

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.

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.

– 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 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 por lo que su uso es exclusivo de CEPSA.

6. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

La situación de insuficiencia financiera para desarrollar la actividad de distribución de gas en Canarias descrita es estructural y requiere de un replanteamiento general y medidas más amplias.

La petición de la compañía para incrementar la retribución de la actividad de distribución de GARE con un importe fijo serviría para aliviar sus dificultades financieras actuales y compensar el déficit operativo estructural, y ello pese a los complementos retributivos que ya percibe a través de los cargos por el sobrecoste del GLP en relación al precio de gas natural que cobra a los consumidores.

Efectivamente, la problemática de la distribución de gas natural en Canarias es la falta de aprovisionamientos de gas natural. 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.

La metodología retributiva de la Circular 8/2020 no está concebida para las redes confinadas de gas propanado, sino para la actividad de distribución gas natural.

