

ÍNDICE

1. Objeto.....	3
2. Antecedentes	3
3. Modelo retributivo de la actividad de distribución.....	5
3.1. Extracoste del GLP en el archipiélago de Canarias.....	7
4. Analisis de la actividad de distribución en Canarias.....	8
4.1. Configuración de la red	9
4.2. Evolución de la red	10
4.3. Análisis de los Costes declarados.....	11
4.4. Análisis de los Estados Financieros de GARE	11
5. Perspectiva de la actividad de distribución en Canarias	12
6. Conclusiones del análisis	15

INFORME SOBRE LA RETRIBUCIÓN APLICABLE POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE GASIFICADORA REGIONAL CANARIA S.A.

1. OBJETO

Este informe tiene por objeto analizar si la aplicación de la metodología retributiva de la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural permite aportar una solución económicamente sostenible y eficiente a la problemática planteada por GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A. (GARE, en adelante), empresa perteneciente al grupo DISA.

2. ANTECEDENTES

La actividad de distribución de gas natural se realiza en las Islas Canarias únicamente en el municipio de Adeje (Tenerife) a través de una red de distribución que suministra aire propanado y operada por GARE.

Esta compañía ha señalado 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 ha solicitado que, conforme al segundo apartado de la Disposición Adicional Cuarta de la misma, se proceda a incrementar los parámetros de retribución que aplican en el caso de empresa distribuidoras en territorios insulares.

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.

Con la 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.

En el documento de 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 los parámetros de retribución. En relación con GARE se concluye que, efectivamente, la empresa

está operando a pérdidas, proponiendo un incremento de la retribución en un importe fijo de 350.000 €/año como compensación.

En las alegaciones GARE afirma 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, señala, entre otras, que el importe calculado por la CNMC no permite 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 solicita incrementar la retribución adicional hasta 737.700€/año.

Tal alegación debe 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. De hecho, en aquel momento, GARE hizo uso de un mecanismo retributivo que estuvo aplicable hasta 2014, denominado “*Retribución específica de instalaciones de distribución*” que dotaba de una retribución adicional a aquellas distribuidoras que hubieran suscrito convenios con alguna comunidad autónoma para acometer la gasificación de núcleos de población que no dispongan de gas natural¹, siempre y cuando cumplieran una serie de condiciones.

En la Resolución de 16 de diciembre de 2008 de la DGPEyM, por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en los años 2007 y 2008, se le pre-asignó a GARE una retribución específica de 1.774.643 € tras cumplir con el procedimiento de la Resolución de la Secretaria General de Energía de 13 de marzo de 2007, donde, entre otra documentación, se aportaba el formulario oficial “Excel” de solicitud de retribución específica para el núcleo de población de Adeje (Tenerife). Con fecha 10 noviembre 2011, el Consejo de la CNE resolvió no liquidar la retribución preasignada en tanto que

¹ Desde 2007, con las modificaciones introducidos por la Orden ITC/3993/2006, se reservaba un máximo de 5.000.0000 € para las instalaciones de distribución de combustibles gaseosos por canalización a construir en el ámbito territorial del archipiélago canario.

no se acreditaron adecuadamente las condiciones bajo las que se asignó tal retribución.

El formulario Excel presentado para obtener la retribución específica contenía un plan de negocio a 30 años sobre el mercado potencial. 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).

Tales valores contrastan 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. Es posible, que dichas diferencias tengan 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 €². En consecuencia, la no consecución de los objetivos iniciales por parte del titular no debería trasladarse al sistema gasista mediante retribuciones adicionales cuando en su momento fue el titular quien decidió asumirlos.

La Sala de Supervisión Regulatoria, una vez analizada la situación del mercado de la distribución de Canarias y vistas las alegaciones a las propuestas de Resolución, en su sesión de 18 de enero de 2024 acuerda que, *“si bien las redes de Canarias tienen una configuración atípica, tal situación no se debería a la especificidad del territorio insular canario, sino a la falta de captación de la demanda esperada, una cuestión, unida a la falta de desarrollo efectivo de las infraestructuras planificadas de gas natural, que excedería del ámbito de la metodología retributiva, no siendo aplicable a este caso la Disposición Adicional Cuarta de la Circular 4/2020, de 31 de marzo. En este contexto, encomienda la realización de un informe a la Dirección de Energía sobre la situación del mercado de la distribución del gas en Canarias, contemplando posibles soluciones a esta situación que sean de orden distinto a la problemática retributiva, la cual no resulta en este caso de aplicación.”*

3. MODELO RETRIBUTIVO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

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

² 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.

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/renganche 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.

3.1. 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.

4.1. 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 las 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 (incluyendo un parque acuático y 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
		Nº	km	MWh	MWh/PS	m/PS	PS/km	MWh/km
G. Extremadura	P	76.320	781	2.173.099	28	10,2	98	2.782
G. Nortegás	P	952.712	6.864	27.392.219	29	7,2	139	3.991
G. MRG	P	881.921	5.802	10.634.743	12	6,6	152	1.833
G. Nedgia	P	5.397.592	52.379	144.467.709	27	9,7	103	2.758
G. Redexis	P/I	603.301	7.796	14.746.160	24	12,9	77	1.892
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	I	74	10	41.944	571	142,6	7	4.003
TOTAL SECTOR GAS		7.911.919	73.633	199.455.907	25	9,3	107	2.709

Fuente: CNMC y Petición de Información

4.2. 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
G. Extremadura	P	18.833	77.282	238	784	693.325	2.198.362	8,7%	7,3%	7,0%
G. Nortegás	P	559.922	957.382	4.019	6.876	23.740.632	27.116.570	3,2%	3,2%	0,8%
G. MRG	P	572.879	884.704	3.973	5.824	5.997.581	10.124.352	2,6%	2,3%	3,1%
G. Nedgia	P	3.336.107	5.403.578	21.759	52.486	140.968.770	143.760.115	2,9%	5,3%	0,1%
G. Redexis	P/I	273.797	617.970	1.546	8.054	3.675.699	15.156.671	4,9%	10,2%	8,7%
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 (*)	I	-	79	-	10	-	41.910	N/A	N/A	N/A
TOTAL DEL SECTOR		4.761.538	7.940.995	31.535	74.035	175.076.007	198.397.982	3,1%	5,1%	0,7%

Fuente: CNMC y Petición de Información.

4.3. 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.

Grupo empresarial	Área	Promedio 2018-2019			Promedio 2018-2019		
		Ratios de CAPEX			Ratios de OPEX		
		€/ PS	€/ km	€/ MWh	€/ PS	€/ km	€/ MWh
G. Extremadura	P	1.079,1	105.441,2	37,9	32,4	3.162,8	1,1
G. Nortegás	P	3.090,6	428.944,5	107,5	39,0	5.413,8	1,4
G. MRG	P	1.759,5	267.451,9	145,9	24,1	3.670,8	2,0
G. Nedgia	P	1.377,7	141.968,1	51,5	61,7	6.355,9	2,3
G. Redexis	P/I	1.584,8	122.650,3	64,8	42,0	3.247,6	1,7
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	I	51.245,5	359.437,5	89,8	3.817,2	26.773,7	6,7
SECTOR GAS		1.639,9	176.207,1	65,1	53,0	5.696,5	2,1

Fuente: CNMC según información aportada por las empresas

4.4. 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)³ 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	
G. Extremadura	31%	0,05%	29%	0,1%	8%	31%
G. Nortegás	22%	-31% (**)	49%	12%	-4%	52% (**)
G. MRG	25%	-0,003%	60%	19%	-1%	-3%
G. Nedgia	26%	-0,02%	26%	1,8%	11%	35%
G. Redexis	20%	-0,1%	54%	14%	5%	8%
GARE	101%	1,8%	10%	1,1%	-4%	-10%

Nota: Los costes con porcentajes negativos representan Ingresos.

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

(**) Los ingresos por "Resultados por enajenaciones y otras" fueron muy relevantes para el grupo Nortegás en el año 2017 ocasionando un impacto directo y muy positivo en el Resultado Neto de este grupo.

Fuente: SICSE

5. PERSPECTIVA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 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.

³ 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).

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 de gas natural (en realidad 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.⁴

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 surgido 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

⁴ 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.

Los principios básicos de la Circular 8/2020 están encaminados a garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista e incentivar un desarrollo y una gestión eficaz y una mejora de la productividad en la actividad de distribución del gas natural. La metodología presupone que la distribución de gas natural tiene acceso a fuentes de aprovisionamiento de gas natural, al tiempo que le resulta posible alcanzar una densidad de red óptima que evite costes excesivamente gravosos para los consumidores.

La red GARE no resulta por tanto una red eficiente económicamente, ni se dan actualmente las circunstancias para su mayor desarrollo. Un incremento de los parámetros retributivos para GARE, no solucionaría el problema si la actividad no puede crecer en ese entorno y supondría, en último término, un incremento de los costes del sistema gasista que estaría perjudicando al resto de usuarios de gas natural a través de peajes más elevados, además de la partida que también soportan en los cargos por el coste diferencial de la materia prima.

Las soluciones de viabilidad de GARE parecen residir en medidas alternativas a desarrollar por la empresa y la Comunidad Autónoma en coordinación con el Ministerio, por ejemplo, convirtiendo la autorización administrativa actual en autorización administrativa de distribución y/o suministro de gases licuados del petróleo (GLP) por canalización, que tienen sus propios precios regulados.

En conclusión, se considera que la insuficiencia retributiva de la actividad de distribución de GARE precisa resolverse a través de medidas que den una solución definitiva a los problemas de sostenibilidad de la actividad de gas en Canarias, que sobrepasa la capacidad de la metodología retributiva de la distribución de gas natural y las competencias de la CNMC.

Madrid a fecha de la firma digital

LA DIRECTORA DE ENERGIA

Rocío Prieto González