.

Aunque en la actualidad ya se empleaba un sistema de reparto de beneficios en la venta de los condensados producidos en el almacenamiento Gaviota (10% para el promotor y un 90% para el sistema), el real decreto ha incluido otras posibilidades de negocio que son habituales en la actividad empresarial, como son la venta de frío-calor residual, la venta de electricidad procedente de instalaciones de cogeneración o de fuentes renovables, o los servicios de consultoría. Se considera que este porcentaje de reparto puede no ser lo suficientemente incentivador como para acometer otro tipo de actividades con resultados inciertos. Este nivel diferente de riesgo, y por tanto de la rentabilidad, exigida a dichas oportunidades de negocio, fue ya reconocido en la Circular de la CNMC 9/2019, de 12 de diciembre, donde con carácter provisional se elevó hasta el 50% el porcentaje de reparto de los ingresos netos, delegando en una posterior resolución la publicación del porcentaje de reparto definitivo.



La propuesta de real decreto en la disposición transitoria segunda, mantiene para la venta de condensados el reparto del 90% y establece, con carácter provisional, un porcentaje de reparto del 50% para el resto de servicios, habilitando a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para su modificación mediante orden ministerial.

Se estima conveniente resaltar que estas actividades accesorias no se consideran incompatibles con la obligación de objeto social exclusivo que la Ley 34/1998, de 7 de octubre, impone a estas sociedades, ya que ninguno de los ingresos mencionados en el artículo está asociado a actividades regulares que pudieran constituir el objeto social de una actividad.

### 3.16. Minoración de la retribución de ENAGAS Transporte, S.A.U.

Esta reducción de la retribución fue establecida en la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, donde se reconocía, con carácter definitivo y efectos desde el 1 de enero de 2007 la retribución de determinadas inversiones en los almacenamientos subterráneos de Gaviota y Serrablo titularidad de ENAGAS Transporte, S.A.U. La diferencia entre las retribuciones provisionales y las definitivas resultó en un saldo a favor del sistema gasista de 21.159.861 € que dicha disposición determinó que se abonaría durante 30 años a partir del 1 de enero de 2010. Como consecuencia de lo anterior, desde dicha fecha la retribución anual de la empresa se minoró en la treintava parte de la diferencia entre la retribución provisional de estas inversiones percibida durante los años 2007 y 2008 y la retribución definitiva.

El resumen de dichos pagos provisionales y definitivos se muestra en la tabla siguiente:

	2.007	2.008	Total
Retribucion provisional	36.246.656	20.341.658	56.588.314
Retribución definitiva	21.272.671	14.155.782	35.428.453
Saldo	14.973.985	6.185.876	21.159.861

La treintava parte de dicho saldo es precisamente la cantidad de 705.329 €, que, de acuerdo a lo disposición citada, se deberá descontar de la retribución de ENAGAS Transporte, S.A.U. hasta el año natural 2039, incluido.

### 3.17. Penalización por insuficiente prudencia financiera

Al igual que se aplica a las empresas que realizan actividades de transporte y plantas de GNL, a las empresas que realicen actividades de almacenamiento subterráneo y cuyos ratios de endeudamiento y económico-financiero se encuentren fuera de los rangos establecidos en el apartado quinto de la Comunicación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 1/2019, de 23 de octubre de 2019, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas y de



rangos de valores recomendables de los mismos, se les aplicará la fórmula de penalización establecida en el artículo 28 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Dicha circular ha establecido cinco ratios:

- a. Ratio 1: deuda neta en relación con la suma del patrimonio neto y la deuda neta (R1).
- b. Ratio 2: suma de los fondos procedentes de las operaciones y los gastos por intereses en relación con los gastos por intereses (R2).
- c. Ratio 3: deuda neta en relación con el inmovilizado neto más el inmovilizado en curso (R3).
- d. Ratio 4: deuda neta en relación con el EBITDA (R4).
- e. Ratio 5: deuda neta en relación con los fondos procedentes de operaciones (R5).

A partir de las ratios anteriores se construye un *Índice Global de Ratios*, IGR:

$$IGR = 0,1 \times R1 + 0,05 \times R2 + 0,3 \times R3 + 0,2 \times R4 + 0,35 \times R5$$

Tomando como base el índice IGR y la retribución anual  $R_n$ , el artículo 28 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, construye una fórmula de penalización  $FPF_n$  que descuenta un 1% de la retribución por cada punto porcentual que el índice  $IGR_{n-2}$  se desvíe de la unidad y siempre que sea inferior a 0,90.

### 3.18. Planes anuales y plurianuales de inversión

Los titulares de almacenamientos subterráneos presentarán, antes del 15 de julio de cada año, a la Secretaría de Estado de Energía y a la CNMC el Plan Anual y Plurianual de Inversiones. Dicho Plan incluirá los datos de los proyectos previstos para los 10 años de gas siguientes, incluyendo nuevas instalaciones y bajas o modificaciones de instalaciones existentes, así como cualquier otra inversión o gasto extraordinario de operación y mantenimiento no recurrente que se prevea acometer. Esta petición no es novedosa en el sistema gasista, ya que el artículo 68b de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, contempla ya esta obligación, si bien con un grado de detalle muy inferior.

La disposición contempla no solamente la comunicación previa de inversiones que puedan ampliar la capacidad, sino cualquier otra que se prevea acometer por razones de obsolescencia, seguridad o mejora de eficiencia, así como también la comunicación de los gastos de operación y mantenimiento no recurrentes activados que se recogen en el artículo 18 del proyecto de real decreto. La inclusión de esta disposición es necesaria con independencia de que no se prevén ampliaciones de capacidad de los almacenamientos existentes puesto que no son necesarias para gestionar los niveles de demanda de gas natural reflejados en los distintos escenarios del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).



El Plan anual y plurianual de inversiones en un documento informativo que no compromete la decisión posterior de autorización de la inversión y se constituye como requisito necesario, pero no suficiente, previo a las decisiones de autorización.

Se incluirá en el Plan la ubicación de cada inversión, junto con la justificación técnica y económica de la misma, fases y plazos de ejecución, características técnicas relevantes, justificación de la necesidad, presupuesto estimado, fechas previstas de ejecución y de puesta en servicio, declaración de ayudas públicas y estado de las diversas tramitaciones administrativas, en su caso. En el caso de ampliaciones de capacidad de inyección o extracción se deberá garantizar la compatibilidad con la red existente y, en su caso, con los desarrollos previstos.

### **3.19. Base de activos**

Se establece la obligación de que la Dirección General de Política Energética y Minas mantenga una base de los activos adscritos a la actividad y sujetos a retribución como inversión, lo que incluye inmovilizado material, aplicaciones informáticas y costes de operación y mantenimiento no recurrentes con un presupuesto superior a 250.000 €. Aunque solo tienen tratamiento de inversión los costes de operación y mantenimiento que hayan sido activados por su promotor, se considera que puede ser de utilidad mantener registrados todos los costes no recurrentes, incluso aunque no hayan sido tratados como inversión.

Se especifica que los elementos de la base de activos que dejen de prestar servicio al almacenamiento deberán darse de baja.

Para cada activo se incluirá el nombre del titular, autorización y acta de puesta en servicio, ubicación, descripción y características técnicas principales, valor reconocido de la inversión, valor neto de inversión a 30 de septiembre del año anterior, fecha de inicio de cobro de la retribución y vida útil. Por último, todo elemento que deje de prestar servicio deberá darse de baja.

### **3.20. Criterios de admisibilidad de costes**

Se ha sustituido la habitual referencia en la regulación a “nuevas instalaciones” por una mención más general a actuaciones, para dar cabida a inversiones de reposición y mejora que no impliquen únicamente elementos materiales nuevos, sino también aplicaciones informáticas y cualquier actualización, revisión, mejora o sustitución de elementos existentes por motivos de seguridad, obsolescencia, eficiencia o sostenibilidad medioambiental. Estos criterios se toman en consideración habida cuenta que todas las instalaciones de los almacenamientos de Serrablo y Gaviota se encontrarán a partir del año de gas 2021 en extensión de vida útil regulatoria, lo que probablemente hará necesario acometer inversiones de dicha naturaleza en los próximos ejercicios.

El artículo incluye los criterios que han seguirse para retribuir nuevas inversiones y que se orientan no solamente al incremento de capacidad, un escenario no previsto como se analizó



en el apartado anterior, sino fundamentalmente a la reposición de activos. Estos criterios en gran parte coinciden con los fijados por la CNMC en su Circular 9/2019, de 12 de diciembre, debiendo cumplirse todos ellos:

- a. Que estén relacionados, directa o indirectamente, con la prestación del servicio de almacenamiento subterráneo.
- b. Que pueda establecerse una relación causal entre el coste y la actividad de almacenamiento subterráneo. Se considerará que tal relación existe si concurren todas las siguientes circunstancias:
  - i) Que haya sido incurrido específicamente para la misma.
  - ii) Que sea necesario para las operaciones generales del negocio que resulten precisas para el desarrollo de la actividad.
- c. Que sea cierto y se encuentre registrado en la contabilidad financiera de la sociedad.
- d. Que el coste sea necesario para cumplir con las características definidas en la autorización de la instalación, con las exigencias impuestas por la normativa técnica de aplicación o que aporte valor a la actividad conforme al siguiente apartado.
- e. Que sean acordes con los precios de mercado e históricos. Los costes del bien o servicio, en tanto tengan el mismo alcance o similar, han de ser acordes con los registrados en años anteriores y con la evolución del mercado.

Se considerará que aportan valor a la actividad, al menos las siguientes actuaciones:

- a. Que aumenten la capacidad de almacenamiento, extracción o inyección.
- b. Que sean necesarias para garantizar la seguridad del personal, las instalaciones y el medio ambiente.
- c. Que mejoren la eficiencia de la instalación, aumenten su vida útil o disminuyan los costes de operación y mantenimiento, en cuyo caso la solicitud del titular deberá ir acompañada de un análisis coste-beneficio de la inversión con resultado favorable.
- d. Que contribuyan al ahorro energético, al empleo de energías renovables y en particular de gases renovables, a la descarbonización o a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.
- e. Que sean necesarias para cumplir la normativa de seguridad industrial.
- f. Los gastos en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) destinados a mejorar la eficiencia, a contribuir al ahorro energético, al empleo de energías renovables, a la descarbonización o a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, y a digitalizar la operación.

No serán admisibles ninguno de los siguientes conceptos:

- a. Los márgenes en operaciones con empresas del grupo, asociadas y con otras partes vinculadas.
- b. Inversiones en curso e intereses intercalarios.
- c. Costes directos o indirectos empleados exclusivamente en la prestación de servicios conexos u otras actividades distintas de las reguladas.
- d. El impuesto sobre beneficios y cualquier otro en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución.



- e. Multas, sanciones y resto de gastos excepcionales, así como indemnizaciones judiciales para resarcir a terceros.
- f. Estimaciones o valoraciones de gastos e ingresos que den lugar al registro de una provisión de acuerdo con las obligaciones establecidas en el Plan General Contable.
- g. Los gastos de personal por indemnizaciones y retribuciones a largo plazo por prestaciones post-empleo.
- h. Pérdidas de créditos comerciales incobrables, resultados de operaciones en común y otras pérdidas en gestión corriente.
- i. Los costes de publicidad y de relaciones públicas que no sean estrictamente necesarios para el desempeño de la actividad.
- j. Gastos financieros, pérdidas procedentes de activos no corrientes, gastos excepcionales, pérdidas por deterioro de activos y provisiones u otras dotaciones que correspondan, recogidas en las cuentas 66, 67 y 69 del Plan General Contable.
- k. El coste de desmantelamiento sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 34.5.
- l. El sobrecoste de normativas específicas que difieran de la normativa estatal y que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, así como los ingresos que dichas empresas puedan obtener al establecer convenios u otros mecanismos con las administraciones públicas implicadas para cubrir el sobrecoste ocasionado.
- m. El coste de las modificaciones realizadas en almacenamientos existentes a petición de particulares o administraciones públicas.
- n. Cualquier coste repercutido por la sociedad matriz que no resulte necesario para desarrollar su actividad, que resulte desproporcionado en relación con la utilidad obtenida o que no sería incurrido en caso de no formar parte del mismo grupo empresarial.
- o. No serán admisibles costes relacionados con mayores prestaciones de las exigidas legalmente, ni relacionados con elementos específicamente excluidos por la legislación.

### **3.21. Autorización previa de actuaciones en almacenamientos existentes**

Con el objetivo de tener un control administrativo suficiente para verificar que las inversiones cumplen los requisitos exigidos de admisibilidad de costes, toda inversión o gasto no recurrente, con independencia de su naturaleza que supere los 250.000 € requerirá autorización administrativa previa y deberá figurar en el Plan Anual y Plurianual de Inversiones.

Esta medida además elimina al promotor cualquier posible incertidumbre sobre la retribución de la actuación con antelación al inicio de la inversión.

Por otra parte, el control previo que proporciona la inclusión previa en el Plan Anual y Plurianual de inversiones, junto con el procedimiento de autorización administrativa son elementos imprescindibles para garantizar que las inversiones cumplen el principio de sostenibilidad financiera de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, cuestión de especial importancia, habida cuenta de la antigüedad actual de algunos almacenamientos, lo que implicará en el futuro inversiones de reposición que podrían llegar a ser de cuantía elevada.

Esta autorización deberá cumplir lo dispuesto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan



el sector del gas natural que determinó que: *“En tanto no se aprueben los procedimientos administrativos específicos, el procedimiento general de autorización de instalaciones que se establece en el título IV del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, será de aplicación a la autorización de construcción, explotación, modificación, y cierre de los trabajos e instalaciones siguientes: a. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos que sean competencia de la Administración General del Estado, y que serán autorizadas por la Dirección General de Política Energética y Minas (...).”*

Se debe resaltar que el artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, eximía expresamente de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución a los proyectos de inversión que no modifican las características técnicas sustanciales, un precepto que, en el caso de los almacenamientos, quedará derogado por el presente real decreto.

Se admiten inversiones tanto en inmovilizado material o inmaterial (programas informáticos), en cuyo caso, se retribuirán como inversión de acuerdo a sus vidas útiles regulatorias.

### 3.22. Procedimiento de inclusión en el régimen retributivo

La incorporación al régimen retributivo de cualquier nuevo elemento de inmovilizado material, aplicación informática o coste de operación y mantenimiento no recurrente con un presupuesto superior a 250.000 € requerirá su inclusión en el Plan Anual y Plurianual de inversiones y se aprobará mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previa audiencia del interesado e informe de la CNMC y GTS. Esta resolución incluirá el siguiente contenido mínimo: valor reconocido de la inversión, vida útil, retribución anual, fecha de devengo de la retribución, que deberá coincidir con la fecha del acta de puesta en marcha, y retribución del primer año de operación, que se calculará por prorrateo en función de los días que resten hasta el fin del año desde la fecha de incorporación en el régimen retributivo.

La solicitud de inclusión en el régimen retributivo contendrá al menos:

- a. Autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución y acta de puesta en servicio definitiva, en su caso.
- b. Auditoría de la inversión, detallada por conceptos de coste.
- c. Procedimiento de concurrencia empleado, con declaración expresa de no tener intereses directa o indirectamente en las empresas adjudicatarias de servicios, instalaciones o suministros.
- d. Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.
- e. Declaración de instalaciones cedidas o financiadas total o parcialmente por terceros.
- f. Declaración de ingresos procedentes de instalaciones reemplazadas o dadas de baja.

Las inversiones y los costes de operación y mantenimiento no recurrentes con presupuesto igual o inferior a 250.000 € o cualquier coste de operación y mantenimiento recurrente con un



presupuesto superior no requerirán autorización previa y se reconocerán como costes de operación y mantenimiento del año en que la inversión se haya ejecutado, siempre y cuando se adecúen a los requisitos establecidos.

Por último, se explicita que las actuaciones sobre elementos de inmovilizado material o aplicaciones informáticas que no impliquen su sustitución, se considerarán gastos de operación y mantenimiento no recurrentes.

### **3.23. Obligaciones de información de los titulares de almacenamientos**

Antes del 30 de junio de cada año, las empresas titulares de instalaciones de almacenamiento subterráneos básicos deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los estados financieros, debidamente auditados y el informe de gestión del ejercicio anterior, desagregando las cuentas anuales para la actividad de almacenamiento e indicando los criterios utilizados para dicha desagregación.

El Gestor Técnico del Sistema remitirá, también tres meses antes del inicio del año de gas, los datos de contratación de almacenamiento, inyección y extracción del año en curso, así como una previsión de cierre y una estimación para el año siguiente, para su empleo en el cálculo de los cánones a aplicar.

La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán solicitar a las empresas titulares de almacenamientos subterráneos cualquier otra información necesaria para poder determinar los cánones, así como para fijar la retribución anual de la actividad.

### **3.24. Transmisión de instalaciones**

Sin perjuicio de las obligaciones establecidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la Ley 3/2013, de 4 de junio y en el capítulo III del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, toda transmisión de titularidad de una instalación de almacenamiento subterráneo básico deberá ser notificada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para su consideración a efectos de cambiar la titularidad de la retribución, en el plazo de diez días desde que se haga efectiva la transmisión. La notificación se acompañará de la siguiente documentación:

- a. Identificación de las instalaciones objeto de la transmisión.
- b. Notificación de la fecha efectiva de la transmisión de cada instalación.
- c. Escritura notarial registrada de la transmisión de titularidad de la instalación o instalaciones.
- d. Autorización administrativa de transmisión de la titularidad por la autoridad competente, en este caso la Dirección General de Política Energética y Minas.

El transmitente tendrá derecho a recibir la retribución establecida para el año de gas de las instalaciones transmitidas hasta el día anterior a la fecha efectiva de la transmisión, mientras



que el nuevo titular tendrá derecho a recibir la retribución establecida para las instalaciones transmitidas desde la fecha efectiva de transmisión, incluida esta, hasta el final del año.

En el caso de una transmisión parcial de la instalación, mediante orden ministerial y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y trámite de audiencia de los interesados, se establecerá el reparto entre titulares de la retribución anual.

Los ajustes en la retribución por operación y mantenimiento del año de transmisión, basados en la auditoría anual de las instalaciones, se repartirán entre los titulares implicados de forma proporcional a los días de titularidad de la instalación.

### **3.25. Baja de instalaciones en el régimen retributivo de oficio**

El Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, procedió a modificar el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, introduciendo un artículo 17bis que habilitó al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital (referencia que en la actualidad se debe entender dirigida a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para dejar de retribuir instalaciones que ya se encontrasen en extensión de vida útil, siempre que se garantizase la seguridad de suministro del sistema gasista. Este procedimiento tendría carácter excepcional y estaría únicamente justificado en una baja utilización de las instalaciones y unas previsiones de demanda que así lo recomendasen para garantizar la sostenibilidad económica del sistema gasista.

En el presente real decreto se desarrolla esta medida habilitando a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y para el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Gestor Técnico del Sistema, para dar de baja total o parcial en el régimen retributivo un almacenamiento cuando las previsiones de utilización del mismo así lo aconsejen, con objeto de garantizar la sostenibilidad económica del sistema sin menoscabo de la seguridad del suministro. Esta posibilidad se extiende a todas las instalaciones con independencia de que se encuentren en extensión de vida útil o no.

Obviamente, y para cumplir el principio de recuperación de la inversión realizada por el promotor, en el caso de que la instalación que cause baja no hubiera sido completamente amortizada, la orden que establezca la baja del régimen retributivo deberá reconocer el pago del valor neto de la inversión pendiente de amortizar. La baja en el régimen retributivo implicará el cese del devengo de toda retribución asociada a las instalaciones que causan baja desde la fecha efectiva de cierre.

La orden incluirá la fecha de baja en el régimen retributivo, la retribución reconocida en el año de cierre, que será proporcional a los días del año en que la instalación ha estado operativa, y, en su caso, la obligación de desmantelamiento de la instalación y restauración de los terrenos.



Una vez aprobada la baja de la instalación en el régimen retributivo, la instalación se desconectará del sistema gasista y el titular de la instalación podrá solicitar su cierre siguiendo el procedimiento establecido en el título IV del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

### **3.26. Baja y sustitución de instalaciones en el régimen retributivo a petición del titular**

Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Gestor Técnico del Sistema, se resolverá la baja de elementos de la base de activos. Dicha resolución incluirá la identificación del elemento, la fecha de baja, la retribución que corresponda al año en que se produce la baja, y, en su caso, el valor reconocido de inversión pendiente de amortizar y, en su caso, la obligación de desmantelamiento y/o restauración de los terrenos.

El titular del almacenamiento deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética los elementos de la base de activos que resulten innecesarios para la operación del almacenamiento o que deban ser sustituidos por otros.

Solo se reconocerá retributivamente la sustitución de elementos de inmovilizado en los casos previstos en el artículo 26. Acorde al artículo 15.4, el 90% de los ingresos obtenidos por la venta del material objeto de sustitución o cualquier subproducto se descontará del valor reconocido de inversión de la nueva instalación. En caso de baja, el 90% de los ingresos obtenidos por la venta del material objeto de baja, o de cualquier subproducto, se considerarán ingresos liquidables y se declararán como tales en el régimen de liquidaciones

La retribución del año en que tenga lugar la baja se calculará prorrateando la retribución anual en función del número de días durante los cuales el elemento ha pertenecido a la base de activos.

### **3.27. Cierre temporal de almacenamientos**

En un entorno de previsible caída de la demanda como consecuencia del aumento del consumo de electricidad procedente de fuentes renovables, no cabría descartar escenarios en los cuales la fórmula más eficiente de cumplir la obligación de garantizar la sostenibilidad económica del sistema gasista fuera por medio del cierre temporal de instalaciones.

El cierre temporal de instalaciones es un concepto que no resulta novedoso para el sistema gasista, dado que el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, en su disposición transitoria tercera suspendió la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, incluyendo el acta de puesta en servicio. Esta medida tenía como objeto, tal como establecía la exposición de motivos real decreto-ley, posibilitar una situación de equilibrio y sostenibilidad a largo plazo.



Para la planta a la que se suspendió el acta de puesta en servicio, el real decreto-ley determinó una retribución provisional que constaría de retribución financiera a la inversión y costes de operación y mantenimiento.

Posteriormente, el Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, modificó el artículo 88 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, introduciendo la posibilidad de cierre temporal de una instalación a petición del titular, en cuyo caso, el artículo 90 de este último real decreto establecía de forma taxativa que dicho cierre no devengaría retribución alguna.

Considerando que las medidas de descarbonización de la economía tendrán un impacto directo a medio plazo en la demanda de gas natural y, consecuentemente, en el uso de todas las instalaciones del sistema gasista, se considera prudente contemplar la posibilidad futura de la aplicación en la actividad de almacenamiento de medidas de cierre temporal de oficio a iniciativa del propio Ministerio. En caso de adoptarse, esta medida tendrá como finalidad minorar el impacto económico en el sistema gasista de instalaciones ociosas, garantizando simultáneamente a sus titulares la recuperación de la inversión.

Esta medida se incardina perfectamente dentro de la metodología retributiva al reconocer expresamente el pago de los costes financieros y de operación y mantenimiento, lo que garantiza al titular de la instalación el derecho a una rentabilidad razonable y a la recuperación de la inversión realizada.

Se incluye la obligación de que, durante la duración del cierre temporal, el titular del almacenamiento aplique las medidas necesarias de vigilancia y mantenimiento al objeto de mantener las instalaciones en perfectas condiciones de funcionamiento.

El artículo contiene una referencia a la normativa actual aplicable al cierre temporal a petición del titular.

### **3.28. Cierre definitivo de almacenamientos**

Cuando el estado de conservación de las instalaciones de un almacenamiento no permita garantizar la operación cumpliendo los criterios de seguridad y medioambientales requeridos, o cuando su utilización no resulte rentable para el sistema gasista, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se podrá resolver de oficio el cierre definitivo de un almacenamiento.

En el caso del procedimiento de cierre a petición del propio titular, este deberá respetar lo dispuesto en el capítulo IV del título IV del Real Decreto 1434/2020, de 27 de diciembre.

El gas colchón que se pueda recuperar del almacenamiento pasará a ser titularidad del Gestor Técnico del Sistema, quien podrá venderlo en el mercado organizado, o alternativamente lo podrá vender directamente a distribuidores o transportistas para su uso como gas de operación o gas talón/colchón. Al tratarse de activos que han devengado retribución regulada durante su vida útil, los ingresos obtenidos por estas operaciones deberán declararse en el sistema de liquidaciones. Asimismo, el 90% de los ingresos procedentes de la venta de elementos,



subproductos o material de desecho del almacenamiento también tendrán consideración de ingresos liquidables y se declararán como tales en el sistema de liquidaciones.

### **3.29. Impacto de la metodología**

En este apartado se analiza el impacto que tendría la nueva metodología de cálculo de retribución durante los años de gas 2021-2026, considerando un escenario de un 1% de disminución anual de los costes de operación y mantenimiento fijos y variables a partir de los valores considerados en el año 2019.

Se considera el impacto que tiene la metodología propuesta sobre el total de la retribución reconocida a los titulares de instalaciones y sobre el coste total de la actividad para el sistema gasista; este último es el resultado de adicionar a las retribuciones reconocidas el coste del gas de operación asociado a la actividad de almacenamiento.

Se estima que, para el último año de gas completo del periodo regulatorio, la nueva metodología supondría un decremento de la retribución de 3,39 millones de euros sobre la metodología actual (reducción del 4,16 % sobre el coste de la actividad y 4,32% sobre la retribución a las empresas). Durante todo el periodo regulatorio (2021-2026) la retribución se reduciría en 9,36 millones de euros (reducción del 1,81% y 1,88% respectivamente) lo que supone una reducción promedio de la retribución anual de 1,56 millones de euros en los seis años del periodo.

Este decremento promedio es el resultado simultáneo del incremento de la tasa de retribución financiera y de la introducción de la retribución por mejora de la productividad, así como de la eliminación gradual de la retribución en concepto de RCS.

Este resultado también está influido por haber recalculado a la baja el valor neto al inicio del periodo regulatorio (31 de diciembre de 2020) de los activos cuya fecha de puesta en marcha es anterior a la entrada en vigor de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. La retribución calculada a partir de la referida entrada en vigor consideraba un valor neto mayor que el real, toda vez que obviaba la amortización del primer año de puesta en marcha, pues hasta esa fecha la instalación devengaba retribución desde el día siguiente a la fecha de puesta en marcha, mientras que a partir de la entrada en vigor de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, las instalaciones devengaban retribución desde el 1 de enero del año siguiente a la fecha de puesta en servicio.

En la metodología propuesta se calcula el valor neto real a 31 de diciembre de 2020 como resultado de detracer del valor reconocido toda la amortización realmente devengada hasta esa fecha.

En la siguiente tabla se muestra la estimación de importes de la retribución anual para la actividad de almacenamiento subterráneo durante los años de gas 2021-2016, resultado de aplicar la metodología actualmente vigente y la propuesta en el proyecto de real decreto, bajo la hipótesis de que ninguna instalación se da de baja ni ningún nuevo elemento se incluye en el régimen retributivo. En el primer año de gas considerado (2021) está incluida la retribución correspondiente al último trimestre del año natural 2020, la cual está calculada con la



metodología vigente, dado que el próximo periodo regulatorio no dará comienzo hasta el 1 de enero de 2021.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
En millones de Euros	1 ene 2020							Promedio	Total
	- 31 dic 2020 (met. vigente)	1 oct 2020- 30 sept 2021	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025- 30 sept 2026		
Retribución vigente	89,65	88,16	86,18	83,90	81,87	80,06	78,29	83,08	498,47
Retribución propuesta	89,65	88,52	85,46	82,73	80,03	77,47	74,90	81,52	489,11
Impacto	0,00	0,36	-0,72	-1,17	-1,84	-2,60	-3,39	-1,56	-9,36
Impacto	0%	0,41%	-0,83%	-1,40%	-2,25%	-3,24%	-4,32%	-1,88%	-1,88%

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
En millones de Euros	1 ene 2020							Promedio	Total
	- 31 dic 2020 (met. vigente)	1 oct 2020- 30 sept 2021	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025- 30 sept 2026		
Coste activid. vigente	92,81	91,32	89,34	87,06	85,03	83,22	81,45	86,24	517,42
Coste activid. propuesta	92,81	91,68	88,62	85,89	83,19	80,62	78,06	84,68	508,07
Impacto	0,00	0,36	-0,72	-1,17	-1,84	-2,60	-3,39	-1,56	-9,36
Impacto	0%	0,39%	-0,80%	-1,35%	-2,17%	-3,12%	-4,16%	-1,81%	-1,81%

Las siguientes tablas muestran las retribuciones previstas desglosadas por conceptos retributivos. La retribución según la metodología vigente se ha calculado manteniendo la actual tasa de rentabilidad financiera del 5,09% y se ha considerado una retribución por RCS decreciente únicamente por efecto del factor de eficiencia 0,97.

En la metodología propuesta la tasa de retribución financiera aplicada es del 5,44% y el RCS disminuye según la tabla incluida en el artículo 21 de la propuesta de real decreto.

Met. vigente	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
En millones de Euros	1 ene 2020							Promedio	Total
	31 dic 2020	1 oct 2020- 30 sept 2021	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025- 30 sept 2026		
Rinv	20,16	19,68	19,06	17,83	17,03	16,45	15,86	17,65	105,91
RFGC	26,61	26,00	25,19	24,38	23,57	22,76	21,95	23,98	143,85
OPEX	35,76	35,49	35,14	34,79	34,44	34,09	33,75	34,62	207,70
REUV	2,19	2,17	2,15	2,42	2,49	2,58	2,69	2,42	14,49
RMP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RCS	5,58	5,45	5,29	5,13	4,98	4,83	4,68	5,06	30,35
Minoración	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-4,23
Adicional	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,40
<b>Total a retribuir</b>	<b>89,65</b>	<b>88,16</b>	<b>86,18</b>	<b>83,90</b>	<b>81,87</b>	<b>80,06</b>	<b>78,29</b>	<b>83,08</b>	<b>498,47</b>
Gas operación	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	18,95
<b>Total coste actividad</b>	<b>92,81</b>	<b>91,32</b>	<b>89,34</b>	<b>87,06</b>	<b>85,03</b>	<b>83,22</b>	<b>81,45</b>	<b>86,24</b>	<b>517,42</b>



Met. propuesta	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
En millones de Euros	1 ene 2020 - 31 dic 2020 (vigente)	1 oct 2020- 30 sept 2021	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025-	Promedio 2021-2026	Total 2021-2026
Rinv	20,16	19,72	18,66	17,62	16,99	16,36	15,73	17,51	105,08
RFGC	26,61	26,28	25,52	24,65	23,79	22,92	22,06	24,20	145,22
OPEX	35,76	35,49	35,14	34,79	34,44	34,09	33,75	34,62	207,70
REVI	2,19	2,17	2,15	2,51	2,49	2,60	2,71	2,44	14,63
RMP	0,00	0,13	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	1,00
RCS	5,58	5,37	4,46	3,62	2,79	1,95	1,12	3,22	19,31
Minoración	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71	-4,23
Adicional	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,40
<b>Total a retribuir</b>	<b>89,65</b>	<b>88,52</b>	<b>85,46</b>	<b>82,73</b>	<b>80,03</b>	<b>77,47</b>	<b>74,90</b>	<b>81,52</b>	<b>489,11</b>
Gas operación	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	18,95
<b>Total coste actividad</b>	<b>92,81</b>	<b>91,68</b>	<b>88,62</b>	<b>85,89</b>	<b>83,19</b>	<b>80,62</b>	<b>78,06</b>	<b>84,68</b>	<b>508,07</b>

propuesta-vigente	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
En millones de Euros	1 ene 2020 - 31 dic 2020 (vigente)	1 oct 2020- 30 sept 2021	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025-	Promedio 2021-2026	Total 2021-2026
Rinv	0,00	0,03	-0,40	-0,21	-0,04	-0,08	-0,12	-0,14	-0,83
RFGC	0,00	0,28	0,33	0,27	0,22	0,16	0,11	0,23	1,37
OPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
REVI	0,00	0,00	0,00	0,09	-0,01	0,03	0,03	0,02	0,14
RMP	0,00	0,13	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	1,00
RCS	0,00	-0,08	-0,83	-1,50	-2,19	-2,87	-3,57	-1,84	-11,04
Minoración	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Adicional	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total a retribuir</b>	<b>0,00</b>	<b>0,36</b>	<b>-0,72</b>	<b>-1,17</b>	<b>-1,84</b>	<b>-2,60</b>	<b>-3,39</b>	<b>-1,56</b>	<b>-9,36</b>
Gas operación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total coste actividad</b>	<b>0,00</b>	<b>0,36</b>	<b>-0,72</b>	<b>-1,17</b>	<b>-1,84</b>	<b>-2,60</b>	<b>-3,39</b>	<b>-1,56</b>	<b>-9,36</b>

Por último, se presenta el impacto por empresa para el próximo periodo regulatorio, con las mismas hipótesis consideradas:

ENAGAS TRANSPORTE, SAU									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
En millones de Euros	1 ene 2020 - 31 dic 2020 (vigente)	1 oct 2020- 30 sept 2021	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025-	Promedio 2021-2026	total 2021-2026
Met. Vigente	81,94	80,60	78,82	77,04	75,28	73,62	72,01	76,23	457,37
Met. propuesta	81,94	80,98	78,59	76,09	73,61	71,26	68,91	74,91	449,44
Impacto		0,37	-0,23	-0,95	-1,67	-2,36	-3,09	-1,32	-7,92
Impacto		0,47%	-0,29%	-1,23%	-2,22%	-3,21%	-4,29%	-1,73%	-1,73%



NATURGY ALMACENAMIENTOS ANDALUCIA, SA									
En millones de Euros	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Promedio 2021-2026	total 2021-2026
	1 ene 2020 - 31 dic 2020 (vigente)	1 oct 2020- 30 sept 2021	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025- 30 sept 2026		
Met. Vigente	7,71	7,56	7,37	6,86	6,59	6,44	6,28	6,85	41,10
Met. propuesta	7,71	7,55	6,88	6,64	6,42	6,20	5,99	6,61	39,67
Impacto		-0,01	-0,49	-0,23	-0,17	-0,23	-0,29	-0,24	-1,43
Impacto		-0,20%	-6,65%	-3,29%	-2,63%	-3,63%	-4,69%	-3,48%	-3,48%



## **4. CÁNONES APLICABLES A LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS BÁSICOS**

### **4.1. Ámbito de aplicación**

Este apartado describe la metodología destinada al cálculo de los cánones facturados por el Gestor Técnico del Sistema a los usuarios de los almacenamientos subterráneos que contraten los servicios enumerados 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.

### **4.2. Principios generales**

Los cánones se destinarán exclusivamente al sostenimiento de los costes asociados a los almacenamientos subterráneos básicos, lo que incluye tanto las retribuciones reguladas como el gas de operación asociado.

La metodología de cálculo elegida se basará en los principios de suficiencia, transparencia y sostenibilidad económica y financiera, no discriminación entre usuarios y máxima simplicidad.

Tendrán carácter único para todo el territorio nacional y se facturarán a los usuarios en función de la capacidad contratada, salvo lo dispuesto para la inyección y la extracción de los productos agregados, en los que sólo se facturará la capacidad realmente empleada.

Los cánones se fijarán con carácter anual, con anterioridad al inicio del año de gas, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previa audiencia de los interesados, informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y Acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos.

El Gestor Técnico del Sistema será responsable de cobrar del canon, sin que pueda ofertar ningún descuento sobre los precios aprobados y teniendo la obligación de declarar al sistema de liquidaciones los cánones facturados con independencia de su cobro.

Los cánones en vigor, afectados por los correspondientes multiplicadores aplicables a los productos de capacidad de corto plazo y a contraflujo, constituirán el precio de referencia en los procedimientos de subasta para la adjudicación de capacidad.

### **4.3. Estructura de los cánones**

Los cánones respetarán la estructura dispuesta en el artículo 32 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en la redacción dada por el artículo 1 del Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, y constarán de términos fijos de almacenamiento, de inyección y extracción. Es decir, estarán



configurados como tres cánones diferentes: de almacenamiento, de inyección y extracción, expresados los tres en función de la capacidad contratada.

Los cánones se expresarán en unidades semejantes a las utilizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su propuesta de circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural: €/kWh/mes para el canon mensual de almacenamiento, y €/kWh/día para los cánones diarios de inyección y extracción, en ambos casos con seis decimales.

Anualmente se publicarán los cánones correspondientes al contrato anual de almacenamiento y al contrato diario de inyección y extracción. A partir de los estos se calcularán los cánones aplicables a contratos de duración inferior a un año mediante la aplicación de los correspondientes multiplicadores de corto plazo y de contraflujo.

#### **4.4. Metodología de cálculo de los cánones**

Los cánones se destinarán exclusivamente a cubrir los costes asociados a los almacenamientos subterráneos, lo que incluye las retribuciones reguladas, el coste del gas de operación y cualquier otro coste liquidable que sea imputable a la actividad. El canon de almacenamiento se destinará exclusivamente al sostenimiento de los costes fijos de las instalaciones, mientras que los cánones de inyección/extracción se destinarán a sufragar los costes variables de inyección y extracción respectivamente.

El término fijo mensual del canon de almacenamiento del producto de capacidad anual se calculará dividiendo los costes fijos anuales entre la previsión de capacidad contratada equivalente y entre 12.

Para el cálculo de los cánones de inyección y extracción se dividirán los costes de operación y mantenimiento variables de inyección y extracción entre las previsiones de inyección y extracción, respectivamente.

Dentro de los costes fijos se consideran todas las retribuciones fijas reconocidas a la actividad:

- a. Retribución a la inversión de instalaciones y al gas colchón.
- b. Costes de operación y mantenimiento fijos.
- c. Retribución por extensión de vida útil.
- d. Retribución por mejoras de productividad.
- e. Retribución transitoria por continuidad de suministro.
- f. Minoración de la retribución por aplicación de la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Además, se adicionará como un coste a sufragar mediante el canon de inyección y extracción la compensación por interrumpibilidad prevista en el artículo 41.



Para los cálculos de los cánones se utilizarán las retribuciones publicadas en el “Boletín Oficial del Estado” y las mejores previsiones posibles de coste del gas de operación.

A los costes se les detraerán los siguientes conceptos:

- a. Previsión de ingresos por primas de las subastas de asignación de capacidad, que se restarán de los costes de almacenamiento, de inyección o de extracción en función de la subasta donde dichas primas se hayan producido. En el caso de subastas de productos agregados, la prima de la subasta minorará las retribuciones reconocidas de almacenamiento, inyección y extracción proporcionalmente a las cuantías de cada una de ellas.
- b. Previsión de ingresos conexos, que se asignarán a las actividades de almacenamiento, inyección y extracción en función de su propia naturaleza.
- c. En el caso de los ingresos por venta de condensados, se realizará una estimación de ingresos con base en promedio de los tres últimos ejercicios y la cantidad que resulte se descontará a partes iguales de los costes variables de inyección y extracción.

Por su parte, cualquier superávit de recaudación de ejercicios anteriores se utilizará conforme a lo dispuesto en el artículo 2.6. Es decir, mientras exista déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 o desajustes entre ingresos y gastos de ejercicios posteriores pendientes de amortizar, cualquier superávit se destinará a su amortización.

Una vez se haya amortizado toda la deuda pendiente, los superávits de un ejercicio minorarán los costes del siguiente, aplicando cada superávit (de almacenamiento, de inyección o de extracción) a los costes del propio servicio que lo generó. En el caso de productos de capacidad agregada se realizará un reparto entre almacenamiento, inyección y extracción en función de la retribución reconocida a cada servicio.

Por último, de acuerdo al artículo 2.7, cualquier déficit de recaudación que se constate en la liquidación definitiva se destinará a incrementar la cantidad a recaudar por este concepto en el siguiente año de gas.

Para el cálculo anual de los cánones se agregarán todas las estimaciones de capacidad contratada (anual, trimestral, mensual, diaria e intradiaria), multiplicando cada una de ellas por el correspondiente multiplicador de corto plazo y ponderada por su duración, para construir la capacidad equivalente calculada según la fórmula del artículo 7. El término mensual del canon aplicable al contrato anual de almacenamiento se calculará dividiendo el coste imputado entre la previsión de capacidad equivalente de almacenamiento y entre el número de meses del año. El término fijo diario de los cánones de inyección y extracción del producto de capacidad anual se calculará dividiendo los costes variables anuales de inyección y extracción, respectivamente, entre la previsión de capacidad contratada equivalente.

La capacidad de almacenamiento contratada equivalente se estimará a partir de las previsiones de contratación realizadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico,



empleando los últimos datos disponibles. Para los cálculos realizados en esta memoria se ha tomado el promedio de las capacidades de almacenamiento contratadas de los tres ejercicios anteriores a 2020. Las capacidades equivalentes mensuales históricas se han calculado aplicando los multiplicadores de los productos a corto plazo a las capacidades contratadas de productos anuales, trimestrales y mensuales, respectivamente. Respetando el principio de prudencia, no se ha considerado la contratación de capacidad de almacenamiento individual diaria o intradiaria al carecer de datos históricos de estos productos.

El cálculo de la capacidad de almacenamiento contratada equivalente mensual considerando los datos de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 es el siguiente:

	Producto anual contratado [kWh]	Producto trimestral contratado	Producto mensual contratado	Producto diario e intradiaario contratado	capacidad contratada equivalente mensual
ene.-17	21.738.468.615	0	0	0	21.738.468.615
feb.-17	21.774.468.615	0	0	0	21.774.468.615
mar.-17	21.738.524.615	0	0	0	21.738.524.615
abr.-17	21.738.526.615	0	0	0	21.738.526.615
may.-17	19.585.387.076	0	2.506.666.667	0	22.844.053.743
jun.-17	19.530.787.076	0	2.663.300.000	0	22.993.077.076
jul.-17	19.530.787.076	300.000	3.063.000.000	0	23.513.047.076
ago.-17	22.062.787.076	200.300.000	336.000.000	0	22.739.947.076
sep.-17	22.193.787.076	200.300.000	420.000.000	0	22.980.147.076
oct.-17	22.193.787.076	200.300.000	860.000.000	0	23.552.147.076
nov.-17	22.193.787.076	1.250.350.000	1.700.000.000	0	25.904.207.076
dic.-17	22.193.787.076	1.250.350.000	1.640.000.000	0	25.826.207.076
ene.-18	22.193.787.076	1.250.350.000	900.000.000	0	24.864.207.076
feb.-18	22.193.787.076	125.350.000	195.000.000	0	22.597.707.076
mar.-18	22.193.787.076	125.350.000	133.000.000	0	22.517.107.076
abr.-18	22.193.787.076	125.350.000	75.000.000	0	22.441.707.076
may.-18	21.049.724.453	0	40.100.000	0	21.101.854.453
jun.-18	21.049.724.453	0	0	0	21.049.724.453
jul.-18	21.049.724.453	0	180.101.000	0	21.283.855.753
ago.-18	21.049.724.453	260.000.000	103.036.000	0	21.495.671.253
sep.-18	21.049.724.453	260.000.000	378.101.000	0	21.853.255.753
oct.-18	21.049.724.453	260.000.000	1.803.101.000	0	23.705.755.753
nov.-18	21.049.724.453	1.908.036.000	565.065.000	0	24.073.952.153
dic.-18	21.049.724.453	1.908.036.000	565.010.000	0	24.073.880.653
ene.-19	21.049.724.453	1.908.036.000	350.065.000	0	23.794.452.153
feb.-19	21.049.724.453	36.000	1.648.065.000	0	23.192.252.153
mar.-19	21.049.724.453	36.000	28.065.000	0	21.086.252.153
abr.-19	21.049.724.453	36.000	14.000.000	0	21.067.967.653
may.-19	21.221.735.138	2.920.849	50.000	0	21.225.305.157
jun.-19	21.179.171.741	2.920.849	435.000	0	21.183.242.260
jul.-19	21.264.298.535	2.920.849	833.050.000	0	22.350.768.554
ago.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	805.850.000	0	25.698.263.157
sep.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	2.878.650.000	0	28.392.903.157
oct.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	5.220.150.000	0	31.436.853.157
nov.-19	21.221.735.138	9.006.200.849	715.563.063	0	32.959.408.139
dic.-19	21.221.735.138	9.006.200.849	782.650.000	0	33.046.621.157
<b>promedio</b>	<b>21.322.794.664</b>	<b>1.050.721.883</b>	<b>872.307.604</b>	<b>0</b>	<b>23.717.660.809</b>



Como resultado, el canon de almacenamiento anual, considerando las retribuciones previstas en anteriores apartados, para cada año de gas del periodo regulatorio sería el siguiente:

	vigente	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025- 30 sept 2026	promedio propuesto 5 años vs. vigente
Retribución fija + gas operación (1) [€]		87.027.972	84.309.469	81.624.872	79.075.870	76.527.647	
Capacidad contratada equivalente (2) [MWh]		23.717.661					
Término fijo (1)/(2)/nº meses [€/kWh/mes]	0,000411	0,000306	0,000296	0,000287	0,000278	0,000269	-30,1%

Las previsiones del importe de los cánones a lo largo del periodo regulatorio se exponen con carácter puramente informativo.

Como previsión de contratación de capacidad de extracción e inyección se ha tomado el promedio de los tres ejercicios anteriores a 2020. No se tienen en cuenta productos con un horizonte temporal distinto al anual por carecer de datos históricos.

En los cálculos realizados en esta memoria no se han considerado ingresos conexos ni primas de subasta ni tampoco cantidad alguna en concepto de compensación por interrumpibilidad, al no contar con datos históricos sobre ninguno de estos conceptos

Los resultados de estos cálculos para cada año de gas del periodo regulatorio son los siguientes, considerando los volúmenes de inyección y extracción promedio de los ejercicios 2017, 2018 y 2019, y previendo que los costes variables de extracción e inyección variables son los del año 2019 con una reducción del 1% anual y los ingresos por condensados la media de estos tres mismos ejercicios:

	vigente	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025- 30 sept 2026	promedio propuesto 5 años vs. vigente
Retribución variable inyección -1/2 ingresos condensados (1) [€]		642.002	632.561	623.214	613.961	604.800	
Capacidad contratada equivalente (2) [MWh]		9.353.667					
Término fijo inyección (1)/(2) [€/kWh/día/día]	0,000244	0,000069	0,000068	0,000067	0,000066	0,000065	-72,7%

	vigente	1 oct 2021- 30 sept 2022	1 oct 2022- 30 sept 2023	1 oct 2023- 30 sept 2024	1 oct 2024- 30 sept 2025	1 oct 2025- 30 sept 2026	promedio propuesto 5 años vs. vigente
Retribución variable extracción -1/2 ingresos condensados (1) [€]		280.922	275.092	269.320	263.606	257.948	
Capacidad contratada equivalente (2) [kWh]		5.647.000					
Término fijo extracción (1)/(2) [€/kWh/día/día]	0,000131	0,000050	0,000049	0,000048	0,000047	0,000046	-63,6%

#### 4.5. Multiplicadores aplicables a contratos de duración inferior al año

El artículo 11 de la Circular 8/2019, de 20 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece que la capacidad agregada de almacenamiento, inyección y extracción se podrá contratar mediante productos anuales, trimestrales y mensuales, mientras que las capacidades de individuales de almacenamiento, inyección y extracción únicamente se podrán contratar mediante productos diarios e intradiarios.

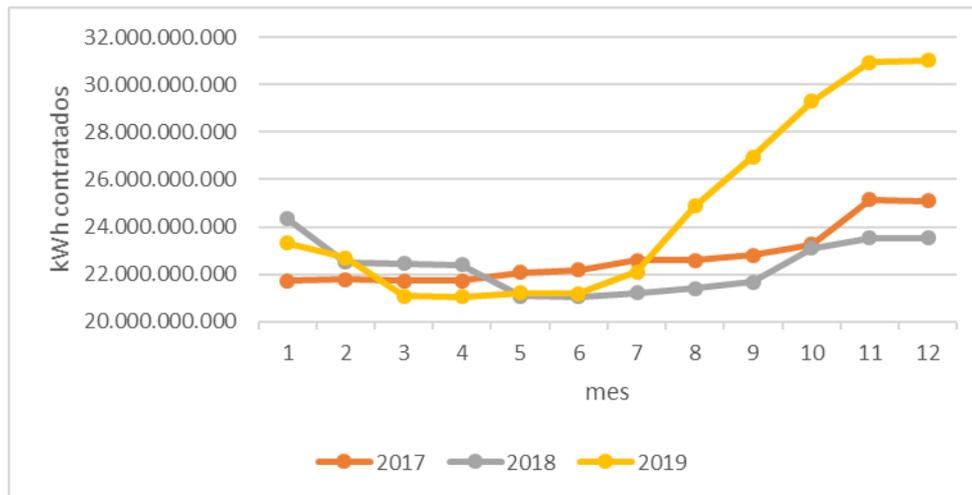


El Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas (código de tarifas), define dos tipos de coeficientes de corto plazo: multiplicadores y factores estacionales. El multiplicador es el factor aplicado a la correspondiente proporción del precio de referencia para calcular el precio de reserva de un producto estándar de capacidad no anual, mientras que el factor estacional es el coeficiente que refleja la evolución de la demanda durante el año, pudiéndose aplicar conjuntamente ambos coeficientes.

Aunque la metodología recogida en el código de tarifas es de obligado cumplimiento en las redes de transporte y no en el resto de puntos de entrada y salida del sistema gasista, como son los puntos de entrada y salida de los almacenamientos subterráneos, se ha considerado conveniente la aplicación de la misma, siempre que sea posible, en aras de mantener la mayor uniformidad posible en un sistema gasista de gestión integrada como es el español. Consecuentemente, a los contratos de duración inferior a un año se les aplicará el canon mensual del producto de capacidad anual ponderado mediante un multiplicador a corto plazo. En el caso de los productos de capacidad agregada el multiplicador se aplicará solamente al canon de almacenamiento.

Se establece que los multiplicadores se fijarán para cada período regulatorio mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con anterioridad al inicio del periodo y permanecerán invariables durante el mismo, salvo circunstancias imprevistas debidamente justificadas que pudieran poner en riesgo la sostenibilidad económica del sistema, cuando se modifiquen los conceptos incluidos dentro de cargos o retribuciones o cuando se produzcan cambios en la normativa europea de aplicación. Se prevé que en caso de no ser publicados se prorroguen los vigentes. Se dispone que todos los multiplicadores se redondeen a dos decimales.

Con las reservas derivadas de la inexistencia de una serie histórica suficientemente extensa de datos, de los datos representados en la siguiente gráfica correspondiente a la contratación de almacenamiento de los tres últimos ejercicios se puede deducir la existencia de un componente estacional en la contratación de capacidad de almacenamiento. En consecuencia, se ha considerado la existencia de factores estacionales en el cálculo de los multiplicadores de corto plazo:



Fuente: CNMC

Para el cálculo de los multiplicadores de corto plazo, se partirá de la estimación de los multiplicadores sin estacionalidad de los contratos trimestrales, mensuales y diarios. Estos se calcularán de forma que, dado el perfil de contratación del servicio previsto, la facturación del conjunto de contratos en un año de gas sea equivalente a la que resultaría de la aplicación del contrato anual afectado de un coeficiente de seguridad. Los multiplicadores serán el promedio de los que resulten de aplicar esta metodología durante los últimos tres años disponibles.

Respecto a los multiplicadores intradiarios sin estacionalidad, dada la complejidad de establecer multiplicadores intradiarios en función del número de horas de duración del contrato, se ha considerado adecuado disponer de un único multiplicador, independiente del número de horas de duración del contrato. Para ello, el multiplicador sin estacionalidad aplicable a los contratos intradiarios será el resultado del producto del multiplicador diario por el intradiario de un contrato de 12 horas, por corresponderse con la mediana del número de horas. Para este cálculo se empleará también el promedio de los tres últimos años disponibles.

El multiplicador intradiario del contrato de 12 horas se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario, la facturación del consumidor con un contrato diario sea equivalente a la que se obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de 12 horas. El multiplicador intradiario aplicable a los contratos intradiarios de 24 horas de duración será el correspondiente al contrato diario.

De acuerdo al artículo 13 del código de tarifas, los multiplicadores sin estacionalidad aplicables a los contratos trimestrales y mensuales, resultantes de lo anterior, no serán inferiores a 1, ni superiores a 1,5, mientras que los aplicables a los contratos diarios e intradiarios no serán inferiores a 1, ni superiores a 3, salvo causa justificada.

En la actualidad no se dispone de información histórica de contratación de productos individuales diarios e intradiarios de almacenamiento, inyección o extracción, por lo que, aplicando el principio de prudencia, se ha optado por emplear en el cálculo de los multiplicadores de capacidad individual los mismos valores usados para la capacidad agregada. Por otra parte, al considerar que la demanda de inyección y extracción está directamente relacionada con la demanda de capacidad de almacenamiento, se considera lógico que sigan



un perfil de estacionalidad semejante, por lo que se emplearán los mismos multiplicadores para la capacidad de extracción e inyección que para la de almacenamiento.

Se procede a presentar las fórmulas de cálculo de los multiplicadores de corto plazo incluyendo factores estacionales, según se disponen en el artículo 15 del código de tarifas. A título meramente informativo se incluye el cálculo de los multiplicadores que aplicarían para el próximo periodo regulatorio con los datos actualmente disponibles:

a) Multiplicador mensual.

$$C_{M,m} = [ ( Q_{m,a} \times 12 )^n ] \times M_M$$

Siendo:

- $C_{M,m}$ : multiplicador del mes “m”. En caso de que la media aritmética de los valores mensuales supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, estos deberán ajustarse.
- $Q_{m,a}$ : proporción de la capacidad contratada en el mes “m” en relación con la capacidad contratada en el año “a”. Se empleará el perfil medio registrado durante los años 2017,2018 y 2019.
- n: potencia máxima aplicable tal que ningún  $C_{M,m}$  sea inferior a la unidad. Tomará un valor comprendido entre 0 y 2. Da como resultado 2
- $M_M$ : multiplicador mensual sin estacionalidad. Se toma un valor de 1,3.

$M_M$	1,3		
	Proporción en el año ( $Q_{ma}$ )	Coefficientes mensuales iniciales $C_{Mm}$ $=((Q_{ma} * 12)^2) * M_M$	Coefficientes mensuales ajustados $C_{Mm} * CA$
ene	8,29%	1,287	1,28
feb	8,00%	1,199	1,19
mar	7,80%	1,139	1,13
abr	7,79%	1,136	1,13
may	7,70%	1,109	1,10
jun	7,70%	1,110	1,10
jul	7,88%	1,162	1,15
ago	8,23%	1,269	1,26
sep	8,54%	1,365	1,36
oct	9,04%	1,530	1,52
nov	9,51%	1,694	1,68
dic	9,51%	1,694	1,68
TOTAL	100,00%		
Promedio (P)		1,308	1,300
$CA=M_M/P$		0,993981534	

b) Multiplicador trimestral.



$$C_{T,t} = C_{T0,t} \times M_T$$

Siendo:

- $C_{T,t}$ : multiplicador del trimestre “t”. En caso de que la media aritmética de los coeficientes trimestrales supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, deberán ajustarse.
- $C_{T0,t}$ : multiplicador de trimestre “t” antes del ajuste. Se podrá tomar la media aritmética de los multiplicadores mensuales o un valor intermedio entre los multiplicadores mensuales mínimo y máximos del trimestre. Se toma el valor medio
- $M_T$ : multiplicador trimestral sin estacionalidad. Se toma un valor de 1,2.

$M_T$	1,2		
	$C_{T0t}$	Coeficientes trimestrales iniciales $C_{Tt}=C_{T0t} * M_T$	Coeficientes mensuales ajustados $C_{Tt} * CA$
Q1	1,201	1,441	1,109
Q2	1,111	1,334	1,026
Q3	1,258	1,509	1,161
Q4	1,630	1,956	1,504
Promedio (P)		1,560	1,200
$CA=M_T/P$		0,769	

c) Multiplicador diario.

$$C_{D,m} = C_{M,m} \times M_D$$

Siendo:

- $C_{D,m}$ : multiplicador diario del mes “m”. En caso de que la media aritmética de los multiplicadores diarios supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, estos deberán ajustarse.
- $C_{M,m}$ : multiplicador mensual correspondiente al mes m, calculado según la fórmula del subapartado a).
- $M_D$ : multiplicador de capacidad diaria sin estacionalidad. Se toma el valor de 1,6.



$M_D$		1,6	
	Coeficiente mensual ajustado $C_{Mm}$	Coeficientes diarios iniciales $C_{Dm} = C_{Mm} * M_D$	Coeficientes mensuales ajustados $CMm * CA$
ene	1,28	2,05	1,57
feb	1,19	1,91	1,47
mar	1,13	1,81	1,39
abr	1,13	1,81	1,39
may	1,10	1,76	1,36
jun	1,10	1,76	1,36
jul	1,15	1,85	1,42
ago	1,26	2,02	1,55
sep	1,36	2,17	1,67
oct	1,52	2,43	1,87
nov	1,68	2,69	2,07
dic	1,68	2,69	2,07
Promedio (P)		2,080	1,600
CA=Mm/P		0,769230769	

d) Multiplicador intradiario.

$$C_{I,m} = C_{M,m} \times M_i$$

Siendo:

- $C_{I,m}$ : multiplicador intradiario del mes “m”. En caso de que la media aritmética de los multiplicadores intradiarios de un contrato de 12 horas supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, estos deberán ajustarse.
- $C_{M,m}$ : multiplicador mensual del mes “m” calculado según lo establecido en el subapartado a).
- $M_i$ : multiplicador de capacidad intradiaria sin estacionalidad. Se toma un valor de 3,55 a pesar de ser mayor de 3 por corresponderse con un contrato de la mitad de duración que la máxima del producto intradiario.



M <sub>I</sub> contrato 12 horas		3,55	
	Coefficiente mensual ajustado C <sub>Mm</sub>	Coefficientes intradiarios contrato 12 horas iniciales C <sub>Im</sub> =C <sub>Mm</sub> *M <sub>I</sub>	Coefficientes intradiarios ajustados C <sub>Im</sub> *CA
ene	1,28	4,54	3,49
feb	1,19	4,23	3,26
mar	1,13	4,02	3,09
abr	1,13	4,01	3,08
may	1,10	3,91	3,01
jun	1,10	3,92	3,01
jul	1,15	4,10	3,15
ago	1,26	4,48	3,44
sep	1,36	4,82	3,71
oct	1,52	5,40	4,15
nov	1,68	5,98	4,60
dic	1,68	5,98	4,60
Promedio (P)		4,615	3,550
CA=Mm/P		0,769230769	

#### 4.6. Multiplicadores aplicables a los servicios a contraflujo

El concepto de inyección y extracción a contraflujo está asociado al ciclo habitual de inyección/extracción realizado por el Gestor Técnico del Sistema en función de la estacionalidad histórica del sistema gasista español, con picos de demanda durante los meses de invierno. De acuerdo a este concepto, las operaciones a contraflujo del sentido del ciclo normal, en realidad no implicarían uso de las instalaciones, ya que se restarían de las realizadas en sentido del ciclo, produciendo un saldo neto menor. Este razonamiento es el utilizado habitualmente para justificar un descuento en el precio cobrado por este servicio e incluso un canon cero.

Sin embargo, a diferencia de las plantas de regasificación diseñadas exclusivamente para emitir gas y donde las operaciones de licuefacción virtual sí que tienen una naturaleza claramente opuesta al uso para el que han sido diseñadas, en los almacenamientos subterráneos el ciclo de inyección/extracción es una convención dictada por el patrón de contratación de los usuarios, que podría cambiar en el futuro modificando los actuales “ciclos naturales” de inyección-extracción, especialmente una vez que se ofrezcan productos diarios individuales de almacenamiento, inyección y extracción.

Esto podría ocurrir, por ejemplo, si durante el periodo invernal se produjera un exceso de gas en el sistema que obligase a inyectar gas en los almacenamientos para poder liberar espacio en las plantas y permitir nuevas descargas de GNL; también se podría producir una extracción de gas durante el verano en momentos de uso intensivo de los ciclos combinados. En resumen, en el futuro es probable que no sea fácil prefijar con antelación cuál es el sentido del ciclo y cuál el del contraflujo y solo cabría hablar de capacidad comercial de inyección y de extracción, que producirá un saldo físico en un sentido o en otro.

Por otra parte, aunque resulta indiscutible que las operaciones en sentido opuesto generan un ahorro al sistema, al reducir el flujo físico de gas, podría resultar injusto repercutir el ahorro



producido exclusivamente a uno de los sentidos de la contratación, obviando que es precisamente la contratación en un sentido la que posibilita la contratación en el contrario.

En consecuencia, se opta por la aplicación del mismo canon de inyección/extracción a todas las contrataciones de capacidad, con independencia del sentido del flujo físico del gas en el almacenamiento. Esta medida repercutirá en el ahorro de las operaciones a contraflujo entre todos los usuarios, al considerar en el cálculo de los cánones la suma de ambas contrataciones de capacidad.

#### 4.7. Compensación por interrumpibilidad

La Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determina la posibilidad de ofertar servicios de acceso interrumpible en los contratos diarios o intradiarios de inyección y extracción.

El Reglamento (UE) nº 2017/460 permite aplicar un descuento “ex ante” mediante una fórmula que tiene en cuenta la probabilidad de interrupción. Con carácter alternativo, el reglamento también plantea la posibilidad del descuento “ex post”. La CNMC en su propuesta de Circular de peajes opta por el descuento “ex ante” en las conexiones internacionales, conforme con el Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre la condición de acceso a las redes de transporte de gas natural, mientras que en el caso del peaje de red local y de regasificación se opta por un descuento “ex post” con la forma establecida en el Reglamento de la Comisión (UE) nº 2017/460.

A la vista de que no se conoce la probabilidad de interrupción y tratando de mantener la máxima homogeneidad con el mecanismo empleado por la CNMC, se opta por una compensación “ex post” mensual en función de la capacidad interrumpida.

La compensación mensual por interrupción de capacidad diaria,  $CMI_m$ , se calculará mediante la fórmula:

$$CMI_m = (C_{D,m} \times FI_D \times CEI) \times \sum_{i=1}^n QI_i$$

Donde:

- $CMI_m$  en euros con dos decimales.
- $QI_i$ : capacidad de inyección y extracción interrumpida correspondiente al contrato diario “i”.
- $C_{D,m}$ : multiplicador diario del mes “m”.
- $CEI$ : canon de inyección o extracción.
- $FI_D$ : factor de interrumpibilidad del contrato diario
- $n$ : número de interrupciones.



En el caso de interrupción de capacidad intradiaria, la compensación mensual se calculará mediante la fórmula anterior, sustituyendo el multiplicador diario  $C_{D,m}$ , por el intradiario  $C_{I,m}$  y el factor de interrumpibilidad diario  $FI_D$  por el intradiario  $FI_I$ .

Los parámetros  $FI_D$  y  $FI_I$  durante el próximo periodo regulatorio tomarán un valor de 3, idéntico al previsto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para las redes de transporte y plantas de GNL y podrán ser modificados por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con anterioridad al inicio del próximo periodo regulatorio.

La compensación será incluida por el Gestor Técnico del Sistema en la factura de cánones correspondientes al mes donde tuvieron lugar las interrupciones.

#### 4.8. Facturación

El procedimiento de facturación es semejante al actual: será gestionado por el Gestor Técnico del Sistema con periodicidad mensual con base en la capacidad de almacenamiento, inyección y extracción contratada por el usuario, con independencia de su utilización. La única excepción será el producto agregado de almacenamiento, inyección y extracción, donde solamente se facturará la inyección o extracción asignada que haya sido utilizada.

Las fórmulas de facturación utilizadas para los productos trimestral, mensual y diario se basan en las publicadas en Reglamento de la Comisión (UE) nº 2017/460, de 16 de marzo de 2017, que han sido adoptadas también por la CNMC en su borrador de Circular de peajes de transporte y plantas de GNL. Las únicas diferencias son formales, consecuencia del carácter mensual del canon de almacenamiento y del carácter diario de los cánones de inyección y extracción, en lugar de anual.

- a. La facturación mensual,  $F_m$ , de la capacidad agregada de almacenamiento, inyección y extracción contratada mediante productos anuales, trimestrales y mensuales se realizará mediante la aplicación de la fórmula:

$$F_m = CI \times I_m + CE \times E_m + \sum_{i=1}^n (QA_i \times CA \times C_{m,i})$$

Donde:

- $F_m$  en euros, redondeado a dos decimales.
- $I_m$ : inyección total efectuada en el mes "m" correspondiente a contratos agregados.
- $E_m$ : extracción total efectuada en el mes "m" correspondiente a contratos agregados.
- $CI$ : canon de inyección en vigor.
- $CE$ : canon de extracción en vigor.
- $QA_i$ : capacidad mensual de almacenamiento del contrato "i".
- $CA$ : canon de almacenamiento en vigor.



- $C_{m,i}$ : multiplicador del contrato “i” correspondiente al mes “m” aplicándose el valor 1 para el contrato anual .
- n: número de contratos en vigor en el mes “m”.

b. La facturación mensual de la capacidad diaria individual de almacenamiento,  $F_m$ , se realizará mediante la aplicación de la fórmula:

$$F_m = \frac{12 \times C_{D,m} \times CA}{365} \times \sum_{i=1}^n QA_{m,i}$$

Donde:

- $F_m$  en euros redondeado a dos decimales.
- $C_{D,m}$ : multiplicador diario correspondiente al mes “m”.
- CA: canon de almacenamiento en vigor.
- $QA_{m,i}$  : capacidad del contrato diario “i” celebrado en el mes “m”.
- n: número de contratos diarios en el mes “m”.

En los años bisiestos la cifra de 365 se sustituirá por 366.

c. La facturación mensual de la capacidad diaria de inyección y extracción,  $F_m$ , se realizará mediante la fórmula:

$$F_m = CIE \times C_{D,m} \times \sum_{i=1}^n QIE_{m,i}$$

Donde:

- $F_m$  en euros redondeado a dos decimales.
- CIE: canon de inyección/extracción en vigor.
- $C_{D,m}$ : multiplicador diario del mes “m”.
- $QIE_{m,i}$  : capacidad del contrato diario de inyección/extracción “i”, celebrado en el mes “m”.
- n: número de contratos diarios en el mes “m”.

d. La facturación mensual de la capacidad intradiaria, tanto en el caso del almacenamiento individual como de la inyección/extracción se realizará aplicando la fórmula de la facturación de capacidad diaria, sustituyendo el multiplicador diario  $C_{D,m}$  por el intradiario  $C_{I,m}$ .

La propuesta de real decreto ha evitado el uso de la fórmula horaria que incluye el Reglamento (UE) 2017/460, de 16 de marzo, en su artículo 14, por el siguiente motivo: en el almacenamiento subterráneo no existe balance horario en la actualidad, por lo que el valor que éste tiene para el usuario se materializa al final del día de gas, puesto que es el momento en el que el usuario conoce la capacidad que necesita para su balance diario. Es obvio que, conforme avanza el día de gas, el usuario tiene un conocimiento más preciso de su posible desbalance, lo cual le permite una nominación también más ajustada de la capacidad de almacenamiento necesario para evitarlo, lo que incrementa el valor de la capacidad disponible y podría justificar unos



coeficientes intradiarios de carácter horario. Asimismo, conforme avanza el día de gas la capacidad ofertada es inferior por lo que la propia reducción de la oferta incrementa su valor. En todo caso, como ya se expuso en el apartado dedicado al cálculo de los multiplicadores, por simplicidad se prefiere un único multiplicador aplicado a todo el día.

En el caso de la facturación intradiaria de la inyección y la extracción, el motivo de recurrir a las fórmulas de facturación diaria del Reglamento se centra en la propia naturaleza de los costes que son cubiertos mediante el canon. Estos son función exclusivamente del volumen inyectado/extraído y no son función del tiempo de uso. No tendría sentido que los ingresos del canon de inyección/extracción sean función del número de horas empleadas en la operación, cuando el coste real es solamente función del volumen inyectado.

Aplicar la fórmula horaria produciría resultados ilógicos, por ejemplo, si el gas se inyecta en el almacenamiento mediante capacidad obtenida en la última subasta intradiaria (que tiene asignado un plazo de inyección hasta el fin del día de gas de 5 horas), la facturación del canon, según la fórmula horaria sería:

$$\left( Q_i \times \frac{CIE \times M_{i,m}}{24} \times 5 \right)$$

Tomando como ejemplo el mes de mayo, donde el multiplicador diario es de 1,36 y el intradiario de 3,01, inyectar/extraer el volumen  $Q_i$  en esta última subasta intradiaria sería un 56% más barato que hacerlo mediante un contrato diario. En esta estimación no se han tenido en cuenta costes adicionales por incremento de la prima de la subasta.

A las cantidades anteriores se le restará, en su caso, la compensación por interrumpibilidad derivada de las interrupciones ejecutadas en el mes.

Por último, se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para desarrollar las condiciones de facturación de productos de capacidad distintos de los recogidos en el presente real decreto.

## 5. OTRAS DISPOSICIONES

### 5.1. Disposición adicional primera. Vida útil de nuevas inversiones

Se establece la siguiente vida útil de las nuevas inversiones que se incluyan en el régimen retributivo en los almacenamientos subterráneos existentes:

- a. Obra civil: 50 años
- b. Gas colchón: 20 años
- c. Mobiliario: 20 años
- d. Equipos industriales: 20 años
- e. Equipos electrónicos: 10 años
- f. Equipos para proceso de información: 8 años



- g. Sistemas y programas informáticos: 6 años
- h. Vehículos: 10 años
- i. Buques y aeronaves: 20 años

Además, se dispone que para cualquier nueva inversión de naturaleza no incluida en la lista anterior y que no se pueda asimilarse a ninguna de las distintas categorías se estará a lo dispuesto en la tabla de coeficientes máximos de amortización lineal de la Agencia Tributaria y a la práctica habitual empresarial.

Por su parte, a las instalaciones ya incluidas en el régimen retributivo o que hayan sido autorizadas y todavía no estén incluidas en el régimen retributivo, se les aplicará la vida útil en vigor.

Hasta ahora la vida útil de las instalaciones afectas a los almacenamientos subterráneos estaba recogida en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre: 20 años para todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al 1 de abril de 2012, 10 años para las instalaciones afectas al almacenamiento y 20 años para el gas colchón para el resto de instalaciones, a excepción de las reconocidas a 31 de diciembre de 2006 cuya vida útil se especifica para cada instalación en los anexos de esta orden y se encuentra entre 10 y 20 años.

## **5.2. Disposición adicional segunda. Liquidaciones**

El año de gas se va a constituir en el período básico de determinación de peajes y retribuciones, por lo que resulta coherente que ese criterio se emplee también en el periodo de liquidación. En este sentido, el artículo 35 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, determina que las liquidaciones se realizarán cada año, por lo que se considera necesario precisar que a partir de ahora las liquidaciones se realizarán por cada año de gas, en vez de por años naturales, al objeto de mantener la homogeneidad

Asimismo, y habida cuenta que en el momento de redactar la disposición no se puede determinar cuándo y cómo se realizará la transición del año natural al año de gas, se considera conveniente habilitar a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para establecer el año en que tendrá lugar la transición del año natural al año de gas (presumiblemente en 2021) y el procedimiento a seguir.

## **5.3. Disposición adicional tercera. Suministro de gas natural en territorios insulares**

La disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, estableció que, hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización. La misma disposición determinó que será el Ministro de Industria, Turismo y Comercio (referencia que actualmente cabe entender dirigida a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) el responsable de dictar las tarifas de aplicación en estos casos o establecer un mecanismo de actualización automático.



En la actualidad, el suministro de gas manufacturado en territorios insulares solo tiene lugar en la Isla de Tenerife donde, según los datos procedentes de las liquidaciones gasistas, la isla cerró el año 2018 con las siguientes cifras de ventas:

	Tarifa				Total
	3.1	3.2	3.3	3.4	
Clientes		3	12	53	68
kWh suministrados		114.677	784.234	41.144.462	42.043.373

La tarifa aplicada a los consumidores de los escalones 3.1 y 3.2 coincide con las de último recurso TUR.1 y TUR.2, mientras que para el resto de consumidores con consumo anual superior a 50.000 kWh se les aplica la antigua fórmula de tarifa regulada que se puede asimilar también a la tarifa de último recurso.

Para llevar a cabo el suministro, en el año 2018 la empresa distribuidora adquirió 3.107 Tm de propano con un coste (IVA no incluido) de 2.074.205,86 €, lo que da como resultado un precio medio, expresado en unidades energéticas, de 0,04782 €/kWh. El mismo año 2018 el precio medio (media aritmética) del gas natural empleado en el cálculo de la tarifa de último recurso (termino Cn) en la Península fue de 0,022 €/kWh, es decir, menos de la mitad.

El uso del propano como materia prima del gas manufacturado que sustituye al gas natural supone un importante coste extra que es cubierto por el sistema gasista mediante el sistema de liquidaciones. En el año 2018 este coste adicional alcanzó 1.118.987 €, al que hay que sumar la retribución adicional que recibe la empresa distribuidora en concepto de gestión del suministro (al ser una actividad que habitualmente hace el comercializador) que en el año 2018 ascendió a 106.681,74€. La suma de estas dos partidas, 1.225.669 €, se destina enteramente al suministro de 68 consumidores, de los cuales únicamente tres podrían considerarse como domésticos (aunque por su consumo medio podrían ser pequeños negocios terciarios).

En la presente disposición se determina que en los territorios insulares los distribuidores solo podrán aplicar la tarifa de último recurso a los consumidores con derecho a acogerse a la misma en territorio peninsular. Actualmente solo tienen este derecho los consumidores con un consumo anual inferior a 50.000 kWh/año y se considera que carece de justificación fijar en los territorios insulares una tarifa regulada, que metodológicamente es idéntica a la tarifa de último de recurso, para una tipología de clientes (industriales y comerciales) que no tiene tal reconocimiento en territorio peninsular.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que estos consumidores no pueden quedar desprotegidos, ya que se trata de consumidores conectados a una red de distribución sin posibilidad de elección de comercializador y, por tanto, se encuentran en situación de debilidad a la hora de negociar el precio del suministro, lo que los sitúa en la categoría de clientes cautivos. En consecuencia, para estos consumidores, y conforme con lo dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se prevé el desarrollo de una metodología de fijación que establezca una tarifa que recoja todos los costes incurridos, incluyendo el precio real de compra del propano.



También se establece que mientras que no se apruebe dicha metodología continuará en aplicación la vigente.

#### **5.4 Disposición adicional cuarta. Desarrollo del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo**

A fecha de hoy, en el almacenamiento subterráneo “Yela” se ha inyectado un volumen de gas colchón de 600 millones de m<sup>3</sup>(n) frente al volumen de 900 millones de m<sup>3</sup>(n) previsto en su autorización administrativa, no habiendo autorizado la Dirección General de Política Energética y Minas en agosto de 2019 que se completara la inyección prevista al considerar que el sistema gasista no necesitaba incrementar su capacidad de almacenamiento en el corto plazo.

Al no haberse completado la inyección del gas colchón es imposible, desde un punto de vista técnico, que el almacenamiento alcance los valores nominales de inyección y extracción que figuran en la autorización administrativa, lo que impide la expedición del acta de puesta en servicio definitiva, dado que el artículo 14.4 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, supedita la emisión de dicha acta a que la instalación haya estado trabajando de manera continuada durante 48 horas en parámetros nominales. Sin dicha acta de puesta en servicio el titular no puede cancelar los avales depositados por valor de 25,6 millones de euros.

Con objeto de resolver esta situación que es consecuencia de una decisión ajena al titular, que podría devenir en indefinida con el consecuente perjuicio económico para la empresa, y para prevenir futuras situaciones análogas, se ha redactado esta disposición que se limita a ajustar, de manera proporcional, los valores nominales exigibles en la prueba de 48 horas a la capacidad real de almacenamiento.

Esta disposición se dicta en virtud de la habilitación de desarrollo reglamentario otorgada al Gobierno en la disposición final séptima del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, y mediante la misma se determina que, en el caso de que no se haya autorizado la inyección de todo el volumen de gas colchón previsto en la autorización administrativa del almacenamiento subterráneo, a los efectos de la solicitud del acta de puesta en servicio definitiva, los parámetros nominales a utilizar serán los recogidos en la autorización administrativa, multiplicados por el coeficiente que resulte de dividir el volumen de almacenamiento operativo ofertado para su contratación en el ciclo de inyección-extracción en curso entre la capacidad nominal que figure en la resolución de autorización.

#### **5.5 Disposición adicional quinta. Apertura a terceros de líneas directas**

El artículo 78 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, define como línea directa un gasoducto complementario de la red interconectada destinado al suministro a un único consumidor. Según dicho artículo, estos gasoductos quedan excluidos del régimen de acceso de terceros, del régimen retributivo de las actividades de transporte y distribución, y de las disposiciones de la ley en materia de expropiación y servidumbres, sometiéndose al ordenamiento jurídico general.



Como consecuencia de la anterior definición de línea directa (uso exclusivo de un único consumidor) no es posible atender otras peticiones de suministro de gas natural (industrias, redes de distribución, etc.) a partir de dicho gasoducto, a pesar de que en muchas ocasiones la línea dispone de capacidad suficiente. Sin embargo, la práctica ha demostrado que, a lo largo de la vida útil de una línea directa, las circunstancias del mercado que dieron lugar a su construcción pueden cambiar de manera sustancial, y en zonas donde la demanda de un único consumidor justificó en su momento la construcción de la línea directa, en lugar de un gasoducto de transporte, pueden aparecer nuevos consumidores para los que el suministro mediante dicha línea puede ser la opción más económica de suministro.

Para cumplir el objetivo de sostenibilidad económica del sistema gasista y evitar la construcción de infraestructuras duplicadas, se considera imprescindible regular estas situaciones mediante la habilitación contenida en el apartado 3 del citado artículo 78 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre: *“La apertura a terceros del uso de la línea exigirá que la misma quede integrada en el sistema gasista conforme a lo que reglamentariamente se disponga”*.

A estos efectos, en el presente proyecto de real decreto se determina la posibilidad de que una línea directa sea abierta a terceros mediante un acceso negociado, previo acuerdo entre su titular y los solicitantes titulares de los puntos de suministro o de redes de distribución.

Para evitar cualquier sospecha de discriminación y falta de transparencia se impone al titular la obligación de dar publicidad del precio y capacidad ofertada en su propia página web y en la del Gestor Técnico del Sistema. En caso de disputa sobre las condiciones impuestas entre el titular de la línea y el solicitante de conexión, ésta tendrá la consideración de conflicto de acceso para su remisión a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Una vez que se produzca la conexión de terceros a dicha línea directa, ésta quedará integrada en el sistema gasista a los efectos de la aplicación de la normativa técnica en vigor, y a los puntos de suministro les serán de aplicación los peajes de acceso que le correspondan en función del nivel de consumo.

La línea directa no devengará retribución alguna con cargo al sistema gasista, ya que mediante esta disposición el gasoducto no cambia de categoría, la cual se encuentra fijada por ley, y el artículo 78.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, excluye expresamente a estas instalaciones del régimen retributivo. Sin embargo, como compensación de los costes incurridos, el titular retendrá para sí los pagos que le sean abonados por el uso de la instalación.

## **5.7 Disposición transitoria primera. Periodo transitorio**

La retribución anual de almacenamiento subterráneo correspondiente al año de gas 2021 entrará en vigor el 1 de enero de 2021 y tendrá vigencia hasta el 30 de septiembre de 2021.

Antes del 1 de octubre de 2021 se deberá aprobar la orden ministerial con la retribución anual correspondiente al año de gas comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022.



### **5.8 Disposición transitoria segunda. Ingresos liquidables procedentes de la prestación de servicios conexos**

Hasta que por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico no se determine el porcentaje de ingresos obtenidos de la prestación de servicios conexos por parte de los titulares de almacenamientos y que han de declararse como ingresos liquidables, conforme al artículo 22, dicho porcentaje se fija en el 90% para la venta de condensados, que es el porcentaje actualmente vigente, y en el 50% para el resto de servicios, proporción que se considera suficiente para incentivar el desarrollo de nuevos servicios de este carácter

### **5.9 Disposición transitoria tercera. Retribución por Mejoras de Productividad**

Para el periodo regulatorio que dé comienzo el 1 de enero de 2021, el término R a emplear en la fórmula de la retribución por mejoras de productividad tendrá valor de 0,5, que es el mismo que el establecido en la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de retribución de instalaciones de transporte de gas natural y plantas de GNL. Asimismo, para dicho periodo regulatorio y para el cálculo de los valores de referencia a aplicar en la fórmula de retribución se aplicará la media aritmética de los valores de los años 2017, 2018 y 2019 con el fin de no incentivar el incremento de los costes de operación y mantenimiento del año 2020.

### **5.10 Disposición transitoria cuarta. Compensación por interrumpibilidad.**

Establece que para el periodo regulatorio que comience el 1 de enero de 2021, los términos  $FI_D$  y  $FI_I$  a emplear en la fórmula de la compensación por interrumpibilidad tendrán el valor de 3, que es el mismo que el establecido en la propuesta de circular de peajes de la CNMC.

### **5.11 Disposición transitoria quinta. Inspecciones periódicas a realizar durante el año 2020**

Establece la posibilidad de que las inspecciones cuya realización sea obligada durante el año 2020, puedan realizarse también durante el primer trimestre del año 2021. La declaración del estado de alarma mediante el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19 ha impedido la plena continuidad de dichas actuaciones al considerarse una actividad no esencial.

### **5.12 Disposición derogatoria primera. Derogación general**

Explicita que se derogan cuantas disposiciones normativas de igual o menor rango se opongan a lo establecido en el real decreto.



**5.13 Disposición derogatoria segunda. Derogación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.**

Deroga los artículos 15 a 24, ambos incluidos, del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural. Esta concreción es procedente toda vez que el contenido íntegro de los referidos artículos será sustituido por lo dispuesto en el real decreto y en las circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que ya se han publicado o serán inminentemente publicadas.

**5.14 Disposición derogatoria tercera. Derogación de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre.**

A pesar de que se trata de una disposición normativa de menor rango, por transparencia y economía normativa es preciso derogar explícitamente la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, dado que su contenido íntegro será sustituido por lo recogido en el título II del real decreto

**5.15 Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural**

El artículo 27 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en su artículo 27 establece la estructura de las tarifas aplicadas al suministro de gas natural cuando este era realizado por las empresas distribuidoras. Una vez que el suministro se hubo realizado esta estructura solo es de aplicación en la tarifa de último recurso.

Esta estructura coincide con la del término de conducción del peaje de transporte y distribución, que en el caso de los consumos anuales inferiores a 50.000 kWh/año se divide en dos escalones: de 0-5.000 kWh/año y de 5.000-50.000 kWh/año.

La CNMC en su propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural ha propuesto dividir el segmento de consumo inferior a 50.000 kWh/año en tres escalones: 0-5.000, 5.000-15.000 y 15.000-50.000 kWh/año, en consecuencia, esta disposición va a sustituir los escalones actualmente en vigor por una referencia genérica a los escalones de peajes de red local que establezca la CNMC.

Aunque podrían mantenerse unos escalones de la tarifa de último recurso diferentes de los escalones de peajes de red local, esto obligaría a realizar una ponderación de los escalones de los peajes para acoplarlos a los escalones de la tarifa de último recurso y rompería la simetría entre tarifas y peajes que se ha respetado desde el año 2002. Por otra parte, el peaje de salida



(red local en la actualidad) constituye el coste más importante (sin contar la materia prima) de la tarifa de último recurso, emplear escalones diferentes en los peajes y en la tarifa de último recurso obligaría a emplear unos peajes ponderados para poder imputar correctamente el coste. Esta ponderación siempre va a producir una distorsión en los precios finales, elevando o reduciendo artificialmente el precio para determinados consumidores, creando referencias de precio inexactas que podrían dificultar la competencia en el mercado libre.

En consecuencia, mediante esta disposición se procede a modificar el contenido del artículo 27 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, sustituyendo los escalones actualmente en vigor por una referencia a los escalones de peaje que determine la CNMC en su circular.

Lógicamente, esta disposición entrará en vigor una vez que se aprueben las primeras tarifas de último recurso que se calculen con la nueva metodología de cálculo que incorpore los nuevos escalones de peajes propuestos por la CNMC

#### **5.16 Disposición final segunda. Título competencial**

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre bases del régimen minero y energético.

#### **5.17 Disposición final tercera. Habilitación para la aplicación del real decreto**

Se autoriza a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

#### **5.18 Disposición final cuarta. Entrada en vigor**

Para garantizar que se cumple el principio de suficiencia de ingresos por actividad, los cánones de almacenamiento subterráneos y los cargos fijados en el presente real decreto entrarán en vigor simultáneamente con la aplicación de la nueva metodología de cálculo de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación, prevista para el 1 de octubre de 2021 conforme a la última versión de circular de la CNMC de metodología de cálculo de los peajes del sistema gasista remitida al Consejo de Estado.

En consecuencia, desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2021 van a coexistir los peajes actualmente en vigor con las nuevas retribuciones en las actividades reguladas de transporte, distribución y almacenamiento subterráneo. Esta circunstancia, exceptuando circunstancias extraordinarias como la que ha podido ocasionar la crisis sanitaria del COVID-19, en principio no pondría en riesgo la suficiencia de los ingresos por cánones en los almacenamientos subterráneos. Por una parte, existe un efecto de incremento de los costes regulados: las nuevas retribuciones en el año de gas comprendido entre octubre de 2020 y septiembre de 2021 se



incrementan ligeramente en 0,37 M€, al pasar de 80,60 M€ a 80,98 M€ (empieza a decrecer en los ejercicios siguientes). Sin embargo, este aumento no es significativo si se tiene en cuenta que los ingresos debidos a los cánones de almacenamiento subterráneo en la liquidación 14/2019 alcanzaron la cifra de 134,35 M€. Por último, el superávit generado por los actuales peajes en el año 2021 podría ser todavía superior si se mantiene la actual tendencia de contratación de los almacenamientos subterráneos, que se ve reflejada en un incremento el 44% en la facturación del canon en la liquidación 4/2020, con una facturación de 40,8 M€ frente a los 28,02 M€ de la misma liquidación del año 2019.

La metodología de cálculo de la retribución anual de los almacenamientos subterráneos será de aplicación a partir del 1 de enero de 2021, fecha de inicio del siguiente periodo regulatorio.