



**CNMC**

**COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**

# **MEMORIA SOBRE LA RESOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN APLICABLE POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DE GASIFICADORA REGIONAL CANARIA S.A.**

**RAP/DE/015/20**

27 de junio 2024

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. FUNDAMENTOS DE DERECHO .....</b>	<b>3</b>
<b>3. ANTECEDENTES.....</b>	<b>6</b>
<b>4. MODELO RETRIBUTIVO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.....</b>	<b>10</b>
<b>4.1. Extracoste del GLP en el archipiélago de Canarias.....</b>	<b>11</b>
<b>5. ANALISIS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS EN CANARIAS .....</b>	<b>12</b>
<b>5.1. Configuración de la red .....</b>	<b>12</b>
<b>5.2. Evolución de la red .....</b>	<b>13</b>
<b>5.3. Análisis de los Costes declarados.....</b>	<b>14</b>
<b>5.4. Análisis de los Estados Financieros de GARE .....</b>	<b>14</b>
<b>5.5. Perspectivas de la actividad de la distribución de gas en canarias.....</b>	<b>16</b>
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>19</b>

# MEMORIA SOBRE SOBRE LA RESOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN APLICABLE POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DE GASIFICADORA REGIONAL CANARIA S.A.

## 1. OBJETO

Constituye el objeto de la presente memoria justificar la resolución relativa al eventual incremento retributivo a la Compañía Gasificadora Regional Canaria, S.A. (GARE) en aplicación de la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la CNMC, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural.

## 2. FUNDAMENTOS DE DERECHO

Corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia desarrollar la metodología retributiva del sistema gasista con base en el artículo 7.1.d) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia<sup>1</sup>.

En ejercicio de dicha competencia, la CNMC aprueba las Circulares por las que se desarrolla la metodología retributiva para las actividades de transporte y distribución de gas. Esto es, la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado; y la Circular 4/2020, de 31 de marzo, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural.

El artículo 60.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, dispone que *“En la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios*

---

<sup>1</sup> El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural; atribuyó, entre otras, las competencias para determinar la retribución de las empresas del sistema gasista a la CNMC.

*insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.*

*La metodología de retribución de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución de gas natural deberá incluir los incentivos que correspondan, que podrán tener signo positivo o negativo, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado que permita disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.”*

También la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos prevé que la retribución de las actividades que se desarrollen en territorios no peninsulares atienda a las especificidades derivadas de su situación territorial.

### Sobre la regulación específica en Canarias

El artículo 163.1 de la Ley Orgánica 1/2018<sup>2</sup>, de 5 de noviembre, indica la competencia exclusiva de la Comunidad Autónoma de Canarias en relación con los ámbitos de energía, hidrocarburos y minas. Su apartado a) recoge como competencia exclusiva las *“Instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando no estén ubicadas en el mar territorial, este transporte transcurra íntegramente por el territorio de Canarias y su aprovechamiento no afecte a otro territorio, sin perjuicio de sus competencias generales sobre industria”*.

Por su parte, el artículo 168, sobre el principio de solidaridad interterritorial, indica que las infraestructuras de telecomunicaciones, turísticas y energéticas se consideran de interés general, a los efectos de la participación del Estado en su financiación.

El artículo 47 del Decreto 54/2021, de 27 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento Orgánico de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial (BOC), establece las funciones de la Dirección General de Energía, tales como:

*“2. El seguimiento, actualización y ejecución de la planificación energética en el ámbito competencial de la Comunidad Autónoma de Canarias.*

*[...]*

*6. La propuesta a la Administración General del Estado para el desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica y de gas natural en Canarias, así como para la inclusión en dicha red de nuevas instalaciones no previstas en la planificación energética.*

---

<sup>2</sup> Que derogó la Ley Orgánica 10/1982, de 10 de agosto, de Estatuto de Autonomía de Canarias

[...]

*26. La realización de estudios en materia energética.”*

Por su parte, la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias desarrolla en su Título II, sobre compensación de la lejanía y del hecho insular, artículos en relación con los precios de la energía (art. 11), el desarrollo energético ambiental (art. 12), el plan de ahorro energético (art 13) y el autoconsumo energético (art 13 bis) que ponen el foco en el suministro eléctrico sin recoger en ningún momento una referencia al suministro de gas natural o gases combustibles.

Por otro lado, con relación al sistema de compensación que financia algunos sectores para paliar el efecto de la insularidad de Canarias, el artículo 7 de la citada Ley 19/1994, trata sobre el sistema de compensaciones aplicable al transporte aéreo y marítimo de mercancías y que se financia íntegramente de los Presupuestos Generales del Estado.

Orientaciones de política energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

El artículo 9 de 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, sobre la Circular de metodología de retribución de la distribución de gas natural, estableció que:

- 1. “La metodología de retribución de la distribución debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva, al objeto de contribuir a una gestión óptima de los recursos nacionales y bajo el principio de optimizar el retorno para los consumidores y mantener los activos ya construidos y amortizados en condiciones adecuadas de operación, evitándose su sustitución con un coste de reposición más elevado.*
- 2. Con objeto de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, la metodología de retribución no debería incentivar la expansión de las redes de gas natural cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministros no sean suficientes como para satisfacer los costes.*
- 3. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución.*
- 4. Con objeto de contribuir a la lucha contra el cambio climático, la metodología de retribución debería introducir medidas para que el régimen económico sea compatible con la promoción del uso de los combustibles menos contaminantes y menos emisiones de gases de efecto invernadero y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución.”*

### 3. ANTECEDENTES

La actividad de distribución de gas se realiza en las Islas Canarias únicamente en el municipio de Adeje (Tenerife) a través de una red de distribución que suministra no gas natural sino aire propanado y que es operada por GARE.

Esta compañía señaló la insuficiencia retributiva que resulta de la aplicación de la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la CNMC, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural y solicitó que, conforme al segundo apartado de la Disposición Adicional Cuarta de la circular, se proceda a incrementar sus parámetros de retribución por la distribución en territorios insulares, aunque como la propia empresa ha reconocido en sus alegaciones si bien tiene derecho a una rentabilidad razonable, su necesario incremento retributivo no encaja en dicha disposición.

Con fecha 17 de marzo de 2023, la CNMC sometió a trámite de audiencia la propuesta de “Resolución sobre la retribución aplicable a la actividad de distribución de gas natural debido a las especificidades de los territorios insulares donde operan REDEXIS, S.A. y GASIFICADORA REGIONAL CANARIA S.A.” conforme al segundo apartado de la Disposición Adicional Cuarta de la Circular 4/2020. En esa misma fecha se envió a los interesados y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos las propuestas, junto con la versión pública de la Memoria que las justifica, a fin de que presentaran las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas hasta el 3 de abril siguiente.

En la Memoria se llevó a cabo un análisis de costes de las empresas distribuidoras en territorios insulares con el fin de determinar el porcentaje en el que, en su caso, procedería incrementar su retribución. En relación con GARE se concluyó que existía un déficit operativo estructural, proponiendo un incremento de la retribución en un importe fijo de 350.000 €/año.

A tenor de la Memoria, dicho déficit operativo estructural respondería a determinadas circunstancias. En particular, la Memoria señaló los claros indicios de que la actividad de distribución de gas en Canarias estaría prácticamente congelada y/o habría llegado a su cenit lo que impediría aumentar la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado de distribución de gas natural, como establece la metodología retributiva en vigor aplicable a esta actividad. Lo anterior conecta con la falta de captación de la demanda esperada en el territorio insular. La Memoria también hizo referencia al carácter transitorio del suministro mediante aire propanado en Canarias. Dicho carácter temporal o transitorio resulta de la citada disposición transitoria vigésima de la Ley del Sector de Hidrocarburos, a tenor de la cual las empresas distribuidoras en territorios extrapeninsulares podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización hasta que se pongan en marcha las

instalaciones que permitan el suministro de gas natural en dichos territorios. Algo que en Canarias no ha sucedido, a pesar de haber estado en anteriores planificaciones.

En sus alegaciones, GARE afirmó estar de acuerdo tanto con la valoración de la CNMC de los costes operativos y financieros de la compañía como de la necesidad de una retribución fija adicional que cubra el coste operativo derivado de la especificidad de la distribución de gas en Canarias. No obstante, señaló, entre otras, que el importe calculado por la CNMC no permitiría una retribución adecuada para el periodo regulatorio vigente ni recuperar la tasa de retribución financiera del 5,83% prevista en la actividad de distribución de gas natural. Por ello solicitó incrementar la retribución adicional hasta 737.700€/año.

Ante estas alegaciones sobre la insuficiencia del incremento retributivo propuesto y sobre la falta de captación de la demanda esperada en Canarias, así como sobre la interminable temporalidad del suministro de gas propanado en dicho territorio insular, se examinó la posibilidad de que la insuficiencia financiera de la empresa requiriera adoptar medidas más amplias para dar una solución definitiva a los problemas de la sostenibilidad de la actividad de distribución de gas en Canarias.

A tal efecto, la Sala de Supervisión Regulatoria, en su sesión de 18 de enero de 2024, solicitó a la Dirección de Energía la elaboración del *“Informe sobre la retribución aplicable por la actividad de distribución de gas natural de Gasificadora Regional Canaria S.A”*.

El informe puso de manifiesto que la alegación de GARE sobre la oportunidad de un mayor incremento retributivo que el inicialmente propuesto debía valorarse a tenor de las metodologías retributivas establecidas desde la Orden ECO/301/2002. La decisión de realizar las inversiones requeridas para extender la red de distribución con el fin de captar un punto de suministro determinado recae únicamente en la empresa distribuidora y obedece a su estrategia empresarial y a su propia valoración del riesgo de expandir (o no) la red. Este esquema era conocido por GARE cuando decidió desarrollar la actividad de distribución.

Asimismo, el informe hizo referencia a la documentación presentada por GARE a los fines de obtener derecho a una retribución específica en los años 2007 y 2008. En dicho procedimiento, entre otra documentación, la compañía aportó el plan de negocio a 30 años sobre el mercado potencial del suministro de gas natural en Adeje (Tenerife). Según dicho plan, GARE estimaba atender durante los primeros 10 años una media de 2.855 Puntos Suministro al año (1.074 serían atendidos en el primer año y 3.973 en el décimo) y suministrarles de media 40.500 MWh/año (35.904 MWh serían suministrados en el primer año y 44.052

en el décimo). Pero tales valores contrastaban con los datos de 2019 (79 puntos de suministro y 41.910 MWh) sobre todo en lo que se refiere a la cifra de puntos de suministro. A tenor del informe, dichas diferencias tendrían su origen en la incapacidad de desarrollar el mercado doméstico de la zona que podría haberle supuesto una retribución anual adicional de aproximadamente 450.677 €<sup>3</sup>.

En vista de ello, el informe señaló que, hoy en día, GARE es la única distribuidora de aire propanado en las islas, pudiendo considerarse que la prevista actividad de distribución de gas natural en las islas utilizará previsiblemente de forma permanente el aire propanado porque, de todos los proyectos de redes de gas natural planificados, únicamente la red de distribución de GARE se había materializado. Además, su actividad estaría prácticamente congelada y habría llegado a su cenit lo que impediría aumentar la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado.

Tales consideraciones llevaban a concluir que la situación de insuficiencia financiera para desarrollar la actividad de distribución de gas en Canarias descrita sería de carácter estructural, requiriendo de un replanteamiento general y medidas más amplias, que superaba las propias de la metodología retributiva de la CNMC. En el informe se planteaba la posible adopción de medidas alternativas por parte de otras administraciones públicas para paliar el déficit estructural detectado.

Sobre la base de estas conclusiones, se decidió efectuar un segundo trámite de audiencia sobre la oportunidad de reconocer o no un incremento retributivo a la empresa. Para ello, el 12 de abril de 2024, y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se envió la nueva propuesta a los interesados y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos a fin de que presentaran las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas en el plazo de diez días hábiles. En esa misma fecha, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que se formularan alegaciones hasta el 26 de abril de 2024.

En dicho trámite efectuaron alegaciones tanto el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como GARE. **[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

---

<sup>3</sup> Asumiendo el número medio PS y MWh previsto para el periodo y la retribución unitaria para consumidores conectados a redes P<4bar con un consumo 50 MWh/año aprobadas por la Circular 4/2020.

El artículo 60.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, dispone que *“En la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.*

*La metodología de retribución de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución de gas natural deberá incluir los incentivos que correspondan, que podrán tener signo positivo o negativo, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado que permita disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.”*

También la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos prevé que la retribución de las actividades que se desarrollen en territorios no peninsulares atienda a las especificidades derivadas de su situación territorial.

A la vista de esta exigencia legal, la aplicación de la Circular 4/2020, de 31 de marzo, no puede ignorar las especificidades de la actividad de distribución en el territorio insular, que sobrepasan lo previsto en la Disposición Adicional 4ª.

Teniendo en cuenta lo anterior, el *“Informe sobre la retribución aplicable por la actividad de distribución de gas natural de Gasificadora Regional Canaria S.A (RAP/DE/015/20)”* y el análisis de costes del expediente, procede incrementar la retribución aplicable a la actividad de distribución de gas, actualmente gas propanado y no gas natural, de la empresa Gasificadora Regional Canaria por el desarrollo de su actividad de distribución de gas en territorios insulares en los términos de esta resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, según concluyó el citado informe de la Dirección de Energía, y a tenor de lo documentado en el expediente, la insuficiencia financiera de la empresa requeriría adoptar medidas más amplias que den una solución definitiva a los problemas de la sostenibilidad de la actividad de gas en Canarias. Por ello, se remite la resolución a la Comunidad Autónoma de Canarias y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a fin de que se puedan adoptar en los próximos años las actuaciones necesarias para alcanzar el equilibrio económico del suministro de aire propanado sin contar con una modificación retributiva en el próximo periodo regulatorio, mediante un tratamiento coordinado que dé solución al problema de sostenibilidad de la compañía.

## **4. MODELO RETRIBUTIVO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL**

La metodología retributiva de la Circular 4/2020 mantiene el esquema introducido por la Orden ECO/301/2002 y perfeccionado por el Anexo X de la Ley 18/2014 consistente en establecer una retribución base para los activos preexistentes, en este caso, a 2021 junto a una fórmula paramétrica, cuyos precios son explícitos y constantes, para retribuir las nuevas inversiones a partir de una valoración del mercado que se desarrolla cada año durante el periodo regulatorio 2021-2026.

Como las anteriores, esta metodología hace suyos los principios básicos de la retribución regulada de la actividad de distribución gasista, establecidos por el artículo 92 de Ley del Sector de Hidrocarburos y los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014:

- a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de su vida útil, permitiendo una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos de modo que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.
- b) Respetar el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista. Por ello, ha de considerar los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo con el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema.
- c) Permitir la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.
- d) Los criterios han de ser homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares.

Para determinar la retribución base para el periodo 2021-2026, la Circular 4/2020 introdujo la necesidad de realizar un ajuste a la retribución que habían percibido las empresas distribuidoras de gas natural en el año 2020, motivado por la existencia de activos que habían completado su vida útil regulatoria. Los parámetros y criterios para realizar el ajuste se indicaron en el artículo 6 de la citada Circular, mientras que la Resolución de 17 de diciembre de 2020, de la CNMC estableció las cuantías a disminuir a la retribución de 2020 que le correspondían a cada una de las empresas (y así determinar la retribución base para el periodo 2021-2026), cuyo importe total ascendió a poco más de 239 millones de €. Dicho ajuste hizo que la retribución de las inversiones anteriores a 2002, ya amortizadas, no sea superior a la retribución de las inversiones realizadas a partir de 2014. Por su parte, la actividad desarrollada entre 2002 y 2014, al aplicarle los valores que se establecieron en 2014, obtiene una retribución mayor que la de los periodos anterior y posterior.

Determinada la retribución base, el actual modelo retributivo de la actividad de distribución retribuye igual la incorporación de dos puntos de suministro idénticos, sin considerar si el coste de extensión de la red que sea requerido y la gestión/operación posterior de cada uno sea diferente.

Por lo tanto, la decisión de realizar las inversiones requeridas para extender la red de distribución con el fin de captar un punto de suministro determinado recae únicamente en la empresa distribuidora y persigue razonamientos ligados a su estrategia empresarial y a su propia gestión del binomio riesgo/rentabilidad en el momento de decidir expandir (o no) la red. En suma, las empresas obtendrían una mayor rentabilidad cuando la captación/expansión requieran un menor coste de inversión y de O&M.

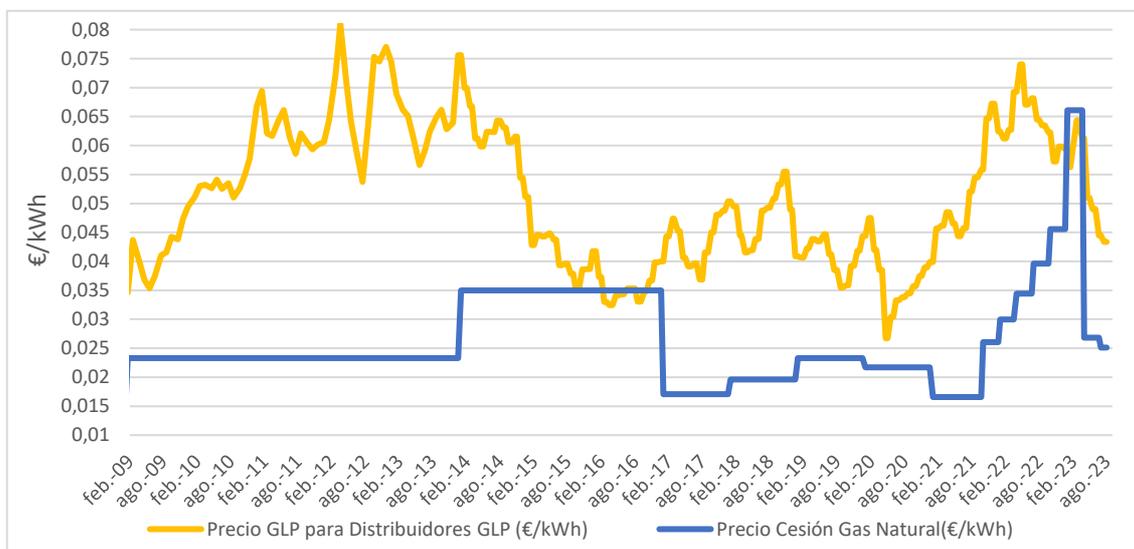
- a) El modelo de retribución actual es coherente con el desarrollo de una red de distribución en el que las instalaciones se dimensionan para satisfacer un mercado objetivo, por lo que únicamente se deben introducir redes de distribución donde resulte rentable.
- b) El modelo de retribución actual requiere que la inversión en red (CAPEX) y su coste operativo (OPEX) (parámetros controlables por las propias decisiones de la empresa distribuidora) guarden una relación directa con el número de puntos de suministro y la demanda asociada que se pretende captar (pues su retribución se basa en estos parámetros y no en los costes incurridos).
- c) Una vez desplegada la red, la baja/alta/reenganche de un punto de suministro en la red dentro del mercado objetivo que se pretendía captar, no genera una necesidad adicional de inversión en la red de distribución.

Por último, como las metodologías anteriores de distribución, la metodología aplicable en 2021-2026 se complementa con el resto de los regímenes retributivos asociados a las diversas subactividades de la distribución relacionadas con las instalaciones complementarias y/o servicios necesarios para atender los requerimientos de suministros de los usuarios donde las CC.AA. tienen competencias para establecer precios regulados de algunos de ellos, tal y como recogen los apartados 2 y 3 del artículo 93 de la Ley 34/1998.

#### **4.1. Extracoste del GLP en el archipiélago de Canarias**

Adicionalmente, en el caso de GARE, la regulación prevé una compensación por las diferencias de costes entre el GLP y el gas natural, toda vez que transitoriamente se distribuiría, como así es, gas propanado en lugar de gas natural, hasta que la isla dispusiera de las infraestructuras necesarias para poder suministrarse con gas natural.

**Figura 1 Evolución Precios GLP para Distribuidores GLP Canalizado y Cesión Gas Natural**



Así, el artículo 7.b) del Real Decreto 1184/2020 determina que dentro de los costes regulados a cubrir por cargos a determinar por el Ministerio se encuentra 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 gas natural licuado, así como la retribución a la actividad de suministro realizado por empresas distribuidoras en dichos territorios”*.

Actualmente, el coste diferencial se determina aplicando la fórmula del apartado 3 de la disposición adicional primera de la Orden TED/1023/2021.

## 5. ANALISIS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS EN CANARIAS

De acuerdo con el análisis realizado, se observa que GARE opera bajo unas condiciones no comparables al resto de distribuidoras de gas natural España.

### 5.1. Configuración de la red

Las redes se pueden caracterizar mediante su longitud (metros o km de red), el número de Puntos de suministro atendidos (PS) y la energía suministrada (MWh) a través de la propia red. Con ellos, es posible determinar indicadores de comparación entre redes en distintas ubicaciones con las siguientes ratios:

- Consumo unitario del PS: MWh/PS
- Densidad de red: PS/km de red -o- metros de red/PS
- Energía distribuida por la red: MWh/km de red

En comparación al resto de distribuidoras de gas, lo primero a destacar son los ratios tan desproporcionadas de la empresa GARE en relación con las demás empresas. Su red, que apenas alcanza los 10 kilómetros de longitud, no cuenta con más de 75 puntos de suministro; no obstante, estos puntos de suministro tienen un consumo unitario (571 MWh/PS) muy superior al resto de las empresas (Sector: 25 MWh/PS) al carecer de puntos de suministro domésticos.

Por tanto, GARE no logra aprovechar el despliegue de red existente para añadir nuevos consumidores y, pese a tener conectados a algunos consumidores comerciales de gran consumo (como un parque acuático u hoteles de distintas cadenas), en el segmento doméstico no ha logrado penetrar como el resto de sus homólogas del resto de España, incluido Baleares.

**Tabla 1. Datos y Ratios de Configuración de red. Promedio 2018-2019.**

Grupo empresarial	Área	Datos Promedio 2018-2019			Ratios de red Promedio 2018-2019			
		Puntos de Suministro	Longitud de red	Energía distribuida <60 bar	Consumo unitario	Densidad de red		Energía distribuida por red
		PS	km	MWh	MWh/PS	m/PS	PS/km	MWh/km
<b>Península (sin G. Redexis)</b>		<b>7.308.545</b>	<b>65.827</b>	<b>184.667.770</b>	<b>25</b>	<b>9,0</b>	<b>111</b>	<b>2.805</b>
G. Redexis	P/I	603.301	7.796	14.746.160	24	12,9	77	1.892
Redexis S.A.	P/I	505.743	6.012	12.396.346	25	11,9	84	2.062
R.S.A: Península	P	394.782	4.817	11.326.304	29	12,2	82	2.351
R.S.A: Baleares	I	110.961	1.196	1.070.042	10	10,8	93	895
GARE Canaria (DISA)	I	74	10	41.944	571	142,6	7	4.003
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>		<b>7.911.919</b>	<b>73.633</b>	<b>199.455.907</b>	<b>25</b>	<b>9,3</b>	<b>107</b>	<b>2.709</b>

Fuente: CNMC y Petición de Información

## 5.2. Evolución de la red

Para entender la configuración de la red gasista actual (2018-2019) es necesario analizar su evolución, cuyo crecimiento y desarrollo se explica completamente por las propias decisiones de las empresas distribuidoras del sector gasista a la vista de los diferentes modelos retributivos que han existido desde que se introdujo el gas natural en los años 70.

Analizando desde el año 2002, año en el que entra en vigor el modelo retributivo basado en el desarrollo de la actividad (fórmula paramétrica) hasta el año 2019, la evolución de la red en Canarias es distinta al resto de distribuidoras de gas en España. En primer lugar, porque la distribución de gas natural se inició en 2008; y, en segundo lugar, porque el desarrollo de la red tras las modificaciones introducidas en el modelo retributivo por la Ley 18/2014 (periodo 2013-2019) a pesar de mostrar crecimientos en longitud de red (24%) que conllevaron un incremento muy superior de PS (41%) y de energía distribuida (32%), en términos absolutos, el crecimiento obtenido en los últimos años resulta poco significativo (menos de 70 PS adicionales y menos de 34 GWh), dando **claros indicios de que la actividad en Canarias estaría prácticamente congelada**

**y/o habría llegado a su cenit lo que impediría aumentar la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado.**

Más aún, recientes desarrollos legislativos de las islas Canarias como la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de cambio climático y transición energética de Canarias, estarían dando señales para reducir el consumo de combustibles fósiles ahondando aún más en estas circunstancias.

**Tabla 2. Datos y crecimiento anual de la red. Años 2002 vs 2019.**

Grupo empresarial	Área	Puntos de Suministro PS		Longitud de red km		Energía distribuida MWh		Crecimiento anual acumulado 2002-2019		
		2002	2019	2002	2019	2002	2019	PS	km	MWh
<b>Península (sin G. Redexis)</b>		<b>4.487.741</b>	<b>7.322.946</b>	<b>29.989</b>	<b>65.971</b>	<b>171.400.308</b>	<b>183.199.400</b>	<b>2,9%</b>	<b>4,7%</b>	<b>0,4%</b>
G. Redexis	P/I	273.797	617.970	1.546	8.054	3.675.699	15.156.671	4,9%	10,2%	8,7%
Redexis S.A.	P/I	230.840	519.635	1.041	6.234	2.699.628	12.790.362	4,9%	11,1%	9,6%
R.S.A: Península	P	155.742	406.886	793	4.998	2.289.628	11.692.101	5,8%	11,4%	10,1%
R.S.A: Baleares	I	75.098	112.749	248	1.236	410.000	1.098.261	2,4%	9,9%	6,0%
GARE Canaria (*)	I	-	79	-	10	-	41.910	N/A	N/A	N/A
<b>TOTAL DEL SECTOR</b>		<b>4.761.538</b>	<b>7.940.995</b>	<b>31.535</b>	<b>74.035</b>	<b>175.076.007</b>	<b>198.397.982</b>	<b>3,1%</b>	<b>5,1%</b>	<b>0,7%</b>

Nota (\*): GARE Canaria inicia operación en 2008.

Fuente: CNMC y Petición de Información.

### 5.3. Análisis de los Costes declarados

En lo que respecta a las ratios de las redes de GARE, tanto en CAPEX como en OPEX, se observan unos niveles de coste muy superiores al resto de empresas. Por poner un ejemplo, el coste de inversión y el coste operacional por punto de suministro supera los 51.000 €/PS en el primero (sector: 1.640 €/PS) y está próximo a los 3.900 €/PS en el segundo (sector: 53 €/PS).

**Tabla 3 Ratios de costes: CAPEX y OPEX. Promedio 2018-2019.**

en subactividad Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60		Promedio 2018-2019			Promedio 2018-2019		
Grupo empresarial	Área	Ratios de CAPEX			Ratios de OPEX		
		€/ PS	€/ km	€/ MWh	€/ PS	€/ km	€/ MWh
<b>Península (sin G. Redexis)</b>		<b>1.643,9</b>	<b>182.520,4</b>	<b>65,1</b>	<b>53,9</b>	<b>5.983,1</b>	<b>2,1</b>
G. Redexis	P/I	1.584,8	122.650,3	64,8	42,0	3.247,6	1,7
Redexis S.A.	P/I	1.473,1	123.912,6	60,1	45,4	3.815,9	1,9
R.S.A: Península	P	1.490,6	122.169,6	52,0	41,9	3.433,0	1,5
R.S.A: Baleares	I	1.408,2	130.699,5	146,0	57,8	5.364,2	6,0
GARE Canaria (DISA)	I	51.245,5	359.437,5	89,8	3.817,2	26.773,7	6,7
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>		<b>1.639,9</b>	<b>176.207,1</b>	<b>65,1</b>	<b>53,0</b>	<b>5.696,5</b>	<b>2,1</b>

Fuente: CNMC según información aportada por las empresas

### 5.4. Análisis de los Estados Financieros de GARE

GARE es la única distribuidora de gas en España que arroja resultados de la cuenta de pérdidas y ganancias negativos en el periodo analizado de 2017 a

2020. Obtiene un EBITDA sobre cifra de negocio del -3% y un resultado neto sobre la cifra de negocio del -10%. De hecho, sus costes de operación superan al 100% de la cifra de negocio, lo que significa que sus ingresos promedios no son suficientes ni siquiera para cubrir sus costes operacionales. Además, GARE es la única empresa distribuidora de gas en España que no reparte dividendos en el periodo analizado.

**Tabla 4 Estructura de costes de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias (P/G)<sup>4</sup> con relación a la Cifra de Negocio (CdN). Empresas gasistas agrupadas por grupos empresariales. Promedio 2017-2020.**

%	Estructura de Costes (Promedio 2017-2020)					Resultado Neto sobre CdN
	Costes de Operación sobre CdN	Otros Costes de Operación sobre CdN(*)	Costes de Amortización sobre CdN	Costes Financieros sobre CdN	Costes fiscales sobre CdN	
Península (sin Redexis)	25%	-4%	33%	5%	8%	33%
G. Redexis	20%	-0,1%	54%	14%	5%	8%
Redexis S.A.	20%	-0,1%	52%	15%	5%	8%
GARE Canaria (DISA)	101%	1,8%	10%	1,1%	-4%	-10%
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>	<b>25%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>35%</b>	<b>6%</b>	<b>8%</b>	<b>30%</b>

Nota: Los costes con porcentajes negativos representan Ingresos.

(\*) Otros costes de Operación se refiere específicamente a la cuenta "Resultados por enajenaciones y otras".

Fuente: SICSE

## 5.5. Perspectivas de la actividad de la distribución de gas en canarias

Los problemas financieros de GARE son estructurales y analizados anualmente muestran una situación de pérdidas constantes. Estas dificultades de viabilidad económica en la distribución de gas en las Islas Canarias están relacionados con diversos factores.

**Tabla 5. Resumen Cuenta P/G de GARE Canaria 2016-2020.**

Miles €	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Cifra de Negocio	1.490	1.683	2.760	2.300	1.125	1.872
<b>EBITDA</b>	<b>-427</b>	<b>-453</b>	<b>348</b>	<b>-</b>	<b>-93</b>	<b>-125</b>
Amortización	-187	-198	-202	-208	-209	-201
Costes financieros	-5	-10	-43	-21	-11	-18
Impuestos	191	166	5	82	8	105
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>-428</b>	<b>-495</b>	<b>108</b>	<b>-147</b>	<b>-232</b>	<b>-239</b>

Fuente: SICSE

En primer lugar, la compañía no puede suministrar gas natural, sino aire propanado, mezcla de aire con GLP, con propiedades equivalentes al gas natural, pero con un coste históricamente superior, coste que está siendo compensado por los consumidores del sistema gasista. Estos gases se emplean

<sup>4</sup> Los Costes de operación se calculan como la diferencia entre la Cifra de negocio y el Resultado de explotación (EBIT) minorando la Amortización del inmovilizado y la cuenta titulada "Resultados por enajenaciones del inmovilizado y otras"; los Costes de amortización corresponden al importe de la cuenta "Amortización del inmovilizado"; los Costes financieros se calculan como la diferencia entre el Resultado antes de Impuestos (EBT) y el Resultado de explotación (EBIT); el Resultado neto corresponde al Resultado del ejercicio minorando los ingresos derivados de los dividendos aportados por las empresas filiales a la empresa matriz (únicamente aplica al grupo Nedgia).

temporalmente en redes de distribución de gas hasta que pueden suministrar gas natural tras su conexión con las instalaciones del Sistema Gasista. Dado el contexto actual de transición energética y descarbonización de los sectores energéticos no parece previsible que esta temporalidad desaparezca en un futuro próximo.

En segundo lugar, la compañía ha sufrido las desviaciones en el desarrollo del gas natural en las Islas Canarias previsto en la Planificación Energética del año 2002 pues, pasados más de 20 años, no se han llevado a cabo las instalaciones previstas para el transporte de gas natural en el archipiélago debido, sobre todo, al cambio en los paradigmas energéticos y la falta de claridad de la viabilidad económica del gas en Canarias.

Los proyectos de transporte de gas natural fueron dilatándose en el tiempo, no solo por el propio proceso administrativo, tal y como evidenciaron los tres documentos de planificación realizados, sino también, por la falta de consumos garantizados desde el sector eléctrico que les dieran viabilidad económica, y por la falta de escalabilidad de las instalaciones planificadas (tal y como pusieron de manifiesto los informes de esta Comisión sobre la Autorización Administrativa de la Planta de Regasificación de Granadilla – INF/DE/130/17 e INF/DE/062/18).

La falta del desarrollo de las infraestructuras de transporte no ayudó al despliegue de la actividad de distribución de gas natural (o en su defecto aire propanado) en las islas, a pesar de la existencia de un mecanismo retributivo específico hasta 2014 y al impulso posterior del Gobierno Canario con la publicación del Decreto 345/2015 donde señalaba que el interés de varias empresas distribuidoras interesadas *“en suministrar aire propanado en determinados municipios donde actualmente no existe red de distribución, hace necesario regular la forma de resolución en el supuesto de concurrencia de varias solicitudes de autorización administrativa de este tipo de instalaciones contemplado en la normativa de aplicación, que garantice los principios de objetividad, transparencia y libre competencia”* y cuando el Gobierno Canario, en aquel entonces, consideraba *“indispensable promover en Canarias la implantación de instalaciones de distribución para el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización, especialmente para el sector industrial, el hotelero y el de ocio, cuyas empresas necesitan optimizar su consumo energético para poder ser competitivas”*.

En este contexto, cabe destacar que la red de distribución de GARE fue la única infraestructura para distribuir gas natural (en realidad distribuye aire propanado) construida de aquellas que fueron planificadas. De hecho, GARE fue capaz de ponerla en servicio (año 2008) en línea con las fechas previstas inicialmente, aunque no pudo contar con los apoyos económicos pre-asignados por las

administraciones para su desarrollo, porque, entre otros motivos, el Gobierno Canario no desembolsó las aportaciones comprometidas. De este modo, la empresa no recibió los apoyos económicos pre-asignados por las administraciones para su desarrollo, lo que habría supuesto unos ingresos de más de 2,5 millones de euros.

De hecho, pese a los intentos del Gobierno Canario en 2015 de dinamizar la actividad de distribución de gas en Canarias, llegando a autorizar la distribución de aire propanado en varios municipios de las islas entre 2016 y 2018, la realidad es que las distribuidoras autorizadas no desarrollaron sus redes. Por otra parte, las circunstancias habrían cambiado como se refleja en los recientes desarrollos legislativos de las islas Canarias como la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de cambio climático y transición energética de Canarias, que estarían dando señales para reducir el consumo de combustibles fósiles.<sup>5</sup>

Por tanto, hoy en día, GARE sería la única distribuidora de aire propanado en las islas y, por ende, la única propietaria de activos del sistema gasista en ellas. Tal y como pone de manifiesto este análisis, su actividad estaría prácticamente congelada y/o habría llegado a su cenit lo que impediría aumentar la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado.

La razón final para que no hayan surgidos otros distribuidores, o llegado el caso GARE no extienda su red, sería la inexistencia de infraestructura de transporte que habilite el aprovisionamiento de gas natural a las Islas Canarias. Esto obliga a suministrar temporalmente (y sin previsibilidad de su duración) aire propanado – mezcla de aire con GLP, producto energético competidor del propio gas natural – a un precio de venta regulado y normalmente inferior al de la propia materia original. Por su parte, en el suministro de GLP en la modalidad a granel el precio es libre.

Como resultado de lo anterior, la actividad de distribución de gas natural en las islas utilizará previsiblemente de forma permanente el aire propanado porque, de todos los proyectos de redes de gas natural planificados, únicamente la red de distribución de GARE se ha materializado. Además, la regulación obliga a la compañía a suministrar (y sin previsibilidad de su duración) el aire propanado a el precio de venta regulado del gas natural y normalmente inferior al de la propia

---

<sup>5</sup> El art. 39 regula la priorización de las energías renovables sobre las basadas en combustibles fósiles en los instrumentos de ordenación ambiental, recursos naturales, territorial, urbanística y sectorial. Además, el art. 40 regula el abandono de las energías de origen fósil en las administraciones públicas de Canarias, y el art. 45 la reducción de la generación eléctrica con combustibles fósiles.

materia original que, aunque es compensado parcialmente por el modelo retributivo, parece no rentabilizar el ampliar y explotar la red existente.

A todo ello se añade que el coste del suministro de gases manufacturados en los territorios insulares se ve influido por las dificultades de aprovisionamiento en el territorio, que adolece de falta de instalaciones de almacenamiento para albergar grandes volúmenes de este producto. La única instalación que cumple estos requisitos es la refinería, hoy inactiva, de Tenerife, para la cual no hay reconocido un acceso de terceros.

## 6. CONCLUSIONES

Durante la tramitación de este expediente, se ha constatado la existencia de una situación estructural de ausencia de infraestructuras de aprovisionamientos de gas natural en Tenerife.

En particular, del análisis se desprende que la distribución de gas natural en Canarias, sin el apoyo de las infraestructuras de recepción de gas natural previstas en la planificación del año 2002 y en un escenario de descarbonización, no parece haber tenido margen de desarrollo. El suministro de gas se ve abocado a emplear aire propanado para suministrar a los consumidores a precios parcialmente soportados por el sistema gasista.

Es necesario que se adopten antes del inicio del siguiente periodo regulatorio las actuaciones necesarias para alcanzar el equilibrio económico del suministro de aire propanado sin contar con una modificación retributiva en el próximo periodo regulatorio. La solución definitiva a la viabilidad de GARE parece residir en la adopción de medidas alternativas a desarrollar por las autoridades competentes.

Las competencias de la CNMC en materia retributiva son, por lo tanto, insuficientes para resolver este problema estructural. No obstante, a la espera de estas medidas y únicamente para este período regulatorio, procede reconocer un incremento retributivo al amparo del principio de retribución razonable, que legalmente debe atender a las especificidades de la actividad en el territorio insular canario.

Los análisis realizados ponen de manifiesto, entre otras cuestiones, que el EBITDA promedio de GARE es negativo durante los últimos 13 años y que la retribución actual (197.345 € promedio 2018/19) es insuficiente para cubrir los costes operativos (280.562 € OPEX promedio 2018/19). En vista de ello, procede reconocer una retribución adicional cuyo importe es el valor resultante de sumar los valores promedios de los 5 años del periodo analizado (2016-2020) de la amortización (201 mil €), los costes financieros (18 mil €) y el EBITDA negativo (125 mil €), que hubieran dado un resultado antes de impuesto nulo, si se

hubieran cobrado en el periodo 2016-2020, estableciéndose en consecuencia una retribución anual incremental de 350.000 €/año de gas. De esta forma, se cubriría el coste derivado de las especificidades del desarrollo de la actividad de distribución en el territorio insular de canario, manteniendo los incentivos preestablecidos para el conjunto de la actividad.

Dicho incremento retributivo aplicable a la actividad de distribución de gas natural de la empresa Gasificadora Regional Canaria por el desarrollo de su actividad en territorios insulares por un importe fijo durante este período regulatorio de 350.000 €/año de gas, surtirá efectos desde el inicio del periodo regulatorio 2021-2026, sin extenderse al próximo período regulatorio.