CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN DE GAS PARA EL AÑO OCTUBRE 2021- SEPTIEMBRE 2022

RAP/DE/007/20

29 de abril de 2021

Índice

I. OBJETO 5
II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE 5
III. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN 6
IV. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN 6
1. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2020-2021 7
2. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2021-2022 10
V. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LOS PEAJES DE LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN 13
VI. HABILITACIÓN PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES EN EL AÑO DE GAS 2020-2021 15
1. Previsión de variables de facturación 15
2. Previsión de costes 17
3. Previsión de ingresos 17
4. Evaluación de la necesidad de actualización de peajes del ejercicio 2020-2021 19
VII. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE 21
1. Parámetros de la metodología 21
1.1 Modelo de red de transporte 21
1.2 Puntos de entrada a la red de transporte 22
1.3 Puntos de salida de la red de transporte 22
1.4 Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida 22
1.5 Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregadas por punto de entrada y salida de la red de transporte 23

2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte 25
3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad 27
3.1 Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal 27
3.2 Ajustes en los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal resultantes de la CWD 29
3.3 Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal 31
3.3.1 Ajustes en los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal resultantes de la CWD 32
4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen 35
5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año. 36
6. Interrumpibilidad 39
7. Valoración de la metodología de asignación 41
7.1 Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen 41
7.2 Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida 42
7.3 Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales 42
7.4 Análisis de la variación de los peajes de transporte 45
8. Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio 51
VIII. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REDES LOCALES 56
1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales 56
2. Variables de facturación consideradas en la asignación 57
3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste 57
4. Análisis de la variación de los peajes de redes locales 72
5. Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio 76
IX. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN 80
1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación 80
2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento 81
3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta 87
3.1 Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo 87
3.2 Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios 89

4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable 95
5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta 96
5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual 96
5.1.1 Peaje de descarga de buques 97
5.1.2 Peaje de almacenamiento de GNL 98
5.1.3 Peaje de regasificación 99
5.1.4 Peaje de licuefacción virtual 100
5.1.5 Peaje de carga en cisternas 101
5.1.6 Peaje de carga de GNL de planta a buque 102
5.1.7 Peaje de carga de GNL de buque a buque 102
5.1.8 Peaje de puesta en frío 103
5.1.9 Factor de ajuste a aplicar 104
5.1.10 Peaje de aplicable a los servicios agregados 105
5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año 106
5.3 Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación 109
5.4 Análisis de la variación de los peajes de regasificación 110
5.5 Evolución prevista de los peajes de regasificación en el periodo regulatorio 115
X. OTRAS DISPOSICIONES 123
1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales 123
2. Periodo transitorio 124
2.1 Análisis de la necesidad 124
2.2 Peajes de transporte durante el periodo transitorio 135
2.3 Peajes de redes locales durante el periodo transitorio 150
3. Modificación de peaje tras la ubicación inicial 161
XI. PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN A PUBLICAR EN LA RESOLUCIÓN 161
ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTA PARA LOS AÑOS DE GAS 2020 - 2021 HASTA 2025-2026 166

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL PARA EL AÑO DE GAS OCTUBRE 2021- SEPTIEMBRE 2022

I. OBJETO

El objeto de la Memoria es detallar y justificar los peajes de acceso a las redes de transporte, distribución y regasificación aplicables a partir del 1 de octubre de 2021, conforme a lo establecido en el artículo 36 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho de la Unión Europea 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. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas.

En aplicación de lo anterior, el 22 de julio de 2020, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 6/2020 citada.

Por otra parte, en el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural.

Conforme al artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 36 de la citada Circular 6/2020, de 22 de julio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, calculará anualmente y publicará en

el Boletín Oficial del Estado mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte, a las redes locales y a las instalaciones de regasificación.

III. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el 30 de abril de 2021 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos y a las empresas concernidas para alegaciones. Asimismo, en dicha fecha dichos documentos fueron publicados en la página web de la CNMC.

Por otra parte, en la misma fecha y de acuerdo con lo establecido en el artículo 28.2 del 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 se ha remitido la propuesta de resolución y sus documentos anexos a las autoridades reguladoras de Francia y Portugal para que emitan informe sobre los aspectos contemplados en el artículo 28.2 del citado Reglamento.

En este epígrafe se recogerá un resumen de las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, así como cualquier otra cuestión relevante que pudiera surgir en la misma.

IV. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

A continuación, se presenta las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022 desagregadas por peaje de salida de las redes de transporte y distribución, así como las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación y la capacidad y el volumen de entrada y salida de la red de transporte troncal. Los escenarios de previsión han sido elaborados teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, la información aportada por las empresas gasistas y la información disponible tanto en la base de datos de liquidaciones gasista como en el SL-ATR.

En anexo I se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en la determinación de las variables de facturación previstas para los ejercicios 2020-2021 y 2021-2022, así como la previsión de su evolución hasta el final del periodo regulatorio tanto con la estructura de peajes vigentes como con la estructura establecida en la Circular 6/2020.

1. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2020-2021

En el Cuadro 1 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada equivalente registrada en el año de gas 2019-2020, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones y la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2019-2020 se reducirá un 3,7% respecto de los niveles registrados en el año de gas 2019-2020, motivado fundamentalmente por el descenso de la demanda destinada a generación eléctrica (-22,8%), compensado por el incremento del 3,1% de la demanda convencional (sobre todo del grupo 3, +8,0%) (véase Cuadro 1).

Asimismo, se espera una reducción de la capacidad contratada del 6,3%, consecuencia de la reducción de la capacidad contratada de consumidores que utilizan gas para generar electricidad (-19%) y el mantenimiento de la capacidad contratada para el resto de consumidores.

Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2020-2021

	Año Gas 2019-2020 (A)			Previsión Año Gas 2020-2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
Grupo tarifario	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/dia)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/dia)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad	Volumen
Demanda Generación Eléctrica	**47**	**373.023**	**95.780**	**41**	**302.751**	**73.922**	**-12,9%**	**-18,8%**	**-22,8%**
Peninsular	44	316.973	89.568	38	246.701	66.973	-13,2%	-22,2%	-25,2%
Baleares	3	56.050	6.211	3	56.050	6.950	-8,3%	0,0%	11,9%
Demanda Convencional	**7.941.613**	**728.115**	**258.630**	**7.976.775**	**728.700**	**266.710**	**0,4%**	**0,1%**	**3,1%**
Grupo 1	***85***	***224.509***	***70.580***	85	226.699	71.853	***0,0%***	***1,0%***	***1,8%***
Grupo 2	***3.780***	***480.129***	***121.610***	***3.780***	***479.371***	***123.081***	***0,0%***	***-0,2%***	***1,2%***
16 bar < P ≤ 60 bar	154	121.544	33.936	154	121.092	34.429	0,0%	-0,4%	1,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.626	358.585	87.674	3.626	358.279	88.652	0,0%	-0,1%	1,1%
Grupo 3	***7.937.748***	***23.477***	***66.440***	***7.972.910***	***22.631***	***71.776***	***0,4%***		***8,0%***
3.1	4.611.206		10.546	4.612.733		11.793	0,0%		11,8%
3.2	3.248.484		27.850	3.280.545		30.677	1,0%		10,1%
3.3	25.515		1.444	25.955		1.639	1,7%		13,5%
3.4	52.230		21.810	53.357		22.993	2,2%		5,4%
3.5	312	23.477	4.789	321	22.631	4.673	2,9%	-3,6%	-2,4%
GNL cliente final			**11.057**			**11.224**			**1,5%**
Total	***7.941.660***	***1.101.139***	***365.467***	***7.976.816***	***1.031.452***	***351.856***	***0,4%***	***-6,3%***	***-3,7%***

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

En el Cuadro 2 se muestran las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2020-2021.

Cuadro 2. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2020-2021

	Año de gas 2019-2020 (A)		Previsión de cierre año de gas 2020-2021 (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado
Regasificación	752.937.713	233.845.342	666.749.039	215.560.842	-11,4%	-7,8%
	Nº de buques	Volumen descargado (MWh)	Nº de buques	Volumen descargado (MWh)	Nº de buques	Volumen descargado de buques
Descarga de buques	250	239.346.982	241	230.414.956	-3,5%	-3,7%
S ≤ 40.000 m3	1	61.984	1	83.593	0,0%	34,9%
M: 40.000 - 75.000 m3	4	1.931.919	4	2.061.107	0,0%	6,7%
L: 75.000 - 150.000 m3	96	84.031.366	93	81.590.133	-3,1%	-2,9%
XL: 150.000 m3 - 216.000 m3	146	148.416.561	140	141.974.516	-4,1%	-4,3%
XXL > 216.000 m3	3	4.905.152	3	4.705.607	0,0%	-4,1%
	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buque
Trasvase de GNL de planta a buque	23	736.896	24	1.911.210	4,3%	159,4%
	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buque
Trasvase de GNL de buque a buque	23	736.896	1	142.048	-95,7%	-80,7%
	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío (MWh)	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío (MWh)	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío
Puesta en frío	11	129.853	1	3.091	-90,9%	-97,6%
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen cargado en cisternas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen cargado en cisternas (MWh)	Caudal contratado	Volumen cargados en cisternas
Carga en cisternas	51.201.568	12.533.746	52.792.454	13.891.161	3,1%	10,8%
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado	Volumen de gas almacenado
Almacenamiento de GNL	-	3.931.266.791	14.157.746.236	3.160.189.085	n.a.	-19,6%
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas
Licuefacción Virtual	-	-	5.737.542	1.825.000	n.a.	n.a

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Finalmente, en el Cuadro 3 y en el Cuadro 4 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada y de salida de la red de transporte, previstos para el cierre del año de gas 2020-2021.

Cuadro 3. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 desagregada por punto de entrada

	Real año de gas 2019-2020			Previsión de cierre año de gas 2020-2021			Tasa de Variación 2021 s/ 2020		
Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	**124.952.112**	**475.319.875**	**72,0%**	**138.934.168**	**581.557.840**	**65,5%**	**11,2%**	**22,4%**	**-9,1%**
Tarifa GME	28.981.293	101.264.217	78,4%	42.301.414	175.158.882	66,2%	46,0%	73,0%	-15,6%
MEDGAZ	60.322.856	208.847.080	79,1%	63.122.370	220.541.251	78,4%	4,6%	5,6%	-0,9%
VIP Pirineos	33.878.738	156.368.035	59,4%	31.204.692	174.946.238	48,9%	-7,9%	11,9%	-17,7%
VIP Ibérico	1.769.225	8.840.542	54,8%	2.305.692	10.911.468	57,9%	30,3%	23,4%	5,6%
Desde planta de regasificación	**233.974.286**	**701.418.653**	**91,4%**	**215.560.842**	**666.749.039**	**88,6%**	**-7,9%**	**-4,9%**	**-3,1%**
Barcelona	47.918.003	n.a.	n.a.	38.812.183	120.049.567	88,6%			
Cartagena	33.139.636	n.a.	n.a.	38.930.731	120.416.248	88,6%			
Huelva	51.723.459	n.a.	n.a.	47.839.692	147.972.464	88,6%			
Bilbao	63.572.760	n.a.	n.a.	48.313.048	149.436.597	88,6%			
Sagunto	20.291.980	n.a.	n.a.	18.812.676	58.189.295	88,6%			
Mugardos	17.328.448	n.a.	n.a.	22.852.511	70.684.867	88,6%			
Desde AA.SS.	**8.546.112**	**n.a.**	**n.a.**	**11.037.005**	**33.020.031**	**91,6%**	**29,1%**		
Serrablo	3.730.496	n.a.	n.a.	3.265.078	9.567.884	93,5%			
Gaviota	1.945.520	n.a.	n.a.	3.963.034	12.492.230	86,9%			
Yela	269.028	n.a.	n.a.	3.448.840	9.823.076	96,2%			
Marismas	2.601.068	n.a.	n.a.	360.052	1.136.840	86,8%			
Otros	**681.719**	**2.983.354**	**62,6%**	**454.715**	**2.154.755**	**57,8%**	**-33,3%**	**-27,8%**	**-7,6%**
Marismas	0	0		7.665	21.000	100,0%			
Poseidon	41.786	338.750	33,8%	58.084	437.308	36,4%	39,0%	29,1%	7,7%
Viura	540.719	2.370.004	62,5%	314.634	1.401.699	61,5%	-41,8%	-40,9%	-1,6%
Madrid	99.214	274.599	99,0%	74.332	294.749	69,1%	-25,1%	7,3%	-30,2%
TOTAL	**368.154.229**	**1.179.721.881**	**85%**	**365.986.729**	**1.283.481.664**	**78%**	**-0,6%**	**8,8%**	**-8,6%**

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2020-2021 desagregada por punto de salida

	Real año de gas 2019-2020			Previsión de cierre año de gas 2020-2021			Tasa de Variación 2021 s/ 2020		
Puntos de salida	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	**35.647.963**	**130.283.371**	**75,0%**	**13.544.872**	**149.643.005**	**24,8%**	**-62,0%**	**14,9%**	**-66,9%**
VIP Pirineos	33.878.738	122.158.277	76,0%	9.132.812	124.799.837	20,0%	-73,0%	2,2%	-73,6%
VIP Ibérico	1.769.225	8.125.094	59,7%	4.412.060	24.843.169	48,7%	149,4%	205,8%	-18,4%
Planta de regasificación	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**	**1.825.000**	**5.737.542**	**87,1%**			
Barcelona	n.a.	n.a.	n.a.	328.595	1.033.057	87,1%			
Cartagena	n.a.	n.a.	n.a.	329.599	1.036.212	87,1%			
Huelva	n.a.	n.a.	n.a.	405.025	1.273.340	87,1%			
Bilbao	n.a.	n.a.	n.a.	409.032	1.285.939	87,1%			
Sagunto	n.a.	n.a.	n.a.	159.274	500.733	87,1%			
Mugardos	n.a.	n.a.	n.a.	193.476	608.261	87,1%			
Desde AA.SS.	**11.951.899**	**n.a.**	**n.a.**	**12.177.995**	**32.868.152**	**101,5%**	**1,9%**		
Serrablo	3.205.649	n.a.	n.a.	3.801.379	10.074.494	103,4%	18,6%		
Gaviota	4.881.225	n.a.	n.a.	3.950.652	10.689.222	101,3%	-19,1%		
Yela	373.225	n.a.	n.a.	3.587.470	9.584.356	102,5%	861,2%		
Marismas	3.491.800	n.a.	n.a.	838.494	2.520.081	91,2%	-76,0%		
Salida nacional	**353.144.789**	**1.495.620.151**	**64,7%**	**339.267.861**	**1.461.601.385**	**63,6%**	**-3,9%**	**-2,3%**	**-1,7%**
P > 60 bar	166.311.826	597.023.478	76,3%	145.747.881	529.112.132	75,5%	-12,4%	-11,4%	-1,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	33.935.800	121.543.921	76,5%	34.429.143	121.091.796	77,9%	1,5%	-0,4%	1,8%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.722.244	359.094.095	66,9%	88.679.631	358.616.936	67,7%	1,1%	-0,1%	1,2%
P ≤ 4 bar	65.174.919	417.958.658	42,7%	70.411.206	452.780.521	42,6%	8,0%	8,3%	-0,3%
TOTAL	**400.744.651**	**1.625.903.522**	**67,5%**	**366.815.728**	**1.649.850.085**	**60,9%**	**-8,5%**	**1,5%**	**-9,8%**

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

2. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2021-2022

En el Cuadro 5 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada prevista por la CNMC para el año de gas 2021-2022 con la estructura de peajes vigente a efectos de facilitar la comparación entre ambos ejercicios. Se estima que la demanda del año de gas 2021-2022 alcanzará los 349,2 TWh, un 0,8% inferior a la demanda prevista para el cierre del año de gas 2020-2021, justificado, fundamentalmente, por la contracción de la demanda destinada a la generación eléctrica y de la demanda del grupo 3 como consecuencia de considerar la Borrasca Filomena en el año de gas 2020-2021, parcialmente compensado por el aumento de la demanda de los grupos 1 y 2.

Asimismo, se estima una reducción de la capacidad contratada en el año de gas 2021-2022 del 1,4% respecto de la prevista para el cierre del año de gas 2020-2021, motivado, fundamentalmente, por (i) la contracción de la capacidad contratada destinada a generación eléctrica, parcialmente compensado por el incremento de la capacidad convencional, y (ii) el impacto del cambio de los multiplicadores.

Cuadro 5. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022

	Previsión de cierre del año de gas 2020-2021 (A)			Previsión para el año de gas 2021-2022 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
Grupo tarifario	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/dia)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/dia)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad	Volumen
Demanda Generación Eléctrica	**41**	**302.751**	**73.922**	**41**	**270.593**	**65.267**	**0,0%**	**-10,6%**	**-11,7%**
Peninsular	38	246.701	66.973	38	214.542	58.243	0,0%	-13,0%	-13,0%
Baleares	3	56.050	6.950	3	56.050	7.025	0,0%	0,0%	1,1%
Demanda Convencional	**7.976.775**	**728.700**	**266.710**	**8.025.741**	**746.195**	**272.028**	**0,6%**	**2,4%**	**2,0%**
Grupo 1	***85***	***226.699***	***71.853***	85	236.601	75.325	***0,0%***	***4,4%***	***4,8%***
Grupo 2	***3.780***	***479.371***	***123.081***	***3.792***	***486.292***	***127.154***	***0,3%***	***1,4%***	***3,3%***
16 bar < P ≤ 60 bar	154	121.092	34.429	156	122.948	35.813	1,0%	1,5%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.626	358.279	88.652	3.636	363.345	91.341	0,3%	1,4%	3,0%
Grupo 3	***7.972.910***	***22.631***	***71.776***	***8.021.864***	***23.302***	***69.548***	***0,6%***		***-3,1%***
3.1	4.612.733	-	11.793	4.629.380		11.017	0,4%		-6,6%
3.2	3.280.545	-	30.677	3.311.206		28.788	0,9%		-6,2%
3.3	25.955	-	1.639	26.631		1.575	2,6%		-3,9%
3.4	53.357	-	22.993	54.317		23.356	1,8%		1,6%
3.5	321	22.631	4.673	329	23.302	4.811	2,3%	3,0%	3,0%
GNL cliente final			**11.224**			**11.902**			**6,0%**
Total	***7.976.816***	***1.031.452***	***351.856***	***8.025.782***	***1.016.787***	***349.197***	***0,6%***	***-1,4%***	***-0,8%***

Fuente: CNMC

En el Cuadro 6 se presenta el escenario de previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2021-2022.

Cuadro 6. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2021-2022

	Año de gas 2020-2021 (A)		Previsión de cierre año de gas 2021-2022 (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen regasificado (MWh)	Caudal contratado equivalente	Volumen regasificado
Regasificación	666.749.039	215.560.842	640.413.829	207.046.634	-3,9%	-3,9%
	Nº de buques	Volumen descargado (MWh)	Nº de buques	Volumen descargado (MWh)	Nº de buques	Volumen descargado de buques
Descarga de buques	250	230.414.956	233	222.495.186	-6,8%	-3,4%
S ≤ 40.000 m3	1	83.593	1	35.053	0,0%	-58,1%
M: 40.000 - 75.000 m3	4	2.061.107	6	2.697.267	50,0%	30,9%
L: 75.000 - 150.000 m3	93	81.590.133	96	84.349.086	3,2%	3,4%
XL: 150.000 m3 - 216.000 m3	140	141.974.516	128	130.314.165	-8,6%	-8,2%
XXL > 216.000 m3	3	4.705.607	3	5.099.615	0,0%	8,4%
	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buques (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buques
Trasvase de GNL de planta a buque	24	1.911.210	36	2.866.815	50,0%	50,0%
	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buque (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de planta a buques (MWh)	Nº de buques	Volumen trasvasado de buque a buques
Trasvase de GNL de buque a buque	1	142.048	-	-	-100,0%	-100,0%
	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío (MWh)	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío (MWh)	Nº de buques	Volumen utilizado en la puesta en frío
Puesta en frío	1	3.091	-	-	-100,0%	-100,0%
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen cargado en cisternas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen cargado en cisternas (MWh)	Caudal contratado	Volumen cargados en cisternas
Carga en cisternas	52.792.454	13.891.161	52.093.770	14.473.937	-1,3%	4,2%
	Caudal contratado (MWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado	Volumen de gas almacenado
Almacenamiento de GNL	14.157.746.236	3.160.189.085	12.749.136.970	3.062.984.831	-9,9%	-3,1%
	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas (MWh)	Caudal contratado (kWh/día)	Volumen de gas (MWh)	Caudal contratado	Volumen de gas
Licuefacción Virtual	5.737.542	1.825.000	5.432.495	1.825.000	n.a.	n.a

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 7 y en el Cuadro 8 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada a la red de transporte previstos para el año de gas 2021-2022.

Cuadro 7. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el año de gas 2021-2022 desagregado por punto de entrada

	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Tasa de Variación 2022 s/ 2021		
Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	**138.934.168**	**581.557.840**	**65,5%**	**142.324.758**	**581.557.840**	**67,0%**	**2,4%**	**0,0%**	**2,4%**
Tarifa GME	42.301.414	175.158.882	66,2%	45.692.004	175.158.882	71,5%	8,0%	0,0%	8,0%
MEDGAZ	63.122.370	220.541.251	78,4%	63.122.370	220.541.251	78,4%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Biriatou	8.321.251	46.652.330	48,9%	8.321.251	46.652.330	48,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Larrau	22.883.441	128.293.908	48,9%	22.883.441	128.293.908	48,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Badajoz	1.585.163	7.501.634	57,9%	1.585.163	7.501.634	57,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Tuy	720.529	3.409.834	57,9%	720.529	3.409.834	57,9%	0,0%	0,0%	0,0%
Desde planta de regasificación	**215.560.842**	**666.749.039**	**88,6%**	**207.046.634**	**640.413.829**	**88,6%**	**-3,9%**	**-3,9%**	**0,0%**
Barcelona	38.812.183	120.049.567	88,6%	37.279.182	115.307.857	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Cartagena	38.930.731	120.416.248	88,6%	37.393.048	115.660.055	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Huelva	47.839.692	147.972.464	88,6%	45.950.123	142.127.858	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Bilbao	48.313.048	149.436.597	88,6%	46.404.783	143.534.160	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Sagunto	18.812.676	58.189.295	88,6%	18.069.614	55.890.939	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Mugardos	22.852.511	70.684.867	88,6%	21.949.884	67.892.961	88,6%	-3,9%	-3,9%	0,0%
Desde AA.SS.	**11.037.005**	**33.020.031**	**91,6%**	**12.714.609**	**38.862.359**	**89,6%**	**15,2%**	**17,7%**	**-2,1%**
Serrablo	3.265.078	9.567.884	93,5%	3.573.623	10.995.182	89,0%	9,4%	14,9%	-4,8%
Gaviota	3.963.034	12.492.230	86,9%	5.510.461	16.828.713	89,7%	39,0%	34,7%	3,2%
Yela	3.448.840	9.823.076	96,2%	3.260.328	9.869.450	90,5%	-5,5%	0,5%	-5,9%
Marismas	360.052	1.136.840	86,8%	370.196	1.169.015	86,8%	2,8%	2,8%	0,0%
Otros	**454.715**	**2.154.755**	**57,8%**	**454.715**	**2.154.755**	**57,8%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
Marismas	7.665	21.000	100,0%	7.665	21.000	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Poseidon	58.084	437.308	36,4%	58.084	437.308	36,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Viura	314.634	1.401.699	61,5%	314.634	1.401.699	61,5%	0,0%	0,0%	0,0%
Madrid	74.332	294.749	69,1%	74.332	294.749	69,1%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	**365.986.729**	**1.283.481.664**	**78%**	**362.540.715**	**1.262.988.784**	**78,6%**	**-0,9%**	**-1,6%**	**0,7%**

Fuente: CNMC

Cuadro 8. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el año de gas 2021-2022

	Año Gas 2020-2021			Año Gas 2021-2022			Tasa de Variación 2022 s/ 2021		
Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	**13.544.872**	**149.643.005**	**24,8%**	**13.544.872**	**149.643.005**	**24,8%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
Tarifa GME	-	-		-	-				
CI Biriatou	2.435.417	33.279.956	20,0%	2.435.417	33.279.956	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Larrau	6.697.396	91.519.880	20,0%	6.697.396	91.519.880	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Badajoz	4.105.667	23.117.949	48,7%	4.105.667	23.117.949	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Tuy	306.393	1.725.220	48,7%	306.393	1.725.220	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Planta de regasificación	**1.825.000**	**5.737.542**	**87,1%**	**1.825.000**	**5.431.027**	**92,1%**	**0,0%**	**-5,3%**	**5,6%**
Barcelona	328.595	1.033.057	87,1%	328.595	977.868	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Cartagena	329.599	1.036.212	87,1%	329.599	980.855	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Huelva	405.025	1.273.340	87,1%	405.025	1.205.315	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Bilbao	409.032	1.285.939	87,1%	409.032	1.217.241	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Sagunto	159.274	500.733	87,1%	159.274	473.983	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Mugardos	193.476	608.261	87,1%	193.476	575.766	92,1%	0,0%	-5,3%	5,6%
Desde AA.SS.	**12.177.995**	**32.868.152**	**101,5%**	**12.298.122**	**37.146.961**	**90,7%**	**1,0%**	**13,0%**	**-10,6%**
Serrablo	3.801.379	10.074.494	103,4%	3.872.157	11.672.087	90,9%	1,9%	15,9%	-12,1%
Gaviota	3.950.652	10.689.222	101,3%	4.042.770	12.213.416	90,7%	2,3%	14,3%	-10,4%
Yela	3.587.470	9.584.356	102,5%	3.527.951	10.655.858	90,7%	-1,7%	11,2%	-11,5%
Marismas	838.494	2.520.081	91,2%	855.243	2.605.600	89,9%	2,0%	3,4%	-1,4%
Salida nacional	**339.267.861**	**1.461.601.385**	**63,6%**	**336.024.106**	**1.430.764.664**	**64,3%**	**-1,0%**	**-2,1%**	**1,2%**
P > 60 bar	145.747.881	529.112.132	72,8%	140.568.842	506.899.647	76,0%	3,7%	-4,2%	4,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.429.143	121.091.796	77,9%	35.813.104	122.947.633	79,8%	4,0%	1,5%	2,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	88.679.631	358.616.936	69,8%	91.365.359	363.638.100	68,8%	3,0%	1,4%	-1,4%
P ≤ 4 bar	70.411.206	452.780.521	42,6%	68.276.801	437.279.284	42,8%	-3,0%	-3,4%	0,4%
TOTAL	**366.815.728**	**1.649.850.085**	**60,9%**	**363.692.100**	**1.622.985.657**	**61,4%**	**-0,9%**	**-1,6%**	**0,8%**

Fuente: CNMC

V. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LOS PEAJES DE LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN

En el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural.

La disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la fijación de las cuantías de la retribución de las instalaciones de regasificación, transporte y distribución de gas recogidas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.

En cumplimiento de lo anterior el pasado 23 de febrero fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión

Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución[1] (en adelante Resolución de retribución 2021).

Asimismo, se encuentra en trámite de audiencia la Propuesta de Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural (en adelante Resolución de retribución 2022).

Por otra parte, la Resolución de 22 de septiembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de octubre 2020 a septiembre 2021[2] prevé en el resuelve tercero la posibilidad de actualizar los valores de los términos de los peajes de regasificación y de los términos de conducción, una vez se disponga de los valores de la retribución de las actividades de transporte, distribución y regasificación, una vez iniciado el año de gas, si se producen circunstancias excepcionales debidamente justificadas (Resolución de peajes 2021).

De cara a la valoración de la actualización de los peajes de regasificación y de los términos de conducción de aplicación al año de gas 2020-2021 se ha tenido en cuenta las retribuciones establecidas en la Resolución de retribución del ejercicio 2021 y los desvíos de ejercicios anteriores de la Resolución de retribución del ejercicio 2022, así como el impacto de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021.

En la determinación de los peajes de transporte, redes locales y regasificación para el año de 2021-2022 se han tenido en cuenta las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y regasificación de la Resolución de Retribución 2022.

Se indica que los valores de los peajes serán actualizados en coherencia con la Resolución de retribución de 2022 que finalmente se apruebe.

[1] Disponible en https://boe.es/boe/dias/2021/02/23/pdfs/BOE-A-2021-2815.pdf
[2] Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-11272

VI. HABILITACIÓN PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES EN EL AÑO DE GAS 2020-2021

Como se ha indicado, teniendo en cuenta la elevada incertidumbre sobre la evolución de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2020-2021 y la provisionalidad de los costes considerados en la determinación de los peajes, en la Resolución de peajes 2021 se establece la posibilidad de actualizar los valores de los términos de los peajes de regasificación y de los términos de conducción, al objeto de garantizar la sostenibilidad del sistema, y a su vez de conformidad con el artículo 37 de la Circular 6/2020.

A continuación, se compara la previsión de las variables de facturación, costes e ingresos implícitos en la Resolución de peajes de 2021 con objeto de valorar la conveniencia de la citada actualización.

1. Previsión de variables de facturación

A efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del año de gas 2020-2021, en el Cuadro 9 se compara el escenario de demanda implícito en la Resolución de 22 de septiembre de 2020[3] y el previsto por la CNMC para el cierre del ejercicio. Se observa que la demanda nacional prevista para el cierre del año de gas 2020-2021 resulta un 6,7% superior a la considerada en la Resolución de 22 de septiembre de 2020, motivado por un incremento de la demanda de todos los grupos de presión, y en especial del grupo 3 como consecuencia de la borrasca Filomena. Por el contrario, se prevé una reducción de la capacidad contratada equivalente sobre la inicialmente prevista del 0,9%, motivada, fundamentalmente, por la contracción de la capacidad contratada de los ciclos combinados.

Asimismo, se espera una reducción del volumen y la capacidad contratada del 14,5% y 2,7%, respectivamente, en las exportaciones de gas natural hacia Francia y Portugal, motivado fundamentalmente por la contracción de las exportaciones hacia Portugal, compensada en parte, por el aumento de las exportaciones hacia Francia.

Por otra parte, se estima que la demanda será abastecida en mayor medida mediante GN respecto de la inicialmente prevista, pasando la relación de GN/GNL del 33% al 39%. En consecuencia, el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema aumentan el 5,1% y 2,8%, respectivamente, respecto de los implícitos en la Resolución de 22 de septiembre.

[3] Resolución de 22 de septiembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de octubre 2020 a septiembre 2021, cuya Memoria está disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3154896.pdf

En coherencia con lo anterior, se prevé una contracción tanto del volumen como del caudal en todos los peajes de actividad de regasificación, con la excepción del peaje asociado al servicio de carga en cisternas.

Cuadro 9. Escenario de demanda previsto en la Resolución de 22 de septiembre de 2020 para el año de gas 2020-2021 y escenario previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2020-2021

Regasificación

Regasificación	Resolución de 22 de septiembre de 2020				Previsión de cierre del año de gas 2020-2021				Tasa de variación demanda			
	Volumen (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Nº de barcos	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Nº de barcos	Factor de carga (%)	Volumen	Caudal contratado equivalente	Nº de barcos	Factor de carga(%)
Peaje de descarga de buques	**245.656.858**		**263**		**230.414.956**		**241**		**-6,2%**		**-8,2%**	
S (< 40.000 m3 de GNL)	0		0		83.593		1					
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	28.922.957		54		2.061.107		4		-92,9%		-92,2%	
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	158.041.216		155		81.590.133		93		-48,4%		-40,2%	
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	56.307.373		52		141.974.516		140		152,1%		169,8%	
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	2.385.313		1		4.705.607		3		97,3%		130,5%	
Canon de GNL	**4.532.418.912**	**14.992.349.583**		82,8%	**3.160.189.085**	**14.157.746.236**		61,2%	**-30,3%**	**-5,6%**		**-26,2%**
Peaje de regasificación	**228.566.637**	**731.305.411**		85,6%	**215.560.842**	**698.321.693**		84,6%	**-5,7%**	**-4,5%**		**-1,2%**
Peaje de carga de cisternas	**12.791.167**	**43.269.653**		81,0%	**13.891.161**	**54.056.312**		70,4%	**8,6%**	**24,9%**		**-13,1%**
Trasvase de GNL a buque	**4.247.491**		**34**		**1.911.210**		**24**		**-55,0%**		**-28,7%**	
Trasvase de buque a buque	**0**		**0**		**0**		**0**					
Puesta en frío	**27.000**		**3**		**3.091**		**1**		**-88,6%**		**-66,7%**	
Licuefacción Virtual					**1.825.000**		**0**					

Transporte y Distribución

Entrada al Sistema	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen	Factor de carga(%)
Tarifa	136.368.554	31.852.147	64,0%	189.976.513	42.301.414	61,0%	39,3%	32,8%	-4,7%
Medgaz	206.503.930	49.310.736	65,4%	229.671.956	63.122.370	75,3%	11,2%	28,0%	15,1%
VIP FR	231.683.422	28.526.899	33,7%	195.949.585	31.204.692	43,6%	-15,4%	9,4%	29,3%
VIP PT	9.550.525	2.682.954	77,0%	14.081.865	2.305.692	44,9%	47,4%	-14,1%	-41,7%
Marimas	3.033	643	58,1%	29.754	7.665	70,6%	881,1%	1091,8%	21,5%
Poseidos	264.286	45.018	46,7%	619.602	58.084	25,7%	134,4%	29,0%	-45,0%
Viura	1.857.143	545.600	80,5%	1.497.064	314.634	57,6%	-19,4%	-42,3%	-28,5%
Madrid	298.571	101.567	93,2%	343.568	74.332	59,3%	15,1%	-26,8%	-36,4%
Plantas GNL	711.418.400	224.637.608	86,5%	701.701.196	215.560.842	84,2%	-1,4%	-4,0%	-2,7%
TOTAL	***1.297.947.864***	***337.703.172***	***71,3%***	***1.333.871.102***	***354.949.724***	***72,9%***	***2,8%***	***5,1%***	***2,3%***

Salida Conexión Internacional	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga(%)
Portugal	29.717.875	9.103.885	83,9%	26.021.905	4.412.060	46,5%	-12,4%	-51,5%	-44,7%
Francia	131.673.588	6.731.300	14,0%	131.053.496	9.132.812	19,1%	-0,5%	35,7%	36,3%
TOTAL	***161.391.463***	***15.835.185***	***26,9%***	***157.075.401***	***13.544.872***	***23,6%***	***-2,7%***	***-14,5%***	***-12,1%***

Salida Consumidores Nacionales conectados T & D	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga(%)
Peaje 1 (P>60 bar)	**124**	**626.824.363**	**138.768.407**	**60,7%**	**123**	**569.979.661**	**145.747.881**	**70,1%**	**-1,1%**	**-9,1%**	**5,0%**	**15,5%**
1.1	61	7.547.210	1.289.499	46,8%	63	13.214.472	2.074.149	43,0%	3,7%	75,1%	60,8%	-8,1%
1.2	34	88.804.900	18.361.007	56,6%	30	78.600.907	19.668.934	68,6%	-10,4%	-11,5%	7,1%	21,0%
1.3	30	530.472.253	119.117.900	61,5%	30	478.164.282	124.004.798	71,1%	-0,6%	-9,9%	4,1%	15,5%
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	**153**	**111.851.600**	**31.672.032**	**77,6%**	**154**	**123.498.754**	**34.429.143**	**76,4%**	**0,8%**	**10,4%**	**8,7%**	**-1,5%**
2.1	9	98.255	19.208	53,6%	9	12.122	1.405	31,8%	-7,2%	-87,7%	-92,7%	-40,7%
2.2	31	327.737	75.953	63,5%	33	425.031	81.583	52,6%	5,6%	29,7%	7,4%	-17,2%
2.3	39	2.557.738	405.224	43,4%	40	2.913.582	476.788	44,8%	1,8%	13,9%	17,7%	3,3%
2.4	20	4.471.232	1.001.379	61,4%	20	4.658.768	1.006.546	59,2%	-2,9%	4,2%	0,5%	-3,5%
2.5	34	30.329.142	8.185.018	73,9%	35	35.589.845	9.826.633	75,6%	2,7%	17,3%	20,1%	2,3%
2.6	19	74.067.496	21.985.249	81,3%	18	79.899.405	23.036.187	79,0%	-4,5%	7,9%	4,8%	-2,9%
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	**3.671**	**357.164.443**	**85.072.661**	**65,3%**	**3.628**	**363.436.028**	**88.679.631**	**66,9%**	**-1,2%**	**1,8%**	**4,2%**	**2,4%**
2.1	657	937.809	126.144	36,9%	639	1.080.363	128.945	32,7%	-2,8%	15,2%	2,2%	-11,3%
2.2	1.374	11.860.406	2.619.375	60,5%	1.381	13.514.215	2.810.223	57,0%	0,5%	13,9%	7,3%	-5,8%
2.3	1.031	69.388.513	12.184.874	48,1%	1.010	70.411.315	12.589.970	49,0%	-2,1%	1,5%	3,3%	1,8%
2.4	381	79.141.060	17.692.330	61,2%	366	80.362.182	18.446.643	62,9%	-3,9%	1,5%	4,3%	2,7%
2.5	214	159.558.861	41.914.793	72,0%	219	158.440.996	43.064.770	74,5%	2,5%	-0,7%	2,7%	3,5%
2.6	14	36.277.794	10.535.145	79,6%	14	39.626.957	11.639.080	80,5%	0,5%	9,2%	10,5%	1,1%
Peaje 3 (P<= 4 bar)	**7.794.965**	**428.510.687**	**62.649.795**	**40,1%**	**7.811.211**	**452.780.521**	**70.411.206**	**42,6%**	**0,2%**	**5,7%**	**12,4%**	**6,4%**
3.1	4.531.332	65.266.847	9.798.347	41,1%	4.505.649	73.310.353	11.522.141	43,1%	-0,6%	12,3%	17,6%	4,7%
3.2	3.185.895	190.549.177	25.241.276	36,3%	3.227.241	216.933.647	30.149.866	38,1%	1,3%	13,8%	19,4%	4,9%
3.3	25.323	8.273.823	1.468.090	48,6%	25.476	9.371.301	1.610.896	47,1%	0,6%	13,3%	9,7%	-3,1%
3.4	52.116	143.116.391	21.516.525	41,2%	52.534	131.093.102	22.589.465	47,2%	0,8%	-8,4%	5,0%	14,6%
3.5	300	21.304.449	4.625.557	59,5%	311	22.072.118	4.538.838	56,3%	3,7%	3.6%	-1,9%	-5,3%
TOTAL	***7.798.914***	***1.524.351.094***	***318.162.894***		***7.815.117***	***1.509.694.964***	***339.267.861***		***0,2%***	***-1,0%***	***6,6%***	

Salida Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Nº Consumidores	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Factor de carga(%)
Peaje 3 (P<= 4 bar)	**148.038**	**7.413.285**	**1.116.077**	**41,2%**	**161.699**	**8.894.466**	**1.364.677**	**42,0%**	**9,2%**	**20,0%**	**22,3%**	**1,9%**
3.1	98.744	1.390.360	196.593	38,7%	107.084	1.753.490	271.302	42,4%	8,4%	26,1%	38,0%	9,4%
3.2	48.060	3.178.836	378.144	32,6%	53.304	3.896.373	526.693	37,0%	10,9%	22,6%	39,3%	13,6%
3.3	432	117.896	23.007	53,5%	478	175.693	28.509	44,5%	10,7%	49,0%	23,9%	-16,8%
3.4	792	2.288.854	417.461	50,0%	823	2.510.376	403.894	44,1%	3,9%	9,7%	-3,2%	-11,8%
3.5	10	437.338	100.873	63,2%	10	558.534	134.278	65,9%	2,3%	27,7%	33,1%	4,2%
TOTAL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	***7.946.952***	***1.531.764.378***	***319.278.971***	***41,2%***	***7.976.816***	***1.518.589.430***	***340.632.538***	***61,5%***	***0,4%***	***-0,9%***	***6,7%***	***49,0%***

Fuente: Memoria que acompaña a la Resolución de 22 de septiembre y CNMC

2. Previsión de costes

En el Cuadro 10 se compara el escandallo de costes considerado en la Resolución de peajes 2021 y el escandallo de costes actualizado teniendo en cuenta el impacto de las resoluciones de retribución de los ejercicios 2021 y 2022, así como el impacto de la Orden TED/1286/2020. Al respecto se indica que, en la actualización de la retribución del ejercicio 2021-2022 se ha tenido en cuenta el impacto de la revisión de ejercicios anteriores de los Anexos II y III de la propuesta de Resolución de retribución de 2022 en trámite de audiencia. Estos valores serán actualizados en coherencia con los que finalmente se publiquen.

Cabe señalar que, la retribución del ejercicio 2020-2021 tras la actualización resulta un 3% inferior a la inicialmente prevista para el ejercicio.

Cuadro 10. Retribución implícita en la Resolución de peajes 2021 y retribución actualizada para el periodo octubre 2020 septiembre 2021

Retribución reconocida a la actividad (€)	Resolución peajes 2021	Retribución actualizada 2020-2021	% sobre (B) sobre (A)
Costes asociados al uso de instalaciones	**2.722.818.964**	**2.676.946.217**	**-1,7%**
Retribución de regasificación	435.425.198	436.144.432	0,2%
Retribución de la red de transporte troncal	551.643.615	526.970.178	-4,5%
Retribución de las redes locales	1.617.096.558	1.599.565.435	-1,1%
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	26.432.000	27.764.350	5,0%
Retribución almacenamientos subterráneos	92.221.592	86.501.822	-6,2%
Costes no asociados al uso	**97.702.612**	**57.946.021**	**-40,7%**
Tasa de la CNMC	3.948.730	4.223.274	7,0%
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.003.426	1.003.426	0,0%
Retribución por suministro a tarifa	110.000	110.000	0,0%
Anualidades por desajustes de ingresos	89.124.949	49.047.820	-45,0%
Retribución del Operador del mercado	3.515.507	3.561.500	1,3%
Total	**2.820.521.576**	**2.734.892.237**	**-3,0%**

Fuente: CNMC

3. Previsión de ingresos

En el Cuadro 11 se muestran los ingresos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2020-2021, los peajes de establecidos en la Resolución de 22 de septiembre de 2020. Como resultado de lo anterior se estiman en 2.824.501.381 € los ingresos previstos para el ejercicio 2020-2021, de los cuales 255.357.706 € procederían de ingresos de la actividad de regasificación y 2.569.143.675 € de ingresos de peajes de transporte y distribución. Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2020-2021 por la

aplicación de los peajes de regasificación, transporte y distribución superan en 169.500.286 € a los inicialmente previstos.

Cuadro 11. Facturación con términos de facturación propuestos para regasificación y vigentes para transporte y distribución para el periodo octubre 2020 septiembre 2021

	Escenario de demanda actualizado		Términos de facturación de Resolución precios 2021			Facturación (€)		
Regasificación								
Regasificación	Nº de barcos	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh regasificados)	Término fijo (€/buque)	Término fijo €/kWh/día y año	Término variable €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Peaje de descarga de buques	**241**		**230.414.956**				**11.188.779**	**2.336.897**	**13.525.676**
S (< 40.000 m3 de GNL)	1		83.593	32.065		*0,000010*	43.244	848	44.091
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	4		2.061.107	32.065		*0,000010*	136.490	20.904	157.394
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	93		81.590.133	44.705		*0,000010*	4.155.657	827.497	4.983.155
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	140		141.974.516	47.492		*0,000010*	6.638.831	1.439.923	8.078.754
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	3		4.705.607	75.451		*0,000010*	214.557	47.725	262.282
Canon de GNL		***14.157.746.236***	***3.160.189.085***		***0,0047***	***0,000001***	***66.514.622***	***2.916.698***	***69.431.320***
Peaje de regasificación		***698.321.693***	***215.560.842***		***0,2083***	***0,000073***	***145.489.234***	***15.764.224***	***161.253.458***
Peaje de carga de cisternas		***54.056.312***	***13.891.161***		***0,1707***	***0,000113***	***9.227.007***	***1.569.330***	***10.796.337***
Trasvase de GNL a buque	***24***		***898.373***			***0,000145***		***130.282***	***130.282***
Trasvase de buque a buque	***0***		***0***			***0,000254***		***0***	***0***
Puesta en frío	***1***		***3.091***			***0,001191***		***3.681***	***3.681***
Licuefacción Virtual		***5.737.542***	***1.825.000***		***0,0122***		***70.071***	***0***	***70.071***
TOTAL REGASIFICACIÓN							***232.489.713***	***22.721.112***	***255.210.825***

Transporte y Distribución								
Entrada al Sistema	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año			Término Fijo	Término Variable	Total
Tarifa	189.976.513	42.301.414	0,130176			24.730.383		24.730.383
Medgaz	229.671.956	63.122.370	0,130176			29.897.776		29.897.776
VIP FR	195.949.585	31.204.692	0,130176			25.507.933		25.507.933
VIP PT	14.081.865	2.305.692	0,130176			1.833.121		1.833.121
Marimas	29.754	7.665	0,130176			3.873		3.873
Poseidos	619.602	58.084	0,130176			80.657		80.657
Viura	1.497.064	314.634	0,130176			194.882		194.882
Madrid	343.568	74.332	0,130176			44.724		44.724
Plantas GNL	701.701.196	215.560.842	0,130176			91.344.655		91.344.655
TOTAL	***1.333.871.102***	***354.949.724***				***173.638.005***	***0***	***173.638.005***
Salida Conexión Internacional	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo: €/kWh/día/año	Término variable c€/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total
Portugal	26.021.905	4.412.060	0,240719			6.263.962	0	6.263.962
Francia	131.053.496	9.132.812	0,240719			31.547.040	0	31.547.040
TOTAL	***157.075.401***	***13.544.872***				***37.811.002***	***0***	***37.811.002***
Salida Consumidores Nacionales conectados T & D	Nº Consumidores	Capacidad contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/ mes	Término variable Tvj €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Peaje 1 (P>60 bar)	**123**	**569.979.661**	**145.747.881**				**185.826.595**	**85.329.455**	**271.156.050**
1.1	63	13.214.472	2.074.149	0,406997		0,000831	5.378.253	1.724.089	7.102.342
1.2	30	78.600.907	19.668.934	0,343034		0,000631	26.962.798	12.419.793	39.382.591
1.3	30	478.164.282	124.004.798	0,320989		0,000574	153.485.544	71.185.572	224.671.117
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	**154**	**123.498.754**	**34.429.143**				**46.802.809**	**26.986.200**	**73.789.009**
2.1	9	12.122	1.405	2,659252		0,001694	32.234	2.380	34.614
2.2	33	425.031	81.583	0,824196		0,001540	350.309	125.638	475.947
2.3	40	2.913.582	476.788	0,539652		0,001249	1.572.321	595.509	2.167.829
2.4	20	4.658.768	1.006.546	0,485020		0,001099	2.259.598	1.106.663	3.366.261
2.5	35	35.589.845	9.826.633	0,407920		0,000882	14.517.817	8.666.864	23.184.681
2.6	18	79.899.405	23.036.187	0,351323		0,000716	28.070.531	16.489.146	44.559.677
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	**3.628**	**363.436.028**	**88.679.631**				**169.539.385**	**86.865.768**	**256.405.153**
2.1	639	1.080.363	128.945	2,659252		0,001694	2.872.958	218.385	3.091.344
2.2	1.381	13.514.215	2.810.223	0,824196		0,001540	11.138.362	4.327.743	15.466.105
2.3	1.010	70.411.315	12.589.970	0,539652		0,001249	37.997.607	15.724.872	53.722.479
2.4	366	80.362.182	18.446.643	0,485020		0,001099	38.977.300	20.281.456	59.258.756
2.5	219	158.440.996	43.064.770	0,407920		0,000882	64.631.282	37.982.137	102.613.419
2.6	14	39.626.957	11.639.080	0,351323		0,000716	13.921.877	8.331.175	22.253.052
Peaje 3 (P<= 4 bar)	**7.811.211**	**452.780.521**	**70.411.206**				**429.353.588**	**1.305.546.438**	**1.734.900.026**
3.1	4.505.649	73.310.353	11.522.141		2,503	0,028973	135.324.537	333.830.142	469.154.678
3.2	3.227.241	216.933.647	30.149.866		5,514	0,021346	213.551.534	643.571.578	857.123.112
3.3	25.476	9.371.301	1.610.896		52,833	0,015705	16.151.728	25.298.603	41.450.331
3.4	52.534	131.093.102	22.589.465		80,970	0,013012	51.044.015	293.934.124	344.978.140
3.5	311	22.072.118	4.538.838	0,694644		0,001963	13.281.774	8.911.991	22.193.765
TOTAL	***7.815.117***	***1.509.694.964***	***339.267.861***				***831.522.378***	***1.504.727.861***	***2.336.250.239***
Salida Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite	Nº Consumidores	Capacidad contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/ mes	Término variable Tvj €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Peaje 3 (P<= 4 bar)	**161.699**	**8.894.466**	**1.364.677**				**5.156.838**	**16.287.592**	**21.444.430**
3.1	107.084	1.753.490	271.302		1,55	0,017924	1.989.654	4.862.715	6.852.370
3.2	53.304	3.896.373	526.693		3,56	0,013784	2.277.681	7.259.937	9.537.618
3.3	478	175.693	28.509		33,40	0,009928	191.749	283.043	474.792
3.4	823	2.510.376	403.894		58,46	0,009395	577.478	3.794.450	4.371.928
3.5	10	558.534	134.278	0,230395		0,000651	120.275	87.447	207.722
TOTAL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	***7.976.816***	***1.518.589.430***	***340.632.538***				***836.679.215***	***1.521.015.453***	***2.569.143.675***

Fuente: CNMC

4. Evaluación de la necesidad de actualización de peajes del ejercicio 2020-2021

Con objeto de valorar la conveniencia de la actualización de peajes se hace necesaria la comparación de los ingresos y los costes previstos para el año de gas 2020-2021. No obstante, en el análisis anterior hay que tener en cuenta que si bien los peajes del ejercicio 2020-2021 se han establecido para el año de gas, tanto la retribución como el procedimiento de liquidaciones se han establecido para el año natural en 2020, mientras que el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021 se configura como un año de transición al año de gas.

En consecuencia, se hace necesaria la desagregación de los ingresos y los costes previstos en dos periodos: el comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020, que formarían parte de las liquidaciones del ejercicio 2020 y el comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021, que deberían ser suficientes para cubrir los costes de la Resolución de retribución de 2021 y los desvíos de ejercicio anteriores, liquidándose con cargo al ejercicio 2021, conforme a la disposición transitoria primera del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre[4].

En el Cuadro 12 se comparan los costes e ingresos previstos para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021. Se indica que los costes previstos para el periodo resultan de restar a la previsión de ingresos para el cierre del ejercicio 2020-2021 los ingresos realmente registrados en el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones considerada a los efectos de la Liquidación 14/2020. Los ingresos previstos para el canon de almacenamiento subterráneo resultan de restar a los ingresos previstos para el ejercicio 2020-2021[5] por el Ministerio los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020, según la información disponible para la Liquidación 14/2020.

Se observa que los ingresos previstos para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2020 serían suficientes para cubrir los costes previstos, generándose un superávit de 97,3 M€ en caso de considerar ingresos y costes correspondientes a los almacenamientos subterráneos y de 92,2 M€ en caso contrario.

[4] Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, 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.

[5] Los ingresos previstos para el ejercicio 2020-2021 por la aplicación del canon de almacenamiento subterráneo se corresponde con el resultado de aplicar a las variables previstas por el Ministerio para el ejercicio 2020-2021, según la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, los precios establecidos en la Orden TED/1286/2020.

Cuadro 12. Costes e ingresos previstos para el periodo 1 de enero a 30 de septiembre de 2021

	Previsión Liquidación ene-sep 2021 (miles de €)
Costes de acceso (miles €) (A)	**2.017.232**
Retribución de regasificación	323.718
Retribución de la red de transporte troncal	383.223
Retribución de las redes locales	1.189.925
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	20.683
Retribución almacenamientos subterráneos	64.594
Tasa de la CNMC	2.960
Adquisiciones GLP para suministros insulares	751
Retribución por suministro a tarifa	82
Anualidades por desajustes de ingresos	28.620
Retribución del Operador del mercado	2.675
Ingresos de acceso (miles €) (B)	**2.114.565**
Peajes de regasificación	173.307
Peajes de transporte y distribución	1.810.801
Reserva de capacidad	132.359
Término de conducción	1.678.442
Canon de Alamacenamiento Subeterráneo	69.759
Primas Subastas	60.693
Ingresos por desbalances en Plantas, AOC y EO	-
Ingresos por facturación de peajes asociados a balance en TVB y AVB	7
Ingresos por condensados	-
Déficit(-)/superávit (+) (B) - (A)	**97.334**

Fuente: CNMC

Con base en lo anterior cabría concluir la necesidad de revisión de los peajes de año 2020-2021.

No obstante, teniendo en cuenta que i) la revisión sólo sería aplicable a partir de la publicación de la resolución, lo que daría lugar a que los peajes resultantes para el ejercicio, previsiblemente, fueran de aplicación al periodo comprendido entre junio y septiembre de 2021, ii) la incertidumbre sobre la evolución de la demanda consecuencia del impacto de las medidas de restricción de la actividad económica que se están tomando para hacer frente a la crisis derivada del COVID-19[6] y iii) la excepcionalidad del procedimiento de liquidaciones del ejercicio 2021, con un periodo de nueve meses que excluye el trimestre que históricamente registra los ingresos más elevados por la estacionalidad de la

[6] En este sentido el pasado 9 de abril de 2021 el gobierno revisó las previsiones económicas para el año 2021 ralentizando el crecimiento de 2021, y retrasando un trimestre la recuperación económica, aspecto no recogido en las previsiones de demanda al ser posterior a la elaboración de las mismas (https://portal.mineco.gob.es/es-es/comunicacion/Paginas/210409_np_macro.aspx)

demanda, por un principio de prudencia no se considera oportuna la actualización de los peajes aplicables al año de gas 2020-2021.

VII. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE

En el presente apartado se determinan los peajes de acceso a la red de transporte troncal conforme a la metodología descrita en el capítulo II y en el Anexo I de la Circular 6/2020.

En la página web de la CNMC, junto a la presente Memoria, se publica el fichero "Modelo transporte.xls" en el que se reflejan los cálculos de la mencionada metodología y se incluye la siguiente información: (i) capacidades previstas por punto de entrada y salida hasta el año de gas 2025-2026, (ii) distancia entre los puntos de entrada y salida, (iii) términos de capacidad de entrada y salida a la red de transporte resultantes de la metodología distancia ponderada por capacidad hasta el año de gas 2025-2026.

1. Parámetros de la metodología

1.1 Modelo de red de transporte

Se ha considerado la red de transporte troncal[7] existente en el momento de elaboración del presente informe, con las siguientes simplificaciones.

- Se han simplificado los siguientes gasoductos duplicados:
  - Montesa-Tivissa
  - Tivissa-Arbós
  - Arbós-Castellvi de Rosanes
  - Castellvi de Rosanes-Planta de regasificación de Barcelona
  - Tivissa-Mediana de Zaragoza
  - Planta de regasificación de Huelva-Palomares del Río
  - Getafe-Algete
  - Algete-Sanchinarro
  - Santurce-Vergara
- La Planta de Regasificación de Barcelona dispone de dos conexiones con la red de transporte (45 bar y 72 bar), no obstante, se ha considerado un único punto de entrada a la red.

[7] Definida en el Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural.

1.2 Puntos de entrada a la red de transporte

Atendiendo al modelo de red considerado y a las infraestructuras en operación, se han considerado los siguientes **puntos de entrada al sistema**:

1) Las conexiones internacionales mediante gasoducto (Tarifa, Almería, Badajoz, Tuy, Biriatou y Larrau).
2) Las entradas desde la planta de regasificación[8]: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugardos.
3) Las entradas desde los yacimientos de Marismas, Poseidón y Viura
4) Las entradas desde las siguientes plantas de Biogás: Planta de biogás de Madrid y las que de acuerdo con la información facilitada por el GTS tienen previsto instalarse en los siguientes puntos de red de transporte troncal hasta el año de gas 2025-2026: 15.04, K07, 28A, F25, 15.11 y F07.
5) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas

1.3 Puntos de salida de la red de transporte

Por otra parte, se consideran como **puntos de salida**:

1) Las conexiones internacionales de Badajoz, Tuy, Biriatou y Larrau y Tarifa.
2) Las salidas hacia los yacimientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas
3) Cada una de las salidas de la red de transporte troncal hacia la red de transporte no troncal, hacia la red de transporte secundario o la red de distribución.
4) Salida hacia cada una de las plantas de regasificación (contraflujo no físico)

1.4 Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida

Una vez definidos el modelo de red de transporte, los puntos de entrada y salida, el cálculo de la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte se ha realizado empleando el algoritmo de Dijkstra[9].

A estos efectos se ha solicitado la información necesaria para su cálculo al GTS. En particular, el GTS ha facilitado la distancia de cada una de las posiciones de la red de transporte a todas las posiciones adyacentes a la misma. Se indica que de acuerdo con la información aportada por el GTS el único gasoducto no

[8] La consideración como punto de entrada a la red de la planta de regasificación de Musel se incluirá en caso de su puesta en operación.

[9] El algoritmo de Dijkstra es un algoritmo iterativo que proporciona la ruta más corta desde un nodo inicial particular a todos los otros nodos en el grafo, cuando todas las distancias son positivas.

bidireccional de la red de transporte es el existente entre las estaciones de compresión de Córdoba y Almendralejo.

1.5 Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregadas por punto de entrada y salida de la red de transporte

En el Cuadro 13 y en el Cuadro 14 se muestran las capacidades contratada equivalente y el volumen desagregado por punto de entrada y por punto de salida previstas para el año de gas 2021-2022. En el Anexo I de la Memoria se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en la determinación de las mismas. Se indica que en la previsión se excluye la información relativa a los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución.

Cuadro 13. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2021-2022 desagregado por punto de entrada a la red de transporte

	Año Gas 2021-2022		
Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)
Conexión Internacional	**142.324.758**	**608.842.319**	**64,0%**
Tarifa GME	45.692.004	186.168.209	67,2%
MEDGAZ	63.122.370	224.308.457	77,1%
CI Biriatou	8.321.251	49.609.620	46,0%
CI Larrau	22.883.441	136.426.454	46,0%
CI Badajoz	1.585.163	8.476.587	51,2%
CI Tuy	720.529	3.852.994	51,2%
Desde planta de regasificación	**207.046.634**	**655.517.466**	**86,5%**
Barcelona	37.279.182	118.027.299	86,5%
Cartagena	37.393.048	118.387.803	86,5%
Huelva	45.950.123	145.479.827	86,5%
Bilbao	46.404.783	146.919.296	86,5%
Sagunto	18.069.614	57.209.081	86,5%
Mugardos	21.949.884	69.494.161	86,5%
Desde AA.SS.	**12.714.609**	**62.179.775**	**56,0%**
Serrablo	3.573.623	17.592.291	55,7%
Gaviota	5.510.461	26.925.941	56,1%
Yela	3.260.328	1.870.423	477,6%
Marismas	370.196	15.791.119	6,4%
Otros	**454.715**	**2.439.288**	**51,1%**
Marismas	7.665	27.300	76,9%
Poseidon	58.084	568.500	28,0%
Viura	314.634	1.507.920	57,2%
Madrid	74.332	335.568	60,7%
BIO Jana (15.04)	0	0	
BIO Medina Sidonia (K07)	0	0	
BIO Tudela (28A)	0	0	
BIO Mascaraque (F25)	0	0	
BIO Sagunto (15.11)	0	0	
BIO Sevilla (F07)	0	0	
TOTAL	**362.540.715**	**1.328.978.849**	**74,7%**

Fuente: CNMC

Cuadro 14. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2021-2022 desagregado por punto de salida de la red de transporte

Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)
Conexión Internacional	**13.544.872**	**154.632.772**	**24,0%**
Tarifa GME	-	-	
CI Biriatou	2.435.417	34.218.769	19,5%
CI Larrau	6.697.396	94.101.615	19,5%
CI Badajoz	4.105.667	24.485.139	45,9%
CI Tuy	306.393	1.827.249	45,9%
Planta de regasificación	**1.825.000**	**5.431.027**	**92,1%**
Barcelona	328.595	977.868	92,1%
Cartagena	329.599	980.855	92,1%
Huelva	405.025	1.205.315	92,1%
Bilbao	409.032	1.217.241	92,1%
Sagunto	159.274	473.983	92,1%
Mugardos	193.476	575.766	92,1%
Desde AA.SS.	**12.298.122**	**59.435.137**	**56,7%**
Serrablo	3.872.157	18.675.339	56,8%
Gaviota	4.042.770	19.541.465	56,7%
Yela	3.527.951	4.168.961	231,8%
Marismas	855.243	17.049.373	13,7%
Salida nacional	**336.024.106**	**1.437.426.162**	**64,0%**
P > 60 bar	140.568.842	509.216.185	75,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.813.104	124.156.111	79,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	91.365.359	366.774.581	68,2%
P ≤ 4 bar	68.276.801	437.279.284	42,8%
TOTAL	**363.692.100**	**1.656.925.098**	**60,1%**

Fuente: GTS y CNMC

En el modelo simplificado en Excel que acompaña a la memoria se detallan las capacidades contratada equivalente por punto de salida de la red de transporte y su desglose por nivel de presión.

2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte

Conforme al artículo 6 de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de transporte se incluirá la retribución establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la

actividad de transporte de la red troncal prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la red de transporte troncal no contemplados en los anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, la prima que resulte de las subastas de capacidad en los puntos de interconexión virtuales.

Teniendo en cuenta que la Resolución que establece la retribución para el periodo comprendido entre el 1 de enero a 30 de septiembre de 2021 fue publicada el pasado 23 de febrero, los desvíos de ejercicios anteriores al año incluidos tanto en dicha resolución como los incluidos en el Anexo II y III de la propuesta de Retribución para el año de gas 2021-2022 serán incorporados en las liquidaciones del ejercicio 2021, por lo que no procede la consideración de desvíos de ejercicios anteriores.

En el Cuadro 15 se resumen la retribución de la retribución asociada al transporte troncal prevista para el ejercicio 2021-2022.

Cuadro 15. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2021-2022

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión 2021-2022	% sobre el total
Retribución prevista para el ejercicio	**372.271.928**	**100,0%**
Retribución a la inversión	372.271.928	100,0%
Retribución O&M	99.038.291	26,6%
Gas de operación	12.038.359	3,2%
Revisión retribución de ejercicios anteriores	**n.a.**	**n.a.**
Diferencias de ingresos de ejercicios anteriores	**n.a.**	**n.a.**
Compensaciones por interrumpibilidad	**n.a.**	**n.a.**
Primas de las subastas	**n.a.**	**n.a.**
Total	**372.271.928**	**100,0%**

Fuente: propuesta Resolución por la que se establece la retribución del transporte, la distribución y la regasificación para el año de gas 2021-2022

Conforme al artículo 9 de la Circular 6/2020, el 50% de la retribución reconocida a la actividad de transporte, exceptuando la parte de la retribución reconocida por el gas de operación, se asigna a los términos fijos de capacidad contratada de los peajes de entrada y el 50% a los términos fijos por capacidad contratada de los peajes salida de la red de transporte, mientras que la retribución reconocida por el gas de operación se asigna al término variable por volumen.

En el Cuadro 16 se muestra la retribución asociada a la red troncal prevista para el ejercicio 2021-2022 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los peajes de transporte.

Cuadro 16. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio 2021-2022 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión 2021-2022		% sobre el total
Retribución a la inversión (1)	372.271.928	(A)	77,0%
Retribución O&M	99.038.291	(B)	20,5%
Gas de operación	12.038.359	(C)	2,5%
Total	**483.348.577**		**100,0%**

Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%		Término variable
Entrada	Salida	
186.135.964	186.135.964	
49.519.146	49.519.146	
		12.038.359
235.655.109	**235.655.109**	**12.038.359**

Fuente: CNMC

3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad

3.1 Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal

En el Cuadro 17 se muestran los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por punto de entrada físico calculados conforme a la metodología establecida en el artículo 10 y el apartado 4 del Anexo I de la Circular 6/2020.

Cuadro 17. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.

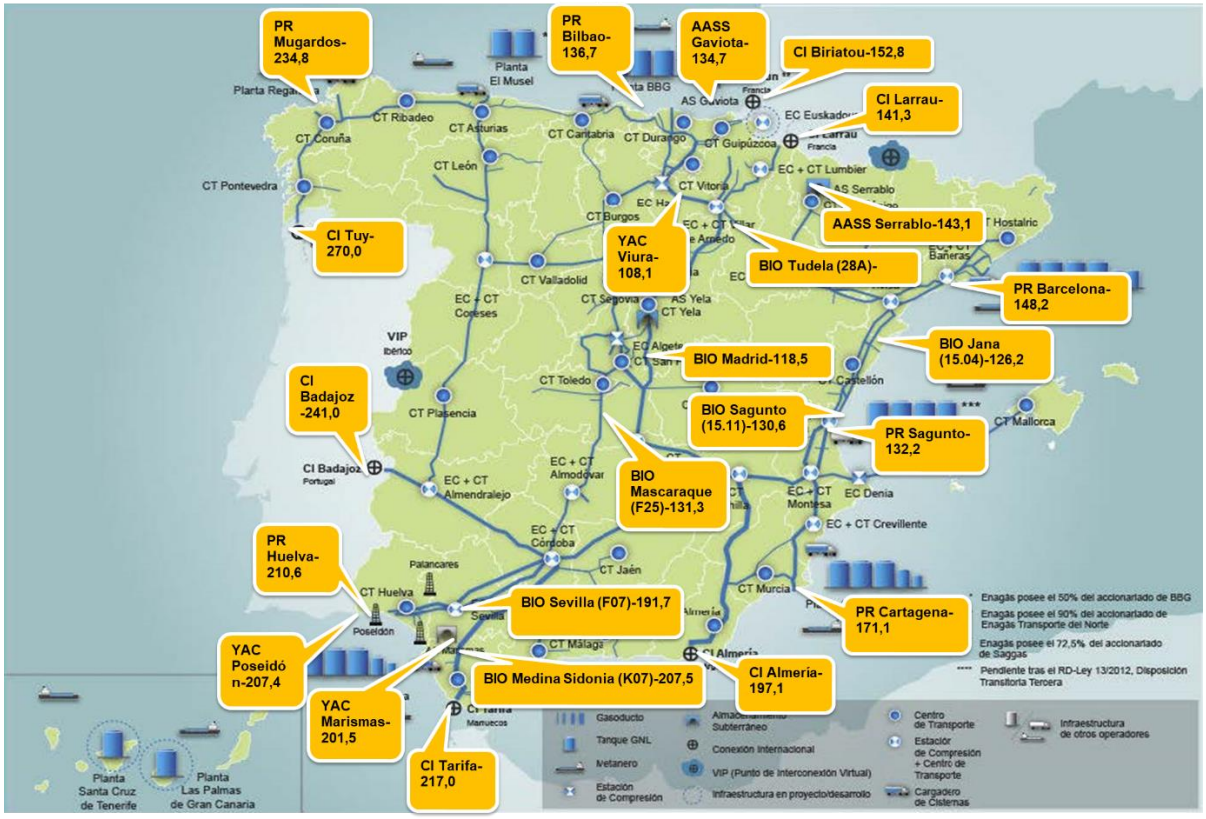
Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente (CAP_{En})	Distancia ponderada (AD_{En})	Ponderación del coste ($W_{C,En}$)	Retribución a recuperar (R_{En})	Término de capacidad de entrada (TEn)
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/(MWh/día) y año
CI Tarifa	186.168	902	0,17145	40.402.230	217,0
CI Almería	224.308	819	0,18761	44.211.714	197,1
CI Irún	49.610	635	0,03218	7.582.529	152,8
CI Larrau	136.426	587	0,08180	19.275.575	141,3
CI Badajoz	8.477	1.002	0,00867	2.042.971	241,0
CI Tuy	3.853	1.123	0,00442	1.040.442	270,0
PR Barcelona	118.027	616	0,07422	17.491.335	148,2
PR Cartagena	118.388	711	0,08597	20.258.309	171,1
PR Huelva	145.480	875	0,13001	30.638.270	210,6
PR Bilbao	146.919	568	0,08523	20.084.896	136,7
PR Sagunto	57.209	550	0,03209	7.562.439	132,2
PR Mugardos	69.494	976	0,06925	16.318.072	234,8
YAC/AS Marismas	1.898	838	0,00162	382.433	201,5
YAC Poseidon	569	862	0,00050	117.915	207,4
YAC Viura	1.508	449	0,00069	162.989	108,1
BIO Madrid	336	493	0,00017	39.767	118,5
BIO Jana (15.04)	-	525	-	-	126,2
BIO Medina Sidonia (K07)	-	863	-	-	207,5
BIO Tudela (28A)	-	454	-	-	109,1
BIO Mascaraque (F25)	-	546	-	-	131,3
BIO Sagunto (15.11)	-	543	-	-	130,6
BIO Sevilla (F07)	-	797	-	-	191,7
AASS Serrablo	17.592	595	0,01068	2.517.365	143,1
AASS Gaviota	26.926	560	0,01540	3.628.193	134,7
AASS Yela	15.791	500	0,00805	1.897.666	120,2
TOTAL	**1.328.979**	**737**	**1,00000**	**235.655.109**	**177,32**

Fuente: CNMC
Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AS: Almacenamiento subterráneo

Se indica que el término de capacidad de las entradas desde las plantas de Biogás distintas de la de Madrid resulta indeterminado al ser la previsión de capacidad contratada equivalente de inyección para el año de gas 2021-2022 nula, por lo que en aplicación de lo establecido en el artículo 11.2 el término de capacidad se corresponde con el que habría resultado de aplicar la metodología considerando que la capacidad contratada para dicho punto fuera igual a 1 MWh/día.

Se observa que, con carácter general, los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por el sur son superiores a los aplicables a las entradas por el este o el norte de España y que los puntos de entrada localizados en el interior de la península, presentan los términos de capacidad más bajos (véase Gráfico 1).

Gráfico 1.Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad



Fuente: CNMC

3.2 Ajustes en los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal resultantes de la CWD

Una vez se dispone de los términos de capacidad por punto de entrada físico, es necesario determinar el precio de los puntos de interconexión virtual, conforme al artículo 11 de la Circular 6/2020.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que los AA.SS. y la regasificación se gestionan de forma conjunta por el GTS sin que los comercializadores tengan capacidad de decisión sobre la utilización de una instalación concreta, el artículo 12 de la Circular 6/2020 establece el mismo término de capacidad a las entradas de transporte desde las plantas de regasificación y desde los AA.SS.

En el Cuadro 18 se muestran los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte resultantes de considerar los puntos de entrada desde las interconexiones virtuales, las plantas de GNL y los AA.SS.

Cuadro 18. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de entrada		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
VIP_FR	186.036	144,37	-18,6%	26.858.104
VIP_PT	12.330	250,08	41,0%	3.083.413
Plantas GNL	655.517	171,40	-3,3%	112.353.320
AA.SS	62.180	135,42	-23,6%	8.420.156
CI Tarifa	186.168	217,02	22,4%	40.402.230
CI Almería	224.308	197,10	11,2%	44.211.714
YAC Poseidón	569	207,41	17,0%	117.915
YAC Marismas	27	201,52	13,6%	5.502
YAC Viura	1.508	108,09	-39,0%	162.989
BIO Madrid	336	118,51	-33,2%	39.767
BIO Jana (15.04)	-	126,17		-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	207,52		-
BIO Tudela (28A)	-	109,12		-
BIO Mascaraque (F25)	-	131,32		-
BIO Sagunto (15.11)	-	130,58		-
BIO Sevilla (F07)	-	191,70		-
TOTAL	**1.328.979**	**177,32**	**0,0%**	**235.655.109**

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que, conforme a los puntos 12.3 y 12.4 de la Circular, se establece un descuento del 100% a los peajes de transporte basados en capacidad a las entradas y salidas desde o hacia los AA.SS y un descuento del 13,9% al peaje de entrada a la red de transporte desde plantas de GNL (véase epígrafe 4.5.1 de la Memoria que acompaña a la Circular), se hace necesario ajustar los términos de capacidad de los peajes aplicables al resto de puntos de entrada, con objeto de asegurar la recuperación de la retribución (véase Cuadro 19).

Cuadro 19. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460

		Términos tras ajustes sin reeescalar		Términos reescalados	
Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	miles de €	€/(MWh/día) y año	miles de €
VIP_FR	186.036	144,37	26.858.104	160,77	29.908.865
VIP_PT	12.330	250,08	3.083.413	278,49	3.433.652
Plantas GNL	655.517	147,57	96.736.209	164,33	107.724.290
CI Tarifa	186.168	217,02	40.402.230	241,67	44.991.442
CI Almería	224.308	197,10	44.211.714	219,49	49.233.638
YAC Poseidón	569	207,41	117.915	230,97	131.309
YAC Marismas	27	201,52	5.502	224,41	6.126
YAC Viura	1.508	108,09	162.989	120,37	181.502
BIO Madrid	336	118,51	39.767	131,97	44.284
BIO Jana (15.04)	-	126,17		140,51	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	207,52		231,09	-
BIO Tudela (28A)	-	109,12		121,51	-
BIO Mascaraque (F25)	-	131,32		146,23	-
BIO Sagunto (15.11)	-	130,58		145,42	-
BIO Sevilla (F07)	-	191,70		213,47	-
TOTAL INGRESOS (A)	**1.266.799**	**167,05**	**211.617.842**	**186,02**	**235.655.109**
				-	
TOTAL RETRIBUCIÓN (B)			**235.655.109**		
Factor de ajuste (B)/(A)			**1,1136**		

Fuente: CNMC

3.3 Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal

En el Cuadro 20 se muestran los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal por punto de salida físico calculados conforme a la metodología establecida en el artículo 10 y apartado 5 del Anexo I de la Circular 6/2020. Se indica que, a efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de salida nacionales agrupados. No obstante, en el libro Excel que acompaña a la Memoria de la propuesta de Resolución se dispone del resultado por punto de salida físico.

Cuadro 20. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente en cada punto de salida (CAP_{Ex})	Distancia ponderada (AD_{Ex})	Ponderación del coste ($W_{C,Ex}$)	Retribución a recuperar (R_{Ex})	Término de capacidad de salida (TEx)
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/(MWh/día) y año
CI Tarifa		1.007	0,000		193,92
CI Biriatou	34.219	817	0,023	5.385.870	157,40
CI Larrau	94.102	808	0,062	14.639.785	155,57
CI Badajoz	24.485	846	0,017	3.988.879	162,91
CI Tuy	1.827	1.282	0,002	451.191	246,92
PR Barcelona	978	865	0,001	162.879	166,56
PR Cartagena	981	780	0,001	147.342	150,22
PR Huelva	1.205	956	0,001	221.911	184,11
PR Bilbao	1.217	815	0,001	191.122	157,01
PR Sagunto	474	674	0,000	61.540	129,84
PR Mugardos	576	1.193	0,001	132.213	229,63
AS Serrablo	18.675	793	0,012	2.851.939	152,71
AS Gaviota	19.541	734	0,012	2.759.806	141,23
AS Marismas	17.049	611	0,009	2.004.339	117,56
AS Yela	4.169	820	0,003	658.582	157,97
Salida nacional (1)	1.437.426	730	0,857	201.997.710	140,53
TOTAL	**1.656.925**	**739**	**1,000**	**235.655.109**	**142,22**

Fuente: CNMC
Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento y AS: Almacenamiento subterráneo
(1) A efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de salida nacionales agrupados. En el libro Excel que acompaña a la Memoria de la propuesta de Circular se dispone del resultado por punto de salida físico.

3.3.1 Ajustes en los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal resultantes de la CWD

Una vez se dispone de los términos de capacidad de los peajes de salida de cada uno de los puntos físicos considerados en el modelo de red, se procede al cálculo de los términos de capacidad de los puntos de interconexión virtual de Francia y Portugal, conforme al artículo 11 de la Circular 6/2020.

Adicionalmente, en coherencia con los términos de capacidad de los peajes de entrada, y en aplicación de lo establecido en el artículo 12 de la Circular 6/2020 se ha procedido a la nivelación de precios de las salidas hacia los AA.SS. y las plantas de GNL y las salidas de transporte hacia las redes locales.

En el Cuadro 21 se muestran los términos de los peajes de salida de la red troncal que resultan para cada una de las agrupaciones de puntos considerada.

Cuadro 21. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos

Punto de salida	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de salida		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
Nacional	1.437.426	140,53	-1,19%	201.997.710
CI Tarifa	-	193,92	36,35%	-
VIP Pirineos	128.320	156,06	9,73%	20.025.655
VIP Ibérico	26.312	168,74	18,65%	4.440.071
AA.SS	59.435	139,22	-2,11%	8.274.666
Plantas GNL	5.431	168,85	18,72%	917.007
TOTAL	**1.656.925**	**142,22**		**235.655.109**

Fuente: CNMC

Análogamente al peaje de entrada a la red de transporte, y en aplicación del artículo 12.3 de la Circular 6/2020, se ha aplicado un descuento del 100% a las salidas hacia los AA.SS., por lo que se hace necesario ajustar los precios del resto de peajes de salida, a efectos de asegurar la recuperación de la retribución de la red troncal (véase Cuadro 22).

Se observa que el término de capacidad de salida hacia los consumidores nacionales es inferior al coste medio, mientras que los precios de salida por los puntos de interconexión virtual hacia Francia, Portugal y plantas de GNL, están por encima del coste medio.

Cuadro 22. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de salida de la red de transporte una vez aplicados los ajustes previsto en el artículo 12 de la Circular 6/2020

		Términos tras ajustes sin reeescalar		Términos reescalados	
Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	miles de €	€/(MWh/día) y año	miles de €
Nacional	1.437.426	140,53	201.997.710	145,64	209.348.667
CI Tarifa		193,92	-	200,98	
VIP Pirineos	128.320	156,06	20.025.655	161,74	20.754.414
VIP Ibérico	26.312	168,74	4.440.071	174,89	4.601.651
Plantas GNL	5.431	168,85	917.007	174,99	950.378
TOTAL INGRESOS	**1.597.490**	**142,34**	**227.380.443**	**147,52**	**235.655.109**
TOTAL RETRIBUCIÓN			**235.655.109**		
Factor de reescalado			**1,0364**		

Fuente: CNMC

Los consumidores cuyo consumo anual no supera los 5 GWh no tienen la obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado, por lo que se sustituye el término fijo por caudal por un término fijo por cliente resultado del cociente de la retribución que se debe recuperar de cada grupo tarifario entre el número de consumidores que conforma dicho grupo tarifario (véase Cuadro 23).

Se indica que se ha calculado el término por cliente para el peaje RL.7 ante la eventualidad que un consumidor inicialmente acogido al peaje RL.6, al considerar el consumo registrado en el año anterior, finalmente se le deba facturar al peaje RL.7, al considerar su consumo real. En este caso, no sería posible facturar dicho consumidor por caudal dado que durante dicho ejercicio anterior no hubiera contratado caudal. Asimismo, dicho término por caudal le será aplicable durante el periodo transitorio en el que instale los equipos de telemedida de carácter obligatorio una vez se supera el umbral de 5 GWh.

Cuadro 23. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2021-2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día) (B)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/MWh/día/año) (C)	Retribución de la red de transporte a recuperar por el grupo tarifario (€) (D) = (B) * (C)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año) (D)/(A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.519.889	68.544	145,64	9.982.868	2,21
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.328	149.653	145,64	21.795.626	7,63
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	400.270	54.157	145,64	7.887.499	19,71
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.861	45.017	145,64	6.556.329	113,31
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.345	79.311	145,64	11.550.952	541,16
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.234	31.924	145,64	4.649.422	2.081,13
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	987	50.164	145,64	7.305.955	7.399,62

Fuente: CNMC

4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen

En el Cuadro 24 se muestra el término variable del peaje de transporte, que conforme al artículo 13 y al apartado 6 del Anexo I de la Circular, será único y se aplicará a todas las entradas y salidas de la red de transporte.

Cuadro 24. Término variable de transporte.

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)
Retribución del gas de operación (A)	**12.038.359**

	Volumen (MWh)
Variable inductora del coste (B)	**726.232.815**
Volumen inyectado en la red troncal	362.540.715
Volumen extraido de la red troncal	363.692.100

	Término variable (€/MWh)
Termino variable del peaje (A)/(B)	**0,016576**

Fuente: CNMC

5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año.

En los cuadros siguientes se muestran los multiplicadores para los contratos de duración inferior a un año que resultan de aplicar el artículo 14 de la Circular 6/2020.

Cuadro 25. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte

Producto	Año de Gas				Promedio
	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	
Trimestral	1,16	1,31	1,12	1,19	1,20
Mensual	1,30	1,43	1,17	1,33	1,30
Diario	1,56	1,73	1,38	1,68	1,60
Intradiario					6,10

Fuente: CNMC

Cuadro 26. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte excepto salidas a redes locales

Producto	Año de Gas				Promedio
	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	
Trimestral	1,16	1,32	1,11	1,19	1,20
Mensual	1,29	1,45	1,15	1,32	1,30
Diario	1,55	1,77	1,36	1,55	1,60
Intradiario					3,80

Fuente: CNMC

Cuadro 27. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año en los puntos de salidas de la red de transporte hacia redes locales

1.- Demanda Nacional

Mes	2016 - 2017	2017- 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	Promedio	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%
Enero	37.315	34.490	38.987	38.524	37.329	10,6%
Febrero	28.185	33.138	31.593	30.889	30.951	8,8%
Marzo	27.805	30.774	30.077	28.468	29.281	8,3%
Abril	22.907	25.715	29.374	22.601	25.149	7,1%
Mayo	22.621	25.322	29.283	21.571	24.700	7,0%
Junio	24.419	23.633	29.864	24.993	25.728	7,3%
Julio	26.220	23.495	33.596	30.335	28.412	8,1%
Agosto	24.216	23.136	31.933	27.705	26.747	7,6%
Septiembre	25.279	23.563	30.101	28.137	26.770	7,6%
Octubre	26.129	28.310	27.164	32.465	28.517	8,1%
Noviembre	32.002	35.648	33.316	34.685	33.913	9,6%
Diciembre	33.875	36.498	34.090	33.376	34.460	9,8%
TOTAL	**330.974**	**343.723**	**379.378**	**353.751**	**351.957**	**100,0%**

2.- Factores Estacionales mensuales

Mes	Peso del mes en el año $Q_{m,a}$	Factores estaciones iniciales $F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^{1,6}$	Factores estacionales finales $F_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales redondeados
Enero	10,6%	1,432	1,42	1,8506	1,85
Febrero	8,8%	1,084	1,08	1,3997	1,40
Marzo	8,3%	0,998	0,99	1,2886	1,29
Abril	7,1%	0,795	0,79	1,0273	1,03
Mayo	7,0%	0,774	0,77	1,0000	1,00
Junio	7,3%	0,823	0,82	1,0627	1,06
Julio	8,1%	0,954	0,95	1,2321	1,23
Agosto	7,6%	0,872	0,87	1,1261	1,13
Septiembre	7,6%	0,873	0,87	1,1275	1,13
Octubre	8,1%	0,959	0,95	1,2389	1,24
Noviembre	9,6%	1,242	1,23	1,6039	1,60
Diciembre	9,8%	1,272	1,26	1,6426	1,64
Promedio factores estacionales (P)		**1,006**	**1,00**	**1,3000**	**1,30**
Coeficiente de ajuste		**0,994**			
Potencia considerada		**1,490**			

3.- Factores Estacionales Trimestrales

Mes	Factores estacionales trimestrales iniciales $C_{T0,t}$	Factores estacionales trimestrales finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales redondeados
Q1	0,991	1,108	1,3292	1,3
Q2	0,769	0,860	1,0315	1,0
Q3	0,866	0,968	1,1615	1,2
Q4	0,953	1,065	1,2779	1,3
Promedio factores estacionales (P)	**0,895**	**1,000**	**1,2000**	**1,2**
Coeficiente de ajuste (CA = M_M / P)	**1,117**			

4.- Factores Estacionales Diarios

Mes	Factores estacionales diarios iniciales $F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^2$	Factores estacionales trimestrales finales $F_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales redondeados
Enero	1,424	1,424	2,2784	2,28
Febrero	1,077	1,077	1,7232	1,72
Marzo	0,991	0,991	1,5856	1,59
Abril	0,790	0,790	1,2640	1,26
Mayo	0,769	0,769	1,2304	1,23
Junio	0,817	0,817	1,3072	1,31
Julio	0,948	0,948	1,5168	1,52
Agosto	0,866	0,866	1,3856	1,39
Septiembre	0,867	0,867	1,3872	1,39
Octubre	0,953	0,953	1,5248	1,52
Noviembre	1,234	1,234	1,9744	1,97
Diciembre	1,264	1,264	2,0224	2,02
Promedio factores estacionales (P)	**1,000**	**1,000**	**1,6000**	**1,60**
Coeficiente de ajuste	**1,000**			

4.- Factores Estacionales Intradiarios

Mes	Factores estacionales diarios iniciales $F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^2$	Factores estacionales trimestrales finales $F_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales $C_{M,m} \times CA$	Multiplicadores finales redondeados
Enero	1,424	1,424	5,4100	5,41
Febrero	1,077	1,077	4,0900	4,09
Marzo	0,991	0,991	3,7700	3,77
Abril	0,790	0,790	3,0000	3,00
Mayo	0,769	0,769	2,9200	2,92
Junio	0,817	0,817	3,1000	3,10
Julio	0,948	0,948	3,6000	3,60
Agosto	0,866	0,866	3,2900	3,29
Septiembre	0,867	0,867	3,2900	3,29
Octubre	0,953	0,953	3,6200	3,62
Noviembre	1,234	1,234	4,6900	4,69
Diciembre	1,264	1,264	4,8000	4,80
Promedio factores estacionales (P)	**1,000**	**1,000**	**3,7983**	**3,80**
Coeficiente de ajuste	**1,000**			

Fuente: CNMC

Cabe señalar que los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios aplicables a las entradas y a las salidas de la red de transporte que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 no varían respecto de los contenidos en la memoria que acompaña a la citada Circular. Por el contrario, los multiplicadores aplicables a los contratos intradiarios aumentan un 13,0% y un 5,6% para las entradas y las salidas, respectivamente, como consecuencia de la actualización del periodo temporal considerado en el cálculo.

En el caso de los multiplicadores aplicables a los consumidores nacionales, se produce, con carácter general, un incremento de los multiplicadores aplicables a durante los meses de junio – septiembre y una reducción durante el resto de meses, tal y como se observa en el cuadro siguiente:

Cuadro 28. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte hacia salidas a redes locales. Propuesta de Resolución vs Circular 6/2020

	Circular 6/2020				Resolución				Tasa de variación: Resolución s/ Circular (%)			
Mes	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Enero		1,76	2,17	4,88		1,85	2,28	5,41		5,0%	5,1%	10,8%
Febrero	1,42	1,47	1,81	4,08	1,33	1,40	1,72	4,09	-6,5%	-5,0%	-5,1%	0,2%
Marzo		1,39	1,71	3,84		1,29	1,59	3,77		-6,9%	-6,8%	-1,8%
Abril		1,10	1,35	3,04		1,03	1,26	3,00		-6,1%	-6,6%	-1,2%
Mayo	0,96	1,02	1,25	2,82	1,03	1,00	1,23	2,92	6,8%	-1,8%	-1,9%	3,5%
Junio		1,02	1,26	2,83		1,06	1,31	3,10		3,9%	4,3%	9,7%
Julio		1,10	1,35	3,04		1,23	1,52	3,60		12,2%	12,7%	18,6%
Agosto	0,97	1,00	1,23	2,77	1,16	1,13	1,39	3,29	19,2%	13,0%	12,9%	18,8%
Septiembre		1,07	1,31	2,95		1,13	1,39	3,29		5,9%	5,9%	11,4%
Octubre		1,28	1,58	3,56		1,24	1,52	3,62		-3,5%	-3,8%	1,8%
Noviembre	1,44	1,63	2,00	4,51	1,28	1,60	1,97	4,69	-11,1%	-1,8%	-1,7%	4,0%
Diciembre		1,77	2,17	4,89		1,64	2,02	4,80		-7,1%	-7,1%	-1,8%
Total	**1,20**	**1,30**	**1,60**	**3,60**	**1,20**	**1,30**	**1,60**	**3,80**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**5,5%**

Fuente: CNMC

6. Interrumpibilidad

El artículo 15 de la Circular 6/2020, establece que en las conexiones internacionales con Francia y Portugal, si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte las interrupciones de capacidad se han producido por congestión física, según se define en el artículo 2.1.23 del Reglamento (CE) nº 715/2009, se aplicarán peajes interrumpibles, mientras que si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte no se hubieran producido interrupciones de capacidad, o las producidas no hubieran sido motivadas por congestión física no se aplicarán peajes interrumpibles.

De acuerdo con la información remitida por el GTS, en las entradas desde Francia entre el 5 de enero de 2021 y el 19 de enero de 2021 se produjo congestión física de gas, asociada a la Borrasca Filomena y la posterior ola de frío que se produjo, por lo que es necesario ofrecer para el año de gas 2021-2022 peajes interrumpibles *ex ante* en la entrada desde Francia.

En el Cuadro 29 se muestran las capacidades contratadas interrumpibles e interrumpidas en la entradas a la red de transporte desde Francia, se observa que mientras en el año de gas 2020-2021, con información hasta el 5 de abril de 2021, se interrumpieron 17 días, en los años de gas restantes sólo se produjeron interrupciones en los años de gas 2018-2019 (1 día) y 2016-2017 (3 días).

Cuadro 29. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia

AÑO DE GAS	Interrumpible diario contratado		Interrumpible intradiario contratado		Total interrumpible		Interrumpido	
	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días
2015-2016	-	-	4.186.933	5	4.186.933	5	-	-
2016-2017	23.081.518	5	81.589.114	13	104.670.632	16	6.750.828	3
2017-2018	-	-	3.605.745	1	3.605.745	1	-	-
2018-2019	94.983.795	13	106.502.404	16	201.486.199	25	568.189	1
2019-2020	113.406.428	7	55.382.754	14	168.789.182	14	-	-
2020-2021 (hasta 5 de abril de 2021)	914.919.832	24	1.691.269.732	37	2.606.189.564	38	893.268.396	17
Últimos 12 meses a 5/4/2021	**914.919.832**	**24**	**1.697.942.490**	**40**	**2.612.862.322**	**41**	**893.268.396**	**17**

Fuente: Enagás Transporte y GTS

Teniendo en cuenta lo anterior, la probabilidad de interrupción se ha calculado considerado la información de los cuatro últimos años de gas cerrados (2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020), la información comprendida entre el 6 de abril de 2020 y 5 de abril de 2021, al objeto de incorporar las interrupciones registradas en el mes de enero de 2021, y supuesta una duración media de las interrupciones de 16 horas continuadas (valor medio registrado en enero de 2021). Se indica que el GTS sólo ofrece capacidad interrumpible en los productos diarios e intradiarios, una vez que se ha contratado toda la capacidad firme (véase Cuadro 32).

Cuadro 30. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia

Parámetro	Dias que se interrumpe	Dias que se oferta interrumpibilidad
Número de días		
Diaria	4,2	9,8
Intradiaria	4,2	16,8
Duración media de la interrupciones (horas)	**16**	
Capacidad a interrumpir (kWh/día)		
Diaria	3.911.997	
Intradiaria	6.683.149	
Capacidad contratada Interrumpible (kWh/día)		
Diaria	9.617.337	9.553.263
Intradiaria	16.429.996	9.725.113

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción para los contratos diarios que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la Circular 6/2020 considerando los

parámetros anteriores se estima en 5,45% para el producto diario y en 8,05% para el producto intradiario de 16 horas.

El Factor de ajuste "A" refleja el valor económico de la interrupción de forma que permite modular el descuento ofrecido en función de las probabilidades obtenidas, ni en el Reglamento (UE) 2017/460 y ni en la Circular 6/2020 se establece la metodología para su cálculo. Se considera que el descuento interrumpible tiene que ser suficientemente elevado para representar las posibles consecuencias de las interrupciones sobre el agente medio, pero sin comprometer la suficiencia de los peajes. Teniendo en cuenta los valores de las interrumpibilidades ofertados en los países del entorno europeo con descuento ex ante para las conexiones internacionales[10], se propone un valor de A=2, de forma que el descuento en el peaje interrumpible de entrada desde Francia se situará en el año de gas 2021-2022 en el 10,9% para los productos diarios y en el 16,1% para los productos intradiarios.

En el resto de puntos de entrada y salida se aplicará compensación *ex post* en el caso que efectivamente se produzcan interrupciones.

7. Valoración de la metodología de asignación

De acuerdo con lo establecido en el artículo 30 del Reglamento, la Autoridad Reguladora debe publicar la información que a continuación se detalla.

7.1 Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen

La Circular asigna la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte al término de capacidad y los costes asociados al gas de operación a un término por volumen. Como consecuencia, el 97,51% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 2,49% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 31).

[10] En Francia el descuento aplicable en los peajes interrumpibles en la salida por Pirineos es del 15%, en Italia del 15%, en Dinamarca los descuentos están entre el 5% y el 10%, en Portugal se ha propuesto un descuento del 7,1% para el peaje interrumpible en la interconexión para el año de gas 2021-2022 actualmente en fase de tramitación.

Cuadro 31. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen

	Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Capacidad	471.310.219	97,51%
Volumen	12.038.359	2,49%
Total	**483.348.577**	**100,00%**

Fuente: CNMC

7.2 Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida

La Circular asigna el 50% de la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte a la entrada y el 50% a la salida. Por otra parte, la retribución asociada al gas de operación se imputa de manera que el término variable sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, conforme establece el artículo 4.3.a) del Reglamento (UE) 2017/460. Como consecuencia de lo anterior, el 50,00% de la retribución del transporte troncal se recupera en los puntos de entrada y el 50,00% en los puntos de salida (véase Cuadro 32).

Cuadro 32. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida

		Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Entrada	Capacidad	235.655.109	50,00%
	Volumen	6.009.636	
Salida	Capacidad	235.655.109	50,00%
	Volumen	6.028.722	
Total		**483.348.577**	**100,00%**

Fuente: CNMC

7.3 Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales

El Reglamento (UE) 2017/460 establece en su artículo 5 la metodología para valorar el grado de subvenciones cruzadas que existen entre los usuarios nacionales y no nacionales. En particular, el grado de subvención se mide como

una relación entre el coste medio pagado por los usuarios intrasistema (nacionales) e intersistema (no nacionales), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Comp = \frac{2 \times |Ratio_{Nacional} - Ratio_{No\ nacional}|}{Ratio_{\ Nacional} + Ratio_{No\ nacional}} \times 100\%$$

Dónde:

Comp: índice de comparación
Ratio $_{Nacional}$: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores nacionales.
Ratio $_{No\ nacional}$: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores No nacionales.

A los efectos de estimar los ingresos obtenidos por la aplicación de peajes de entrada a los usuarios no nacionales, se considera que la capacidad de entrada destinada a los usuarios no nacionales es igual a la capacidad de salida de los usuarios no nacionales, conforme establece en el punto 5.a) del artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/460.

Se indica que según se establece en el punto 6 del artículo 5, cuando los resultados de los índices comparativos de asignación de la capacidad o el volumen excedan el 10% la Autoridad Reguladora deberá proporcionar una justificación del resultado.

En coherencia con el inductor de coste considerado en la metodología de cálculo de los correspondientes peajes de entrada y de salida, y teniendo en cuenta las características de la red, se ha considerado como inductores de coste la capacidad contratada prevista por punto de entrada y de salida y la distancia.

En el Cuadro 33 y Cuadro 34 se presentan los resultados obtenidos para los términos de capacidad y volumen, respectivamente. Se observa que los índices obtenidos están por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

Cuadro 33. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	862.052.558	209.120.346	0,243
	Salida	1.128.878.778	212.434.488	0,188
	Total	**1.990.931.335**	**421.554.835**	**0,212**
No nacionales (Intersistema)	Entrada	120.965.479	26.534.763	0,219
	Salida	130.257.768	23.220.621	0,178
	Total	**251.223.247**	**49.755.384**	**0,198**
Comp = 2*|(A) - (B)| / [(A) + (B)]				**6,68%**

Fuente: CNMC

Cuadro 34. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	858.405.216	208.235.559	0,243
	Salida	1.128.878.778	210.881.025	0,187
	Total	**1.987.283.993**	**419.116.583**	**0,211**
No nacionales (Intersistema)	Entrada	125.093.256	27.419.551	0,219
	Salida	134.832.418	24.774.085	0,184
	Total	**259.925.674**	**52.193.635**	**0,201**
Comp = 2*|(A) - (B)| / [(A) + (B)]				**4,91%**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 35 se presentan los resultados obtenidos para los términos de volumen. Análogamente al término de capacidad, el índice obtenido está por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

Cuadro 35. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales

Sistema	Término por volumen	Volumen (MWh)	Ingresos por peajes de transporte (€/MWh/día)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	348.995.843	5.785.111	0,0166
	Salida	350.147.228	5.804.196	0,0166
	Total	**699.143.071**	**11.589.307**	**0,0166**
No nacionales (Intersistema)	Entrada	13.544.872	224.526	0,0166
	Salida	13.544.872	224.526	0,0166
	Total	**27.089.744**	**449.052**	**0,0166**
Comp = 2*|(A) - (B)| / [(A) + (B)]				**0,00%**

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 36 se muestra los ingresos obtenidos de los consumidores nacionales y no nacionales.

Cuadro 36. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales

Sistema		Ingresos por término de capacidad (€)	Ingresos por término de volumen (€)	Ingresos totales (€)	Porcentaje
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	208.235.559	5.785.111	214.020.669	44,3%
	Salida	210.881.025	5.804.196	216.685.221	44,8%
	Total	**419.116.583**	**11.589.307**	**430.705.890**	**89,1%**
No nacionales (Intersistema)	Entrada	27.419.551	224.526	27.644.077	5,7%
	Salida	24.774.085	224.526	24.998.611	5,2%
	Total	**52.193.635**	**449.052**	**52.642.687**	**10,9%**

Fuente: CNMC

7.4 Análisis de la variación de los peajes de transporte

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe i) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período tarifario vigente y en el período respecto al que se publica la información.

Las tarifas de acceso vigentes incluyen la retribución de las actividades de transporte y distribución, la del Gestor Técnico del sistema y otros costes a recuperar por cargos (la tasa de la CNMC y MITERD y las anualidades por desajustes de ingresos, la retribución del Operador del Mercado, las

adquisiciones del GLP para suministros insulares y la retribución por suministro a tarifa).
El término de conducción de los peajes vigentes fue establecido en la Resolución de 22 de septiembre de 2020, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte redes locales y regasificación de gas para el año octubre 2020-septiembre 2021[11]. Tal y como se detalla en la memoria que acompaña a la citada Resolución, el término de conducción se calculó con las siguientes hipótesis:

1º Se mantienen los términos del peaje de entrada a la red de transporte y de los peajes de salida por conexiones internacionales.

2º Se determinan los peajes de transporte aplicables a los consumidores nacionales de acuerdo con la metodología de la CNMC, considerando la retribución reconocida minorada por los ingresos procedentes del peaje de entrada y los peajes de salida por conexiones internaciones se recupera a por la aplicación de los peajes en la salida nacional.

3º Se consideran los peajes de redes locales y los peajes de otros costes de regasificación que resultan de la metodología de la CNMC

4º El término de conducción con la estructura de peajes de la Circular 6/2020 resulta de la suma de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación, ajustados homotéticamente para recuperar la cuota del GTS y los costes asociados a los cargos.

5º Los términos de conducción así obtenidos fueron convertidos a la estructura de peajes vigentes.

Una vez determinados los términos de conducción conforme a la metodología de la Circular 6/2020 y la estructura del RD 949/2001, al no disponerse de la metodología de cargos y por tanto no ser posible el diseño del periodo transitorio, se optó por trasladar las variaciones de la facturación que resultan de aplicar los peajes de la Circular 6/2020 a los términos fijo y variable de los grupos tarifarios para los que resultan reducciones y mantener los peajes vigentes de los grupos tarifarios para los que resultan incrementos. El déficit de ingresos que resultaba de mantener los peajes a determinados colectivos, así como el de mantener las condiciones de facturación del peaje 3.5 y los peajes interrumpibles, se asignó al resto de grupos tarifarios proporcionalmente al ahorro en la facturación.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, como mejor aproximación para el análisis de las variaciones en la determinación de los peajes de transporte, se compara el resultado de la asignación con los peajes de transporte que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 para el año de gas 2021-2022 considerados en la determinación del término de conducción de los peajes vigentes, si bien éstos no se corresponden exactamente con los implícitos en el mismo.

[11] Disponible en https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00420

La variación de los peajes de transporte que resultan para el ejercicio 2021-2022 respecto de los peajes de transporte del ejercicio 2020-2021 es función de siguientes factores:

a) La variación de las variables de facturación
b) La variación de la retribución considerada en el cálculo
c) La variación de coeficiente de asignación de la retribución entre entradas y salidas.

Respecto de la variación de las variables de facturación, cabe señalar que se prevé una contracción de la capacidad contratada equivalente del ejercicio 2021-2022 respecto de la capacidad contratada equivalente prevista para el ejercicio 2021-2022 tanto en los puntos de entrada como en los puntos de salida, como consecuencia, fundamentalmente, de la reducción de los multiplicadores que resulta de la metodología de la Circular 6/2020 respecto de los multiplicadores vigentes (véanse Cuadro 37 y Cuadro 38).

Cuadro 37. Volumen y capacidad contratada de entrada a la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el ejercicio 2021-2022 y previstos para el año de gas 2021-2022, desagregado por punto de entrada

	Previsión Resolución peajes 2020-2021 (A)			Previsión 2021-2022 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	**112.372.736**	**584.106.431**	**52,7%**	**142.324.758**	**608.842.319**	**64,0%**	**26,7%**	**4,2%**	**21,5%**
Tarifa GME	31.852.147	136.368.554	64,0%	45.692.004	186.168.209	67,2%	43,5%	36,5%	5,1%
MEDGAZ	49.310.736	206.503.930	65,4%	63.122.370	224.308.457	77,1%	28,0%	8,6%	17,8%
CI Biriatou	7.607.173	61.782.246	33,7%	8.321.251	49.609.620	46,0%	9,4%	-19,7%	36,2%
CI Larrau	20.919.726	169.901.176	33,7%	22.883.441	136.426.454	46,0%	9,4%	-19,7%	36,2%
CI Badajoz	1.844.531	6.565.986	77,0%	1.585.163	8.476.587	51,2%	-14,1%	29,1%	-33,4%
CI Tuy	838.423	2.984.539	77,0%	720.529	3.852.994	51,2%	-14,1%	29,1%	-33,4%
Desde planta de regasificación	**224.637.608**	**711.418.400**	**86,5%**	**207.046.634**	**655.517.466**	**86,5%**	**-7,8%**	**-7,9%**	**0,0%**
Barcelona	61.252.212	193.699.063	86,6%	37.279.182	118.027.299	86,5%	-39,1%	-39,1%	-0,1%
Cartagena	28.482.268	98.805.042	79,0%	37.393.048	118.387.803	86,5%	31,3%	19,8%	9,6%
Huelva	52.876.516	159.454.173	90,9%	45.950.123	145.479.827	86,5%	-13,1%	-8,8%	-4,8%
Bilbao	43.534.476	134.953.540	88,4%	46.404.783	146.919.296	86,5%	6,6%	8,9%	-2,1%
Sagunto	26.563.896	84.648.703	86,0%	18.069.614	57.209.081	86,5%	-32,0%	-32,4%	0,6%
Mugardos	11.928.239	39.857.879	82,0%	21.949.884	69.494.161	86,5%	84,0%	74,4%	5,5%
Desde AA.SS.	**9.242.141**	**41.588.384**	**60,9%**	**12.714.609**	**62.179.775**	**56,0%**	**37,6%**	**49,5%**	**-8,0%**
Serrablo	3.886.882	17.415.855	61,1%	3.573.623	17.592.291	55,7%	-8,1%	1,0%	-9,0%
Gaviota	3.023.130	14.017.913	59,1%	5.510.461	26.925.941	56,1%	82,3%	92,1%	-5,1%
Yela	1.295.627	5.626.505	63,1%	3.260.328	1.870.423	477,6%	151,6%	-66,8%	657,0%
Marismas	1.036.502	4.528.111	62,7%	370.196	15.791.119	6,4%	-64,3%	248,7%	-89,8%
Otros	**692.828**	**2.423.033**	**78,3%**	**454.715**	**2.439.288**	**51,1%**	**-34,4%**	**0,7%**	**-34,8%**
Marismas	643	3.033	58,1%	7.665	27.300	76,9%	1091,8%	800,2%	32,4%
Poseidon	45.018	264.286	46,7%	58.084	568.500	28,0%	29,0%	115,1%	-40,0%
Viura	545.600	1.857.143	80,5%	314.634	1.507.920	57,2%	-42,3%	-18,8%	-29,0%
Madrid	101.567	298.571	93,2%	74.332	335.568	60,7%	-26,8%	12,4%	-34,9%
TOTAL	**346.945.313**	**1.339.536.248**	**71,0%**	**362.540.715**	**1.328.978.849**	**74,7%**	**4,5%**	**-0,8%**	**5,3%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Cuadro 38. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el ejercicio 2021-2022 y previstos para el año de gas 2021-2022, desagregado por punto de salida

	Previsión Resolución peajes 2020-2021 (A)			Previsión 2021-2022 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
Puntos de salida	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	**13.544.872**	**161.391.463**	**23,0%**	**13.544.872**	**154.632.772**	**24,0%**	**0,0%**	**-4,2%**	**4,4%**
Tarifa GME	-	-		-	-				
CI Biriatou	2.435.417	35.112.957	19,0%	2.435.417	34.218.769	19,5%	0,0%	-2,5%	2,6%
CI Larrau	6.697.396	96.560.631	19,0%	6.697.396	94.101.615	19,5%	0,0%	-2,5%	2,6%
CI Badajoz	4.105.667	27.654.134	40,7%	4.105.667	24.485.139	45,9%	0,0%	-11,5%	12,9%
CI Tuy	306.393	2.063.741	40,7%	306.393	1.827.249	45,9%	0,0%	-11,5%	12,9%
Planta de regasificación	**0**	**0**		**1.825.000**	**5.431.027**	**92,1%**			
Barcelona	0	0		328.595	977.868	92,1%			
Cartagena	0	0		329.599	980.855	92,1%			
Huelva	0	0		405.025	1.205.315	92,1%			
Bilbao	0	0		409.032	1.217.241	92,1%			
Sagunto	0	0		159.274	473.983	92,1%			
Mugardos	0	0		193.476	575.766	92,1%			
Desde AA.SS.	**12.177.995**	**55.822.034**	**59,8%**	**12.298.122**	**59.435.137**	**56,7%**	**1,0%**	**6,5%**	**-5,2%**
Serrablo	3.801.379	14.938.235	69,7%	3.872.157	18.675.339	56,8%	1,9%	25,0%	-18,5%
Gaviota	3.950.652	32.366.176	33,4%	4.042.770	19.541.465	56,7%	2,3%	-39,6%	69,5%
Yela	3.587.470	4.188.151	234,7%	3.527.951	4.168.961	231,8%	-1,7%	-0,5%	-1,2%
Marismas	838.494	4.329.472	53,1%	855.243	17.049.373	13,7%	2,0%	293,8%	-74,1%
Salida nacional	**318.162.894**	**1.524.351.094**	**57,2%**	**336.024.106**	**1.437.426.162**	**64,0%**	**5,6%**	**-5,7%**	**12,0%**
P > 60 bar	138.768.407	626.824.363	61,4%	140.568.842	509.216.185	75,6%	-1,3%	-18,8%	23,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.672.032	111.851.600	77,6%	35.813.104	124.156.111	79,0%	13,1%	11,0%	1,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	85.072.661	357.164.443	70,1%	91.365.359	366.774.581	68,2%	7,4%	2,7%	-2,6%
P ≤ 4 bar	62.649.795	428.510.687	40,1%	68.276.801	437.279.284	42,8%	9,0%	2,0%	6,8%
TOTAL	**343.885.761**	**1.741.564.591**	**54,1%**	**363.692.100**	**1.656.925.098**	**60,1%**	**5,8%**	**-4,9%**	**11,2%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Respecto de la retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte se indica que la retribución asignada a los peajes del ejercicio 2021-2022 es un 12,4% inferior a retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de precios 2020-2021 (véase Cuadro 39).

Cuadro 39. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el ejercicio 2021-2022 y en la propuesta para el año de gas 2021-2022

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución a la inversión (1)	421.861.709	372.271.928	-11,8%
Retribución O&M	110.667.548	99.038.291	-10,5%
Gas de operación	19.114.359	12.038.359	-37,0%
Total	**551.643.615**	**483.348.577**	**-12,4%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por último, en Cuadro 40 se compara el reparto entrada-salida de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de precios para 2020-2021 y el que resulta de la aplicación de la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2021-2022. Cabe señalar que, la retribución del transporte se asigna en menor medida a los peajes de entrada implícitos en la Resolución de precios para el ejercicio 2020-2021 (30/70), que en la prevista en la Circular 6/2020, que contempla un reparto 50/50.

Cuadro 40. Comparación del reparto entrada-salida de la retribución del transporte implícita en los peajes de transporte de la Resolución de peajes para el ejercicio 2021-2022 y en la propuesta de Resolución para el año de gas 2021-2022

		Previsión Resolución 2020-2021		Propuesta de Resolución 2021-2022	
		Retribución de transporte (€)	% del total	Retribución de transporte (€)	% del total
Entrada	Término de Capacidad	167.398.766	30%	235.655.109	50%
	Término variable	-		6.009.636	
Salida	Término de Capacidad	365.130.491	70%	235.655.109	50%
	Término variable	19.114.359		6.028.722	
Total		**551.643.615**	**100,00%**	**483.348.577**	**100,00%**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 41 se comparan los peajes de entrada a la red de transporte considerados en la Resolución de precios de 2020-2021 con los peajes de entrada propuestos para el ejercicio 2021-2022. El impacto conjunto de la variación de la demanda, la retribución y del reparto entrada-salida y de los multiplicadores, en los peajes de entrada a la red de transporte se traduce en un aumento, en términos medios, del 44,2% respecto del peaje postal vigente, con la excepción del Yacimiento de Viura y la planta de Biogás que se instalará en la posición 28A, de acuerdo con la información proporcionada por el GTS. Asimismo, se observa que los peajes de las entradas por el sur aumentan en mayor medida que los peajes de entrada por el norte.

Cuadro 41. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Puntos de entrada	Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
VIP_FR	128,97	160,77	24,7%
VIP_PT	128,97	278,49	115,9%
Plantas GNL	128,97	164,33	27,4%
CI Tarifa	128,97	241,67	87,4%
CI Almería	128,97	219,49	70,2%
YAC Poseidón	128,97	230,97	79,1%
YAC Marismas	128,97	224,41	74,0%
YAC Viura	128,97	120,37	-6,7%
BIO Madrid	128,97	131,97	2,3%
BIO Jana (15.04)	128,97	140,51	8,9%
BIO Medina Sidonia (K07)	128,97	231,09	79,2%
BIO Tudela (28A)	128,97	121,51	-5,8%
BIO Mascaraque (F25)	128,97	146,23	13,4%
BIO Sagunto (15.11)	128,97	145,42	12,7%
BIO Sevilla (F07)	128,97	213,47	65,5%
TOTAL	**128,97**	**186,02**	**44,2%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

En coherencia con la evolución registrada por los peajes de entrada a la red de transporte, los peajes de salida de la red de transporte estimados para el ejercicio 2021-2022 disminuyen respecto de los peajes de salida implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 (véase Cuadro 42).

Cuadro 42. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2021-2022

	Término de capacidad del peaje de entrada salida de la red de transporte (€/MWh/día/año)		
Punto de Salida	Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	214,28	145,64	-32,0%
VIP Pirineos	238,49	161,74	-32,2%
VIP Ibérico	238,49	174,89	-26,7%
CI Tarifa		200,98	
GNL	259,14	174,99	-32,5%
TOTAL	**216,60**	**153,03**	**-29,3%**

Fuente: CNMC y Orden IET/2446/2013

8. Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe ii) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período tarifario respecto al que se publica la información y en cada uno de los períodos tarifarios del resto del período regulatorio.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones relativas a la evolución de la retribución del transporte, de la capacidad contratada por punto de entrada y punto de salida y el volumen demandado en las entradas y en las salidas, así como los términos de capacidad por punto de entrada y por punto de salida de la red de transporte y los correspondientes términos variables que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio.

Cabe señalar que la evolución de los términos de capacidad de los puntos de entrada y de salida de la red de transporte registran reducciones derivadas de la propia evolución de la retribución del transporte, de la evolución de la capacidad contratada a lo largo del periodo regulatorio, y de las nuevas inyecciones de biogás en la red de distribución.

Por último, en línea con la evolución prevista de la capacidad, durante el periodo regulatorio se estima incrementos de los términos variables de los peajes de entrada y de salida en los dos primeros ejercicios, justificados por la evolución de la demanda y de la retribución asociada al gas de operación.

Cuadro 43. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	471.310.219	440.350.301	409.444.881	374.120.300	340.996.817
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	**483.348.577**	**452.388.660**	**421.483.239**	**386.158.658**	**353.035.176**
% variación respecto del año anterior		-6,4%	-6,8%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de entrada a la red de transpor

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	186.168	205.204	205.204	205.204	205.204
CI Almería	224.308	229.672	229.672	229.672	229.672
VIP Pirineos	186.036	195.950	195.950	195.950	195.950
VIP Ibérico	12.330	14.082	14.082	14.082	14.082
Plantas GNL	655.517	648.965	629.684	617.218	594.570
YAC Marismas	27	30	30	30	30
YAC Poseidón	569	620	620	620	620
YAC Viura	1.508	1.497	1.497	1.497	1.497
BIO Madrid	336	344	344	344	344
BIO Jana (15.04)	-	118	118	118	118
BIO Medina Sidonia (K07)	-	310	310	310	310
BIO Tudela (28A)	-	419	419	419	419
BIO Mascaraque (F25)	-	-	236	236	236
BIO Sagunto (15.11)	-	192	192	192	192
BIO Sevilla (F07)	-	310	310	310	310
AASS	62.180	64.757	65.662	66.202	66.261
Total	**1.328.979**	**1.362.466**	**1.344.326**	**1.332.400**	**1.309.811**

3. Retribución (€) asignada a cada punto de entrada

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	44.991.442	45.387.688	43.155.401	39.895.885	36.936.982
CI Almería	49.233.638	46.031.766	43.522.570	40.253.161	37.304.068
VIP Pirineos	29.908.865	28.542.095	26.718.603	24.601.932	22.737.470
VIP Ibérico	3.433.652	3.569.240	3.369.087	3.105.734	2.870.453
Plantas GNL	107.724.290	96.091.063	87.405.939	78.695.612	70.179.913
YAC Marismas	6.126	6.098	5.788	5.342	4.940
YAC Poseidón	131.309	130.690	124.017	114.457	105.836
YAC Viura	181.502	162.980	152.131	139.894	129.196
BIO Madrid	44.284	41.266	38.862	35.833	33.136
BIO Jana (15.04)	-	15.039	14.093	13.021	12.069
BIO Medina Sidonia (K07)	-	65.475	62.260	57.552	53.278
BIO Tudela (28A)	-	46.031	42.888	39.446	36.444
BIO Mascaraque (F25)	-	-	29.657	27.351	25.288
BIO Sagunto (15.11)	-	25.348	23.826	22.025	20.415
BIO Sevilla (F07)	-	60.371	57.319	52.905	48.920
AASS	-	-	-	-	-
Total	**235.655.109**	**220.175.151**	**204.722.440**	**187.060.150**	**170.498.409**

4. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	241,67	221,18	210,31	194,42	180,00
CI Almería	219,49	200,42	189,50	175,26	162,42
VIP Pirineos	160,77	145,66	136,35	125,55	116,04
VIP Ibérico	278,49	253,46	239,25	220,55	203,84
Plantas GNL	164,33	148,07	138,81	127,50	118,03
YAC Marismas	224,41	204,96	194,54	179,54	166,01
YAC Poseidón	230,97	210,93	200,16	184,73	170,81
YAC Viura	120,37	108,87	101,62	93,45	86,30
BIO Madrid	131,97	120,11	113,11	104,30	96,45
BIO Jana (15.04)	140,51	127,65	119,63	110,53	102,44
BIO Medina Sidonia (K07)	231,09	211,49	201,10	185,90	172,09
BIO Tudela (28A)	121,51	109,81	102,31	94,10	86,94
BIO Mascaraque (F25)	146,23	133,27	125,87	116,08	107,33
BIO Sagunto (15.11)	145,42	132,36	124,41	115,01	106,60
BIO Sevilla (F07)	213,47	195,00	185,15	170,89	158,02
AASS	-	-	-	-	-
Peaje medio	**177,32**	**161,60**	**152,29**	**140,39**	**130,17**

5. Evolución del peaje de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	87,38%	-8,48%	-4,92%	-7,55%	-7,42%
CI Almería	70,18%	-8,69%	-5,45%	-7,51%	-7,33%
VIP Pirineos	115,93%	-9,40%	-6,39%	-7,92%	-7,58%
VIP Ibérico	24,65%	-8,99%	-5,61%	-7,82%	-7,58%
Plantas GNL	27,42%	-9,90%	-6,25%	-8,15%	-7,42%
YAC Marismas	74,00%	-8,67%	-5,09%	-7,71%	-7,54%
YAC Poseidón	79,09%	-8,68%	-5,11%	-7,71%	-7,53%
YAC Viura	-6,67%	-9,55%	-6,66%	-8,04%	-7,65%
BIO Madrid	2,32%	-8,98%	-5,83%	-7,79%	-7,53%
BIO Jana (15.04)	8,94%	-9,15%	-6,29%	-7,60%	-7,32%
BIO Medina Sidonia (K07)	79,18%	-8,48%	-4,91%	-7,56%	-7,43%
BIO Tudela (28A)	-5,78%	-9,63%	-6,83%	-8,03%	-7,61%
BIO Mascaraque (F25)	13,38%	-8,87%	-5,55%	-7,78%	-7,54%
BIO Sagunto (15.11)	12,75%	-8,98%	-6,00%	-7,56%	-7,31%
BIO Sevilla (F07)	65,52%	-8,65%	-5,05%	-7,70%	-7,53%
AASS					
Peaje medio	**44,24%**	**-8,87%**	**-5,76%**	**-7,81%**	**-7,28%**

Fuente: CNMC

Cuadro 44. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	471.310.219	440.350.301	409.444.881	374.120.300	340.996.817
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	**483.348.577**	**452.388.660**	**421.483.239**	**386.158.658**	**353.035.176**
% variación respecto del año anterior	-11,5%	-6,4%	-6,8%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de salida d la red de transporte

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	1.437.426	1.437.931	1.421.282	1.409.398	1.405.670
Plantas GNL	5.431	5.207	5.345	5.415	5.429
CI Tarifa	-	-	-	-	-
VIP Francia	128.320	128.320	128.429	128.784	129.031
VIP Portugal	26.312	26.312	14.860	20.115	26.216
AA.SS	59.435	62.140	62.783	63.123	63.140
Total	**1.656.925**	**1.659.910**	**1.632.699**	**1.626.834**	**1.629.486**

3. Retribución (€) asignada a cada punto de salida

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	209.348.667	195.225.904	182.654.296	165.854.705	150.359.972
Plantas GNL	950.378	846.624	822.252	762.218	694.257
CI Tarifa	-	-	-	-	-
VIP Francia	20.754.414	19.759.436	18.902.282	17.511.990	15.974.535
VIP Portugal	4.601.651	4.343.186	2.343.610	2.931.237	3.469.645
AA.SS	-	-	-	-	-
Total	**235.655.109**	**220.175.151**	**204.722.440**	**187.060.150**	**170.498.409**

4. Término de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	145,64	135,77	128,51	117,68	106,97
Plantas GNL	174,99	162,61	153,82	140,76	127,89
CI Tarifa	200,98	188,00	178,69	164,22	149,36
VIP Francia	161,74	153,99	147,18	135,98	123,80
VIP Portugal	174,89	165,06	157,71	145,73	132,35
AA.SS	-	-	-	-	-
Peaje medio	**142,22**	**132,64**	**125,39**	**114,98**	**104,63**

5. Evolución del peaje de salida de la red de transporte

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	-32,03%	-6,78%	-5,34%	-8,43%	-9,10%
Plantas GNL	-32,47%	-7,08%	-5,40%	-8,49%	-9,15%
CI Tarifa		-6,46%	-4,96%	-8,09%	-9,05%
VIP Francia	-32,18%	-4,79%	-4,42%	-7,61%	-8,95%
VIP Portugal	-26,67%	-5,62%	-4,45%	-7,60%	-9,18%
AA.SS					
Peaje medio	**-31,89%**	**-6,74%**	**-5,47%**	**-8,30%**	**-9,00%**

Fuente: CNMC

Cuadro 45. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	471.310.219	440.350.301	409.444.881	374.120.300	340.996.817
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	**483.348.577**	**452.388.660**	**421.483.239**	**386.158.658**	**353.035.176**
% variación respecto del año anterior		-6,4%	-6,8%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión del volumen (MWh) por punto de salida de la red de transporte

Volumen demandado (MWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	362.540.715	355.545.516	350.160.977	346.483.755	339.538.476
Salida	363.692.100	357.115.351	352.298.785	349.014.439	342.387.200
Total	**726.232.815**	**712.660.867**	**702.459.762**	**695.498.194**	**681.925.676**

3. Estructura del volumen (%) por puntos de entrada y salida de la red de transporte

	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	49,9%	49,9%	49,8%	49,8%	49,8%
Salida	50,1%	50,1%	50,2%	50,2%	50,2%
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

3. Retribución asignada a entradas y salidas (€)

	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	6.009.636	6.005.920	6.000.861	5.997.278	5.994.034
Salida	6.028.722	6.032.438	6.037.498	6.041.081	6.044.324
Total	**12.038.359**	**12.038.359**	**12.038.359**	**12.038.359**	**12.038.359**

4. Término de variable de los peajes de entrada y salida de la red de transporte (€/MWh)

	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	0,0165764	0,0168921	0,0171374	0,0173090	0,0176535
Salida	0,0165764	0,0168921	0,0171374	0,0173090	0,0176535
Peaje medio	**0,0165764**	**0,0168921**	**0,0171374**	**0,0173090**	**0,0176535**

5. Evolución de los términos variables de los peajes de entrada y salida de la red de transporte

	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada		1,90%	1,45%	1,00%	1,99%
Salida		1,90%	1,45%	1,00%	1,99%
Peaje medio		**1,90%**	**1,45%**	**1,00%**	**1,99%**

Fuente: CNMC

VIII. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REDES LOCALES

1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales

La retribución asignada a los peajes de acceso a las redes locales comprende la retribución de la red de transporte de influencia local, la retribución de la red de transporte secundaria y la retribución de distribución previstas para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de las retribuciones de ejercicios anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En el Cuadro 46 se detalla la retribución prevista para el ejercicio 2021-2022 de la actividad de transporte asociada a la red de influencia local, transporte secundario y distribución, incluida en la propuesta de Resolución para el año de gas 2022 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de regasificación de transporte y de distribución de gas natural, actualmente en fase de tramitación.

Se indica que, por las mismas razones expuestas para la retribución del transporte troncal, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores. En consecuencia, en el ejercicio 2021-2022 se imputa a los peajes de redes locales 1.560,7 M€, de los cuales el 9,5% corresponde a la red de influencia local, el 4,3% corresponde a la red de transporte secundario y el 86,1% corresponde a la red de distribución.

Cuadro 46. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales octubre 2021-septiembre 2022

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Previsión 2021 2022	% sobre el total
Retribución de la red de influencia local	**148.282.025**	***9,5%***
Retribución a la inversión	108.424.488	6,9%
Retribución O&M	38.159.367	2,4%
Gas de Operación	1.698.170	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	**67.887.381**	**4,3%**
Retribución a la inversión	51.042.373	3,3%
Retribución O&M	15.913.463	1,0%
Gas de Operación	931.545	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	**1.344.567.028**	**86,1%**
Retribución de las redes	1.344.567.028	86,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total	**1.560.736.434**	**100,0%**

Fuente: CNMC

2. Variables de facturación consideradas en la asignación

En Cuadro 47 se muestran el número de suministros, las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes previstos para el año de gas 2021-2022 desagregado por grupo tarifario. En el Anexo I de la Memoria se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en la determinación de las mismas. Se indica que en la previsión se incluye la información relativa a los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución.

Cuadro 47. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas octubre 2021-septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	70.229.289	11.017.247	43,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	151.981.963	21.111.600	38,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	55.346.419	7.679.529	38,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	45.718.251	7.820.494	46,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	80.294.325	13.816.622	47,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	32.604.033	6.041.472	50,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	50.460.263	8.904.948	48,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	669	89.950.723	18.637.377	56,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	104.945.117	25.867.870	67,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	164.502.197	47.742.826	79,5%
RL.11	C > 500.000.000	98	599.640.207	168.655.454	77,1%
Total		**8.025.782**	**1.445.672.787**	**337.295.440**	**63,9%**

Fuente: CNMC

3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste

En el Cuadro 48 se muestra la asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste, cliente o capacidad, conforme a los parámetros establecidos en el Anexo IV.1 de la Circular 6/2020. En el Cuadro 49 se muestra la asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Finalmente, en el Cuadro 50 se asigna la retribución de redes locales por nivel de presión. La retribución asignada a las redes de presión de diseño superior a 60 bar se corresponde con la retribución de la red de transporte de influencia local, mientras que la retribución asignada a las redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar se corresponde con la retribución del transporte secundario, excluido en ambos casos el gas de operación.

Cuadro 48. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas octubre 2021 - septiembre 2022.

	Previsión 2021 2022
Retribución de la red de distribución (€) (A)	**1.344.567.028**

Inductor de coste (B)	% de la retribución de distribución por inductor de coste
Puntos de suministro	14,46%
Capacidad	85,54%
Total	**100,00%**

Retribución de la distribución por criterio de asignación (€) (A) * (B)	Previsión 2020 2021
Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro	194.424.392
Retribución de la distribución asignada por capacidad	1.150.142.636
Total	**1.344.567.028**

Fuente: CNMC

Cuadro 49. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año octubre 2021 - septiembre 2022

Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)	**1.150.142.636**

% de retribución de cada nivel de presión sobre el total (B)	
4 bar < P ≤ 16 bar	10,5%
P ≤ 4 bar	89,5%

Retribución por nivel de presión (€) (A) * (B)	
4 bar < P ≤ 16 bar	120.764.977
P ≤ 4 bar	1.029.377.659

Fuente: CNMC

Cuadro 50. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Octubre 2021 - septiembre 2022

Retribución de redes locales (€)	Previsión 2021 2022	% sobre el total
Presión (P) > 60 bar	146.583.855	10,7%
16 bar < P ≤ 60 bar	66.955.836	4,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	120.764.977	8,9%
P ≤ 4 bar	1.029.377.659	75,5%
Total	**1.363.682.327**	**100,0%**

Fuente: CNMC

Conforme al Anexo IV de la Circular 6/2020, el modelo de red empleado en la asignación de los costes de redes al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores se corresponde con los flujos de energía registrados el 5 de diciembre de 2017[12], día de mayor demanda registrada en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 51 se muestra la asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad. Los coeficientes α_j^i resultan de aplicar al escenario de flujos lo establecido en el Anexo II.5 de la Circular 6/2020.

Cuadro 51. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j

Nivel de presión tarifario	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asociada al nivel de presión, excluido el gas de operación (Cd_i) (€)	Nivel de presión a que se asigna la retribución del nivel de presión tarifario	α^i_j		Retribución asignada a cada nivel de presión (€)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.029.377.659	NP0	$\alpha^0_{0,p}$	1,0000	1.029.377.659
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	120.764.977	NP1	$\alpha^{11}_{,p}$	0,4073	49.192.211
		NP0	$\alpha^1_{0,p}$	0,5927	71.572.766
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	66.955.836	NP2	$\alpha^2_{2,p}$	0,4105	27.484.500
		NP1	$\alpha^2_{1,p}$	0,2267	15.176.026
		NP0	$\alpha^2_{0,p}$	0,3629	24.295.311
NP3 (P > 60 bar)	146.583.855	NP3	$\alpha^3_{3,p}$	0,5046	73.971.020
		NP2	$\alpha^3_{2,p}$	0,0524	7.684.779
		NP1	$\alpha^3_{1,p}$	0,1780	26.099.207
		NP0	$\alpha^3_{0,p}$	0,2649	38.828.848

Fuente: CNMC

[12] El balance correspondiente el día 5 de diciembre de 2017 se encuentra disponible en el Anexo IV de la Memoria que acompaña la Circular 6/2020 (https://www.cnmc.es/node/382322)

Por último, en el Cuadro 52 se muestra la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad que se debe recuperar en cada nivel de presión, resultado de la agregación de los costes de redes de su propio nivel de presión y de los niveles de presión superiores, y se asigna a los términos fijo y variable, de acuerdo con los puntos 7 y 8 del Anexo II de la Circular 6/2020.

Cuadro 52. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión, excluida la retribución asociada al gas de operación, a un componente fijo y un componente variable

Nivel de presión tarifario	Nivel de presión de la red asignada	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asignada al nivel de presión tarifario (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término fijo (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término variable (€)
NP0	NP0	1.029.377.659	1.029.377.659	
	NP1	71.572.766		71.572.766
	NP2	24.295.311		24.295.311
	NP3	38.828.848		38.828.848
	Total retribución	**1.164.074.584**	**1.029.377.659**	**134.696.924**
NP1	NP1	49.192.211	49.192.211	
	NP2	15.176.026		15.176.026
	NP3	26.099.207		26.099.207
	Total retribución	**90.467.444**	**49.192.211**	**41.275.233**
NP2	NP2	27.484.500	27.484.500	
	NP3	7.684.779		7.684.779
	Total retribución	**35.169.279**	**27.484.500**	**7.684.779**
NP3	NP3	73.971.020	73.971.020	
	Total retribución	**73.971.020**	**73.971.020**	**-**

Fuente: CNMC

A continuación, se determinan los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión (véase Cuadro 53) y se facturan los suministros al coste unitario fijo y variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados (véanse Cuadro 54 y Cuadro 55), con lo que se obtiene la retribución a recuperar por cada grupo tarifario (véase Cuadro 56).

Cuadro 53. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año octubre 2021 – septiembre 2022

I. Retribución a recuperar

Nivel de presión	Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar mediante un término fijo (€) (A)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€) (B)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.029.377.659	134.696.924
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	49.192.211	41.275.233
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	27.484.500	7.684.779
NP3 (P > 60 bar)	73.971.020	-
Total	**1.180.025.390**	**183.656.937**

II. Variables inductoras del coste

Nivel de presión	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	445.525.909	69.548.134
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	366.774.581	91.365.359
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	124.156.111	35.813.104
NP3 (P > 60 bar)	509.216.185	140.568.842
Total	**1.445.672.787**	**337.295.440**
	-	-

III. Coste unitarios fijos y variables

Nivel de presión	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (A) / (C)	Coste unitario variable (€/MWh) (B) / (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	2,310	1,937
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	0,134	0,452
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	0,221	0,215
NP3 (P > 60 bar)	0,145	-

Fuente: CNMC

Cuadro 54. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día y año) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	70.131.049	96.234	1	2.005
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	151.963.507	18.364	-	92
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.268.344	77.378	-	698
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	45.067.483	643.858	2.881	4.030
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	76.407.741	3.809.242	48.158	29.185
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	20.017.224	12.101.242	473.843	11.724
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	14.605.415	34.033.387	1.727.993	93.467
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	10.841.893	74.455.952	3.725.572	927.305
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.223.253	93.623.547	6.429.544	3.668.773
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	113.280.179	32.403.256	18.818.762
RL.11	C > 500.000.000	-	34.635.199	79.344.863	485.660.145
Total		**445.525.909**	**366.774.581**	**124.156.111**	**509.216.185**

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)	2,3105	0,1341	0,2214	0,1453

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	162.036.222	12.907	0	291	162.049.421
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	351.108.288	2.463	-	13	351.110.764
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	127.696.273	10.378	-	101	127.706.752
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	104.127.412	86.355	638	585	104.214.990
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	176.538.378	510.900	10.661	4.240	177.064.177
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	46.249.349	1.623.032	104.895	1.703	47.978.979
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	33.745.486	4.564.595	382.527	13.578	38.706.186
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	25.049.953	9.986.114	824.732	134.705	35.995.503
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	2.826.299	12.556.893	1.423.311	532.942	17.339.446
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	15.193.262	7.173.125	2.733.697	25.100.085
RL.11	C > 500.000.000	-	4.645.311	17.564.612	70.549.164	92.759.087
Total		**1.029.377.659**	**49.192.211**	**27.484.500**	**73.971.020**	

Fuente: CNMC

Cuadro 55. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año octubre 2021 – septiembre 2022

		Volumen (MWh) (A)			
Peaje	Tamaño (kWh)	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	11.017.211	33	-	3
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.111.321	254	-	25
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.676.776	2.584	-	170
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.752.488	66.743	406	856
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	13.152.222	651.164	11.936	1.300
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.429.990	2.527.122	81.077	3.282
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	2.666.229	5.950.447	271.732	16.542
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.366.367	15.311.065	757.723	202.222
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	375.531	23.170.411	1.495.250	826.678
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	32.887.354	9.450.965	5.404.507
RL.11	C > 500.000.000	-	10.798.181	23.744.015	134.113.259
Total		**69.548.134**	**91.365.359**	**35.813.104**	**140.568.842**

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	1,9367	0,4518	0,2146	-

		Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
Peaje	Tamaño (kWh)	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	21.337.516	15	-	-	21.337.531
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	40.887.223	115	-	-	40.887.338
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	14.867.948	1.167	-	-	14.869.116
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	15.014.583	30.152	87	-	15.044.823
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	25.472.485	294.170	2.561	-	25.769.216
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.643.013	1.141.653	17.397	-	7.802.064
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	5.163.802	2.688.175	58.308	-	7.910.285
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	4.583.046	6.916.930	162.592	-	11.662.568
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	727.308	10.467.469	320.851	-	11.515.629
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	14.857.198	2.027.989	-	16.885.187
RL.11	C > 500.000.000	-	4.878.188	5.094.993	-	9.973.181
Total		**134.696.924**	**41.275.233**	**7.684.779**	**-**	

Fuente: CNMC

Cuadro 56. Retribución fija y variable a recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
RL.1	C ≤ 5.000	162.049.421	21.337.531
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	351.110.764	40.887.338
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	127.706.752	14.869.116
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	104.214.990	15.044.823
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	177.064.177	25.769.216
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	47.978.979	7.802.064
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	38.706.186	7.910.285
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	35.995.503	11.662.568
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	17.339.446	11.515.629
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	25.100.085	16.885.187
RL.11	C > 500.000.000	92.759.087	9.973.181
Total		**1.180.025.390**	**183.656.937**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 57 se muestra la asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el cliente conforme el apartado 9 del Anexo II de la Circular 6/2020 y en el Cuadro 58 se presenta la asignación de la retribución asociada al gas de operación.

Cuadro 57. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)	**194.424.392**
Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)	**8.025.503**
Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)	**2,0188**

Peaje	Tamaño (kWh)	Numero de clientes (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente a recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.439	112.151.964
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.585	70.293.284
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.714	9.925.657
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.864	1.426.034
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.638	524.189
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.261	54.780
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	969	23.471
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	637	15.433
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	264	6.397
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	120	2.916
RL.11	C > 500.000.000	11	267
Total		**8.025.503**	**194.424.392**

Fuente: CNMC

Cuadro 58. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Retribución del gas de operación (€) (A)	**2.629.715**
Demanda suministrada desde redes locales (kWh)	**337.295.440**
Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)	**0,0006**

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (kWh) (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente a recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	11.017.247	85.896
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.111.600	164.596
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.679.529	59.873
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.820.494	60.972
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	13.816.622	107.721
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.041.472	47.102
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	8.904.948	69.427
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	18.637.377	145.306
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.867.870	201.678
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	47.742.826	372.226
RL.11	C > 500.000.000	168.655.454	1.314.918
Total		**337.295.440**	**2.629.715**

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 59 se muestra el resumen de la asignación de la retribución a los términos fijos y variable de cada grupo tarifario.

Cuadro 59. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año octubre 2021-septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)			Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)		
		Inductor de coste caudal	Inductor de coste cliente	Total	Retribución fija a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario	Retribución asociada al gas de operación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	162.049.421	112.151.964	274.201.385	21.337.531	85.896	21.423.427
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	351.110.764	70.293.284	421.404.048	40.887.338	164.596	41.051.934
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	127.706.752	9.925.657	137.632.410	14.869.116	59.873	14.928.989
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	104.214.990	1.426.034	105.641.024	15.044.823	60.972	15.105.795
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	177.064.177	524.189	177.588.367	25.769.216	107.721	25.876.937
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	47.978.979	54.780	48.033.759	7.802.064	47.102	7.849.166
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	38.706.186	23.471	38.729.657	7.910.285	69.427	7.979.712
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	35.995.503	15.433	36.010.936	11.662.568	145.306	11.807.874
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	17.339.446	6.397	17.345.843	11.515.629	201.678	11.717.307
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	25.100.085	2.916	25.103.001	16.885.187	372.226	17.257.413
RL.11	C > 500.000.000	92.759.087	267	92.759.354	9.973.181	1.314.918	11.288.099
Total		**1.180.025.390**	**194.424.392**	**1.374.449.782**	**183.656.937**	**2.629.715**	**186.286.652**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 60 se muestra el cálculo de los términos fijos y variables del peaje de redes locales por grupo tarifario conforme a los apartados 11 y 12 del anexo II de la Circular 6/2020, y en el Cuadro 61, el Cuadro 62, el Cuadro 63 y el Cuadro 64 se detalla el procedimiento de cálculo del término fijo por cliente aplicable a los consumidores sin obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado conforme el aparatado 13 del Anexo II de la Circular 6/2020.

Cabe señalar, que como se ha indicado en la sección VII se incluyen los términos por cliente correspondientes a los consumidores con un consumo anual superior a 5 GWh, a los efectos de refacturación o durante el periodo de seis meses del que disponen los consumidores para instalar los citados equipos de telemedida de acuerdo con lo establecido en la Orden IET/2446/2013 en la redacción dada por la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021.

Cuadro 60. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario. Año octubre 2021 – septiembre 2022

I. Retribución a recuperar

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (A)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€) (B)
RL.1	C ≤ 5.000	274.201.385	21.423.427
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	421.404.048	41.051.934
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	137.632.410	14.928.989
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	105.641.024	15.105.795
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	177.588.367	25.876.937
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	48.033.759	7.849.166
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	38.729.657	7.979.712
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.010.936	11.807.874
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	17.345.843	11.717.307
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	25.103.001	17.257.413
RL.11	C > 500.000.000	92.759.354	11.288.099
Total		**1.374.449.782**	**186.286.652**

II. Variables inductoras del coste

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (kWh) (D)
RL.1	C ≤ 5.000	70.229.289	11.017.246.753
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	151.981.963	21.111.600.374
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.346.419	7.679.529.106
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	45.718.251	7.820.493.638
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	80.294.325	13.816.622.473
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	32.604.033	6.041.471.514
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	50.460.263	8.904.948.445
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	89.950.723	18.637.376.893
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	104.945.117	25.867.870.025
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	164.502.197	47.742.826.230
RL.11	C > 500.000.000	599.640.207	168.655.454.074
Total		**1.445.672.787**	**337.295.439.524**

III. Términos fijos y variables del peaje

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (C) / (A)	Coste unitario variable (€/kWh) (D) / (B)
RL.1	C ≤ 5.000	3,904	0,001945
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,773	0,001945
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,487	0,001944
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,311	0,001932
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,212	0,001873
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,473	0,001299
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,768	0,000896
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,400	0,000634
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,165	0,000453
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,153	0,000361
RL.11	C > 500.000.000	0,155	0,000067

Fuente: CNMC

Cuadro 61. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año octubre 2021 – septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B) / (A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	70.229.289	11.017.247	274.201.385	59,23
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	151.981.963	21.111.600	421.404.048	145,23
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	55.346.419	7.679.529	137.632.410	335,92
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	45.718.251	7.820.494	105.641.024	1.794,26
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	80.294.325	13.816.622	177.588.367	8.202,80
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	32.604.033	6.041.472	48.033.759	20.982,28
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	50.460.263	8.904.948	38.729.657	38.769,42

Fuente: CNMC

Cuadro 62. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de medir el caudal máximo diario. Año octubre 2021 – septiembre 2022

			Términos de facturación iniciales		Facturación por acceso a redes locales			Término de fijo final
Peaje	Tamaño (kWh)	Consumo (kWh) a efectos de diseño del peaje (A)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B)	Término variable (€/kWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B)	Termino variable (€) (E) = (A)*(C)	Facturación total (€) (F) = ((D) + (E)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (F) del grupo anterior
RL.1	C ≤ 5.000	5.000	59,23	0,001945	59,23	9,72	68,95	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.000	145,23	0,001945	145,23	29,17	174,40	68,95
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	50.000	335,92	0,001944	335,92	97,20	433,12	174,40
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	300.000	1.794,26	0,001932	1.794,26	579,47	2.373,73	433,12
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.500.000	8.202,80	0,001873	8.202,80	2.809,33	11.012,12	2.373,73
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.000.000	20.982,28	0,001299	20.982,28	6.496,07	27.478,36	11.012,12
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	5.000.000	38.769,42	0,000896	38.769,42	4.480,49	43.249,91	27.478,36

Fuente: CNMC

Cuadro 63. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año octubre 2020-septiembre 2021

I. Retribución recuperada a través del término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Volumen de consumo (MWh) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C)	Facturación por el término fijo (€) (D) = (A) * (C) *12
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	11.017.247	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	21.111.600	68,95	200.071.907
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	7.679.529	174,40	71.454.838
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	7.820.494	433,12	25.500.873
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	13.816.622	2.373,73	51.390.631
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	6.041.472	11.012,12	25.209.537
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	8.904.948	27.478,36	27.450.175

II. Determinación del término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución asignada al grupo tarifario (E)	Facturación por el término fijo (€) (D)	Retribución a recuperar por el término variable (€) (F) = (E) - (D)	Término variable (€/kWh) (F)/(B)
RL.1	C ≤ 5.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	462.455.982	200.071.907	262.384.075	0,012428
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	152.561.399	71.454.838	81.106.560	0,010561
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	120.746.819	25.500.873	95.245.946	0,012179
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	203.465.304	51.390.631	152.074.673	0,011007
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	55.882.925	25.209.537	30.673.388	0,005077
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	46.709.369	27.450.175	19.259.194	0,002163

Fuente: CNMC

Cuadro 64. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año 2021-2022

I. Estructura fijo/variable del peaje RL.2

	Facturación peaje RL.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	200.071.907	43,3%
Término variable	262.384.075	56,7%
Total	**462.455.982**	**100,0%**

II. Determinación de los términos del peaje RL.1

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	**295.624.811**

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	**127.895.891**	**167.728.920**

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	**4.629.443**	**11.017.247**

	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C) / (D)	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	**27,63**	**0,015224**

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 65 se resumen los peajes de redes locales que resultan de aplicar la metodología establecida en el artículo 22 y en el Anexo II de la Circular 6/2020 para el año octubre 2021- septiembre 2022.

Cuadro 65. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año octubre 2021-septiembre 2022

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)	% de término fijo
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)		
RL.1	C ≤ 5.000	27,627	0,015224	3,904	0,001945	0,02683	43,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,953	0,012428	2,773	0,001945	0,02191	43,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,400	0,010561	2,487	0,001944	0,01987	46,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	433,120	0,012179	2,311	0,001932	0,01544	21,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.373,730	0,011007	2,212	0,001873	0,01473	25,3%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.012,123	0,005077	1,473	0,001299	0,00925	45,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	27.478,355	0,002163	0,768	0,000896	0,00525	82,9%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,400	0,000634	0,00257	75,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,165	0,000453	0,00112	59,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,153	0,000361	0,00089	59,3%
RL.11	C > 500.000.000			0,155	0,000067	0,00062	89,2%

Fuente: CNMC

4. Análisis de la variación de los peajes de redes locales

Análogamente a los peajes de transporte, como mejor aproximación para el análisis de las variaciones de los peajes de redes locales del ejercicio 2021-2022 respecto de los del ejercicio 2020-2021, se ha tomado los peajes de distribución que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 para el año de gas 2020-2021 considerados en la determinación del término de conducción de los peajes vigentes.

Como se ha indicado la variación de peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior depende de la evolución de las variables de facturación y de la retribución asignada. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 66 se comparan las variables de asignación empleada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 y los previstos para el ejercicio 2021-2022. Se observa que tanto el número de clientes como el volumen resultan superiores a los utilizados en la determinación de los peajes de redes locales del ejercicio 2020-2021, mientras que la capacidad contratada equivalente es inferior, como resultado de una mejora generalizada de los factores de carga. Teniendo en cuenta que la retribución de redes locales se asigna mayoritariamente en función de la capacidad, cabría esperar un incremento de los peajes de las redes locales.

Cuadro 66. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 y en los peajes de redes locales 2021-2022

		Propuesta Resolución 2021-2022 (A)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	70.229.289	11.017.247	43,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	151.981.963	21.111.600	38,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	55.346.419	7.679.529	38,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	45.718.251	7.820.494	46,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	80.294.325	13.816.622	47,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	32.604.033	6.041.472	50,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	50.460.263	8.904.948	48,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	669	89.950.723	18.637.377	56,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	104.945.117	25.867.870	67,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	164.502.197	47.742.826	79,5%
RL.11	C > 500.000.000	98	599.640.207	168.655.454	77,1%
Total		**8.025.782**	**1.445.672.787**	**337.295.440**	**63,9%**

		Resolución 2020-2021 (B)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	3.296.388	27.081.011	4.052.528	41,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	4.234.356	186.309.292	25.338.249	37,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	333.433	47.138.548	6.226.861	36,2%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.491	36.481.129	5.719.378	43,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.473	77.970.239	11.873.221	41,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.301	44.532.150	7.310.032	45,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.187	53.836.082	9.092.493	46,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	717	80.214.377	16.281.360	55,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	331	97.511.555	23.190.045	65,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	172	172.514.159	45.148.743	71,7%
RL.11	C > 500.000.000	101	708.175.837	165.046.061	63,9%
Total		**7.946.952**	**1.531.764.378**	**319.278.971**	**57,1%**

		% variación (A) sobre (B)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente	Volumen de consumo	factor de carga
RL.1	C ≤ 5.000	40,4%	159,3%	171,9%	4,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-31,5%	-18,4%	-16,7%	2,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	22,9%	17,4%	23,3%	5,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	8,0%	25,3%	36,7%	9,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-3,7%	3,0%	16,4%	13,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-30,7%	-26,8%	-17,4%	12,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-15,9%	-6,3%	-2,1%	4,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-6,8%	12,1%	14,5%	2,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-13,3%	7,6%	11,5%	3,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-3,6%	-4,6%	5,7%	10,9%
RL.11	C > 500.000.000	-3,0%	-15,3%	2,2%	20,7%
Total		**1,0%**	**-5,6%**	**5,6%**	**11,9%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por el contrario, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de redes locales para el ejercicio 2021-2022 resulta un 3,5% inferior a la considerada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de precios 2020-2021, lo que induce una reducción de peajes (véase **Cuadro 67** Cuadro 73). Al respecto cabe señalar que la retribución asignada al término fijo (-3,4%) se reduce en menor medida que la asignada al término variable (-4%), de lo que cabría esperar mayores reducciones en los términos variables de facturación.

Cuadro 67. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 y en los peajes de redes locales 2021-2022

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Previsión Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución de la red de influencia local	**152.389.438**	**148.282.025**	**-2,7%**
Retribución a la inversión	108.941.718	108.424.488	-0,5%
Retribución O&M	41.269.485	38.159.367	-7,5%
Gas de Operación	2.178.235	1.698.170	-22,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	**73.848.076**	**67.887.381**	**-8,1%**
Retribución a la inversión	56.143.021	51.042.373	-9,1%
Retribución O&M	16.510.167	15.913.463	-3,6%
Gas de Operación	1.194.888	931.545	-22,0%
Desvíos de ejercicios anteriores		n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	**1.390.859.045**	**1.344.567.028**	**-3,3%**
Retribución de las redes	1.390.859.045	1.344.567.028	-3,3%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
Total	**1.617.096.558**	**1.560.736.434**	**-3,5%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por último, en el Cuadro 68 se comparan los términos que resultan para ambos ejercicios. Se observa que el impacto conjunto de la variación de las variables de facturación y la retribución se traduce, con carácter general, en la reducción, de los términos fijos y variables de todos los peajes de redes locales, con mayores reducciones en los términos variables que en los fijos, si bien esto no es así en el caso de los peajes RL.1 y RL.2, como consecuencia del movimiento de clientes previsto de un ejercicio al otro, consecuencia del impacto de la borrasca Filomena.

Cuadro 68. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales empleados en el cálculo de los términos de conducción de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Resolución 2020-2021 (A)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	18,559	0,023991	5,519	0,002210	0,03909
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	56,385	0,014975	3,018	0,002210	0,02440
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	165,915	0,013142	2,618	0,002209	0,02203
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	480,537	0,013256	2,452	0,002192	0,01783
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.299,458	0,013303	2,364	0,002130	0,01766
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.397,906	0,008129	1,901	0,001698	0,01328
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,911	0,001099	0,00649
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,457	0,000754	0,00300
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,192	0,000527	0,00133
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,158	0,000412	0,00102
RL.11	C > 500.000.000			0,137	0,000077	0,00067

Resolución 2021-2022 (B)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	27,63	0,015224	3,904	0,001945	0,02683
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,95	0,012428	2,773	0,001945	0,02191
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,40	0,010561	2,487	0,001944	0,01987
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	433,12	0,012179	2,311	0,001932	0,01544
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.373,73	0,011007	2,212	0,001873	0,01473
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.012,12	0,005077	1,473	0,001299	0,00925
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	27.478,36	0,002163	0,768	0,000896	0,00525
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,400	0,000634	0,00257
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,165	0,000453	0,00112
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,153	0,000361	0,00089
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,155	0,000067	0,00062

% variación (B) sobre (A)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	48,9%	-36,5%	-29,2%	-12,0%	-31,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22,3%	-17,0%	-8,1%	-12,0%	-10,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	5,1%	-19,6%	-5,0%	-12,0%	-9,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,9%	-8,1%	-5,8%	-11,9%	-13,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	3,2%	-17,3%	-6,4%	-12,1%	-16,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-3,4%	-37,5%	-22,5%	-23,5%	-30,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			-15,8%	-18,4%	-19,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			-12,3%	-15,9%	-14,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			-13,9%	-14,1%	-15,8%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			-3,5%	-12,2%	-12,7%
RL.11	C > 500.000.000			12,6%	-12,8%	-7,4%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

5. Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio

En el Cuadro 69 se muestran la evolución de la retribución asociada a las redes locales, las variables de facturación previstas, el resultado de la asignación y los términos de facturación que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio. Se estima que durante el periodo regulatorio los peajes de acceso a las redes locales evolucionarán de forma similar a la retribución de la distribución, ya que no se prevén incrementos relevantes de las variables de facturación.

Cuadro 69. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de redes locales

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución de la red de influencia local	146.583.855	141.988.044	135.295.714	128.490.753	121.820.336
Retribución de la red de transporte secundario	69.585.551	68.100.032	64.481.244	60.808.732	57.189.231
Retribución de la red de distribución	1.344.567.028	1.296.759.159	1.260.903.257	1.213.095.388	1.177.239.486
Total	**1.560.736.434**	**1.506.847.235**	**1.460.680.215**	**1.402.394.873**	**1.356.249.053**

2. Previsión de las variables de facturación

Nº de consumidores

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	4.623.876	4.618.577	4.615.191	4.615.540
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	2.922.468	2.941.264	2.954.618	2.963.606
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	412.722	415.419	417.345	418.670
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	59.834	60.656	61.242	61.617
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	22.031	22.357	22.592	22.743
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	2.327	2.358	2.383	2.402
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	1.012	1.025	1.036	1.045
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	669	676	684	691	698
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	290	293	296	299
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	167	169	170	172
RL.11	C > 500.000.000	98	98	99	100	100
Total		**8.025.782**	**8.045.502**	**8.062.901**	**8.075.663**	**8.086.893**

Capacidad contratada equivalente (MWh/día)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	70.229.289	70.158.183	70.081.953	70.034.244	70.043.763
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	151.981.963	153.140.155	154.125.911	154.826.502	155.298.411
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.346.419	55.792.131	56.158.315	56.420.403	56.600.946
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	45.718.251	46.617.683	47.305.449	47.801.295	48.124.775
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	80.294.325	81.847.178	83.146.783	84.105.407	84.755.270
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	32.604.033	33.912.243	34.670.064	35.310.949	35.879.230
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	50.460.263	53.208.572	54.707.148	55.610.542	57.353.738
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	89.950.723	95.445.373	98.368.561	100.665.371	103.737.135
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	104.945.117	110.889.445	114.206.823	117.343.070	120.481.106
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	164.502.197	172.270.175	176.092.592	179.665.098	183.185.146
RL.11	C > 500.000.000	599.640.207	573.623.186	541.580.647	516.939.152	499.718.705
Total		**1.445.672.787**	**1.446.904.326**	**1.430.444.246**	**1.418.722.033**	**1.415.178.224**

Volumen (MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	11.017.247	11.003.999	10.991.389	10.983.329	10.984.161
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.111.600	21.271.796	21.408.526	21.505.650	21.570.964
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.679.529	7.739.982	7.790.459	7.826.492	7.851.187
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.820.494	7.962.492	8.078.790	8.162.238	8.215.889
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	13.816.622	14.084.388	14.307.897	14.472.933	14.584.368
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.041.472	6.225.601	6.369.644	6.495.193	6.603.758
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	8.904.948	9.220.203	9.478.954	9.716.522	9.934.274
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	18.637.377	19.357.718	19.945.651	20.500.519	21.024.735
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.867.870	26.880.918	27.699.389	28.484.824	29.241.882
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	47.742.826	49.124.528	50.236.505	51.273.057	52.290.827
RL.11	C > 500.000.000	168.655.454	160.400.514	151.937.034	145.496.282	136.007.236
Total		**337.295.440**	**333.272.140**	**328.244.240**	**324.917.038**	**318.309.279**

3. Retribucíón asignada a cada grupo tarifario

Retribución asignada al término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	274.201.385	262.215.136	253.165.615	242.675.639	234.528.780
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	421.404.048	405.696.765	394.048.796	379.501.642	367.412.540
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	137.632.410	132.440.088	128.569.981	123.806.412	119.820.410
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	105.641.024	102.639.549	100.385.107	97.181.692	94.328.158
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	177.588.367	172.548.778	168.834.916	163.500.291	158.721.720
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	48.033.759	46.809.026	45.802.082	44.331.983	43.069.817
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	38.729.657	37.742.925	36.954.751	34.826.392	34.766.524
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.010.936	35.145.199	34.375.861	32.318.860	32.300.311
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	17.345.843	16.759.628	16.292.240	15.567.354	15.177.716
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	25.103.001	24.379.122	23.603.015	22.643.454	21.792.043
RL.11	C > 500.000.000	92.759.354	89.881.580	85.415.542	80.889.660	76.526.236
Total		**1.374.449.782**	**1.326.257.795**	**1.287.447.907**	**1.237.243.378**	**1.198.444.256**

Retribución asignada al término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	21.423.427	20.493.675	19.514.466	18.503.502	17.665.170
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	41.051.934	39.615.938	38.009.069	36.230.035	34.690.986
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	14.928.989	14.410.674	13.827.313	13.181.151	12.622.577
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	15.105.795	14.727.062	14.241.664	13.650.456	13.113.526
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	25.876.937	25.233.871	24.411.043	23.403.638	22.484.198
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.849.166	7.670.660	7.405.612	7.091.018	6.800.949
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	7.979.712	7.784.261	7.498.427	7.169.349	6.858.807
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	11.807.874	11.508.366	11.035.846	10.519.971	10.025.267
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	11.717.307	11.407.856	10.871.667	10.319.843	9.781.722
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	17.257.413	16.794.239	15.992.960	15.175.938	14.378.062
RL.11	C > 500.000.000	11.288.099	10.942.838	10.424.242	9.906.595	9.383.532
Total		**186.286.652**	**180.589.440**	**173.232.308**	**165.151.495**	**157.804.797**

4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales

4.a Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

Término fijo (€/cliente y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	27,627	26,491	25,599	24,536	23,701
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,953	66,021	63,692	61,005	58,854
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,400	166,755	160,604	153,714	148,098
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	433,120	413,987	398,240	380,861	366,579
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.373,730	2.270,258	2.183,844	2.088,556	2.009,705
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.012,123	10.519,690	10.110,982	9.662,743	9.291,335
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	27.478,355	26.276,723	25.236,437	24.062,855	23.079,585

Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	0,015224	0,014560	0,014052	0,013470	0,013001
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012428	0,011864	0,011431	0,010950	0,010555
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,010561	0,010081	0,009714	0,009306	0,008972
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,012179	0,011629	0,011199	0,010721	0,010328
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,011007	0,010492	0,010094	0,009654	0,009291
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,005077	0,004819	0,004610	0,004372	0,004172
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,002163	0,002053	0,001962	0,001757	0,001762

4.b Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

Término fijo (€/kWh/día y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	3,904	3,737	3,612	3,465	3,348
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,773	2,649	2,557	2,451	2,366
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,487	2,374	2,289	2,194	2,117
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,311	2,202	2,122	2,033	1,960
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,212	2,108	2,031	1,944	1,873
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,473	1,380	1,321	1,255	1,200
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,768	0,709	0,676	0,626	0,606
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,400	0,368	0,349	0,321	0,311
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,165	0,151	0,143	0,133	0,126
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,153	0,142	0,134	0,126	0,119
RL.11	C > 500.000.000	0,155	0,157	0,158	0,156	0,153

Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	0,001945	0,001862	0,001775	0,001685	0,001608
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,001945	0,001862	0,001775	0,001685	0,001608
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,001944	0,001862	0,001775	0,001684	0,001608
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,001932	0,001850	0,001763	0,001672	0,001596
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,001873	0,001792	0,001706	0,001617	0,001542
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001299	0,001232	0,001163	0,001092	0,001030
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000896	0,000844	0,000791	0,000738	0,000690
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,000634	0,000595	0,000553	0,000513	0,000477
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,000453	0,000424	0,000392	0,000362	0,000335
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,000361	0,000342	0,000318	0,000296	0,000275
RL.11	C > 500.000.000	0,000067	0,000068	0,000069	0,000068	0,000069

5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales

5.a Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	48,9%	-4,1%	-3,4%	-4,2%	-3,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22,3%	-4,3%	-3,5%	-4,2%	-3,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	5,1%	-4,4%	-3,7%	-4,3%	-3,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,9%	-4,4%	-3,8%	-4,4%	-3,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	3,2%	-4,4%	-3,8%	-4,4%	-3,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-3,4%	-4,5%	-3,9%	-4,4%	-3,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-4,4%	-4,0%	-4,7%	-4,1%

Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-36,5%	-4,4%	-3,5%	-4,1%	-3,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-17,0%	-4,5%	-3,6%	-4,2%	-3,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-19,6%	-4,5%	-3,6%	-4,2%	-3,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-8,1%	-4,5%	-3,7%	-4,3%	-3,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-17,3%	-4,7%	-3,8%	-4,4%	-3,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-37,5%	-5,1%	-4,3%	-5,2%	-4,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-5,1%	-4,4%	-10,4%	0,3%

5.b Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-29,2%	-4,3%	-3,3%	-4,1%	-3,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-8,1%	-4,5%	-3,5%	-4,1%	-3,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-5,0%	-4,5%	-3,6%	-4,2%	-3,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-5,8%	-4,7%	-3,6%	-4,2%	-3,6%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-6,4%	-4,7%	-3,7%	-4,3%	-3,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-22,5%	-6,3%	-4,3%	-5,0%	-4,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-15,8%	-7,6%	-4,8%	-7,3%	-3,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-12,3%	-8,0%	-5,1%	-8,1%	-3,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-13,9%	-8,6%	-5,6%	-7,0%	-5,0%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-3,5%	-7,3%	-5,3%	-6,0%	-5,6%
RL.11	C > 500.000.000	12,6%	1,3%	0,7%	-0,8%	-2,1%

Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-12,0%	-4,2%	-4,7%	-5,1%	-4,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-12,0%	-4,2%	-4,7%	-5,1%	-4,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-12,0%	-4,2%	-4,7%	-5,1%	-4,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-11,9%	-4,2%	-4,7%	-5,1%	-4,6%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-12,1%	-4,3%	-4,8%	-5,2%	-4,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-23,5%	-5,2%	-5,6%	-6,1%	-5,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-18,4%	-5,8%	-6,3%	-6,7%	-6,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-15,9%	-6,2%	-6,9%	-7,3%	-7,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-14,1%	-6,3%	-7,5%	-7,7%	-7,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-12,2%	-5,4%	-6,9%	-7,0%	-7,1%
RL.11	C > 500.000.000	-12,8%	1,9%	0,6%	-0,8%	1,3%

Fuente: CNMC

IX. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN

1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación

Conforme al artículo 28 y el punto I del Anexo III de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de los peajes de la actividad de regasificación se incluirá la retribución establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la actividad no incluidos en los anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación.

De forma análoga a lo comentado anteriormente para las actividades de transporte y distribución, y dado que los desvíos de ejercicios anteriores al año de gas 2021-2022 incluidos en la Resolución que establece la retribución para el periodo comprendido entre el 1 de enero a 30 de septiembre de 2021 y en el Anexo II y III de la propuesta de Retribución para el año de gas 2021-2022 serán incorporados en las liquidaciones del ejercicio 2021, no procede la consideración de desvíos de ejercicios anteriores.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 70 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2021-2022 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 410,4 M€, de los cuales el 42,3% se corresponde con la retribución por costes de inversión (incluyendo el gas talón), el 26,2% con la retribución por costes de operación y mantenimiento fijos, el 5,3% con la retribución por costes de operación y mantenimiento variables y el 17,2% con la retribución por continuidad de suministro. Adicionalmente, se incluye la retribución correspondiente a El Musel y el impacto de la disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017.

No se han considerado otros ingresos o costes liquidables imputables a la actividad de regasificación tales como, los ingresos de desbalances en plantas, por no haberse realizado una previsión de los mismos. No obstante, a efectos informativos, se indica que los ingresos por desbalances registrados en la Liquidación 14/2020 han ascendido, aproximadamente, a 56.000 €.

Se indica que del importe de las primas resultantes de las subastas[13] se han deducido la Tasa de la CNMC y la cuota del GTS, imputándose a la actividad de regasificación 60.717.710 €. En consecuencia, los peajes de la actividad de regasificación deberán ser suficientes para cubrir 349.728.682 €.

Cuadro 70. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio octubre 2021 septiembre 2022

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2021-2022	% sobre total
Retribución por disponibilidad	**302.889.973**	**73,8%**
Retribución por inversión	171.438.402	41,8%
Retribución por O&M fijo	107.470.956	26,2%
Retribución por O&M variable	21.940.245	5,3%
Retribución financiera gas talón	2.040.370	0,5%
Retribución por continuidad del suministro	**70.437.510**	**17,2%**
Retribución Musel	**24.942.331**	**6,1%**
DA1ª Orden ETU/1283/2017	**12.176.578**	**3,0%**
Ingresos por desbalances	**n.a.**	**n.a.**
Desvíos de ejercicios anteriores	**n.a.**	**n.a.**
Total Retribución	**410.446.392**	**100,0%**
Primas Subastas	**- 60.717.710**	
Total	**349.728.682**	

Fuente: CNMC

2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento

Como la retribución reconocida por elemento conforme a la Orden ITC/3994/2006 no recoge el detalle necesario para aplicar la metodología establecida en la Circular 6/2020, se hace necesario, en primer lugar, convertir la retribución bajo el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de la Orden ITC/3128/2011, aplicando el procedimiento descrito en el punto II del Anexo III de la Circular 6/2020, que incluye los siguientes pasos:

[13] Únicamente se incluyen las primas del año de gas 2021-2022.

1. Se valorarán las instalaciones existentes en cada una de las plantas a los valores unitarios vigentes en el ejercicio tarifario (véase Cuadro 71).

2. Se calcula la anualidad por amortización que correspondería aplicar dado el valor de reposición calculado en el apartado anterior, teniendo en cuenta la vida útil regulatoria establecida, para cada activo, en la regulación vigente (véase Cuadro 72).

3. La anualidad por amortización correspondiente al tanque se desagregará, en su caso, entre la asociada al propio tanque y la asociada a las bombas primarias teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 73).

4. La anualidad de las unidades no estandarizadas se desagregará, en su caso, por elemento retributivo teniendo en cuenta la información de la auditorias de inversión (véase Cuadro 73).

5. Teniendo en cuenta ambos esquemas retributivos se establece los porcentajes aplicables para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011 (véase Cuadro 74).

6. Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio 2021-2022 (véase Cuadro 75).

Cuadro 71. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación, resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las características técnicas de las plantas

	Planta						
	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Mugardos	Sagunto	TOTAL
Características técnicas							
Tanques de GNL							
Número	6	3	5	5	2	4	25
Capacidad (m^3)	760.000	450.000	587.000	610.000	300.000	600.000	3.307.000
Bombas secundarias							
Número	24	9	12	11	4	8	68
Capacidad (m^3/h)	6.000	2.949	3.480	3.300	1.600	2.320	19.649
Vaporización							
Agua de mar							
Número	13	4	9	10	2	5	43
Capacidad (m^3/h)	1.950.000	800.000	1.350.000	1.500.000	412.800	1.000.000	7.012.800
Combustión sumergida							
Número	2	1	2	4	1	1	11
Capacidad (m^3/h)	300.000	200.000	300.000	480.000	206.400	150.000	1.636.400
Cargaderos de cisternas							
Número	3	1	3	3	2	2	14
Capacidad (m^3/h)	51	15	48	51	35	40	240
Tiempo medio de carga (h)	1,41	1,60	1,50	1,41	1,37	1,20	1,42
Compresor de boil-off procesado interno en planta							
Número	2	3	4	4	3	3	19
Capacidad (m^3)	31.323	18.396	30.000	35.000	27.096	34.617	176.432
Compresor de boil-off emisión directa a la red							
Número	2	-	2	2	-	1	7
Capacidad (m^3)	3.784	-	2.300	2.300	-	2.550	10.934
Relicuador de boil-off (kg/h)							
Número	1	1	1	1	1	1	6
Capacidad (kg/h)	20.830	10.000	19.000	32.230	13.000	25.376	120.436
Antorcha/combustor							
Número	1	1	1	2	1	1	7
Capacidad (kg/h)	172.000	185.000	80.000	190.000	15.000	241.500	883.500
Equipos de medida							
	EM G-1.000 EM G-4.000 EM G-6.500 EMU G-6.500 0 0	ERM G-2.500 EMU G-6.500 0 0 0 0	EM G-400 EM G-650 EM G-1.600 EM G-1.600 EM G-2.500 EMU G-2.500	EM G-650 EM G-650 EM G-1.000 EM G-1.600 EMU G-2.500 0	EMU G-4.000 0 0 0 0 0	EM G-6.500 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0
Valor de reposición (€)	**675.336.671**	**442.298.671**	**558.100.024**	**581.181.878**	**354.544.064**	**541.051.555**	**3.152.512.862**
Unidades estandarizables	**502.521.977**	**269.483.977**	**385.285.330**	**408.367.184**	**181.729.370**	**368.236.861**	**2.115.624.698**
Tanques de GNL	348.140.800	206.136.000	268.892.960	279.428.800	137.424.000	274.848.000	1.514.870.560
Cargadero de cisternas	5.355.554	1.785.185	5.355.554	5.355.554	3.570.369	3.570.369	24.992.585
Vaporizador agua de mar	83.733.000	34.352.000	57.969.000	64.410.000	17.725.632	42.940.000	301.129.632
Vaporizador de combustión sumergida	7.368.000	4.912.000	7.368.000	11.788.800	5.069.184	3.684.000	40.189.984
Bombas secundarias	21.634.260	10.633.239	12.547.871	11.898.843	5.769.136	8.365.247	70.848.596
Compresor de boil-off procesado interno de la pla	12.412.992	7.290.151	11.888.700	13.870.150	10.737.874	13.718.371	69.918.237
Compresor de boil-off emisión directa a la red	17.870.803	-	16.744.061	16.744.061	-	16.933.876	68.292.802
Relicuador boil off	28.329	13.600	25.840	43.833	17.680	34.511	163.793
Sistema de antorcha	1.874.800	2.016.500	872.000	2.071.000	163.500	2.632.350	9.630.150
ERM	-	835.167	-	-	-	-	835.167
EM	2.593.304	-	2.627.496	1.920.976	-	-	7.141.776
EMU	1.510.136	1.510.136	993.848	835.167	1.251.995	1.510.136	7.611.418
Unidades no estandarizables	**172.814.694**	**172.814.694**	**172.814.694**	**172.814.694**	**172.814.694**	**172.814.694**	**1.036.888.164**

Fuente: CNMC

Cuadro 72. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición

	Valor de reposición	Vida útil regulatoria	Amortización	% sobre total
Unidades estandarizables	**2.115.624.698**		**122.587.410**	**85,5%**
Tanques de GNL	1.514.870.560	20	75.743.528	52,8%
Cargadero de cisternas	24.992.585	20	1.249.629	0,9%
Vaporizador agua de mar	301.129.632	10	30.112.963	21,0%
Vaporizador de combustión sumergida	40.189.984	10	4.018.998	2,8%
Bombas secundarias	70.848.596	20	3.542.430	2,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta	69.918.237	20	3.495.912	2,4%
Compresor de boil-off emisión directa a la red	68.292.802	20	3.414.640	2,4%
Relicuador boil off	163.793	20	8.190	0,0%
Sistema de antorcha	9.630.150	20	481.508	0,3%
ERM	835.167	30	27.839	0,0%
EM	7.141.776	30	238.059	0,2%
EMU	7.611.418	30	253.714	0,2%
Unidades no estandarizables	**1.036.888.164**	**50**	**20.737.763**	**14,5%**
Valor de reposición (€)	**3.152.512.862**		**143.325.173**	**100,0%**

Fuente: CNMC

Cuadro 73. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas

Valor de reposición de unidades no estandarizadas (€) (A)	20.737.763

Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorias de inversión (B)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (A) * (B)
Interconexiones de gas natural	8,9%	1.847.190
Interconexiones de gas natural licuado	1,0%	207.261
Instalaciones de obra civil terrestre	27,0%	5.597.415
Infraestructura terrestre	19,0%	3.948.960
Edificios	*2,2%*	*461.585*
Adecuación de Terrenos	*5,7%*	*1.186.870*
Instalaciones de descarga	*26,0%*	*5.394.760*
Sistemas de gestión y control	6,0%	1.238.830
Servicios auxiliares	12,3%	2.549.445
Sistema de suministro eléctrico	4,6%	946.666
Sistema de captación de agua	12,8%	2.655.482
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	1,5%	300.714

Valor de reposición del tanque (€) (C)	75.743.528

Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorias de inversión (D)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (C) * (D)
Bombas primarias	3,1%	2.378.499
Tanque GNL	96,9%	73.365.029

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

Cuadro 74. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€)				
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
Unidades estandarizables	**-**	**1.249.629**	**34.623.735**	**86.686.207**	**122.559.571**
Tanques de GNL				75.743.528	75.743.528
Tanque de GNL				73.365.029	73.365.029
Bombas primarias				2.378.499	2.378.499
Cargadero de cisternas		1.249.629			1.249.629
Vaporizador agua de mar			30.112.963		30.112.963
Vaporizador de combustión sumergida			4.018.998		4.018.998
Bombas secundarias				3.542.430	3.542.430
Sistema de antorcha				481.508	481.508
Compresor de boil-off procesado interno de la planta				3.495.912	3.495.912
Compresor de boil-off emisión directa a la red				3.414.640	3.414.640
Relicuador boil off				8.190	8.190
Sistemas de medida (1)			491.773		491.773
Unidades no estandarizables	**15.343.003**	-	-	**5.394.760**	**20.737.763**
Interconexiones de gas natural	1.847.190				1.847.190
Interconexiones de gas natural licuado	207.261				207.261
Instalaciones de obra civil terrestre	5.597.415				5.597.415
Infraestructura terrestre	3.948.960				3.948.960
Edificios	461.585				461.585
Adecuación de Terrenos	1.186.870				1.186.870
Instalaciones de descarga				5.394.760	5.394.760
Sistemas de gestión y control	1.238.830				1.238.830
Servicios auxiliares	2.549.445				2.549.445
Sistema de suministro eléctrico	946.666				946.666
Sistema de captación de agua	2.655.482				2.655.482
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almace	300.714				300.714
Total	**15.343.003**	**1.249.629**	**34.623.735**	**92.080.967**	**143.297.334**

% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011			
Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
0,0%	**100,0%**	**100,0%**	**94,1%**
			82,3%
			79,7%
			2,6%
	100,0%		
		87,0%	
		11,6%	
			3,8%
			0,5%
			3,8%
			3,7%
			0,0%
		1,4%	
100,0%	**0,0%**	**0,0%**	**5,9%**
12,0%			
1,4%			
36,5%			
25,7%			
3,0%			
7,7%			
			5,9%
8,1%			
16,6%			
6,2%			
17,3%			
2,0%			
100,0%	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Fuente: CNMC, Orden ITC/3994/2006 y Orden ITC/3128/2011

Cuadro 75. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2021-2022 por elemento

	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
Retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A)	**25.097.457**	**2.442.664**	**9.879.202**	**228.152.406**	**265.571.729**

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (B)			
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
Unidades estandarizables	**0,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**94,1%**
Tanques de GNL				82,3%
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	79,7%
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%
Cargadero de cisternas		100,0%		
Vaporizador agua de mar			87,0%	
Vaporizador de combustión sumergida			11,6%	
Bombas secundarias				3,8%
Sistema de antorcha				0,5%
Compresor boil off procesado interno de la planta				3,8%
Compresor boil off emisión directa a la red				3,7%
Relicuador boil off				0,0%
Sistemas de medida (1)			1,4%	
Unidades no estandarizables	**100,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**5,9%**
Interconexiones de gas natural	12,0%			
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%			
Instalaciones de obra civil terrestre	36,5%			
Infraestructura terrestre	25,7%			
Edificios	3,0%			
Adecuación de Terrenos	7,7%			
Instalaciones de descarga				5,9%
Sistemas de gestión y control	8,1%			
Servicios auxiliares	16,6%			
Sistema de suministro eléctrico	6,2%			
Sistema de captación de agua	17,3%			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	2,0%			
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Asignación por elemento de la retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A) * (B)				
Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
-	**2.442.664**	**9.879.202**	**214.785.609**	**227.107.476**
-	-		187.672.531	187.672.531
-	-	-	181.779.236	181.779.236
-	-	-	5.893.294	5.893.294
	2.442.664			2.442.664
		8.592.142		8.592.142
		1.146.742		1.146.742
			8.777.209	8.777.209
			1.193.049	1.193.049
			8.661.950	8.661.950
			8.460.580	8.460.580
			20.292	20.292
		140.318		140.318
25.097.457	**-**	**-**	**13.366.796**	**38.464.254**
3.021.558				3.021.558
339.029				339.029
9.156.023				9.156.023
6.459.547				6.459.547
755.042				755.042
1.941.434				1.941.434
			13.366.796	13.366.796
2.026.427				2.026.427
4.170.277				4.170.277
1.548.518				1.548.518
4.343.729				4.343.729
491.896				491.896
25.097.457	**2.442.664**	**9.879.202**	**228.152.406**	**265.571.729**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 76 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2021-2022 desagregada por elemento.

Cuadro 76. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2021-2022 por elemento

Retribución por inversión y O&M fijo desagregada por elemento (€)	Orden ITC/3994/2006	Orden ITC/3128/2011	Total	% sobre total retribución
Unidades estandarizables	**227.107.476**	**11.285.909**	**238.393.385**	**84,9%**
Tanque almacenamiento GNL.	181.779.236	10.351.637	192.130.873	68,4%
Bombas primarias	5.893.294	335.601	6.228.895	2,2%
Sistema de bombas secundarias.	8.777.209	335.034	9.112.242	3,2%
Vaporizadores de agua de mar.	8.592.142	-	8.592.142	3,1%
Vaporizadores de combustión sumergida.	1.146.742	-	1.146.742	0,4%
Sistema de medida u odorización (1)	140.318	-	140.318	0,0%
Sistema de antorcha y combustor.	1.193.049	-	1.193.049	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	8.661.950	263.638	8.925.588	3,2%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	8.460.580	-	8.460.580	3,0%
Relicuador de boil-off.	20.292	-	20.292	0,0%
Cargaderos de cisternas.	2.442.664	-	2.442.664	0,9%
Unidades no estandarizables	**38.464.254**	**1.951.271**	**40.415.525**	**14,4%**
Interconexiones de gas natural	3.021.558	-	3.021.558	1,1%
Interconexiones de gas natural licuado	339.029	162.954	501.984	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	9.156.023	-	9.156.023	3,3%
Instalaciones de descarga	13.366.796	-	13.366.796	4,8%
Sistemas de gestión y control	2.026.427	577.963	2.604.390	0,9%
Servicios auxiliares	4.170.277	315.981	4.486.259	1,6%
Sistema de suministro eléctrico	1.548.518	553.022	2.101.540	0,7%
Sistema de captación de agua	4.343.729	-	4.343.729	1,5%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	491.896	341.349	833.245	0,3%
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	**2.040.370**	**-**	**2.040.370**	**0,7%**
ERM	**100.449**	**-**	**100.449**	**0,0%**
Total	**267.712.548**	**13.237.180**	**280.949.728**	**100,0%**

Fuente: CNMC

3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta

3.1 Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo

La retribución por inversión y la retribución fija por los costes operativos reconocida a cada elemento retributivo, como coste fijo, se asignará a los términos fijos de los peajes correspondientes a cada uno de los servicios conforme a lo establecido en el punto III.1 del Anexo III de la Circular 6/2020. En consecuencia:

a) Servicio de descarga de buques: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye el acondicionamiento de puertos y atraques, parte de las instalaciones de descarga, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del tanque de GNL, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

b) Servicio de almacenamiento de GNL: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de los tanques de GNL,

excluidas las bombas primarias y secundarias y las tuberías de los tanques a los vaporizadores, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

c) **Servicio de regasificación**: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los vaporizadores, las instalaciones de medida y odorización, el sistema de bombas secundarias, las instalaciones de conexión de los tanques a los vaporizadores, la emisión y captación de agua de mar, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

d) **Servicio de carga en cisterna**: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los cargaderos de cisterna, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

e) **Servicio de carga de GNL de planta en buque**: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

f) **Servicio de trasvase de GNL de buque a buque**: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

g) **Servicio de puesta en frío**: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las

instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

3.2 Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios

De acuerdo con el punto III.2.a) del Anexo III de la Circular 6/2020, la asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios se realizará conforme a los siguientes criterios:

a) En función del criterio de diseño del tanque de almacenamiento de GNL

De acuerdo con el punto III.2 del Anexo III de dicha Circular:

i) La retribución de los tanques de GNL asociada al gas talón, se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (8,00%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen del gas previsto para cada servicio.

ii) La retribución de los tanques asociado al stock de seguridad se calculará multiplicando la retribución de los tanques de GNL por el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (39,78%) y se asignará al servicio de almacenamiento de GNL.

iii) La retribución de los tanques asociado al stock de flexibilidad logística se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (52,22%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios regasificación y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen de gas implicado en la prestación de los mismos.

En el Cuadro 77 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

Cuadro 77. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio

Retribución reconocida a los tanques de GNL (€)	**192.130.873**	
	% sobre retirbución de los tanques de GNL	**Retribución asignada 2020 - 2021 (€)**
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€)	8,00%	**15.370.470**
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€)	39,78%	**76.429.661**
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€)	52,22%	**100.330.742**

Fuente: CNMC

b) Proporcional al volumen de gas implicado en el servicio

De acuerdo con el punto III.2.b) del Anexo III de la Circular 6/2020:

i) La retribución financiera del gas talón y las bombas primarias se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 78).

ii) La retribución reconocida por las tuberías de GNL se asignará a los servicios de descarga de buques, regasificación, carga en cisterna, carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 79).

iii) La retribución reconocida a las instalaciones de descarga se asignará a los servicios de descarga de GNL, trasvase de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 80).

Al respecto, se indica que para las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque y de puesta en frío, la previsión es nula, por lo que se ha considerado un volumen de 219 GWh y 19 GWh respectivamente.

Cuadro 78. Asignación por servicio de la retribución asociada a la parte del tanque dedicada al almacenamiento del gas talón del tanque de GNL, la retribución del tanque asociada al stock logístico, la retribución financiera del gas talón y las bombas primarias

Retribución del tanque de GNL asignada proporcionalmente al volumen (€) (A)	123.970.477
Stock de flexibilidad logística	100.330.742
Gas talón	15.370.470
Bombas primarias	6.228.895
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	2.040.370

Servicio	Volumen previsto Oct 21 - Sep 22 (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Vaporización	207.046.634	93,5%	207.046.634	93,5%	115.870.367
Carga en Cisternas	14.473.937	6,5%	14.473.937	6,5%	8.100.109
Total	**221.520.571**	**100,0%**	**221.520.571**	**100,0%**	**123.970.477**

Fuente: CNMC

Cuadro 79. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado

Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)	501.984

Servicio	Volumen previsto Oct 21 - Sep 22 (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	222.495.186	49,8%	222.495.186	49,8%	249.796
Vaporización	207.046.634	46,3%	207.046.634	46,3%	232.452
Carga en Cisternas	14.473.937	3,2%	14.473.937	3,2%	16.250
Trasvase de GNL de planta a buque	2.866.815	0,6%	2.866.815	0,6%	3.219
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,05%	246
Puesta en frío	-	0,0%	19.000	0,004%	21
Total	**446.882.571**	**100,0%**	**447.120.571**	**100,0%**	**501.984**

Fuente: CNMC

Cuadro 80. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)	13.366.796

Servicio	Volumen previsto Oct 20 - Sep 21 (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	222.495.186	98,7%	222.495.186	98,6%	13.182.836
Trasvase de GNL de planta a buque	2.866.815	1,3%	2.866.815	1,3%	169.859
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	12.976
Puesta en frío	-	0,0%	19.000	0,0%	1.126
Total	**225.362.001**	**100,0%**	**225.600.001**	**100,0%**	**13.366.796**

Fuente: CNMC

c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio

Conforme al punto III.2.c) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución reconocida por cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de almacenamiento de GNL se distribuye proporcionalmente a la retribución del tanque de GNL asignada a los servicios de almacenamiento de GNL, regasificación y carga en cisternas (véase Cuadro 81).

Cuadro 81. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL

Cimentación y obra civil asociada al tanque de GNL (€) (A)	833.245

Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	76.429.661	38,14%	317.787
Vaporización	115.870.367	57,82%	481.778
Carga en Cisternas	8.100.109	4,04%	33.680
Total	**200.400.138**	**100,00%**	**833.245**

Fuente: CNMC

d) Proporcional al volumen de boil-off generado en la prestación del servicio

De acuerdo con el punto III.2.d) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, de las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, del relicuador de boil-off y del compresor de boil-off para emisión directa a red se deben

asignar a cada uno de los servicios proporcionalmente al volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios de la planta.

A los efectos anteriores, el volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios se debe estimar teniendo en cuenta la capacidad de generación teórica y la utilización de las instalaciones prevista para el periodo tarifario.

Teniendo en cuenta lo anterior, la información aportada por las empresas sobre dichas variables y el escenario de demanda previsto se ha procedido a asignar la retribución de las citadas instalaciones.

Cuadro 82. Asignación de la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, el relicuador de boil-off y el compresor de boil-off para emisión directa a red

Retribución asignada en función del boil-off generado (€) (A)	18.599.508
Sistema de antorcha y combustor.	1.193.049
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	8.925.588
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	8.460.580
Relicuador de boil-off.	20.292

Servicio	Generación de BOG por servicio (GWh/h) (B)	Horas de funcionamiento previstas para Oct 21 - Sep 22	Horas de funcionamiento previstas a efectos de la asignación (C)	Previsión boil-off Oct 20 - Sep 21 (GWh) (D) = (B) * (C)	% sobre total (E)	Retribución asignada (€) (A) * (E)
Descarga de GNL	0,113	3.982	3.982	452	3,65%	679.694
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	69,19%	12.868.321
Carga de GNL en cisternas	0,035	70.639	70.639	2.457	19,88%	3.697.488
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,60%	1.042.296
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	859	859	187	1,52%	282.132
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,09%	16.431
Puesta en frío de buques	0,218	-	40	9	0,07%	13.145
Total				**12.358**	**100,00%**	**18.599.508**

Fuente: CNMC

e) Proporcional a la retribución asignada por la prestación del resto de los servicios

De acuerdo con el punto III.2.e) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución asociada a la infraestructura terrestre, la adecuación de terrenos, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico se debe asignar proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de los elementos.

Cuadro 83. Asignación de la retribución de la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico

Retribución asignada proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de elementos (A)	18.348.212
Obra civil	9.156.023
Sistemas de gestión y control	2.604.390
Servicios auxiliares.	4.486.259
Sistema de suministro eléctrico	2.101.540

	Asignación de la retribución de cada elemento por servicio							
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL		76.429.661	108.141.408	7.559.804				192.130.873
Bombas primarias			5.821.905	406.990				6.228.895
Retribución financiera del gas talón			1.907.054	133.316				2.040.370
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		317.787	481.778	33.680				833.245
Sistema de bombas secundarias.			9.112.242					9.112.242
Vaporizadores de agua de mar.			8.592.142					8.592.142
Vaporizadores de combustión sumergida.			1.146.742					1.146.742
Sistema de medida u odorización.			240.767					240.767
Sistema de captación de agua			4.343.729					4.343.729
Sistema de antorcha y combustor.	43.598	825.427	66.857	237.172	18.097	1.054	843	1.193.049
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	326.174	6.175.289	500.180	1.774.362	135.390	7.885	6.308	8.925.588
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	309.181	5.853.566	474.122	1.681.921	128.337	7.474	5.979	8.460.580
Relicuador de boil-off.	742	14.039	1.137	4.034	308	18	14	20.292
Cargaderos de cisternas.				2.442.664				2.442.664
Tuberías de gas natural			3.021.558					3.021.558
Tuberías de gas natural licuado	249.796		232.452	16.250	3.219	246	21	501.984
Instalaciones de descarga	13.182.836				169.859	12.976	1.126	13.366.796
Total	**14.112.327**	**89.615.770**	**144.084.074**	**14.290.192**	**455.209**	**29.653**	**14.292**	**262.601.516**
% de retribución asignado por servicio (B)	**5,37%**	**34,13%**	**54,87%**	**5,44%**	**0,17%**	**0,01%**	**0,01%**	**100,0%**

Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)	**986.041**	**6.261.537**	**10.067.288**	**998.469**	**31.806**	**2.072**	**999**	**18.348.212**
Obra civil	492.049	3.124.598	5.023.722	498.250	15.872	1.034	498	9.156.023
Sistemas de gestión y control	139.961	888.778	1.428.976	141.725	4.515	294	142	2.604.390
Servicios auxiliares.	241.094	1.530.987	2.461.518	244.132	7.777	507	244	4.486.259
Sistema de suministro eléctrico	112.938	717.175	1.153.072	114.361	3.643	237	114	2.101.540

Total	**15.098.368**	**95.877.307**	**154.151.363**	**15.288.661**	**487.015**	**31.724**	**15.290**	**280.949.728**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 84 se resumen, el resultado de la asignación por servicio.

Cuadro 84. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	15.098.368
Almacenamiento de GNL	95.877.307
Vaporización	154.151.363
Carga de GNL en cisternas	15.288.661
Trasvase de GNL de planta a buque	487.015
Trasvase de GNL de buque a buque	31.724
Puesta en frío de buques	15.290
Total	**280.949.728**

Fuente: CNMC

4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable

El punto IV del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que la retribución variable asociada a los costes operativos se asignará por servicio conforme a los porcentajes establecidos en el punto 2.b del Anexo IV de la Circular. En el Cuadro 85 se muestra el resultado de aplicar los porcentajes de asignación a la retribución asociada a los costes de operación y mantenimiento variables previstos para el ejercicio 2021-2022.

Se señala que dentro de la retribución variable se ha incluido la Retribución por incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la Circular 9/2019[14], al conformarse dicha retribución como una retribución unitaria por la cantidad de gas natural destinada al combustible marítimo, esto es, al tener naturaleza variable.

Cuadro 85. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para 2021-2022 por servicio prestado en la planta.

Retribución variable O&M (€) (A)	21.940.245

Asignación de la retribución por servicio	% de asignación de retribución variable por servicio (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	10,00%	2.194.024
Almacenamiento de GNL	16,79%	3.683.767
Carga de GNL en cisternas	67,09%	14.719.710
Vaporización	5,80%	1.272.534
Trasvase de GNL a buque	0,17%	37.298
Trasvase de GNL de buque a buque	0,14%	30.716
Puesta en frío de buques	0,01%	2.194
Total	**100,0%**	**21.940.245**

Fuente: CNMC

[14] Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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, disponible en https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00619

5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta

5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual

En el Cuadro 86 se resume la retribución de la actividad de regasificación que se debe recuperar mediante los peajes por el uso de los servicios prestados en la planta, sin considerar las primas resultantes de las subastas.

Cuadro 86. Asignación de la retribución prevista para 2021-2022 por servicio prestado en la planta

Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	15.098.368	2.194.024	17.292.392
Almacenamiento de GNL	95.877.307	3.683.767	99.561.074
Vaporización	154.151.363	14.719.710	168.871.073
Carga de GNL en cisternas	15.288.661	1.272.534	16.561.195
Trasvase de GNL de planta a buque	487.015	37.298	524.314
Trasvase de GNL de buque a buque	31.724	30.716	62.441
Puesta en frío de buques	15.290	2.194	17.485
Total	**280.949.728**	**21.940.245**	**302.889.973**
Otros Costes de regasificación	107.556.419	-	107.556.419
Total	**388.506.147**	**21.940.245**	**410.446.392**

Fuente: CNMC

El anexo III de la Circular 6/2020, establece en su punto primero que en la retribución que se tiene que recuperar a través de los peajes de regasificación se tendrán en cuenta, las primas obtenidas, en su caso, de procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación.

Según la información disponible en la CNMC, el importe de las primas de las subastas correspondientes al ejercicio 21-22 asciende a 60.717.710 €, una vez detraídas la cuota del GTS y la Tasa de la CNMC.

Conforme al anexo III de la Circular 6/2020, el importe de las primas se deduce de la retribución de la actividad de regasificación, lo que implica su distribución proporcional a todos los peajes de la actividad de regasificación, esto es, incluyendo el peaje por otros costes de regasificación, dado que no se trata de forma individualizada el importe de las primas de las subastas de cada servicio.

No obstante, se considera que la minoración debe afectar únicamente al término fijo y no los términos variables, dado que las primas se obtienen de las subastas de capacidad.

En consecuencia, el importe de las primas se ha imputado por servicio proporcionalmente a la retribución fija asignada a los mismos, tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 87. Asignación de la retribución prevista para 2021-2022 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas

Primas de las subastas de capacidad (€) (C)	- 60.717.710

Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio sin prima (€) (A)	% sobre retribución total de regasificación (B)	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio con prima (€) (D) = (A) + (B) * (C)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€) (E)	Retribución asignada por servicio (€) (D) + (E)
Descarga de GNL	15.098.368	3,9%	12.738.719	2.194.024	14.932.743
Almacenamiento de GNL	95.877.307	24,7%	80.893.115	3.683.767	84.576.883
Vaporización	154.151.363	39,7%	130.059.806	14.719.710	144.779.516
Carga de GNL en cisternas	15.288.661	3,9%	12.899.271	1.272.534	14.171.805
Trasvase de GNL de planta a buque	487.015	0,1%	410.902	37.298	448.200
Trasvase de GNL de buque a buque	31.724	0,0%	26.766	30.716	57.483
Puesta en frío de buques	15.290	0,0%	12.901	2.194	15.095
Total	**280.949.728**	**72,3%**	**237.041.480**	**21.940.245**	**258.981.725**
Otros Costes de regasificación	107.556.419	27,7%	90.746.956	-	90.746.956
Total	**388.506.147**	**100,0%**	**327.788.437**	**21.940.245**	**349.728.682**

Fuente: CNMC

5.1.1 Peaje de descarga de buques

En el Cuadro 88 se calculan los peajes de descarga de buques aplicables al ejercicio tarifario 2021-2022, calculado de acuerdo con lo establecido en el punto V del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 88. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	TOTAL
Retribución a recuperar (A)	12.738.719	2.194.024	14.932.743
%	85%	15%	100%

Variables de facturación

Tamaño del barco (T) (m3)	Nº de Barcos (B)	Tiempos medios de operación (horas)	Volumen (MWh) (D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	1	11,83	35.053
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	6	11,83	2.697.267
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	96	16,49	84.349.086
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	128	17,52	130.314.165
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	3	27,83	5.099.615
TOTAL	**233**	**17,08**	**222.495.186**

Determinación del coste horario fijo por operación	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	12.738.719
Nº de barcos (B)	233
Tiempo medio ponderado (C)	17
Nº horas de operación (B) * (C)	3.982
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	3.199

Fuente: CNMC

Se mantiene el factor de conversión de m^3 a kWh definido considerando los valores de referencia recogidos en PD-10 "Cálculo de la capacidad de las instalaciones" para el poder calorífico superior de 11,63 kWh/m^3(n) y la relación entre m^3 de GNL y m^3 de GN equivalente de 585 m^3(n) de GN, dando como resultado un valor de 6.804 kWh/m^3(n).

5.1.2 Peaje de almacenamiento de GNL

En el Cuadro 89 se muestra la determinación del peaje de almacenamiento de GNL, de acuerdo con la metodología establecida en el punto V.2 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 89. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	80.893.115	3.683.767	84.576.883
%	95,6%	4,4%	100,0%

	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen almacenado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	13.722.268.128	3.062.984.830.728

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh almacenado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,005895	0,000001

Fuente: CNMC

5.1.3 Peaje de regasificación

En el Cuadro 90 se determinan los términos de facturación del peaje de regasificación que resultan de aplicar las fórmulas establecidas en el punto V.3 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 90. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	130.059.806	14.719.710	144.779.516
%	89,8%	10,2%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día)/mes	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	670.410.260	207.046.633.717

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh regasificado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,194000	0,000071

Fuente: CNMC

5.1.4 Peaje de licuefacción virtual

En el Cuadro 91 se determina el peaje de licuefacción virtual para el ejercicio 2021-2022 que resulta de aplicar la metodología establecida en el punto V.4 del Anexo III de la Circular 6/2020. Se advierte que el cálculo de la proporción de la retribución de regasificación correspondiente a los elementos comunes se ha calculado sin considerar las primas de las subastas, si bien el porcentaje se ha aplicado sobre el término fijo del peaje de regasificación, que sí incorpora dicho impacto.

Cuadro 91. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2021-2022

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	**154.151.363**
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	**10.067.288**
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	**6,5%**
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D)	**0,194000**
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C)	**0,012670**

Fuente: CNMC

5.1.5 Peaje de carga en cisternas

En el Cuadro 92 se recoge el cálculo de los términos de facturación de peaje de carga en cisternas, de acuerdo con las fórmulas establecidas en el punto V.5 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 92. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	12.899.271	1.272.534	14.171.805
%	91,0%	9,0%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	53.340.902	14.473.936.983

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)
Términos de facturación (A)/(B)	0,241827	0,000088

Fuente: CNMC

5.1.6 Peaje de carga de GNL de planta a buque

En el Cuadro 93 se determinan el término de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para el periodo tarifario 2021-2022, conforme con el punto V.6 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 93. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	410.902	37.298	448.200
%	91,7%	8,3%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	**36**	**2.866.815.000**

	Término variable (€/kWh travasado)
Términos de facturación (A)/(B)	**0,000156**

Fuente: CNMC

5.1.7 Peaje de carga de GNL de buque a buque

De acuerdo a lo establecido en el punto V.7 del Anexo III de la Circular 6/2020, en el Cuadro 94 se determinan los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque. Se señala que al no existir previsión de volumen para dicho ejercicio se ha considerado un volumen de 219 GWh.

Cuadro 94. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	26.766	30.716	57.483
%	46,6%	53,4%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	**1**	**219.000.000**

	Término variable (€/kWh travasado)
Términos de facturación (A)/(B)	**0,000262**

Fuente: CNMC

5.1.8 Peaje de puesta en frío

En el Cuadro 95 se determina los términos de facturación del peaje de puesta en frío, conforme a la metodología de cálculo establecida en el punto V.8 del Anexo III de la Circular 6/2020. Se señala que al no existir previsión de volumen para dicho ejercicio se ha considerado un volumen de 19 GWh.

Cuadro 95. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2021-2022

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	12.901	2.194	15.095
%	85,5%	14,5%	100,0%

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	**1**	**19.000.000**

	Término variable (€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	**0,0007945**

Fuente: CNMC

5.1.9 Factor de ajuste a aplicar

El punto III.2.b del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que, si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque o puesta en frío se supondrá un volumen de 900 GWh, 219 GWh y 19 GWh, respectivamente, procediéndose, en su caso, a ajustar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

Al haberse considerado un volumen de 219 GWh para calcular el peaje de las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque, y de 19 GWh para el peaje de puesta en frío se hace necesario aplicar un factor de ajuste a los peajes de la actividad de regasificación, al objeto de asegurar suficiencia de los mismos (véase Cuadro 96).

Cuadro 96. Determinación de los términos de facturación finales

	Retribución a recuperar			Ingresos
Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)	€
Descarga de GNL	12.738.719	2.194.024	14.932.743	14.932.743
Almacenamiento de GNL	80.893.115	3.683.767	84.576.883	84.576.883
Regasificación	130.059.806	14.719.710	144.779.516	144.779.516
Carga de GNL en cisternas	12.899.271	1.272.534	14.171.805	14.171.805
Trasvase de GNL de planta a buque	410.902	37.298	448.200	448.200
Trasvase de GNL de buque a buque	26.766	30.716	57.483	-
Puesta en frío de buques	12.901	2.194	15.095	-
Liquefacción Virtual	-	-	-	68.810
Total	**237.041.480**	**21.940.245**	**258.981.725**	**258.977.957**
Factor de Ajuste			**1,000015**	
				-

Peajes Resultantes

	Sin reescalar			Reescalados		
Servicio	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL						
S (< 40.000 m3 de GNL)	37.836		0,000010	37.836		0,000010
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	37.836		0,000010	37.836		0,000010
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	52.751		0,000010	52.751		0,000010
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	56.039		0,000010	56.040		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	89.030		0,000010	89.031		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005895	0,000001		0,005895	0,000001
Regasificación		0,194000	0,000071		0,194003	0,000071
Carga de GNL en cisternas		0,241827	0,000088		0,241831	0,000088
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000156			0,000156
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000262			0,000262
Puesta en frío de buques			0,000794			0,000794
Liquefacción Virtual		0,012670			0,012670	0,000000

Fuente: CNMC

5.1.10 Peaje de aplicable a los servicios agregados

Los peajes aplicables a los servicios agregados resultan de la agregación de los peajes incluidos en la prestación del correspondiente servicio (véanse Cuadro 97, Cuadro 98 y Cuadro 99).

Cuadro 97. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2021-2022

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	37.836		0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	37.836		0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	52.751		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	56.040		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	89.031		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005895	0,000001
Vaporización		0,194003	0,000071

Fuente: CNMC

Cuadro 98. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2021-2022

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,005895	0,000001
Vaporización	0,194003	0,000071

Fuente: CNMC

Cuadro 99. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2021-2022

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	37.836		0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	37.836		0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	52.751		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	56.040		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	89.031		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005895	0,000001
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000156

Fuente: CNMC

5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Conforme a la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y

condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, en el Cuadro 100 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

Cuadro 100. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año

Servicios de duración inferior al año	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
I. Servicios no vinculados					
Descarga de GNL	✓	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento de GNL	✓	✓	✓	✓	✓
Regasificación	✓	✓	✓	✓	✓
Carga en cisterna	✓	✓	✓	✓	✓
Trasvase de GNL de planta a buque	✓	✗	✗	✗	✗
Trasvase de GNL de buque a buque	✓	✗	✗	✗	✗
Puesta en frío	✓	✗	✗	✗	✗
Licuefacción virtual	✓	✓	✓	✓	✓
II. Servicios vinculados					
Descarga/almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗
Descarga/almacenamiento/carga	✓	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗

Fuente: CNMC

De acuerdo con lo establecido en el artículo 32.1 de la Circular 6/2020, los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios se calcularán de forma que, dado el perfil de consumo diario previsto para el servicio s, la facturación de cada uno de dichos contratos sea equivalente a la que resultaría del contrato anual.

Por otra parte, en el artículo 32.2 se establece que el multiplicador intradiario será el resultado del producto del multiplicador diario determinado en el punto anterior por el coeficiente que resulta para una duración del contrato intradiario de 12 horas. El coeficiente anterior resultará del promedio de los coeficientes de los cuatro años anteriores. El coeficiente correspondiente al año n y un contrato intradiario de 12 horas, se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario registrado en el año n para el servicio s, la facturación que obtendría el consumidor medio en caso de formalizar un contrato diario y la facturación que obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de h horas fuera equivalente.

Adicionalmente, se establece que los multiplicadores serán el resultado de promediar los que resulten para los últimos cuatros años con información completa.

En Cuadro 101 se muestra los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el periodo comprendido entre 2017 y 2020. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2017-2020. En el caso del servicio de licuefacción virtual y carga en cisternas se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

Cuadro 101. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2021-2022

	Multiplicadores regasificación			
Multiplicador	**Almacenamiento**	**Regasificación**	**Carga en cisternas**	**Licuefacción virtual**
Trimestral	**1,20**	**1,20**	**1,10**	**1,20**
2017	1,22	1,12	1,08	
2018	1,19	1,48	1,08	
2019	1,19	1,22	1,09	
2020	1,30	1,09	1,15	
Mensual	**1,40**	**1,40**	**1,20**	**1,40**
2017	1,34	1,31	1,14	
2018	1,37	1,67	1,12	
2019	1,34	1,28	1,16	
2020	1,44	1,23	1,19	
Diario	**1,60**	**1,80**	**1,80**	**1,80**
2017	1,66	1,74	1,80	
2018	1,65	2,40	1,74	
2019	1,53	1,53	1,77	
2020	1,69	1,49	1,77	
Intradiario	**5,60**	**7,10**	**7,10**	**7,10**

Fuente: CNMC

Cuadro 102. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario

	Multiplicadores regasificación			
Multiplicador	**Almacenamiento de GNL**	**Regasificación**	**Carga en cisternas**	**Licuefacción virtual**
Trimestral	**1,20**	**1,20**	**1,10**	**1,20**
Mensual	**1,40**	**1,40**	**1,20**	**1,40**
Diario	**1,60**	**1,80**	**1,80**	**1,80**
Intradiario	**5,60**	**7,10**	**7,10**	**7,10**

Fuente: CNMC

5.3 Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación

La Disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, establece que el peaje de otros costes de regasificación será aplicable a partir del 1 de octubre de 2021.

En consecuencia, conforme al epígrafe VI del Anexo III de la Circular 6/2020[15] se determinan los peajes de otros costes de regasificación de aplicación a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente, a través de un término variable, y a la demanda nacional suministrada desde redes locales, a través de un término fijo determinado considerando el número de clientes en cada grupo tarifario.

En el Cuadro 103 se detalla el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente, y en el Cuadro 104 el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde redes locales determinando el término fijo por cliente o por caudal aplicable en función de si el consumidores dispone o no equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado.

[15] En este punto se asigna la retribución a recuperar por el peaje asociado a otros costes de regasificación entre los consumidores suministrados desde una planta unicliente y el resto de consumidores.

Cuadro 103. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2021-2022

Retribución a recuperar (€) (A)	90.746.956
Retribución por continuidad de suministro	70.437.510
Hibernación MUSEL	24.942.331
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578
Proporción de las Primas asignadas a otros costes de regasificación	- 16.809.462

Variables de facturación previstas (kWh) (B)	350.520.933.790
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	337.295.439.524
Demanda consumidores conectados PS únicliente y otros destinos (kWh)	13.225.494.266

	Término variable (€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000259

Cuadro 104. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de aplicación a los clientes suministrados desde la red de transporte y distribución para el año de gas 2021-2022

Demanda consumidores nacionales conectados a la red locales (kWh) (A)	350.520.933.790
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	337.295.439.524
Demanda consumidores conectados PS únicliente y otros destinos (kWh)	13.225.494.266

Término variable asociado a otros costes de regasificación (B)	0,000259

Retribución a recuperar a través de consumidores conectados de redes locales (€) (C) = (A)*(B)	87.322.986

Grupo Tarifario	Número de suministros (N)	% número de suministros sobre total (D)	Retribución a recuperar por grupo tarifario (€) ($RV_{OC,RL,GTK}$) (E) = (D) * (C)	Capacidad contratada (kWh/día) (F)	Termino por cliente (€/año) (E) / (N)	Término por capacidad facturada (€/kWh/día)/año (E) / (F)
RL.1	4.629.443	57,682%	50.369.764	70.229.289	10,880309	0,717219
RL.2	2.901.587	36,153%	31.570.167	151.981.963	10,880309	0,207723
RL.3	409.718	5,105%	4.457.858	55.346.419	10,880309	0,080545
RL.4	58.877	0,734%	640.602	45.718.251	10,880309	0,014012
RL.5	21.650	0,270%	235.556	80.294.325	10,880309	0,002934
RL.6	2.289	0,029%	24.908	32.604.033	10,880309	0,000764
RL.7	999	0,012%	10.869	50.460.263	10,880309	0,000215
RL.8	669	0,008%	7.276	89.950.723		0,000081
RL.9	287	0,004%	3.123	104.945.117		0,000030
RL.10	165	0,002%	1.800	164.502.197		0,000011
RL.11	98	0,001%	1.063	599.640.207		0,000002
Total	**8.025.782**	**100%**	**87.322.986**	**1.445.672.787**		**0,060403009**

Fuente: CNMC

5.4 Análisis de la variación de los peajes de regasificación

En el Cuadro 105 se comparan los peajes que resultan para el ejercicio 2021-2022 con los peajes de la Resolución del ejercicio 2020-2021. Se observa que, con carácter general, aumentan los términos fijos y variables de todos los peajes,

con la excepción del peaje del servicio de regasificación y puesta en frío y el término variable del peaje de carga en cisternas.

Cuadro 105. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Servicio	Previsión Resolución 2020-2021 (A)			Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL									
S (< 40.000 m3 de GNL)	31.768		0,000010	37.836		0,000010	19,1%		0,0%
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	31.768		0,000010	37.836		0,000010	19,1%		0,0%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	44.291		0,000010	52.751		0,000010	19,1%		0,0%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	47.053		0,000010	56.040		0,000010	19,1%		0,0%
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	74.753		0,000010	89.031		0,000010	19,1%		0,0%
Almacenamiento de GNL		0,004655	0,000001		0,005895	0,000001		26,6%	0,0%
Regasificación		0,206414	0,000072		0,194003	0,000071		-6,0%	-1,4%
Carga de GNL en cisternas		0,169114	0,000112		0,241831	0,000088		43,0%	-21,4%
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000144			0,000156			8,3%
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000251			0,000262			4,4%
Puesta en frío de buques			0,001180			0,000794			-32,7%
Liquefacción Virtual		0,012100			0,012670			4,7%	

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Adicionalmente, en el Cuadro 106 se muestra el resultado de aplicar los peajes de la Resolución 2020-2021 y los que resultan para el ejercicio 2021-2022 a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2021-2022. Se observa que, los peajes de acceso a las infraestructuras de regasificación experimentaran un aumento comprendida entre el 4,6% y el 33,2%, con la excepción de los peajes de regasificación y puesta en frío, que se reducirían el 5,6% y 32,7%, respectivamente.

Cuadro 106. Facturación de regasificación que resulta de aplicar los precios de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los de la propuesta de Resolución para el año de gas 2021-2022 al escenario de demanda previsto para el año de gas 2021-2022.

Servicio	Previsión variables de facturación Oct 21 - Sep 22			Facturación (€)			Facturación media (€/MWh)		
	Buque	Caudal medio anual facturado (MWh/día)	Volumen (MWh)	Previsión Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Diferencia (B) - (A)	Previsión Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	% variación (B) sobre (A)
Descarga de GNL	233		222.495.186	12.920.841	14.932.960	2.012.119	0,058	0,067	15,6%
S (< 40.000 m3 de GNL)	1		35.053	18.316	21.743	3.427	0,523	0,620	18,7%
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	6		2.697.267	204.949	238.572	33.623	0,076	0,088	16,4%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	96		84.349.086	5.081.161	5.878.924	797.763	0,060	0,070	15,7%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	128		130.314.165	7.334.987	8.468.986	1.134.000	0,056	0,065	15,5%
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	3		5.099.615	281.429	324.736	43.306	0,055	0,064	15,4%
Almacenamiento de GNL		13.722.268	3.062.984.831	66.940.143	84.578.113	17.637.970	0,022	0,028	26,3%
Regasificación		670.410	207.046.634	153.289.421	144.781.623	- 8.507.798	0,740	0,699	-5,6%
Carga de GNL en cisternas		53.341	14.473.937	10.641.774	14.172.012	3.530.237	0,735	0,979	33%
Trasvase de GNL de planta a buque			2.866.815	412.821	448.207	35.386	0,144	0,156	8,6%
Trasvase de GNL de buque a buque			219.000	54.969	57.484	2.515	0,251	0,262	4,6%
Puesta en frío de buques			19.000	22.420	15.095	- 7.325	1,180	0,794	-32,7%
Liquefacción Virtual		5.431	1.825.000	65.715	68.811	3.095	0,036	0,038	4,7%
TOTAL				244.348.105	259.054.304	14.706.199			

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

La variación de los peajes de la actividad de regasificación se explica, por una parte, por la contracción de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2022-2021 respectos de las previstas para el ejercicio 2020-2021, con la

excepción a las asociadas a la carga en cisterna, que experimentan un fuerte incremento (véase Cuadro 107).

Cuadro 107. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los resultantes para el año de gas 2021-2022

	Previsión Resolución 2020-2021 (A)			Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
Servicio	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día)	Volumen (MWh)	Buque	Caudal medio anual facturado (MWh/día)	Volumen (MWh)
Descarga de GNL	263		245.656.858	233		222.495.186	-11,3%		-9,4%
S (< 40.000 m3 de GNL)	-		-	1		35.053	n.a.		n.a.
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	54		28.922.957	6		2.697.267	-89,7%		-90,7%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	155		158.041.216	96		84.349.086	-38,4%		-46,6%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	52		56.307.373	128		130.314.165	147,5%		131,4%
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	1		2.385.313	3		5.099.615	149,9%		113,8%
Almacenamiento de GNL		14.992.350	4.532.418.912		13.722.268	3.062.984.831		-8,5%	-32,4%
Regasificación		731.305	228.566.637		670.410	207.046.634		-8,3%	-9,4%
Carga de GNL en cisternas		43.270	12.791.167		53.341	14.473.937		23,3%	13,2%
Trasvase de GNL de planta a buque			4.247.491			2.866.815			-32,5%
Trasvase de GNL de buque a buque			-			-			n.a.
Puesta en frío de buques	3		27.000	-		-	-100,0%		-100,0%
Liquefacción Virtual			-		5.431	1.825.000			n.a.

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por otra parte, la variación de peajes de la actividad de regasificación se explica por la variación de la retribución a cada uno de los servicios. En la determinación de la retribución del ejercicio 2022-2021 se han tenido en cuenta los valores unitarios de la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, no disponibles en el momento de la elaboración de la Resolución de peajes 2020-2021. Al respecto cabe señalar que, el valor unitario de inversión de las estaciones de compresión de emisión directa a la red aumenta significativamente respecto de los valores vigentes en el momento de publicación de la citada resolución de peajes. Asimismo, los valores unitarios fijos de O&M de tanques y de carga en cisterna aumentan, mientras el valor unitario fijo de O&M de los vaporizadores se reducen.

Cabe señalar que, si bien en términos medios, la retribución de la actividad de regasificación, sin considerar el impacto de las primas se reduce, el impacto por servicio prestado en la planta depende de la evolución asignada por elemento es por ello que la variación de los costes unitarios de inversión y de los costes unitarios de O&M inducen variaciones diferentes por servicios (véanse Cuadro 108 y Cuadro 109).

Cuadro 108. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022

	Previsión Resolución 2020-2021 (€) (A)			Propuesta de Resolución 2021-2022 (€) (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio	Retribución por O&M variable asignada por servicio	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio	Retribución por O&M variable asignada por servicio	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio	Retribución por O&M variable asignada por servicio	Retribución asignada por servicio
Descarga de GNL	13.475.370	2.467.922	15.943.293	15.098.368	2.194.024	17.292.392	12,0%	-11,1%	8,5%
Almacenamiento de GNL	84.432.003	4.143.642	88.575.645	95.877.307	3.683.767	99.561.074	13,6%	-11,1%	12,4%
Vaporización	182.636.889	16.557.292	199.194.181	154.151.363	14.719.710	168.871.073	-15,6%	-11,1%	-15,2%
Carga de GNL en cisternas	8.853.444	1.431.395	10.284.839	15.288.661	1.272.534	16.561.195	72,7%	-11,1%	61,0%
Trasvase de GNL de planta a buque	687.598	41.955	729.553	487.015	37.298	524.314	-29,2%	-11,1%	-28,1%
Trasvase de GNL de buque a buque	24.758	34.551	59.309	31.724	30.716	62.441	28,1%	-11,1%	5,3%
Puesta en frío de buques	35.552	2.468	38.020	15.290	2.194	17.485	-57,0%	-11,1%	-54,0%
Total	**290.145.615**	**24.679.225**	**314.824.839**	**280.949.728**	**21.940.245**	**302.889.973**	**-3,17%**	**-11,10%**	**-3,79%**
Otros Costes de regasificación	120.600.359	-	120.600.359	107.556.419		107.556.419	-10,82%		-10,82%
Total	**410.745.974**	**24.679.225**	**435.425.198**	**388.506.147**	**21.940.245**	**410.446.392**	**-5,41%**	**-11,10%**	**-5,74%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Cuadro 109. Comparación asignación por elemento de la retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y para el año de gas 2021-2022

	Asignación de la retribución de cada elemento por servicio Resolución 22/09/2020 Tarifa 20-21 (€)							
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL	-	69.395.469	99.485.223	5.567.445	-	-	-	174.448.136
Bombas primarias	-	-	5.355.891	299.729	-	-	-	5.655.620
Retribución financiera del gas talón	-	-	1.806.675	101.106	-	-	-	1.907.782
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL	-	303.227	466.003	26.079	-	-	-	795.309
Sistema de bombas secundarias.	-	-	8.298.730	-	-	-	-	8.298.730
Vaporizadores de agua de mar.	-	-	40.931.816	-	-	-	-	40.931.816
Vaporizadores de combustión sumergida.	-	-	5.462.926	-	-	-	-	5.462.926
Sistema de medida u odorización.	-	-	536.694	-	-	-	-	536.694
Sistema de captación de agua	-	-	3.997.957	-	-	-	-	3.997.957
Sistema de antorcha y combustor.	42.272	744.686	196.889	60.317	33.304	951	2.446	1.080.866
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	317.450	5.592.332	1.478.571	452.963	250.100	7.141	18.368	8.116.924
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	194.950	3.434.318	908.008	278.170	153.589	4.385	11.280	4.984.699
Relicuador de boil-off.	719	12.666	3.349	1.026	566	16	42	18.384
Cargaderos de cisternas.	-	-	-	1.535.255	-	-	-	1.535.255
Tuberías de gas natural	-	-	2.781.034	-	-	-	-	2.781.034
Tuberías de gas natural licuado	237.695	-	221.159	12.377	4.110	212	26	475.578
Instalaciones de descarga	11.892.374	-	-	-	205.623	10.602	1.307	12.109.906
Obra civil	391.387	2.452.299	5.304.626	257.145	19.971	719	1.033	8.427.180
Sistemas de gestión y control	113.561	711.535	1.539.137	74.611	5.795	209	300	2.445.147
Servicios auxiliares.	192.992	1.209.223	2.615.699	126.798	9.848	355	509	4.155.423
Sistema de suministro eléctrico	91.970	576.250	1.246.501	60.425	4.693	169	243	1.980.250
Total	**13.475.370**	**84.432.003**	**182.636.889**	**8.853.444**	**687.598**	**24.758**	**35.552**	**290.145.615**

	Asignación de la retribución de cada elemento por servicio Propuesta Resolución Tarifa 21-22 (€)							
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL	-	76.429.661	108.141.408	7.559.804	-	-	-	192.130.873
Bombas primarias	-	-	5.821.905	406.990	-	-	-	6.228.895
Retribución financiera del gas talón	-	-	1.907.054	133.316	-	-	-	2.040.370
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL	-	317.787	481.778	33.680	-	-	-	833.245
Sistema de bombas secundarias.	-	-	9.112.242	-	-	-	-	9.112.242
Vaporizadores de agua de mar.	-	-	8.592.142	-	-	-	-	8.592.142
Vaporizadores de combustión sumergida.	-	-	1.146.742	-	-	-	-	1.146.742
Sistema de medida u odorización.	-	-	240.767	-	-	-	-	240.767
Sistema de captación de agua	-	-	4.343.729	-	-	-	-	4.343.729
Sistema de antorcha y combustor.	43.598	825.427	66.857	237.172	18.097	1.054	843	1.193.049
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	326.174	6.175.289	500.180	1.774.362	135.390	7.885	6.308	8.925.588
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	309.181	5.853.566	474.122	1.681.921	128.337	7.474	5.979	8.460.580
Relicuador de boil-off.	742	14.039	1.137	4.034	308	18	14	20.292
Cargaderos de cisternas.	-	-	-	2.442.664	-	-	-	2.442.664
Tuberías de gas natural	-	-	3.021.558	-	-	-	-	3.021.558
Tuberías de gas natural licuado	249.796	-	232.452	16.250	3.219	246	21	501.984
Instalaciones de descarga	13.182.836	-	-	-	169.859	12.976	1.126	13.366.796
Obra civil	492.049	3.124.598	5.023.722	498.250	15.872	1.034	498	9.156.023
Sistemas de gestión y control	139.961	888.778	1.428.976	141.725	4.515	294	142	2.604.390
Servicios auxiliares.	241.094	1.530.987	2.461.518	244.132	7.777	507	244	4.486.259
Sistema de suministro eléctrico	112.938	717.175	1.153.072	114.361	3.643	237	114	2.101.540
Total	**15.098.368**	**95.877.307**	**154.151.363**	**15.288.661**	**487.015**	**31.724**	**15.290**	**280.949.728**

	Propuesta Resolución Tarifa 21-22 vs Tarifa 20-21							
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL	-	10,1%	8,7%	35,8%	-	-	-	10,1%
Bombas primarias	-	-	8,7%	35,8%	-	-	-	10,1%
Retribución financiera del gas talón	-	-	5,6%	31,9%	-	-	-	6,9%
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL	-	4,8%	3,4%	29,1%	-	-	-	4,8%
Sistema de bombas secundarias.	-	0,0%	9,8%	-	-	-	-	9,8%
Vaporizadores de agua de mar.	-	0,0%	-79,0%	-	-	-	-	-79,0%
Vaporizadores de combustión sumergida.	-	0,0%	-79,0%	-	-	-	-	-79,0%
Sistema de medida u odorización.	-	0,0%	-55,1%	-	-	-	-	-55,1%
Sistema de captación de agua	-	0,0%	8,6%	-	-	-	-	8,6%
Sistema de antorcha y combustor.	3,1%	10,8%	-66,0%	293,2%	-45,7%	10,8%	-65,5%	10,4%
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	2,7%	10,4%	-66,2%	291,7%	-45,9%	10,4%	-65,7%	10,0%
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	58,6%	70,4%	-47,8%	504,6%	-16,4%	70,4%	-47,0%	69,7%
Relicuador de boil-off.	3,1%	10,8%	-66,0%	293,2%	-45,7%	10,8%	-65,5%	10,4%
Cargaderos de cisternas.	-	-	0,0%	59,1%	-	-	-	59,1%
Tuberías de gas natural	-	-	8,6%	-	-	-	-	8,6%
Tuberías de gas natural licuado	5,1%	-	5,1%	31,3%	-21,7%	16,0%	-18,3%	5,6%
Instalaciones de descarga	10,9%	-	0,0%	0,0%	-17,4%	22,4%	-13,9%	10,4%
Obra civil	25,7%	27,4%	-5,3%	93,8%	-20,5%	43,8%	-51,7%	8,6%
Sistemas de gestión y control	23,2%	24,9%	-7,2%	90,0%	-22,1%	41,0%	-52,7%	6,5%
Servicios auxiliares.	24,9%	26,6%	-5,9%	92,5%	-21,0%	42,9%	-52,0%	8,0%
Sistema de suministro eléctrico	22,8%	24,5%	-7,5%	89,3%	-22,4%	40,4%	-52,9%	6,1%
Total	**12,0%**	**13,6%**	**-15,6%**	**72,7%**	**-29,2%**	**28,1%**	**-57,0%**	**-3,2%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Por último, en el Cuadro 110 se compara el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación implícito en el término de conducción de peajes vigente con el que resulta para el ejercicio 2021-2022. Se indica que en el ejercicio 2020-2021 la retribución que se debe recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación fue asignado en su totalidad a al término de conducción, esto es, sin tener en cuenta la demanda de los consumidores suministrados desde una planta unicliente. Se observa que la variación registrada en la retribución se traslada a los términos de los peajes de otros costes de regasificación, si bien el impacto sobre el término fijo por capacidad difiere por grupo tarifario motivado por la diferente evolución de la capacidad contrata

Cuadro 110. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2020-2021 y los resultantes para el año de gas 2021-2022

Peaje otros costes de regasificación	Previsión Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución asignada (€)	**99.657.030**	**90.746.956**	**-8,9%**
Demanda nacional (MWh)	**329.525.630**	**350.520.934**	**6,4%**
Demanda consumidores conectados a las redes locales	319.278.971	337.295.440	5,6%
Demanda conectados PS únicliente y otros destinos	10.246.659	13.225.494	29,1%
Nº suministros	**7.946.952**	**8.025.782**	**1,0%**
Capacidad contratada (kWh/día)	**1.531.764.378**	**1.445.672.787**	**-5,6%**
Peaje otros costes de regasificación			
Término variable asociado a otros costes de regasificación (€/kWh)	n.a.	0,000259	n.a.
Termino por cliente (€/año)	12,54	10,88	-13,2%
Término por capacidad (€/kWh/día)/año			
(E) / (F)			
RL.1	1,526444	0,717219	-53,0%
RL.2	0,285010	0,207723	-27,1%
RL.3	0,088703	0,080545	-9,2%
RL.4	0,018731	0,014012	-25,2%
RL.5	0,003614	0,002934	-18,8%
RL.6	0,000930	0,000764	-17,8%
RL.7	0,000277	0,000215	-22,1%
RL.8	0,000112	0,000081	-27,9%
RL.9	0,000043	0,000030	-30,1%
RL.10	0,000012	0,000011	-12,3%
RL.11	0,000002	0,000002	-0,6%

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

5.5 Evolución prevista de los peajes de regasificación en el periodo regulatorio

En el Cuadro 111 se muestra la evolución de la retribución de la actividad de regasificación, de las variables de previsión y de los peajes por el uso de las infraestructuras de regasificación hasta el final del periodo regulatorio. Se observa que, como consecuencia de la menor actividad esperada para las

plantas, los peajes de la actividad de regasificación experimentan aumentos durante los primeros años del periodo regulatorio.

Cuadro 111. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones

1. Previsión de la retribución regasificación

Retribución regasificación (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución Inversión	173.478.773	168.078.595	159.500.274	152.487.384	140.835.866
Retribución O & M Fijo	107.470.956	107.470.956	107.470.956	107.470.956	107.470.956
Retribución O & M Variable	21.940.245	22.440.245	22.940.245	23.440.245	23.940.245
Retribución por Continuidad del suministro	70.437.510	57.230.477	44.023.444	30.816.411	17.609.377
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578	-	-	-	-
	- 60.717.710	- 36.402.727	- 28.672.387	- 27.719.672	- 19.502.424
Total	**349.728.682**	**343.759.876**	**330.204.862**	**311.437.654**	**295.296.351**
	-	-	-	-	-

2. Retribución por Servicio

Retribución fija

Retribución regasificación (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	12.738.719	13.253.489	12.983.598	12.553.006	12.153.996
Almacenamiento de GNL	80.893.115	84.264.715	82.834.975	80.282.369	78.054.418
Vaporización	130.059.806	135.438.809	133.514.166	129.481.976	126.510.040
Carga de GNL en cisternas	12.899.271	14.070.984	14.305.217	14.226.269	14.314.707
Trasvase de GNL de planta a buque	410.902	439.427	506.208	550.877	585.480
Trasvase de GNL de buque a buque	26.766	28.109	27.815	27.057	26.594
Puesta en frío de buques	12.901	13.403	13.126	12.681	12.307
Total	**237.041.480**	**247.508.935**	**244.185.105**	**237.134.235**	**231.657.543**

Retribución variable

Retribución regasificación (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	2.194.024	2.244.024	2.294.024	2.344.024	2.394.024
Almacenamiento de GNL	3.683.767	3.767.717	3.851.667	3.935.617	4.019.567
Vaporización	14.719.710	15.055.160	15.390.610	15.726.060	16.061.510
Carga de GNL en cisternas	1.272.534	1.301.534	1.330.534	1.359.534	1.388.534
Trasvase de GNL de planta a buque	37.298	38.148	38.998	39.848	40.698
Trasvase de GNL de buque a buque	30.716	31.416	32.116	32.816	33.516
Puesta en frío de buques	2.194	2.244	2.294	2.344	2.394
Total variables	**21.940.245**	**22.440.245**	**22.940.245**	**23.440.245**	**23.940.245**

3. Previsión de las variables de facturación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	Nº de Buques	S	1	1	1	1	1
		M	6	5	5	5	4
		L	96	90	88	87	84
		XL	128	128	125	123	120
		XXL	3	3	3	3	3
	Volumen	S	35.053	56.516	55.181	54.352	52.681
		M	2.697.267	2.288.287	2.234.233	2.200.682	2.132.991
		L	84.349.086	79.636.688	77.755.494	76.587.848	74.232.097
		XL	130.314.165	130.539.563	127.455.932	125.541.939	121.680.419
		XXL	5.099.615	4.707.609	4.596.405	4.527.381	4.388.124
Almacenamiento de GNL	Capacidad contratada	MWh/día/mes	14.157.746	13.722.268	13.283.153	12.969.375	12.774.616
	Volumen	MWh	3.160.189.085	3.062.984.831	2.964.968.681	2.894.929.610	2.851.456.739
Regasificación	Capacidad contratada	MWh/día/mes	670.410	641.902	622.831	610.501	588.099
	Volumen	MWh	207.046.634	199.360.285	193.437.288	189.607.758	182.650.272
Carga en Cisternas	Capacidad contratada	MWh/día/mes	53.341	54.991	56.117	56.984	57.767
	Volumen	MWh	14.473.937	14.921.608	15.227.350	15.462.439	15.674.868
Trasvase de planta a buque	Nº de Buques	Buques	36	37	43	48	52
	Volumen	MWh	2.866.815	2.925.050	3.411.400	3.821.116	4.140.925
Trasvase de buque a buque	Nº de Buques	Buques	-	-	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-	-	-
Puesta en frío	Nº de Buques	Buques	-	-	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-	-	-
Licuefacción virtual	Capacidad contratada	MWh/día/mes	5.431	5.207	5.345	5.415	5.429
	Volumen	MWh	1.825.000	1.900.395	1.951.072	1.976.411	1.981.479

4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las plantas de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	*S*	€/Buque	37.836	40.393	40.461	39.450	39.601
	M	€/Buque	37.836	40.393	40.461	39.450	39.601
	L	€/Buque	52.751	56.315	56.411	55.001	55.211
	XL	€/Buque	56.040	59.826	59.928	58.430	58.653
	XXL	€/Buque	89.031	95.046	95.208	92.829	93.183
	TV	€/MWh	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año	5,895	6,344	6,387	6,252	6,304
	TV	€/MWh	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año	194,003	211,00	214,37	210,98	215,11
	TV	€/MWh	0,071	0,076	0,080	0,083	0,088
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año	241,831	255,882	254,914	272,250	247,795
	TV	€/MWh	0,088	0,087	0,087	0,087	0,089
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,156	0,163	0,160	0,154	0,151
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	0,262	0,272	0,274	0,272	0,274
Puesta en frío	TV	€/MWh	0,794	0,824	0,812	0,787	0,774
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año	12,670	13,880	14,385	14,355	15,139

5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	*S*	€/Buque	19,1%	6,8%	0,2%	-2,5%	0,4%
	M	€/Buque	19,1%	6,8%	0,2%	-2,5%	0,4%
	L	€/Buque	19,1%	6,8%	0,2%	-2,5%	0,4%
	XL	€/Buque	19,1%	6,8%	0,2%	-2,5%	0,4%
	XXL	€/Buque	19,1%	6,8%	0,2%	-2,5%	0,4%
	TV	€/MWh	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año	26,6%	7,6%	0,7%	-2,1%	0,8%
	TV	€/MWh	0,0%	5,7%	4,7%	3,2%	5,9%
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año	-6,0%	8,8%	1,6%	-1,6%	2,0%
	TV	€/MWh	-1,4%	6,2%	5,4%	3,7%	6,6%
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año	43,0%	5,8%	-0,4%	6,8%	-9,0%
	TV	€/MWh	-21,4%	-0,8%	0,2%	0,1%	1,3%
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	8,3%	4,4%	-2,1%	-3,8%	-1,7%
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	4,4%	3,6%	0,7%	-0,6%	0,9%
Puesta en frío	TV	€/MWh	-32,7%	3,7%	-1,4%	-3,1%	-1,6%
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año	4,7%	9,5%	3,6%	-0,2%	5,5%

6. Facturación media (€/MWh) de los peajes de regasificación

Retribución regasificación (€)		Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	*S*	0,620	0,725	0,743	0,736	0,762
	M	0,088	0,098	0,100	0,099	0,084
	L	0,070	0,074	0,074	0,072	0,072
	XL	0,065	0,069	0,069	0,067	0,068
	XXL	0,064	0,070	0,072	0,071	0,074
Almacenamiento de GNL		0,027	0,029	0,029	0,029	0,029
Vaporización		0,699	0,755	0,770	0,766	0,781
Carga de GNL en cisternas		0,979	1,030	1,027	1,008	1,002
Trasvase de GNL de planta a buque		0,156	0,163	0,160	0,155	0,151
Trasvase de GNL de buque a buque		-	-	-	-	-
Puesta en frío de buques		-	-	-	-	-
Licuefacción virtual						
Total (1)		**1,169**	**1,260**	**1,280**	**1,271**	**1,289**

7. Evolución de la facturación media de los peajes de regasificación

Retribución regasificación (€)		Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	*S*	18,7%	16,8%	2,6%	-1,0%	3,5%
	M	16,4%	10,9%	2,3%	-0,9%	-15,4%
	L	15,7%	5,5%	0,3%	-1,9%	0,0%
	XL	15,5%	5,4%	0,2%	-2,2%	0,9%
	XXL	15,4%	10,6%	2,2%	-0,9%	3,1%
Almacenamiento de GNL		22,5%	7,4%	1,7%	-0,5%	-1,1%
Vaporización		-5,6%	8,0%	2,0%	-0,5%	1,9%
Carga de GNL en cisternas		33,2%	5,2%	-0,3%	-1,8%	-0,6%
Trasvase de GNL de planta a buque		8,6%	4,4%	-2,1%	-3,3%	-2,2%
Trasvase de GNL de buque a buque		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Puesta en frío de buques		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Licuefacción virtual						
Total		**-6,6%**	**7,8%**	**1,6%**	**-0,7%**	**1,4%**

Fuente: CNMC

Por otro lado, en el Cuadro 112 se muestra la evolución de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, la previsión de las variables de facturación y evolución de los términos de facturación de dicho peaje hasta el final del periodo regulatorio. Se indica así mismo la facturación media correspondiente a cada grupo tarifario así como su variación porcentual.

Cuadro 112. Evolución durante el periodo regulatorio de peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

Retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución por Continuidad del suministro	70.437.510	57.230.477	44.023.444	30.816.411	17.609.377
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578	-	-	-	-
Proporcion de primas de regasificación	- 16.809.462	- 8.362.112	- 5.886.263	- 4.895.567	- 2.853.145
Total	**90.746.956**	**73.810.696**	**63.079.512**	**50.863.175**	**39.698.564**

2. Previsión de las variables de facturación

Demanda	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores nacionales conectados a la redes locales			**337.295.439.524**	**333.272.139.897**	**328.244.239.751**	**324.917.037.723**	**318.309.279.316**
RL.1	Volumen	kWh	11.017.246.753	11.003.999.054	10.991.389.393	10.983.329.441	10.984.160.763
RL.2	Volumen	kWh	21.111.600.374	21.271.796.456	21.408.526.214	21.505.650.108	21.570.963.881
RL.3	Volumen	kWh	7.679.529.106	7.739.981.753	7.790.459.341	7.826.491.633	7.851.187.427
RL.4	Volumen	kWh	7.820.493.638	7.962.492.072	8.078.790.340	8.162.237.561	8.215.888.964
RL.5	Volumen	kWh	13.816.622.473	14.084.387.850	14.307.897.000	14.472.933.271	14.584.367.910
RL.6	Volumen	kWh	6.041.471.514	6.225.601.015	6.369.644.360	6.495.192.870	6.603.757.809
RL.7	Volumen	kWh	8.904.948.445	9.220.202.579	9.478.953.965	9.716.522.244	9.934.273.689
RL.8	Volumen	kWh	18.637.376.893	19.357.718.291	19.945.651.017	20.500.518.508	21.024.734.874
RL.9	Volumen	kWh	25.867.870.025	26.880.918.375	27.699.388.917	28.484.823.622	29.241.881.792
RL.10	Volumen	kWh	47.742.826.230	49.124.528.004	50.236.505.205	51.273.056.502	52.290.826.575
RL.11	Volumen	kWh	168.655.454.074	160.400.514.450	151.937.034.000	145.496.281.963	136.007.235.633
Consumidores conectados PS unicliente	**Volumen**	**kWh**	**13.225.494.266**	**13.556.284.881**	**13.832.607.362**	**14.042.589.119**	**14.226.436.815**
Total Demanda	**Volumen**	**kWh**	**350.520.933.790**	**346.828.424.778**	**342.076.847.113**	**338.959.626.842**	**332.535.716.131**

Número suministros	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Suministros	Número	4.629.443	4.623.876	4.618.577	4.615.191	4.615.540
RL.2	Suministros	Número	2.901.587	2.922.468	2.941.264	2.954.618	2.963.606
RL.3	Suministros	Número	409.718	412.722	415.419	417.345	418.670
RL.4	Suministros	Número	58.877	59.834	60.656	61.242	61.617
RL.5	Suministros	Número	21.650	22.031	22.357	22.592	22.743
RL.6	Suministros	Número	2.289	2.327	2.358	2.383	2.402
RL.7	Suministros	Número	999	1.012	1.025	1.036	1.045
RL.8	Suministros	Número	669	676	684	691	698
RL.9	Suministros	Número	287	290	293	296	299
RL.10	Suministros	Número	165	167	169	170	172
RL.11	Suministros	Número	98	98	99	100	100
Total Suministros	**Suministros**	**Número**	**8.025.782**	**8.045.502**	**8.062.901**	**8.075.663**	**8.086.893**

Capacidad facturada	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Capacidad	kWh/día	70.229.289	70.158.183	70.081.953	70.034.244	70.043.763
RL.2	Capacidad	kWh/día	151.981.963	153.140.155	154.125.911	154.826.502	155.298.411
RL.3	Capacidad	kWh/día	55.346.419	55.792.131	56.158.315	56.420.403	56.600.946
RL.4	Capacidad	kWh/día	45.718.251	46.617.683	47.305.449	47.801.295	48.124.775
RL.5	Capacidad	kWh/día	80.294.325	81.847.178	83.146.783	84.105.407	84.755.270
RL.6	Capacidad	kWh/día	32.604.033	33.912.243	34.670.064	35.310.949	35.879.230
RL.7	Capacidad	kWh/día	50.460.263	53.208.572	54.707.148	55.610.542	57.353.738
RL.8	Capacidad	kWh/día	89.950.723	95.445.373	98.368.561	100.665.371	103.737.135
RL.9	Capacidad	kWh/día	104.945.117	110.889.445	114.206.823	117.343.070	120.481.106
RL.10	Capacidad	kWh/día	164.502.197	172.270.175	176.092.592	179.665.098	183.185.146
RL.11	Capacidad	kWh/día	599.640.207	573.623.186	541.580.647	516.939.152	499.718.705
Total capacidad fact	**Capacidad**	**kWh/día**	**1.445.672.787**	**1.446.904.326**	**1.430.444.246**	**1.418.722.033**	**1.415.178.224**

3. Términos de facturación del peajes asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	0,000259	0,000213	0,000184	0,000150	0,000119
	TF cliente	(€/año)	10,88	8,82	7,51	6,04	4,70
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	0,717219	0,581003	0,494735	0,397859	0,309640
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	0,207723	0,168233	0,143261	0,115214	0,089672
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	0,080545	0,065213	0,055532	0,044659	0,034758
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	0,014012	0,011315	0,009626	0,007735	0,006016
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	0,002934	0,002373	0,002019	0,001622	0,001261
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	0,000764	0,000605	0,000511	0,000407	0,000315
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	0,000215	0,000168	0,000141	0,000112	0,000086
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	0,000081	0,000062	0,000052	0,000041	0,000032
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	0,000030	0,000023	0,000019	0,000015	0,000012
	TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	0,000011	0,000009	0,000007	0,000006	0,000004
	TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	0,000002	0,000002	0,000001	0,000001	0,000001

4. Evolución de los términos de facturación del peaje asociado a otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	n.a	-17,8%	-13,4%	-18,6%	-20,4%
	TF cliente	(€/año)	0,0%	-19,0%	-14,8%	-19,6%	-22,2%
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	-53,0%	-19,0%	-14,8%	-19,6%	-22,2%
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	-27,1%	-19,0%	-14,8%	-19,6%	-22,2%
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	-9,2%	-19,0%	-14,8%	-19,6%	-22,2%
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	-25,2%	-19,2%	-14,9%	-19,6%	-22,2%
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	-18,8%	-19,1%	-14,9%	-19,7%	-22,2%
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	-17,8%	-20,8%	-15,6%	-20,2%	-22,8%
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	-22,1%	-22,1%	-16,2%	-20,0%	-23,8%
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	-27,9%	-22,8%	-16,4%	-20,6%	-23,7%
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	-30,1%	-22,5%	-16,5%	-20,9%	-23,4%
	TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	-12,3%	-21,9%	-15,9%	-20,4%	-22,9%
	TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	-0,6%	-14,7%	-9,2%	-15,2%	-18,9%

5. Facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)

Facturación (€)		Variable facturación	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente		kWh	3.423.971	2.884.997	2.550.755	2.107.185	1.698.371
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	Suministro	50.369.764	40.762.108	34.671.982	27.863.741	21.688.356
	RL.2	Suministro	31.570.167	25.763.228	22.080.275	17.838.204	13.925.942
	RL.3	Suministro	4.457.858	3.638.380	3.118.578	2.519.677	1.967.324
	RL.4	Suministro	640.602	527.475	455.349	369.744	289.539
	RL.5	Suministro	235.556	194.212	167.835	136.396	106.870
	RL.6	Capacidad	24.908	20.513	17.702	14.387	11.287
	RL.7	Capacidad	10.869	8.924	7.693	6.252	4.911
	RL.8	Capacidad	7.276	5.963	5.135	4.172	3.279
	RL.9	Capacidad	3.123	2.556	2.198	1.786	1.404
	RL.10	Capacidad	1.800	1.473	1.267	1.029	808
	RL.11	Capacidad	1.063	867	744	602	472
Total			**90.746.956**	**73.810.696**	**63.079.512**	**50.863.175**	**39.698.564**

6. Facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación (€)

Facturación media (€/kWh)		Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente		**0,000259**	**0,000213**	**0,000184**	**0,000150**	**0,000119**
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	0,004572	0,003704	0,003154	0,002537	0,001975
	RL.2	0,001495	0,001211	0,001031	0,000829	0,000646
	RL.3	0,000580	0,000470	0,000400	0,000322	0,000251
	RL.4	0,000082	0,000066	0,000056	0,000045	0,000035
	RL.5	0,000017	0,000014	0,000012	0,000009	0,000007
	RL.6	0,000004	0,000003	0,000003	0,000002	0,000002
	RL.7	0,000001	0,000001	0,000001	0,000001	0,000000
	RL.8	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.9	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.10	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.11	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

7. Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación

Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación		Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente		n.a.	-17,8%	-13,4%	-18,6%	-20,4%
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	n.a.	-19,0%	-14,8%	-19,6%	-22,2%
	RL.2	n.a.	-19,0%	-14,8%	-19,6%	-22,2%
	RL.3	n.a.	-19,0%	-14,8%	-19,6%	-22,2%
	RL.4	n.a.	-19,1%	-14,9%	-19,6%	-22,2%
	RL.5	n.a.	-19,1%	-14,9%	-19,7%	-22,2%
	RL.6	n.a.	-20,1%	-15,7%	-20,3%	-22,8%
	RL.7	n.a.	-20,7%	-16,2%	-20,7%	-23,2%
	RL.8	n.a.	-21,1%	-16,4%	-20,9%	-23,4%
	RL.9	n.a.	-21,2%	-16,5%	-21,0%	-23,4%
	RL.10	n.a.	-20,5%	-15,9%	-20,4%	-22,9%
	RL.11	n.a.	-14,2%	-9,5%	-15,4%	-16,2%

Fuente CNMC

X. OTRAS DISPOSICIONES

1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales

El artículo 24 de la Circular 6/2020 establece en su apartado 3 que mientras existan problemas de congestión zonal en el sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por Resolución las zonas y los valores concretos de capacidad a contratar, previa comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En cumplimiento de lo anterior, el pasado 12 de marzo se recibió en la CNMC la propuesta del GTS de zonas con posibilidad de congestión y capacidad para ser contratada en régimen de interrumpibilidad para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022. En particular, el GTS propone las siguientes zonas y capacidades:

a) 2 GWh/día en la Red prelitoral 45 bar (Montmeló), por la saturación del gasoducto Serinyá-Figueres, hasta la construcción del Ramal Norte del Gasoducto Martorell-Figueres y el gasoducto Figueres-Figueres.

b) 3 GWh/día en la Red de Pamplona, dicha situación quedará parcialmente resuelta en 1 GWh/día, con la incorporación del gasoducto Puente la Reina-Muruarte de Reta y la cantidad restante, 2 GWh/día, con la incorporación de la duplicación Sansoaín-Lumbier.

Se indica que la propuesta del GTS se corresponde con gasoductos declarados como saturados por los agentes, sin que en dicha solicitud se aporte información suficiente sobre el grado de saturación de los gasoductos que permita valorar adecuadamente la propuesta del GTS.

Teniendo en cuenta lo anterior, así como que la propuesta del GTS para el año de gas 2021-2022 se corresponde con las zonas propuestas en los cinco últimos ejercicios, sin que se hayan producido interrupciones, que para el año de gas 2020-2021 no se ha ofrecido capacidad interrumpible en dichas zonas y que la demanda prevista para el ejercicio es inferior a la registrada en el año 2018 en el caso del gasoducto Serinyá-Figueres y 2019 en el caso de la Red de Pamplona, no se considera necesario ofrecer capacidad interrumpible en los gasoductos propuestos por el GTS para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022.

2. Periodo transitorio

2.1 Análisis de la necesidad

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece en su disposición final tercera que una vez sean aprobadas las metodologías de cálculo de peajes y cargos por la CNMC y el Gobierno, respectivamente, en caso necesario se establecerán periodos transitorios con el objetivo que las variaciones del conjunto de peajes, cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años.

Teniendo en cuenta lo anterior, la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020 establece que la CNMC determinará en la resolución de precios por la que se establezcan los precios a las redes de transporte, redes locales y regasificación el procedimiento para la determinación de las variaciones de precios durante el periodo transitorio.

En los epígrafes anteriores se ha comparado la variación de los peajes de cada una de las actividades respecto de los peajes de acceso implícitos en los peajes vigentes, lo que permite valorar la necesidad de implementar un periodo transitorio en los peajes de acceso a la red de transporte y en los peajes de acceso a redes locales.

No obstante, adicionalmente, se hace necesario valorar el impacto de los precios propuestos sobre los consumidores nacionales con objeto de implementar en su caso el periodo transitorio para los mismos. Para que la comparación de precios sea homogénea se hace necesario añadir a los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2021-2022, los cargos, la cuota de GTS y la tasa de la CNMC.

A los efectos se han actualizado la anualidad del déficit de ejercicios anteriores a 2014 teniendo en cuenta el superávit registrado en la Liquidación 14/2020 y se han mantenido los costes del ejercicio 2020-2021 relativos al suministro a tarifa y adquisición de GLP para suministros insulares considerados en la memoria que acompañaba propuesta de Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre. Estos costes se han asignado por grupo tarifario conforme a la metodología establecida en el citado Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

Adicionalmente, a efectos de valorar mínimamente el impacto de global de sendas metodologías de peajes y cargos sobre los distintos colectivos de consumidores se han realizado las siguientes hipótesis:

a) Se considera el mismo coste de la energía para todos los consumidores, independientemente del perfil de consumo. En particular, se ha considerado un precio de 20,00 €/MWh.
b) Se aplican los mismos peajes medios de entrada a todos los consumidores, independientemente del perfil de consumo.
c) No se incluye el margen de comercialización.

En el Cuadro 113 se muestra el resultado de facturar las variables de previsión del ejercicio 2021-2022 para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de la Circular 6/2020 y a los peajes de la Resolución de precios 2020-2021. Se observa que, con las hipótesis anteriores, la factura total (esto es, peajes de acceso y energía) de los consumidores de menor tamaño y los de mayor tamaño (ciclos combinados y grandes industrias que operan en el sector químico, papel y construcción, entre otros) se reducen entre el 1,2% y el 13,5%, mientras que la de los consumidores de tamaño intermedio (que representan el 0,3% de los suministros y el 8,5% del consumo total) aumentan entre el 2,6% y el 5,0%. Cabe señalar que los peajes de salida para este colectivo aumentan entre el 6,1% y el 12,1%.

No obstante, teniendo en cuenta la evolución de la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución durante el periodo regulatorio, se indica que para el ejercicio tarifario de octubre de 2025 a septiembre de 2026 los peajes de los consumidores de tamaño intermedio se reducirían entre el 2,1% y el 3,5% (véase Cuadro 114).

Cuadro 113. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.519.889	57,5%	10.756.527	3,2%	68.544	4,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.328	36,3%	20.796.748	6,2%	149.653	10,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	400.270	5,1%	7.518.750	2,2%	54.157	3,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.861	0,7%	7.707.396	2,3%	45.017	3,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.345	0,3%	13.658.407	4,1%	79.311	5,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.234	0,0%	5.932.026	1,8%	31.924	2,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	987	0,0%	8.844.976	2,6%	50.164	3,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	664	0,0%	18.543.126	5,5%	89.569	6,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	0,0%	25.867.870	7,7%	104.945	7,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	0,0%	47.742.826	14,2%	164.502	11,4%
RL.11	C > 500.000.000	98	0,0%	168.655.454	50,2%	599.640	41,7%
Total		**7.860.129**	**100,0%**	**336.024.106**	**100,0%**	**1.437.426**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	41,604	43,181	20,000	63,181
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	30,661	32,238	20,000	52,238
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	24,889	26,466	20,000	46,466
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	19,822	21,399	20,000	41,399
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	14,142	15,720	20,000	35,720
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	9,633	11,211	20,000	31,211
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	5,620	7,198	20,000	27,198
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	3,787	5,365	20,000	25,365
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,838	4,416	20,000	24,416
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	2,231	3,808	20,000	23,808
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,781	3,359	20,000	23,359
Total		**0,83**	**0,264**	**0,486**	**6,77**	**8,35**	**20,00**	**28,35**

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,744	0,253	0,664	32,990	34,652	20,000	54,652
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,744	0,253	0,664	24,895	26,557	20,000	46,557
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,744	0,253	0,664	21,857	23,519	20,000	43,519
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,744	0,253	0,664	16,649	18,311	20,000	38,311
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,744	0,253	0,664	15,853	17,515	20,000	37,515
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,744	0,253	0,664	10,217	11,879	20,000	31,879
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,744	0,253	0,664	6,242	7,903	20,000	27,903
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,744	0,253	0,664	3,393	5,055	20,000	25,055
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,744	0,253	0,664	1,808	3,470	20,000	23,470
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,470	3,132	20,000	23,132
RL.11	C > 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,215	2,876	20,000	22,876
Total		**0,74**	**0,25**	**0,67**	**5,60**	**7,27**	**20,00**	**27,27**

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-20,7%	-19,8%	0,0%	-13,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-18,8%	-17,6%	0,0%	-10,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-12,2%	-11,1%	0,0%	-6,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-16,0%	-14,4%	0,0%	-7,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	12,1%	11,4%	0,0%	5,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	6,1%	6,0%	0,0%	2,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	11,1%	9,8%	0,0%	2,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-10,4%	-5,8%	0,0%	-1,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-36,3%	-21,4%	0,0%	-3,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-34,1%	-17,8%	0,0%	-2,8%
RL.11	C > 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-31,8%	-14,4%	0,0%	-2,1%
Total		**-10,1%**	**-4,1%**	**37,1%**	**-17,3%**	**-13,0%**	**0,0%**	**-3,8%**

Fuente: CNMC

Cuadro 114. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Octubre 2025-septiembre 2026. Sin periodo transitorio.

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.519.889	57,5%	10.756.527	3,2%	68.544	4,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.328	36,3%	20.796.748	6,2%	149.653	10,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	400.270	5,1%	7.518.750	2,2%	54.157	3,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.861	0,7%	7.707.396	2,3%	45.017	3,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.345	0,3%	13.658.407	4,1%	79.311	5,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.234	0,0%	5.932.026	1,8%	31.924	2,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	987	0,0%	8.844.976	2,6%	50.164	3,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	664	0,0%	18.543.126	5,5%	89.569	6,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	0,0%	25.867.870	7,7%	104.945	7,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	0,0%	47.742.826	14,2%	164.502	11,4%
RL.11	C > 500.000.000	98	0,0%	168.655.454	50,2%	599.640	41,7%
Total		**7.860.129**	**100,0%**	**336.024.106**	**100,0%**	**1.437.426**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	41,604	43,181	20,000	63,181
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	30,661	32,238	20,000	52,238
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	24,889	26,466	20,000	46,466
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	19,822	21,399	20,000	41,399
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	14,142	15,720	20,000	35,720
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	9,633	11,211	20,000	31,211
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	5,620	7,198	20,000	27,198
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	3,787	5,365	20,000	25,365
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,838	4,416	20,000	24,416
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	2,231	3,808	20,000	23,808
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,781	3,359	20,000	23,359
Total		**0,83**	**0,264**	**0,486**	**6,77**	**8,35**	**20,00**	**28,35**

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,744	0,253	0,664	26,200	27,861	20,000	47,861
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,744	0,253	0,664	20,460	22,121	20,000	42,121
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,744	0,253	0,664	18,221	19,882	20,000	39,882
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,744	0,253	0,664	14,001	15,663	20,000	35,663
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,744	0,253	0,664	13,310	14,971	20,000	34,971
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,744	0,253	0,664	8,464	10,126	20,000	30,126
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,744	0,253	0,664	4,887	6,549	20,000	26,549
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,744	0,253	0,664	2,612	4,274	20,000	24,274
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,744	0,253	0,664	1,369	3,031	20,000	23,031
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,132	2,794	20,000	22,794
RL.11	C > 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,073	2,735	20,000	22,735
Total		**0,744**	**0,253**	**0,664**	**4,602**	**6,26**	**20,000**	**26,26**

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-37,0%	-35,5%	0,0%	-24,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-33,3%	-31,4%	0,0%	-19,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-26,8%	-24,9%	0,0%	-14,2%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-29,4%	-26,8%	0,0%	-13,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-5,9%	-4,8%	0,0%	-2,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-12,1%	-9,7%	0,0%	-3,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-13,0%	-9,0%	0,0%	-2,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-31,0%	-20,3%	0,0%	-4,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-51,7%	-31,4%	0,0%	-5,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-49,2%	-26,6%	0,0%	-4,3%
RL.11	C > 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-39,7%	-18,6%	0,0%	-2,7%
Total		**-10,1%**	**-4,1%**	**36,7%**	**-32,0%**	**-25,0%**	**0,0%**	**-7,4%**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 115, Cuadro 116, Cuadro 117 y Cuadro 118 se muestra el resultado de facturar al escenario previsto para 2021-2022 a los peajes de la propuesta de resolución y a los peajes vigentes, para los niveles de presión de mayor de 60 bar, entre 16 bar y 60 bar, entre 4 bar y 16 bar y menor o igual a 4 bar, respectivamente.

Se observa que, con las hipótesis anteriores y con carácter general, los peajes que resultan de la metodología son inferiores a los peajes vigentes, con la excepción de los clientes de tamaño intermedio (entre RL.5 y RL.6).

En particular, la facturación de los consumidores conectados en la red de 60 bar se reduce, en términos medios, el 1,8% (la facturación regulada el 12,7%), registrándose incrementos en puntos de suministro con reducida utilización de la capacidad contratada (18 suministros cuyo consumo es irrelevante respecto del consumo previsto para este nivel de presión). Se indica que estos suministros corresponden a estaciones de compresión y centros de transporte de gas natural.

Asimismo, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar, se reduce en términos medios un 2,7%, si bien la de los de mayor tamaño (peajes RL.9, RL.10 y RL.11) se reduce entre el 2,8% y el 3,6% (que representan el 39% de los suministros y el 97% del volumen registrado en este nivel de presión), mientras que los consumidores de menor tamaño (RL.5, RL.6 y RL.7) vería aumentada su facturación entre el 5,1% y el 23,4% (que representan el 42,9% de los suministros y el 1,0% del volumen de este nivel de presión).

De igual forma, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar registran reducciones respecto de la que resulta de aplicar los peajes vigentes, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes RL.5, RL.6 y RL.7 que registran incrementos de la factura comprendidos entre el 7,6% y el 31,1%.

Por último, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar resultante de aplicar los peajes de la Circular se reduce, en términos medios, un 8,0%, con reducciones en todos los grupos tarifarios con la excepción de los acogidos a los peajes RL.5 (que representan el 0,3% de los suministros y el 19,0% del volumen registrado en este nivel de presión) cuya facturación se incrementaría el 4,0%.

Cuadro 115. Facturación de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	2	1,7%	3	0,0%	2	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2	1,6%	25	0,0%	0	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4	3,3%	170	0,0%	1	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	10	8,1%	856	0,0%	4	0,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1	0,8%	1.300	0,0%	29	0,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1	0,8%	3.282	0,0%	12	0,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	2	1,5%	16.542	0,0%	93	0,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	5,5%	202.222	0,1%	927	0,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	9	7,3%	826.678	0,6%	3.669	0,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	17	13,7%	5.404.507	3,8%	18.819	3,7%
RL.11	C > 500.000.000	68	55,8%	134.113.259	95,4%	485.660	95,4%
Total		**123**	**100,0%**	**140.568.842**	**100,0%**	**509.216**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	212,93	214,506	20,030	234,536
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	2,62	4,200	20,030	24,230
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	3,14	4,720	20,030	24,749
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	9,04	10,621	20,030	30,650
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	21,76	23,339	20,030	43,369
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	7,05	8,633	20,030	28,662
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	2,58	4,157	20,030	24,186
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	2,56	4,141	20,030	24,171
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,55	4,128	20,030	24,158
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,81	3,383	20,030	23,413
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,75	3,332	20,030	23,362
Total		**0,83**	**0,264**	**0,486**	**1,76**	**3,34**	**20,03**	**23,37**

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,744	0,253	0,664	50,210	51,871	20,030	71,901
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,744	0,253	0,664	19,888	21,550	20,030	41,579
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,744	0,253	0,664	15,640	17,302	20,030	37,331
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,744	0,253	0,664	18,994	20,656	20,030	40,685
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,744	0,253	0,664	13,463	15,125	20,030	35,155
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,744	0,253	0,664	9,250	10,911	20,030	30,941
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,744	0,253	0,664	6,222	7,884	20,030	27,913
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,744	0,253	0,664	3,255	4,916	20,030	24,946
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,744	0,253	0,664	1,933	3,595	20,030	23,625
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,482	3,144	20,030	23,173
RL.11	C > 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,236	2,897	20,030	22,927
Total		**0,744**	**0,253**	**0,664**	**1,25**	**2,91**	**20,03**	**22,94**

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-76,4%	-75,8%	0,0%	-69,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	658,4%	413,1%	0,0%	71,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	397,8%	266,6%	0,0%	50,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	110,0%	94,5%	0,0%	32,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-38,1%	-35,2%	0,0%	-18,9%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	31,1%	26,4%	0,0%	8,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	141,3%	89,7%	0,0%	15,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	27,0%	18,7%	0,0%	3,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-24,2%	-12,9%	0,0%	-2,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-17,9%	-7,1%	0,0%	-1,0%
RL.11	C > 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-29,6%	-13,1%	0,0%	-1,9%
Total		**-10,1%**	**-4,1%**	**36,7%**	**-28,9%**	**-12,7%**	**0,0%**	**-1,8%**

Fuente: CNMC

Cuadro 116. Facturación de los consumidores conectados a presión comprendidas entre 16 y 60 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio.

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	3	2,0%	406	0,0%	3	0,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11	7,2%	11.936	0,0%	48	0,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	27	17,4%	81.077	0,2%	474	0,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	28	18,3%	271.732	0,8%	1.728	1,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	25	16,1%	757.723	2,1%	3.726	3,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	14	9,1%	1.495.250	4,2%	6.430	5,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	28	18,3%	9.450.965	26,4%	32.403	26,1%
RL.11	C > 500.000.000	18	11,7%	23.744.015	66,3%	79.345	63,9%
Total		**155**	**100,0%**	**35.813.104**	**100,0%**	**124.156**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000							
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000							
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000							
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	44,281	45,859	20,030	65,889
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	7,276	8,854	20,030	28,883
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	4,748	6,325	20,030	26,355
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	5,579	7,156	20,030	27,186
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	3,616	5,193	20,030	25,223
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,859	4,437	20,030	24,467
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	2,281	3,858	20,030	23,888
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,890	3,468	20,030	23,497
Total		**0,83**	**0,264**	**0,486**	**2,11**	**3,68**	**20,030**	**23,71**

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000							
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000							
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000							
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,744	0,253	0,664	16,619	18,280	20,030	38,310
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,744	0,253	0,664	13,950	15,611	20,030	35,641
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,744	0,253	0,664	9,634	11,296	20,030	31,325
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,744	0,253	0,664	6,887	8,548	20,030	28,578
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,744	0,253	0,664	3,442	5,104	20,030	25,134
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,744	0,253	0,664	1,888	3,550	20,030	23,579
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,465	3,127	20,030	23,156
RL.11	C > 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,147	2,808	20,030	22,838
Total		**0,744**	**0,253**	**0,664**	**1,38**	**3,04**	**20,030**	**23,07**

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000							
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000							
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000							
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-62,5%	-60,1%	0,0%	-41,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	91,7%	76,3%	0,0%	23,4%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	102,9%	78,6%	0,0%	18,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	23,4%	19,5%	0,0%	5,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-4,8%	-1,7%	0,0%	-0,4%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-34,0%	-20,0%	0,0%	-3,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-35,8%	-19,0%	0,0%	-3,1%
RL.11	C > 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-39,3%	-19,0%	0,0%	-2,8%
Total		**-10,1%**	**-4,1%**	**36,7%**	**-34,6%**	**-17,5%**	**0,0%**	**-2,7%**

Fuente: CNMC

Cuadro 117. Facturación de los consumidores conectados a presión comprendidas entre 4 y 16 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio.

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	55	1,5%	33	0,0%	96	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21	0,6%	254	0,0%	18	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	72	2,0%	2.584	0,0%	77	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	359	9,9%	66.743	0,1%	644	0,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	761	20,9%	651.164	0,7%	3.809	1,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	798	21,9%	2.527.122	2,8%	12.101	3,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	648	17,8%	5.950.447	6,5%	34.033	9,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	535	14,7%	15.311.065	16,8%	74.456	20,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	258	7,1%	23.170.411	25,4%	93.624	25,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	120	3,3%	32.887.354	36,0%	113.280	30,9%
RL.11	C > 500.000.000	11	0,3%	10.798.181	11,8%	34.635	9,4%
Total		**3.639**	**100,0%**	**91.365.359**	**100,0%**	**366.775**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	3.389,266	3.390,843	20,030	3.410,873
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	110,707	112,284	20,030	132,314
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	84,109	85,687	20,030	105,717
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	19,085	20,663	20,030	40,692
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	6,126	7,704	20,030	27,734
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	4,840	6,417	20,030	26,447
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	4,378	5,955	20,030	25,985
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	3,672	5,249	20,030	25,279
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	2,829	4,407	20,030	24,437
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,828	0,264	0,486	2,286	3,864	20,030	23,893
RL.11	C > 500.000.000	0,828	0,264	0,486	1,865	3,443	20,030	23,472
Total		**0,83**	**0,264**	**0,486**	**2,86**	**4,43**	**20,030**	**24,46**

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,744	0,253	0,664	84,664	86,326	20,030	106,356
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,744	0,253	0,664	20,003	21,665	20,030	41,695
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,744	0,253	0,664	16,539	18,201	20,030	38,230
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,744	0,253	0,664	15,427	17,089	20,030	37,119
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,744	0,253	0,664	14,664	16,326	20,030	36,356
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,744	0,253	0,664	9,399	11,061	20,030	31,091
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,744	0,253	0,664	6,287	7,948	20,030	27,978
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,744	0,253	0,664	3,412	5,073	20,030	25,103
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,744	0,253	0,664	1,803	3,464	20,030	23,494
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,470	3,132	20,030	23,161
RL.11	C > 500.000.000	0,744	0,253	0,664	1,104	2,766	20,030	22,795
Total		**0,744**	**0,253**	**0,664**	**2,47**	**4,14**	**20,030**	**24,17**

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-97,5%	-97,5%	0,0%	-96,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-81,9%	-80,7%	0,0%	-68,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-80,3%	-78,8%	0,0%	-63,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-19,2%	-17,3%	0,0%	-8,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	139,4%	111,9%	0,0%	31,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	94,2%	72,4%	0,0%	17,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	43,6%	33,5%	0,0%	7,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-7,1%	-3,4%	0,0%	-0,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-36,3%	-21,4%	0,0%	-3,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-35,7%	-18,9%	0,0%	-3,1%
RL.11	C > 500.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-40,8%	-19,7%	0,0%	-2,9%
Total		**-10,1%**	**-4,1%**	**36,7%**	**-13,4%**	**-6,7%**	**0,0%**	**-1,2%**

Fuente: CNMC

Cuadro 118. Facturación de los consumidores conectados a presión iguales o inferiores a 4 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio.

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.519.831	57,5%	10.756.491	15,8%	68.446	15,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.305	36,4%	20.796.469	30,5%	149.634	34,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	400.194	5,1%	7.515.997	11,0%	54.079	12,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.489	0,7%	7.639.390	11,2%	44.366	10,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.572	0,3%	12.994.006	19,0%	75.424	17,2%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1.408	0,0%	3.320.544	4,9%	19.337	4,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	309	0,0%	2.606.256	3,8%	14.309	3,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	97	0,0%	2.272.115	3,3%	10.460	2,4%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	6	0,0%	375.531	0,6%	1.223	0,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.11	C > 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Total		**7.856.211**	**100,0%**	**68.276.801**	**100,0%**	**437.279**	**100,0%**
		-		-			

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	0,486	41,593	43,171	20,030	63,200
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	0,486	30,660	32,237	20,030	52,267
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	0,486	24,869	26,447	20,030	46,476
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	0,486	19,828	21,406	20,030	41,435
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	0,486	14,550	16,127	20,030	36,157
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	0,486	13,403	14,981	20,030	35,011
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	0,486	8,481	10,058	20,030	30,088
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	0,486	4,734	6,311	20,030	26,341
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,828	0,264	0,486	3,924	5,501	20,030	25,531
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000							
RL.11	C > 500.000.000							
Total		**0,83**	**0,264**	**0,486**	**24,77**	**26,35**	**20,030**	**46,38**

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,744	0,253	0,664	32,990	34,652	20,030	54,682
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,744	0,253	0,664	24,895	26,557	20,030	46,587
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,744	0,253	0,664	21,859	23,521	20,030	43,550
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,744	0,253	0,664	16,659	18,321	20,030	38,351
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,744	0,253	0,664	15,915	17,576	20,030	37,606
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,744	0,253	0,664	10,855	12,517	20,030	32,547
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,744	0,253	0,664	6,072	7,734	20,030	27,763
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,744	0,253	0,664	3,265	4,927	20,030	24,956
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,744	0,253	0,664	1,545	3,207	20,030	23,237
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000							
RL.11	C > 500.000.000							
Total		**0,744**	**0,253**	**0,664**	**20,96**	**22,62**	**20,030**	**42,65**

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-20,7%	-19,7%	0,0%	-13,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-18,8%	-17,6%	0,0%	-10,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-12,1%	-11,1%	0,0%	-6,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-16,0%	-14,4%	0,0%	-7,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	9,4%	9,0%	0,0%	4,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-19,0%	-16,4%	0,0%	-7,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-28,4%	-23,1%	0,0%	-7,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-31,0%	-21,9%	0,0%	-5,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-10,1%	-4,1%	36,7%	-60,6%	-41,7%	0,0%	-9,0%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000							
RL.11	C > 500.000.000							
Total		**-10,1%**	**-4,1%**	**36,7%**	**-15,4%**	**-14,2%**	**0,0%**	**-8,0%**

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 119 se muestra el resultado de facturar a los consumidores conectados a redes suministradas desde plantas satélite a las variables previstas para el ejercicio 2021-2022 a los peajes vigentes y a los peajes que resultan para el ejercicio.

Cabe señalar que, en el análisis no se ha tenido en cuenta el servicio de transporte desde la planta de regasificación hasta la planta satélite, descarga en la planta satélite y operación de la planta satélite, de acuerdo con las condiciones económicas libremente establecidas por cada empresa distribuidora. Se indica que las empresas distribuidoras proporcionan los servicios de transporte desde la planta de regasificación hasta la planta satélite descarga en la planta satélite y operación de la planta satélite, de acuerdo con las condiciones económicas libremente establecidas por cada empresa distribuidora. Los precios cobrados por estos servicios suelen constar de un término en función de la distancia entre la planta satélite y la planta de regasificación, aunque también suelen incorporar términos fijos[16]. Esta Comisión no dispone de la información necesaria para estimar el coste medio de transporte por carretera por grupo tarifario, por lo que se excluye del análisis.

Se observa que la facturación que resulta de aplicar los peajes del ejercicio 2021-2022 supera entre el 4,2% y el 18,8% a la que resulta de aplicar los peajes vigentes, registrándose el mayor impacto en los consumidores de tamaño intermedio.

Cabe señalar que la facturación media de acceso de los consumidores conectados a redes locales alimentadas desde plantas satélite a los peajes de acceso vigentes resulta entre el 26,4% y el 58,6% inferior a la de los consumidores suministrados conectados a redes locales alimentadas desde la red de transporte. En el caso de los peajes de la Circular, la facturación media de acceso de los consumidores suministrados desde plantas satélites resulta 1,7% inferior a la de los consumidores suministrados desde la red de transporte.

[16] A modo de ejemplo las condiciones aplicables por algunas de las empresas distribuidoras son las siguientes: Nedgia (https://www.nedgia.es/comercializadores/servicio-de-descarga-en-plantas-gnl/), Nortegas (https://www.nortegas.es/informacion-util/), Redexis (https://www.redexisgas.es/colaboradores/servicios/servicio-de-descarga-en-plantas-de-gnl/).

Cuadro 119. Facturación de los consumidores conectados a redes locales alimentadas desde plantas satélite a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan para 2021-2022. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	109.553	66,1%	260.720	20,5%	1.685	20,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	45.259	27,3%	314.853	24,8%	2.329	28,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.448	5,7%	160.779	12,6%	1.189	14,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.016	0,6%	113.097	8,9%	701	8,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	305	0,2%	158.215	12,4%	983	11,9%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	55	0,0%	109.446	8,6%	680	8,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	0,0%	59.972	4,7%	296	3,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5	0,0%	94.251	7,4%	382	4,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
Total		**165.653**	**100,0%**	**1.271.334**	**100,0%**	**8.247**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,828	0,264	25,7309	26,822	20,030	46,852
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,828	0,264	19,7464	20,838	20,030	40,868
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,828	0,264	16,2950	17,387	20,030	37,416
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,828	0,264	14,4554	15,547	20,030	35,577
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,828	0,264	10,7463	11,838	20,030	31,868
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,828	0,264	9,3356	10,427	20,030	30,457
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,828	0,264	3,9487	5,040	20,030	25,070
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,828	0,264	1,5234	2,615	20,030	22,645
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
Total		**0,766**	**0,264**	**15,954**	**16,984**	**20,030**	**37,01**

3. Facturación a peajes resultantes de la Circular (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Peajes de salida	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,744	0,253	33,2954	34,293	20,030	54,322
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,744	0,253	25,0515	26,049	20,030	46,078
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,744	0,253	23,0853	24,083	20,030	44,112
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,744	0,253	17,8031	18,800	20,030	38,830
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,744	0,253	16,8416	17,839	20,030	37,868
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,744	0,253	13,3916	14,389	20,030	34,419
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,744	0,253	5,5186	6,516	20,030	26,545
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,744	0,253	2,5651	3,562	20,030	23,592
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
Total		**0,749**	**0,253**	**21,235**	**22,24**	**20,030**	**42,27**

4. % variación facturación a peajes resultantes de la Circular respecto de peajes vigentes

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Salida Redes locales	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-10,1%	-4,1%	29,4%	27,9%	0,0%	15,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-10,1%	-4,1%	26,9%	25,0%	0,0%	12,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-10,1%	-4,1%	41,7%	38,5%	0,0%	17,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-10,1%	-4,1%	23,2%	20,9%	0,0%	9,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-10,1%	-4,1%	56,7%	50,7%	0,0%	18,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-10,1%	-4,1%	43,4%	38,0%	0,0%	13,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-10,1%	-4,1%	39,8%	29,3%	0,0%	5,9%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-10,1%	-4,1%	68,4%	36,2%	0,0%	4,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
Total		**-2,2%**	**-4,1%**	**33,1%**	**30,9%**	**0,0%**	**14,2%**

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta los análisis anteriores y conforme a la disposición final tercera del Real Decreto Ley 1/2919, se implementa un periodo transitorio en los peajes de transporte y en el peaje de los consumidores conectados a la red de presión de diseño superior a 4 bar con consumo anual comprendido entre 300.000 kWh y 50.000.000 kWh (a los que serían de aplicación los peajes RL.5, RL.6 y RL.7), los consumidores conectados a red de presión igual o inferior de 4 bar con un consumo comprendido entre 300.000 kWh y 1.500.000 kWh (RL.5) y los consumidores conectados a una red alimentada desde plantas satélite. No se contempla la implementación de un periodo transitorio de los peajes de regasificación, teniendo en cuenta las variaciones que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 y el importe de las primas registradas.

2.2 Peajes de transporte durante el periodo transitorio

Respecto de la implementación de un periodo transitorio en los peajes de transporte, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas en artículo 6.4[17] del Reglamento (UE) 2017/460, se tiene en cuenta el reparto del coste entre las entradas y las salidas, manteniendo las diferencias de precios resultantes de la metodología aplicada.

En consecuencia, se propone incrementar progresivamente el reparto del coeficiente entrada salida del 30-70 implícito en los peajes vigentes hasta converger al 50-50 previsto en la Circular 6/2020 el último año del periodo regulatorio y tal y como se establece en la disposición final tercera del Real Decreto Ley 1/2919. En el primer año únicamente se implementa el impacto de pasar de un peaje postal al peaje que resulta de aplicar la Circular 6/2020, manteniendo el reparto entrada-salida implícito en los peajes vigentes. A partir del ejercicio 2022-2023, se modifica el coeficiente de reparto entrada-salida hasta converger al 50-50 establecido en la Circular, manteniéndose de esta manera la relación de precios entre las entradas que resulta de la metodología.

[17] El Reglamento (UE) 2017/460 limita en su artículo 6.4 las modificaciones que pueden establecerse sobre los peajes que resultan de la metodología aprobada:

a) que la autoridad reguladora nacional realice una comparación de mercado por la que se ajusten los precios de referencia en un determinado punto de entrada o salida, de forma que los valores resultantes sean competitivos con el resto de precios de referencia;
b) que el gestor o gestores de redes de transporte o la autoridad reguladora nacional realicen una nivelación, con arreglo a lo que determine esta última, para aplicar el mismo precio de referencia a algunos o a todos los puntos dentro de un grupo homogéneo de puntos;
c) que el gestor o gestores de redes de transporte o la autoridad reguladora nacional realicen un reajuste, con arreglo a lo que determine esta última, para ajustar los precios de referencia en todos los puntos de entrada o todos los de salida o en ambos, ya sea multiplicando sus valores por una constante o sumando o restando a su valor una constante.

Cuadro 120. Reparto entrada-salida hasta el final del periodo regulatorio

Reparto entrada-salida	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Entrada	30%	35%	40%	45%	50%
Salida	70%	65%	60%	40%	50%

Fuente: CNMC

En los cuadros siguientes se detalla el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2021-2022 que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para los puntos de entrada y de salida, dada una asignación de la retribución fija de transporte del 30% a las entradas y el 70% a las salidas.

Cuadro 121. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio 2021-2022 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión 2021-2022		% sobre el total
Retribución a la inversión (1)	372.271.928	(A)	77,0%
Retribución O&M	99.038.291	(B)	20,5%
Gas de operación	12.038.359	(C)	2,5%
Total	**483.348.577**		**100,0%**

Término de capacidad		Término variable
Entrada [(A) + (B)] * 30%	Salida [(A) + (B)] * 70%	
111.681.578	260.590.349	
29.711.487	69.326.804	
		12.038.359
141.393.066	**329.917.153**	**12.038.359**

Volumen circulado por la red de transporte (MWh)	Previsión 2021-2022	% sobre el total	
Volumen inyectado en la red troncal	362.540.715	49,9%	(D)
Volumen extraido de la red troncal	363.692.100	50,1%	(E)
Total	**726.232.815**	**100,0%**	

Fuente: CNMC

Cuadro 122. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente (CAP_{En})	Distancia ponderada (AD_{En})	Ponderación del coste ($W_{C,En}$)	Retribución a recuperar (R_{En})	Término de capacidad de entrada (TEn)
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/(MWh/día) y año
CI Tarifa	186.168	902	0,17145	24.241.338	130,2
CI Almería	224.308	819	0,18761	26.527.028	118,3
CI Irún	49.610	635	0,03218	4.549.518	91,7
CI Larrau	136.426	587	0,08180	11.565.345	84,8
CI Badajoz	8.477	1.002	0,00867	1.225.782	144,6
CI Tuy	3.853	1.123	0,00442	624.265	162,0
PR Barcelona	118.027	616	0,07422	10.494.801	88,9
PR Cartagena	118.388	711	0,08597	12.154.985	102,7
PR Huelva	145.480	875	0,13001	18.382.962	126,4
PR Bilbao	146.919	568	0,08523	12.050.938	82,0
PR Sagunto	57.209	550	0,03209	4.537.463	79,3
PR Mugardos	69.494	976	0,06925	9.790.843	140,9
YAC/AS Marismas	1.898	838	0,00162	229.460	120,9
YAC Poseidon	569	862	0,00050	70.749	124,4
YAC Viura	1.508	449	0,00069	97.793	64,9
BIO Madrid	336	493	0,00017	23.860	71,1
BIO Jana (15.04)	-	525	-	-	75,7
BIO Medina Sidonia (K07)	-	863	-	-	124,5
BIO Tudela (28A)	-	454	-	-	65,5
BIO Mascaraque (F25)	-	546	-	-	78,8
BIO Sagunto (15.11)	-	543	-	-	78,3
BIO Sevilla (F07)	-	797	-	-	115,0
AASS Serrablo	17.592	595	0,01068	1.510.419	85,9
AASS Gaviota	26.926	560	0,01540	2.176.916	80,8
AASS Yela	15.791	500	0,00805	1.138.600	72,1
TOTAL	**1.328.979**	**737**	**1,00000**	**141.393.066**	**106,39**

Fuente: CNMC
Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AS: Almacenamiento subterráneo

Cuadro 123. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de entrada		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
VIP_FR	186.036	86,62	-18,6%	16.114.863
VIP_PT	12.330	150,05	41,0%	1.850.048
Plantas GNL	655.517	102,84	-3,3%	67.411.992
AA.SS	62.180	81,25	-23,6%	5.052.094
CI Tarifa	186.168	130,21	22,4%	24.241.338
CI Almería	224.308	118,26	11,2%	26.527.028
YAC Poseidón	569	124,45	17,0%	70.749
YAC Marismas	27	120,91	13,6%	3.301
YAC Viura	1.508	64,85	-39,0%	97.793
BIO Madrid	336	71,10	-33,2%	23.860
BIO Jana (15.04)	-	75,70		-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	124,51		-
BIO Tudela (28A)	-	65,47		-
BIO Mascaraque (F25)	-	78,79		-
BIO Sagunto (15.11)	-	78,35		-
BIO Sevilla (F07)	-	115,02		-
TOTAL	**1.328.979**	**106,39**	**0,0%**	**141.393.066**

Fuente: CNMC

Cuadro 124. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

		Términos tras ajustes sin reeescalar		Términos reescalados	
Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	miles de €	€/(MWh/día) y año	miles de €
VIP_FR	186.036	86,62	16.114.863	96,46	17.945.319
VIP_PT	12.330	150,05	1.850.048	167,09	2.060.191
Plantas GNL	655.517	88,54	58.041.725	98,60	64.634.574
CI Tarifa	186.168	130,21	24.241.338	145,00	26.994.865
CI Almería	224.308	118,26	26.527.028	131,69	29.540.183
YAC Poseidón	569	124,45	70.749	138,58	78.785
YAC Marismas	27	120,91	3.301	134,65	3.676
YAC Viura	1.508	64,85	97.793	72,22	108.901
BIO Madrid	336	71,10	23.860	79,18	26.571
BIO Jana (15.04)	-	75,70		84,30	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	124,51		138,65	-
BIO Tudela (28A)	-	65,47		72,91	-
BIO Mascaraque (F25)	-	78,79		87,74	-
BIO Sagunto (15.11)	-	78,35		87,25	-
BIO Sevilla (F07)	-	115,02		128,08	-
TOTAL INGRESOS (A)	**1.266.799**	**100,23**	**126.970.705**	**111,61**	**141.393.066**
				-	
TOTAL RETRIBUCIÓN (B)			**141.393.066**		
Factor de ajuste (B)/(A)			**1,1136**		

Fuente: CNMC

Cuadro 125. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente en cada punto de salida (CAP_{Ex})	Distancia ponderada (AD_{Ex})	Ponderación del coste ($W_{C,Ex}$)	Retribución a recuperar (R_{Ex})	Término de capacidad de salida (TEx)
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/(MWh/día) y año
CI Tarifa		1.007	0,000		271,49
CI Biriatou	34.219	817	0,023	7.540.218	220,35
CI Larrau	94.102	808	0,062	20.495.699	217,80
CI Badajoz	24.485	846	0,017	5.584.431	228,07
CI Tuy	1.827	1.282	0,002	631.668	345,69
PR Barcelona	978	865	0,001	228.030	233,19
PR Cartagena	981	780	0,001	206.279	210,30
PR Huelva	1.205	956	0,001	310.676	257,76
PR Bilbao	1.217	815	0,001	267.571	219,82
PR Sagunto	474	674	0,000	86.156	181,77
PR Mugardos	576	1.193	0,001	185.099	321,48
AS Serrablo	18.675	793	0,012	3.992.715	213,80
AS Gaviota	19.541	734	0,012	3.863.728	197,72
AS Marismas	17.049	611	0,009	2.806.075	164,59
AS Yela	4.169	820	0,003	922.015	221,16
Salida nacional (1)	1.437.426	730	0,857	282.796.795	196,74
TOTAL	**1.656.925**	**739**	**1,000**	**329.917.153**	**199,11**

Fuente: CNMC

Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento y AS: Almacenamiento subterráneo

(1) A efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de salida nacionales agrupados. En el libro Excel que acompaña a la Memoria de la propuesta de Circular se dispone del resultado por punto de salida físico.

Cuadro 126. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Punto de salida	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de salida		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
Nacional	1.437.426	196,74	-1,19%	282.796.795
CI Tarifa	-	271,49	36,35%	-
VIP Pirineos	128.320	218,48	9,73%	28.035.917
VIP Ibérico	26.312	236,24	18,65%	6.216.099
AA.SS	59.435	194,91	-2,11%	11.584.533
Plantas GNL	5.431	236,38	18,72%	1.283.810
TOTAL	**1.656.925**	**199,11**		**329.917.153**

Fuente: CNMC

Cuadro 127. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte una vez aplicados los ajustes previsto en el artículo 12 de la Circular 6/2020, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

		Términos tras ajustes sin reeescalar		Términos reescalados	
Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	miles de €	€/(MWh/día) y año	miles de €
Nacional	1.437.426	196,74	282.796.795	203,90	293.088.133
CI Tarifa		271,49	-	281,37	
VIP Pirineos	128.320	218,48	28.035.917	226,43	29.056.180
VIP Ibérico	26.312	236,24	6.216.099	244,84	6.442.311
Plantas GNL	5.431	236,38	1.283.810	244,99	1.330.529
TOTAL INGRESOS	**1.597.490**	**199,27**	**318.332.620**	**206,52**	**329.917.153**
TOTAL RETRIBUCIÓN			**329.917.153**		
Factor de reescalado			**1,0364**		

Fuente: CNMC

Cuadro 128. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2021-2022, considerando un reparto entrada-salida del 30-70.

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día) (B)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/MWh/día/año) (C)	Retribución de la red de transporte a recuperar por el grupo tarifario (€) (D) = (B) * (C)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año) (D)/(A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.519.889	68.544	203,90	13.976.015	3,09
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.856.328	149.653	203,90	30.513.876	10,68
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	400.270	54.157	203,90	11.042.499	27,59
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.861	45.017	203,90	9.178.861	158,64
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.345	79.311	203,90	16.171.333	757,62
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.234	31.924	203,90	6.509.191	2.913,58
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	987	50.164	203,90	10.228.337	10.359,47

Fuente: CNMC

Adicionalmente, en los cuadros siguientes se muestran los resultados de los test de valoración de precios que, conforme al artículo 30 del Reglamento (UE) 2017/460, la Autoridad Reguladora debe publicar con los correspondientes precios.

Cuadro 129. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

	Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Capacidad	471.310.219	97,51%
Volumen	12.038.359	2,49%
Total	**483.348.577**	**100,00%**

Fuente: CNMC

Cuadro 130. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

		Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Entrada	Capacidad	141.393.066	30,50%
	Volumen	6.009.636	
Salida	Capacidad	329.917.153	69,50%
	Volumen	6.028.722	
Total		**483.348.577**	**100,00%**

Fuente: CNMC

Cuadro 131. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	857.263.021	124.941.335	0,146	
	Salida	1.101.098.842	295.665.137	0,269	
	Total	**1.958.361.863**	**420.606.472**	**0,215**	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	125.093.256	16.451.730	0,132	
	Salida	134.832.418	34.252.016	0,254	
	Total	**259.925.674**	**50.703.747**	**0,195**	(B)
Comp = 2* | (A) - (B) | / [(A) + (B)]				**9,62%**	

Fuente: CNMC

Cuadro 132. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	857.263.021	124.941.335	0,146	
	Salida	1.101.098.842	294.418.662	0,267	
	Total	**1.958.361.863**	**419.359.998**	**0,214**	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	125.093.256	16.451.730	0,132	
	Salida	134.832.418	35.498.491	0,263	
	Total	**259.925.674**	**51.950.221**	**0,200**	(B)
Comp = 2*|(A) - (B)| / [(A) + (B)]				**6,89%**	

Fuente: CNMC

Cuadro 133. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Sistema	Término por volumen	Volumen (MWh)	Ingresos por peajes de transporte (€/MWh/día)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	348.995.843	5.785.111	0,0166	
	Salida	350.147.228	5.804.196	0,0166	
	Total	**699.143.071**	**11.589.307**	**0,0166**	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	13.544.872	224.526	0,0166	
	Salida	13.544.872	224.526	0,0166	
	Total	**27.089.744**	**449.052**	**0,0166**	(B)
Comp = 2*|(A) - (B)| / [(A) + (B)]				**0,00%**	

Fuente: CNMC

Cuadro 134. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

Sistema		Ingresos por término de capacidad (€)	Ingresos por término de volumen (€)	Ingresos totales (€)	Porcentaje
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	124.941.335	5.785.111	130.726.446	27,0%
	Salida	294.418.662	5.804.196	300.222.859	62,1%
	Total	**419.359.998**	**11.589.307**	**430.949.304**	**89,2%**
No nacionales (Intersistema)	Entrada	16.451.730	224.526	16.676.256	3,5%
	Salida	35.498.491	224.526	35.723.017	7,4%
	Total	**51.950.221**	**449.052**	**52.399.273**	**10,8%**

Fuente: CNMC

Por último, en el la modificación del coeficiente de reparto entrada-salida.

Cuadro 135 y en el Cuadro 136 se comparan los peajes que resultan para el ejercicio 2021-2022 respecto de los implícitos en la resolución de precios y en el Cuadro 137 se muestra la evolución de los peajes de transporte durante el periodo transitorio, conforme al artículo 30.2.a) del Reglamento (UE) 2017/460. Se observa que, como resultado de mantener el coeficiente de reparto entre entradas y salidas implícito en la Resolución de precios del ejercicio 2020-2021, el peaje medio de entrada a la red de transporte se reduciría un 13,5%, motivado, fundamentalmente, por la reducción de la retribución prevista para el ejercicio 2021-2022 (-11,5%) respecto de la considerada en la determinación de los peajes del ejercicio 2020-2021 (véase apartado 7.4 del punto VII).

Respecto de la evolución de los peajes de entrada a lo largo del periodo regulatorio, se observa que el impacto más relevante se registra en el ejercicio 2021-2022 como consecuencia del paso de una metodología postal a una metodología entrada-salida. A partir del ejercicio 2021-2022, se registran aumentos en todos los puntos de entrada como consecuencia de la modificación del coeficiente de reparto entrada-salida.

Por el contrario, en los peajes de salida de la red de transporte se prevén reducciones para todo el periodo regulatorio resultado de la reducción de la retribución y la modificación del coeficiente de reparto entrada-salida.

Cuadro 135. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte implícito en los peajes vigentes y los resultantes para el año de gas 2021-2022, considerando un reparto entrada-salida del 30-70

	Término de capacidad del peaje de entrada entrada(€/MWh/día/año)		
Puntos de entrada	Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
VIP Pirineos	128,97	96,46	-25,2%
VIP Ibérico	128,97	167,09	29,6%
Plantas GNL	128,97	98,60	-23,5%
CI Tarifa	128,97	145,00	12,4%
CI Almería	128,97	131,69	2,1%
YAC Poseidón	128,97	138,58	7,5%
YAC Marismas	128,97	134,65	4,4%
YAC Viura	128,97	72,22	-44,0%
BIO Madrid	128,97	79,18	-38,6%
BIO Jana (15.04)	128,97	84,30	-34,6%
BIO Medina Sidonia (K07)	128,97	138,65	7,5%
BIO Tudela (28A)	128,97	72,91	-43,5%
BIO Mascaraque (F25)	128,97	87,74	-32,0%
BIO Sagunto (15.11)	128,97	87,25	-32,4%
BIO Sevilla (F07)	128,97	128,08	-0,7%
TOTAL	**128,97**	**111,61**	**-13,5%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Cuadro 136. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2021-2022

	Término de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (€/MWh/día/año)		
Punto de Salida	Resolución 2020-2021 (A)	Propuesta de Resolución 2021-2022 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	214,28	203,90	-4,8%
VIP_FR	238,49	226,43	-5,1%
VIP_PT	238,49	244,84	2,7%
CI Tarifa		281,37	
GNL	259,14	244,99	-5,5%
TOTAL	**216,60**	**206,52**	**-4,7%**

Fuente: Resolución de peajes 2020-2021 y CNMC

Cuadro 137. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	471.310.219	440.350.301	409.444.881	374.120.300	340.996.817
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	**483.348.577**	**452.388.660**	**421.483.239**	**386.158.658**	**353.035.176**
% variación respecto del año anterior	-11,5%	-6,4%	-6,8%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de entrada a la red de transpor

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	186.168	205.204	205.204	205.204	205.204
CI Almería	224.308	229.672	229.672	229.672	229.672
VIP Pirineos	186.036	195.950	195.950	195.950	195.950
VIP Ibérico	12.330	14.082	14.082	14.082	14.082
Plantas GNL	655.517	648.965	629.684	617.218	594.570
YAC Marismas	27	30	30	30	30
YAC Poseidón	569	620	620	620	620
YAC Viura	1.508	1.497	1.497	1.497	1.497
BIO Madrid	336	344	344	344	344
BIO Jana (15.04)	-	118	118	118	118
BIO Medina Sidonia (K07)	-	310	310	310	310
BIO Tudela (28A)	-	419	419	419	419
BIO Mascaraque (F25)	-	-	236	236	236
BIO Sagunto (15.11)	-	192	192	192	192
BIO Sevilla (F07)	-	310	310	310	310
AASS	62.180	64.757	65.662	66.202	66.261
Total	**1.328.979**	**1.362.466**	**1.344.326**	**1.332.400**	**1.309.811**

3. Retribución (€) asignada a cada punto de entrada

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	26.994.865	31.771.381	34.524.320	35.906.297	36.936.982
CI Almería	29.540.183	32.222.236	34.818.056	36.227.845	37.304.068
VIP Pirineos	17.945.319	19.979.467	21.374.882	22.141.739	22.737.470
VIP Ibérico	2.060.191	2.498.468	2.695.270	2.795.161	2.870.453
Plantas GNL	64.634.574	67.263.744	69.924.751	70.826.051	70.179.913
YAC Marismas	3.676	4.269	4.631	4.808	4.940
YAC Poseidón	78.785	91.483	99.214	103.011	105.836
YAC Viura	108.901	114.086	121.705	125.905	129.196
BIO Madrid	26.571	28.886	31.089	32.250	33.136
BIO Jana (15.04)	-	10.527	11.274	11.719	12.069
BIO Medina Sidonia (K07)	-	45.833	49.808	51.796	53.278
BIO Tudela (28A)	-	32.222	34.311	35.501	36.444
BIO Mascaraque (F25)	-	-	23.725	24.615	25.288
BIO Sagunto (15.11)	-	17.744	19.061	19.823	20.415
BIO Sevilla (F07)	-	42.260	45.856	47.614	48.920
AASS	-	-	-	-	-
Total	**141.393.066**	**154.122.605**	**163.777.952**	**168.354.135**	**170.498.409**

4. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	145,00	154,83	168,24	174,98	180,00
CI Almería	131,69	140,30	151,60	157,74	162,42
VIP Pirineos	96,46	101,96	109,08	113,00	116,04
VIP Ibérico	167,09	177,42	191,40	198,49	203,84
Plantas GNL	98,60	103,65	111,05	114,75	118,03
YAC Marismas	134,65	143,47	155,63	161,59	166,01
YAC Poseidón	138,58	147,65	160,13	166,25	170,81
YAC Viura	72,22	76,21	81,30	84,10	86,30
BIO Madrid	79,18	84,08	90,49	93,87	96,45
BIO Jana (15.04)	84,30	89,36	95,70	99,48	102,44
BIO Medina Sidonia (K07)	138,65	148,04	160,88	167,31	172,09
BIO Tudela (28A)	72,91	76,87	81,85	84,69	86,94
BIO Mascaraque (F25)	87,74	93,29	100,69	104,47	107,33
BIO Sagunto (15.11)	87,25	92,65	99,53	103,51	106,60
BIO Sevilla (F07)	128,08	136,50	148,12	153,80	158,02
AASS	-	-	-	-	-
Peaje medio	**106,39**	**113,12**	**121,83**	**126,35**	**130,17**

5. Evolución del peaje de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
CI Tarifa	12,43%	6,78%	8,66%	4,00%	2,87%
CI Almería	2,11%	6,53%	8,06%	4,05%	2,97%
VIP Pirineos	-25,21%	5,70%	6,98%	3,59%	2,69%
VIP Ibérico	29,56%	6,18%	7,88%	3,71%	2,69%
Plantas GNL	-23,55%	5,12%	7,14%	3,33%	2,86%
YAC Marismas	4,40%	6,56%	8,47%	3,83%	2,74%
YAC Poseidón	7,45%	6,54%	8,45%	3,83%	2,74%
YAC Viura	-44,00%	5,52%	6,68%	3,45%	2,61%
BIO Madrid	-38,61%	6,18%	7,63%	3,73%	2,75%
BIO Jana (15.04)	-34,63%	5,99%	7,10%	3,95%	2,98%
BIO Medina Sidonia (K07)	7,51%	6,77%	8,67%	3,99%	2,86%
BIO Tudela (28A)	-43,47%	5,43%	6,48%	3,47%	2,66%
BIO Mascaraque (F25)	-31,97%	6,32%	7,94%	3,75%	2,73%
BIO Sagunto (15.11)	-32,35%	6,19%	7,42%	4,00%	2,99%
BIO Sevilla (F07)	-0,69%	6,57%	8,51%	3,84%	2,74%
AASS					
Peaje medio	**-13,46%**	**6,32%**	**7,70%**	**3,71%**	**3,02%**

Fuente: CNMC

Cuadro 138. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida de la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión y O&M	471.310.219	440.350.301	409.444.881	374.120.300	340.996.817
Gas de Operación	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359	12.038.359
Total	**483.348.577**	**452.388.660**	**421.483.239**	**386.158.658**	**353.035.176**
% variación respecto del año anterior	-11,5%	-6,4%	-6,8%	-8,4%	-8,6%

2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de salida d la red de transporte

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	1.437.426	1.437.931	1.421.282	1.409.398	1.405.670
Plantas GNL	5.431	5.207	5.345	5.415	5.429
CI Tarifa	-	-	-	-	-
VIP Francia	128.320	128.320	128.429	128.784	129.031
VIP Portugal	26.312	26.312	14.860	20.115	26.216
AA.SS	59.435	62.140	62.783	63.123	63.140
Total	**1.656.925**	**1.659.910**	**1.632.699**	**1.626.834**	**1.629.486**

3. Retribución (€) asignada a cada punto de salida

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	293.088.133	253.793.675	219.185.156	182.440.175	150.359.972
Plantas GNL	1.330.529	1.100.612	986.703	838.439	694.257
CI Tarifa	-	-	-	-	-
VIP Francia	29.056.180	25.687.267	22.682.738	19.263.189	15.974.535
VIP Portugal	6.442.311	5.646.142	2.812.332	3.224.361	3.469.645
AA.SS	-	-	-	-	-
Total	**329.917.153**	**286.227.696**	**245.666.929**	**205.766.165**	**170.498.409**

4. Término de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	203,90	176,50	154,22	129,45	106,97
Plantas GNL	244,99	211,39	184,59	154,84	127,89
CI Tarifa	281,37	244,41	214,42	180,65	149,36
VIP Francia	226,43	200,18	176,62	149,58	123,80
VIP Portugal	244,84	214,58	189,25	160,30	132,35
AA.SS	-	-	-	-	-
Peaje medio	**199,11**	**172,44**	**150,47**	**126,48**	**104,63**

5. Evolución del peaje de salida de la red de transporte

Punto de Salida	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	-4,85%	-13,44%	-12,62%	-16,06%	-17,37%
Plantas GNL	-5,46%	-13,71%	-12,68%	-16,12%	-17,41%
CI Tarifa		-13,14%	-12,27%	-15,75%	-17,32%
VIP Francia	-5,06%	-11,59%	-11,77%	-15,31%	-17,23%
VIP Portugal	2,66%	-12,36%	-11,80%	-15,30%	-17,44%
AA.SS					
Peaje medio	**-4,65%**	**-13,40%**	**-12,74%**	**-15,94%**	**-17,27%**

Fuente: CNMC

2.3 Peajes de redes locales durante el periodo transitorio

Respecto de los peajes de los consumidores conectados a la red de presión de diseño superior a 4 bar con consumo anual comprendido entre 300.000 kWh y 50.000.000 kWh (a los que serían de aplicación los peajes RL.5, RL.6 y RL.7), los consumidores conectados a red de presión igual o inferior de 4 bar con un consumo comprendido entre 300.000 kWh y 1.500.000 kWh (RL.5) y los consumidores conectados a una red alimentada desde plantas satélite, les será de aplicación un peaje transitorio que convergerá gradualmente al peaje general que les resulta de aplicación por su volumen de consumo, en el periodo de cuatro años conforme a la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019.

Los consumidores podrán solicitar la aplicación del peaje general que les corresponda por su volumen de consumo en cualquier momento del periodo transitorio. Una vez solicitada la aplicación del peaje general, los consumidores no podrán volver a solicitar la aplicación del peaje transitorio.

La gradualidad del impacto se implementará a través del peaje de acceso a las redes locales, esto es, a los consumidores acogidos a peajes transitorios les serán de aplicación los correspondientes peajes de transporte y otros costes de regasificación que les correspondan por el volumen de consumo anual.

Los peajes transitorios de acceso a las redes locales se determinarán conforme al siguiente procedimiento:

1º La diferencia de la facturación de los términos fijo y variable que anualmente resulten de la aplicación de los precios del ejercicio anterior al que se establecen los precios y los que resulten para el año de gas 2025-2026 se distribuirá linealmente entre el número de años que resta hasta la finalización del periodo transitorio.

2º El impacto sobre los ingresos del sistema de la aplicación del periodo transitorio de convergencia, se asignará a los peajes para los que de acuerdo con la metodología de la Circular 6/2020 resulten reducciones en la facturación de los peajes de acceso a las redes locales respecto del ejercicio anterior, proporcionalmente a la reducción experimentada de los términos fijos y/o variables hasta el límite de la reducción total.

   En ningún caso, como consecuencia del mecanismo anterior se podrán producir incrementos de los términos fijos y variables en los peajes de redes locales a los que correspondiera una reducción.

3º En caso de que en algún ejercicio el impacto de la aplicación del periodo transitorio de convergencia superara el importe de la reducción que correspondiera para el resto de los peajes, se ajustarán los precios de los peajes aplicables a los consumidores acogidos al periodo transitorio, con

objeto de asegurar la suficiencia de ingresos para cubrir la retribución reconocida.

4º En el caso de que, en un ejercicio, como consecuencia de la evolución de las variables de facturación y/o de la evolución de la retribución, los peajes transitorios resultaran superiores a los peajes generales, se aplicará el peaje general y se eliminará el correspondiente peaje transitorio.

En los cuadros siguientes se detalla el procedimiento de cálculo de los peajes transitorios para el ejercicio 2021-2022. En particular, en el Cuadro 139 se muestra la diferencia de la facturación de peajes de salida de la red de transporte, redes locales y otros costes de regasificación a los precios implícitos en la Resolución de peajes 2020-2021 y los precios que resultan de aplicar la metodología para el ejercicio 2025-2026, año de convergencia. Se indica que el escenario de demanda previsto para el ejercicio 2021-2022 se mantiene con objeto de tener en cuenta únicamente el efecto precio. En el Cuadro 140 se añade el diferencial que corresponde imputar a la facturación a los precios del ejercicio 2020-2021 para obtener los términos de facturación correspondientes.

En el Cuadro 141 se calcula el impacto sobre la suficiencia de los peajes transitorios, en el Cuadro 142 se calcula el impacto sobre los consumidores no acogidos al transitorio de los peajes aplicables al año 2021-2022, y en el Cuadro 143 se realiza la asignación de la retribución no recuperada por los peajes transitorios al peaje de acceso a las redes locales del resto de consumidores. Por último, en el Cuadro 144 y Cuadro 145 se recogen los peajes de acceso a las redes locales que resultan tras la implementación del periodo transitorio.

Cuadro 139. Cálculo de los peajes transitorios para el ejercicio 2021-2022.

			Escenario demanda Oct 21- Sep 22		A. Facturación peajes año anterior					B. Facturación peajes oct 25 - sep 26				Diferencia		
Facturación por caudal			Variables de Facturación		Términos implicitos		Facturación (€)			Oct 25 - Sep 26		Facturación (€)			Facturación (€)		
			Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar																	
RL.5	*<1.500.000*		664.401	3.886.584	0,763660	0,001402	2.968.029	931.158	3.899.187	1,872706	0,001542	7.278.430	1.024.283	8.302.714	4.310.402	93.125	4.403.527
RL.6	*<5.000.000*		2.611.481	12.586.809	0,513277	0,001364	6.460.519	3.560.808	10.021.327	1,200411	0,001030	15.109.342	2.689.461	17.798.804	8.648.823	-871.347	7.777.476
RL.7	*<15.000.000*		6.238.720	35.854.848	0,302995	0,001114	10.863.835	6.948.594	17.812.429	0,606177	0,000690	21.734.389	4.307.328	26.041.717	10.870.554	-2.641.266	8.229.287
Presión <4 bar TD																	
RL.5	*<1.500.000*		12.994.006	75.424.363	0,047909	0,012134	3.613.541	157.665.785	161.279.325	1,872706	0,001542	141.247.674	20.032.394	161.280.068	137.634.134	-137.633.391	743
PS																	
RL.1	*<5.000*		260.720	1.685.097	0,659272	0,016799	1.110.938	4.379.730	5.490.667	3,348318	0,001608	5.642.239	419.300	6.061.539	4.531.302	-3.960.429	570.872
RL.2	*<15.000*		314.853	2.329.218	0,404752	0,014044	942.756	4.421.668	5.364.425	2,365849	0,001608	5.510.577	506.354	6.016.932	4.567.821	-3.915.314	652.507
RL.3	*<50.000*		160.779	1.189.410	0,169036	0,012919	201.054	2.077.069	2.278.123	2,116933	0,001608	2.517.902	258.489	2.776.391	2.316.848	-1.818.581	498.268
RL.4	*<300.000*	*kWh*	113.097	701.299	0,781235	0,008917	547.879	1.008.527	1.556.406	1,960075	0,001596	1.374.598	180.517	1.555.114	826.719	-828.010	-1.291
RL.5	*<1.500.000*		158.215	983.377	0,177357	0,008805	174.408	1.393.084	1.567.492	1,872706	0,001542	1.841.576	243.915	2.085.492	1.667.168	-1.149.168	518.000
RL.6	*<5.000.000*		109.446	680.253	0,051409	0,008382	34.971	917.332	952.303	1,200411	0,001030	816.583	112.714	929.297	781.612	-804.618	-23.005
RL.7	*<15.000.000*		59.972	296.243	0,138459	0,003016	41.017	180.847	221.864	0,606177	0,000690	179.576	41.406	220.982	138.558	-139.441	-882
RL.8	*<50.000.000*		94.251	381.728	0,201712	0,000610	76.999	57.528	134.527	0,311367	0,000477	118.857	44.942	163.799	41.858	-12.585	29.273
Facturación por cliente			Variables de Facturación		Términos implicitos		Facturación (€)			Oct 24 - Sep 25		Facturación (€)			Facturación (€)		
			Volumen (MWh)	Clientes	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar																	
RL.5	*<1.500.000*		664.401	773	2.966,11	0,001402	2.292.022	931.158	3.223.180	2.088,6	0,009654	1.613.903	6.414.034	8.027.937	-678.119	5.482.876	4.804.757
RL.6	*<5.000.000*		2.611.481	826	6.977,45	0,001364	5.764.012	3.560.808	9.324.820	9.662,7	0,004372	7.982.315	11.417.651	19.399.966	2.218.303	7.856.843	10.075.146
Presión <4 bar TD																	
RL.5	*<1.500.000*		12.994.006	20.572	163,02	0,012134	3.353.661	157.665.785	161.019.446	2.088,6	0,009654	42.966.096	125.442.323	168.408.420	39.612.435	-32.223.461	7.388.974
PS																	
RL.1	*<5.000*		260.720	109.553	4,99	0,016799	546.623	4.379.730	4.926.352	24,5	0,013470	2.688.008	3.511.777	6.199.785	2.141.385	-867.953	1.273.432
RL.2	*<15.000*		314.853	45.259	18,63	0,014044	842.986	4.421.668	5.264.655	61,0	0,010950	2.761.049	3.447.595	6.208.644	1.918.062	-974.073	943.989
RL.3	*<50.000*		160.779	9.448	27,62	0,012919	260.990	2.077.069	2.338.060	153,7	0,009306	1.452.290	1.496.261	2.948.551	1.191.300	-580.808	610.492
RL.4	*<300.000*	*kWh*	113.097	1.016	503,06	0,008917	511.098	1.008.527	1.519.624	380,9	0,010721	386.950	1.212.517	1.599.467	-124.148	203.990	79.842
RL.5	*<1.500.000*		158.215	305	645,07	0,008805	196.642	1.393.084	1.589.725	2.088,6	0,009654	636.674	1.527.390	2.164.064	440.033	134.306	574.339
RL.6	*<5.000.000*		109.446	55	717,69	0,008382	39.595	917.332	956.927	9.662,7	0,004372	533.094	478.508	1.011.602	493.499	-438.823	54.675

Fuente: CNMC

Cuadro 140. Cálculo de los peajes transitorios para el ejercicio 2021-2022 (cont.)

		Escenario demanda Oct 21- Sep 22		Tasa de variación (%)			Diferencia a imputar			Facturación a obtener			Términos resultantes		Tasa de variación (%)		
Facturación por caudal		Variables de Facturación		Término Fijo	Término Variable	Total	Facturación (€)			Facturación (€)			Términos resultantes		Términos resultantes		
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)				Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Total
Presión > 4 bar																	
RL.5	*<1.500.000*	664.401	3.886.584	145,2%	10,0%	112,9%	862.080	18.625	880.705	3.830.109	949.783	4.779.892	0,985469	0,001430	29,0%	2,0%	22,6%
RL.6	*<5.000.000*	2.611.481	12.586.809	133,9%	-24,5%	77,6%	1.729.765	-174.269	1.555.495	8.190.284	3.386.539	11.576.823	0,650704	0,001297	26,8%	-4,9%	15,5%
RL.7	*<15.000.000*	6.238.720	35.854.848	100,1%	-38,0%	46,2%	2.174.111	-528.253	1.645.857	13.037.946	6.420.341	19.458.287	0,363631	0,001029	20,0%	-7,6%	9,2%
Presión <4 bar TD																	
RL.5	*<1.500.000*	12.994.006	75.424.363	3808,8%	-87,3%	0,0%	27.526.827	-27.526.678	149	31.140.367	130.139.106	161.279.474	0,412869	0,010015	761,8%	-17,5%	0,0%
PS																	
RL.1	*<5.000*	260.720	1.685.097	407,9%	-90,4%	10,4%	906.260	-792.086	114.174	2.017.198	3.587.644	5.604.842	1,197081	0,013761	81,6%	-18,1%	2,1%
RL.2	*<15.000*	314.853	2.329.218	484,5%	-88,5%	12,2%	913.564	-783.063	130.501	1.856.320	3.638.606	5.494.926	0,796972	0,011557	96,9%	-17,7%	2,4%
RL.3	*<50.000*	160.779	1.189.410	1152,4%	-87,6%	21,9%	463.370	-363.716	99.654	664.423	1.713.353	2.377.777	0,558616	0,010657	230,5%	-17,5%	4,4%
RL.4	*<300.000*	113.097	701.299	150,9%	-82,1%	-0,1%	165.344	-165.602	-258	713.223	842.925	1.556.148	1,017003	0,007453	30,2%	-16,4%	0,0%
RL.5	*<1.500.000*	158.215	983.377	955,9%	-82,5%	33,0%	333.434	-229.834	103.600	507.842	1.163.250	1.671.092	0,516426	0,007352	191,2%	-16,5%	6,6%
RL.6	*<5.000.000*	109.446	680.253	2235,0%	-87,7%	-2,4%	156.322	-160.924	-4.601	191.293	756.408	947.701	0,281209	0,006911	447,0%	-17,5%	-0,5%
RL.7	*<15.000.000*	59.972	296.243	337,8%	-77,1%	-0,4%	27.712	-27.888	-176	68.729	152.959	221.688	0,232002	0,002550	67,6%	-15,4%	-0,1%
RL.8	*<50.000.000*	94.251	381.728	54,4%	-21,9%	21,8%	8.372	-2.517	5.855	85.371	55.010	140.381	0,223643	0,000584	10,9%	-4,4%	4,4%
Facturación por cliente		Variables de Facturación		Término Fijo	Término Variable	Total	Facturación (€)			Facturación (€)			Términos resultantes		Términos resultantes		
		Volumen (MWh)	Clientes				Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar																	
RL.5	*<1.500.000*	664.401	773	-29,6%	588,8%	149,1%	-135.624	1.096.575	960.951	2.156.398	2.027.733	4.184.131	2.791	0,003	-5,9%	117,8%	29,8%
RL.6	*<5.000.000*	2.611.481	826	38,5%	220,6%	108,0%	443.661	1.571.369	2.015.029	6.207.673	5.132.177	11.339.849	7.515	0,002	7,7%	44,1%	21,6%
Presión <4 bar TD																	
RL.5	*<1.500.000*	12.994.006	20.572	1181,2%	-20,4%	4,6%	7.922.487	-6.444.692	1.477.795	11.276.148	151.221.092	162.497.241	548	0,012	236,2%	-4,1%	0,9%
PS																	
RL.1	*<5.000*	260.720	109.553	391,7%	-19,8%	25,8%	428.277	-173.591	254.686	974.900	4.206.139	5.181.039	9	0,016	78,3%	-4,0%	5,2%
RL.2	*<15.000*	314.853	45.259	227,5%	-22,0%	17,9%	383.612	-194.815	188.798	1.226.599	4.226.854	5.453.452	27	0,013	45,5%	-4,4%	3,6%
RL.3	*<50.000*	160.779	9.448	456,5%	-28,0%	26,1%	238.260	-116.162	122.098	499.250	1.960.908	2.460.158	53	0,012	91,3%	-5,6%	5,2%
RL.4	*<300.000*	113.097	1.016	-24,3%	20,2%	5,3%	-24.830	40.798	15.968	486.268	1.049.325	1.535.593	479	0,009	-4,9%	4,0%	1,1%
RL.5	*<1.500.000*	158.215	305	223,8%	9,6%	36,1%	88.007	26.861	114.868	284.648	1.419.945	1.704.593	934	0,009	44,8%	1,9%	7,2%
RL.6	*<5.000.000*	109.446	55	1246,4%	-47,8%	5,7%	98.700	-87.765	10.935	138.295	829.567	967.862	2.507	0,008	249,3%	-9,6%	1,1%

kWh

Fuente: CNMC

Cuadro 141. Impacto del periodo transitorio sobre la suficiencia

			Escenario demanda Oct 21- Sep 22		A. Facturación peajes año 2021-2022 sin transitorio				B. Facturación peajes año 2021-2022 con transitorio				Diferencia		
Facturación por caudal			Variables de Facturación		Términos implicitos		Facturación (€)				Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)			Facturación (€)		
			Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total		Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar																		
RL.5	*<1.500.000*		664.401	3.886.584	2,211718	0,001873	8.596.027	1.244.346	9.840.373		0,985469	0,001430	3.830.109	949.783	4.779.892	-4.765.917	-294.563	-5.060.480
RL.6	*<5.000.000*		2.611.481	12.586.809	1,473246	0,001299	18.543.465	3.392.874	21.936.339		0,650704	0,001297	8.190.284	3.386.539	11.576.823	-10.353.181	-6.335	-10.359.516
RL.7	*<15.000.000*		6.238.720	35.854.848	0,767528	0,000896	27.519.594	5.590.508	33.110.103		0,363631	0,001029	13.037.946	6.420.341	19.458.287	-14.481.648	829.833	-13.651.816
Presión <4 bar TD																		
RL.5	*<1.500.000*		12.994.006	75.424.363	2,211718	0,001873	166.817.388	24.336.272	191.153.659		0,412869	0,010015	31.140.367	130.139.106	161.279.474	-135.677.020	105.802.835	-29.874.185
PS																		
RL.1	*<5.000*		260.720	1.685.097	3,904374	0,001945	6.579.247	506.979	7.086.226		1,197081	0,013761	2.017.198	3.587.644	5.604.842	-4.562.049	3.080.665	-1.481.384
RL.2	*<15.000*		314.853	2.329.218	2,772724	0,001945	6.458.279	612.237	7.070.516		0,796972	0,011557	1.856.320	3.638.606	5.494.926	-4.601.958	3.026.368	-1.575.590
RL.3	*<50.000*		160.779	1.189.410	2,486745	0,001944	2.957.760	312.554	3.270.313		0,558616	0,010657	664.423	1.713.353	2.377.777	-2.293.336	1.400.799	-892.537
RL.4	*<300.000*	*kWh*	113.097	701.299	2,310697	0,001932	1.620.489	218.455	1.838.944		1,017003	0,007453	713.223	842.925	1.556.148	-907.266	624.470	-282.796
RL.5	*<1.500.000*		158.215	983.377	2,211718	0,001873	2.174.952	296.319	2.471.272		0,516426	0,007352	507.842	1.163.250	1.671.092	-1.667.110	866.931	-800.180
RL.6	*<5.000.000*		109.446	680.253	1,473246	0,001299	1.002.180	142.194	1.144.374		0,281209	0,006911	191.293	756.408	947.701	-810.887	614.214	-196.672
RL.7	*<15.000.000*		59.972	296.243	0,767528	0,000896	227.375	53.741	281.116		0,232002	0,002550	68.729	152.959	221.688	-158.646	99.218	-59.428
RL.8	*<50.000.000*		94.251	381.728	0,400341	0,000634	152.821	59.714	212.535		0,223643	0,000584	85.371	55.010	140.381	-67.450	-4.703	-72.154
Facturación por cliente			Variables de Facturación		Términos implicitos		Facturación (€)				Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)			Facturación (€)		
			Volumen (MWh)	Clientes	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total		Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
Presión > 4 bar																		
RL.5	*<1.500.000*		664.401	773	2.373,73	0,011007	1.834.267	7.312.826	9.147.094		2.790,6	0,003052	2.156.398	2.027.733	4.184.131	322.131	-5.285.093	-4.962.962
RL.6	*<5.000.000*		2.611.481	826	11.012,12	0,005077	9.097.028	13.258.852	22.355.879		7.514,5	0,001965	6.207.673	5.132.177	11.339.849	-2.889.355	-8.126.675	-11.016.030
Presión <4 bar TD																		
RL.5	*<1.500.000*		12.994.006	20.572	2.373,73	0,011007	48.832.757	143.020.425	191.853.182		548,1	0,011638	11.276.148	151.221.092	162.497.241	-37.556.608	8.200.667	-29.355.941
PS																		
RL.1	*<5.000*		260.720	109.553	27,63	0,015224	3.026.588	3.969.254	6.995.841		8,9	0,016133	974.900	4.206.139	5.181.039	-2.051.688	236.885	-1.814.803
RL.2	*<15.000*		314.853	45.259	68,95	0,012428	3.120.731	3.913.124	7.033.856		27,1	0,013425	1.226.599	4.226.854	5.453.452	-1.894.133	313.730	-1.580.403
RL.3	*<50.000*		160.779	9.448	174,40	0,010561	1.647.735	1.698.049	3.345.785		52,8	0,012196	499.250	1.960.908	2.460.158	-1.148.485	262.858	-885.626
RL.4	*<300.000*	*kWh*	113.097	1.016	433,12	0,012179	440.044	1.377.416	1.817.459		478,6	0,009278	486.268	1.049.325	1.535.593	46.224	-328.091	-281.867
RL.5	*<1.500.000*		158.215	305	2.373,73	0,011007	723.607	1.741.422	2.465.028		933,8	0,008975	284.648	1.419.945	1.704.593	-438.959	-321.477	-760.435
RL.6	*<5.000.000*		109.446	55	11.012,12	0,005077	607.539	555.672	1.163.211		2.506,7	0,007580	138.295	829.567	967.862	-469.244	273.895	-195.349

Importe **-65.301.485**

Fuente: CNMC

Cuadro 142. Impacto sobre los consumidores no acogidos al transitorio de la aplicación de los peajes previstos.

		Escenario demanda Oct 21- Sep 22			A. Facturación peajes año 2020-2021					B. Facturación peajes año 2021-2022					Diferencia			Diferencia: sólo cantidades negativas		
Facturación por caudal		Variables de Facturación			Términos implicitos		Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)			Facturación (€)			Facturación (€)		
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Nº clientes	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
Transporte y Distribución																				
RL.1	≤5.000	10.756.527	68.544	4.519.889	1,703777	0,027095	116.784.042	291.445.430	408.229.471	3,904374	0,001945	267.622.138	20.916.448	288.538.585	150.838.096	-270.528.982	-119.690.886	0	-119.690.886	-119.690.886
RL.2	≤15.000	20.796.748	149.653	2.856.328	0,674168	0,021616	100.891.052	449.546.780	550.437.832	2,772724	0,001945	414.945.769	40.439.696	455.385.466	314.054.717	-409.107.084	-95.052.367	0	-95.052.367	-95.052.367
RL.3	≤50.000	7.518.750	54.157	400.270	0,142705	0,019937	7.728.487	149.903.015	157.631.502	2,486745	0,001944	134.674.650	14.616.435	149.291.085	126.946.163	-135.286.580	-8.340.417	0	-8.340.417	-8.340.417
RL.4	≤300.000	7.707.396	45.017	57.861	0,923031	0,012685	41.552.048	97.769.823	139.321.871	2,310697	0,001932	104.020.536	14.887.340	118.907.875	62.468.488	-82.882.483	-20.413.995	0	-20.413.995	-20.413.995
RL.5	≤1.500.000	0	0	0	-	-	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.6	≤5.000.000	3.320.544	19.337	1.408	0,015864	0,008814	306.768	29.267.584	29.574.352	1,473246	0,001299	28.488.114	4.314.099	32.802.212	28.181.346	-24.953.485	3.227.860	0	0	0
RL.7	≤15.000.000	2.606.256	14.309	309	0,229121	0,002881	3.278.533	7.508.528	10.787.060	0,767528	0,000896	10.982.688	2.335.463	13.318.151	7.704.155	-5.173.065	2.531.091	0	0	0
RL.8	≤50.000.000	18.543.126	89.569	664	0,279206	0,001142	25.008.182	21.172.781	46.180.963	0,400341	0,000634	35.858.115	11.748.160	47.606.275	10.849.932	-9.424.621	1.425.312	0	0	0
RL.9	≤150.000.000	25.867.870	104.945	287	0,212149	0,000891	22.263.977	23.054.082	45.318.058	0,165285	0,000453	17.345.843	11.717.307	29.063.149	-4.918.134	-11.336.775	-16.254.909	-4.918.134	-11.336.775	-16.254.909
RL.10	≤500.000.000	47.742.826	164.502	165	0,159979	0,000736	26.316.887	35.128.115	61.445.002	0,152600	0,000361	25.103.001	17.257.413	42.360.413	-1.213.886	-17.870.702	-19.084.589	-1.213.886	-17.870.702	-19.084.589
RL.11	>500.000.000	168.655.454	599.640	98	0,095696	0,000511	57.383.343	86.145.454	143.528.797	0,154692	0,000067	92.759.354	11.288.099	104.047.453	35.376.011	-74.857.355	-39.481.344	0	-39.481.344	-39.481.344
TOTAL	kWh	313.515.498	1.309.674	7.837.280			401.513.318	###########	1.592.454.909			1.131.800.206	149.520.459	1.281.320.665	730.286.888	-1.041.421.132	-311.134.244	-6.132.020	-312.186.486	-318.318.506
Facturación por cliente y caudal		Variables de Facturación			Términos implicitos		Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)			Facturación (€)			Facturación (€)		
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Nº clientes	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
Transporte y Distribución																				
RL.1	≤5.000	10.756.527	68.544	4.519.889	14,011	0,027095	63.327.756	291.445.430	354.773.186	27,63	0,015224	124.869.303	163.759.667	288.628.970	61.541.546	-127.685.763	-66.144.217	0	-66.144.217	-66.144.217
RL.2	≤15.000	20.796.748	149.653	2.856.328	29,643	0,021616	84.671.433	449.546.780	534.218.213	68,95	0,012428	196.951.176	258.470.951	455.422.126	112.279.742	-191.075.829	-78.796.087	0	-78.796.087	-78.796.087
RL.3	≤50.000	7.518.750	54.157	400.270	20,124	0,019937	8.055.142	149.903.015	157.958.157	174,40	0,010561	69.807.103	79.408.511	149.215.614	61.751.961	-70.494.504	-8.742.543	0	-8.742.543	-8.742.543
RL.4	≤300.000	7.707.396	45.017	57.861	618,330	0,012685	35.777.335	97.769.823	133.547.157	433,12	0,012179	25.060.829	93.868.530	118.929.360	-10.716.505	-3.901.293	-14.617.798	-10.716.505	-3.901.293	-14.617.798
RL.5	≤1.500.000	0	0	0	-	-	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.6	≤5.000.000	3.320.544	19.337	1.408	213,898	0,008814	301.166	29.267.584	29.568.750	11.012,12	0,005077	15.504.970	16.858.864	32.363.835	15.203.805	-12.408.720	2.795.085	0	0	0
RL.7	≤15.000.000	2.606.256	14.309	309											7.704.155	-5.173.065	2.531.091	0	0	0
RL.8	≤50.000.000	18.543.126	89.569	664											10.849.932	-9.424.621	1.425.312	0	0	0
RL.9	≤150.000.000	25.867.870	104.945	287											-4.918.134	-11.336.775	-16.254.909	-4.918.134	-11.336.775	-16.254.909
RL.10	≤500.000.000	47.742.826	164.502	165											-1.213.886	-17.870.702	-19.084.589	-1.213.886	-17.870.702	-19.084.589
RL.11	>500.000.000	168.655.454	599.640	98											35.376.011	-74.857.355	-39.481.344	0	-39.481.344	-39.481.344
TOTAL	kWh	313.515.498	1.309.674	7.837.280			192.132.832	###########	1.210.065.464			432.193.382	612.366.523	1.044.559.904	287.858.628	-524.228.627	-236.369.999	-16.848.525	-226.272.961	-243.121.486

Fuente: CNMC

Cuadro 143. Asignación del diferencial de retribución no recuperada a los peajes de redes locales del resto de consumidores

	Escenario demanda Oct 21- Sep 22			Diferencia: sólo cantidades negativas			Coste Transitorio			B. Facturación peajes año 2021-2022			B. Facturación peajes año 2021-2022 con transitorio				
									65.301.485								
Facturación por caudal	Variables de Facturación			Facturación (€)			Facturación (€)			Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Nº clientes	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/kWh/día /año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Transporte y Distribución																	
RL.1 ≤5.000	10.756.527	68.544	4.519.889	0	-119.690.886	-119.690.886	0	24.554.000	24.554.000	267.622.138	20.916.448	288.538.585	3,904374	0,004227	267.622.138	45.470.447	313.092.585
RL.2 ≤15.000	20.796.748	149.653	2.856.328	0	-95.052.367	-95.052.367	0	19.499.528	19.499.528	414.945.769	40.439.696	455.385.466	2,772724	0,002882	414.945.769	59.939.225	474.884.994
RL.3 ≤50.000	7.518.750	54.157	400.270	0	-8.340.417	-8.340.417	0	1.710.996	1.710.996	134.674.650	14.616.435	149.291.085	2,486745	0,002172	134.674.650	16.327.431	151.002.081
RL.4 ≤300.000	7.707.396	45.017	57.861	0	-20.413.995	-20.413.995	0	4.187.831	4.187.831	104.020.536	14.887.340	118.907.875	2,310697	0,002475	104.020.536	19.075.171	123.095.707
RL.5 ≤1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0
RL.6 ≤5.000.000 kWh	3.320.544	19.337	1.408	0	0	0	0	0	0	28.488.114	4.314.099	32.802.212	1,473246	0,001299	28.488.114	4.314.099	32.802.212
RL.7 ≤15.000.000	2.606.256	14.309	309	0	0	0	0	0	0	10.982.688	2.335.463	13.318.151	0,767528	0,000896	10.982.688	2.335.463	13.318.151
RL.8 ≤50.000.000	18.543.126	89.569	664	0	0	0	0	0	0	35.858.115	11.748.160	47.606.275	0,400341	0,000634	35.858.115	11.748.160	47.606.275
RL.9 ≤150.000.000	25.867.870	104.945	287	-4.918.134	-11.336.775	-16.254.909	1.008.931	2.325.684	3.334.615	17.345.843	11.717.307	29.063.149	0,174899	0,000543	18.354.774	14.042.991	32.397.764
RL.1(≤500.000.000	47.742.826	164.502	165	-1.213.886	-17.870.702	-19.084.589	249.023	3.666.087	3.915.110	25.103.001	17.257.413	42.360.413	0,154114	0,000438	25.352.023	20.923.500	46.275.523
RL.1: >500.000.000	168.655.454	599.640	98	0	-39.481.344	-39.481.344	0	8.099.405	8.099.405	92.759.354	11.288.099	104.047.453	0,154692	0,000115	92.759.354	19.387.503	112.146.858
TOTAL	313.515.498	1.309.674	7.837.280	-6.132.020	-312.186.486	-318.318.506	1.257.954	64.043.531	65.301.485	1.131.800.206	149.520.459	1.281.320.665			1.133.058.160	213.563.990	1.346.622.149

	Variables de Facturación			Facturación (€)			Facturación (€)			Facturación (€)			Oct 21 - Sep 22		Facturación (€)		
Facturación por cliente	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Nº clientes	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Transporte y Distribución																	
RL.1 ≤5.000	10.756.527	68.544	4.519.889	0	-66.144.217	-66.144.217	0	17.766.079	17.766.079	124.869.303	163.759.667	288.628.970	27,6	0,016876	124.869.303	181.525.746	306.395.049
RL.2 ≤15.000	20.796.748	149.653	2.856.328	0	-78.796.087	-78.796.087	0	21.164.322	21.164.322	196.951.176	258.470.951	455.422.126	69,0	0,013446	196.951.176	279.635.273	476.586.448
RL.3 ≤50.000	7.518.750	54.157	400.270	0	-8.742.543	-8.742.543	0	2.348.213	2.348.213	69.807.103	79.408.511	149.215.614	174,4	0,010874	69.807.103	81.756.724	151.563.827
RL.4 ≤300.000	7.707.396	45.017	57.861	-10.716.505	-3.901.293	-14.617.798	2.878.412	1.047.872	3.926.284	25.060.829	93.868.530	118.929.360	482,9	0,012315	27.939.241	94.916.402	122.855.643
RL.5 ≤1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0
RL.6 ≤5.000.000 kWh	3.320.544	19.337	1.408	0	0	0	0	0	0	15.504.970	16.858.864	32.363.835	11.012,1	0,005077	15.504.970	16.858.864	32.363.835
RL.7 ≤15.000.000	2.606.256	14.309	309	0	0	0	0	0	0								
RL.8 ≤50.000.000	18.543.126	89.569	664	0	0	0	0	0	0								
RL.9 ≤150.000.000	25.867.870	104.945	287	-4.918.134	-11.336.775	-16.254.909	1.320.992	3.045.014	4.366.005								
RL.1(≤500.000.000	47.742.826	164.502	165	-1.213.886	-17.870.702	-19.084.589	326.045	4.800.001	5.126.046								
RL.1: >500.000.000	168.655.454	599.640	98	0	-39.481.344	-39.481.344	0	10.604.535	10.604.535								
TOTAL	313.515.498	1.309.674	7.837.280	-16.848.525	-226.272.961	-243.121.486	4.525.448	60.776.036	65.301.485	432.193.382	612.366.523	1.044.559.904			435.071.793	654.693.009	1.089.764.802

Fuente: CNMC

Cuadro 144. Peajes de acceso a las redes locales

Peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable (€/kWh)
RL.1	C ≤ 5.000	27,626629	0,016876
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,952570	0,013446
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,400048	0,010874
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	482,866585	0,012315
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.373,730294	0,011007
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.012,123144	0,005077
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	27.478,355482	0,002163

Peajes aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
RL.1	C ≤ 5.000	3,904374	0,004227
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,772724	0,002882
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,486745	0,002172
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,310697	0,002475
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,211718	0,001873
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,473246	0,001299
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,767528	0,000896
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,400341	0,000634
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,174899	0,000543
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,154114	0,000438
RL.11	C > 500.000.000	0,154692	0,000115

Fuente: CNMC

Cuadro 145. Peajes de acceso a las redes locales, de carácter transitorio

Peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado

Peaje	Tamaño (kWh)	Término Fijo: €/kWh/día/año	Término Variable: €/kWh
Presión > 4 bar			
RLT.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,985469	0,001430
RLT.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,650704	0,001297
RLT.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,363631	0,001029
Presión ≤ 4 Bar conectados a la red de Transporte- Distribución			
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,412869	0,010015
Plantas Satélite			
RLPS.1	C ≤ 5.000	1,197081	0,013761
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,796972	0,011557
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,558616	0,010657
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1,017003	0,007453
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,516426	0,007352
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,281209	0,006911
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,232002	0,002550
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,223643	0,000584

Peajes aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente

Peaje	Tamaño (kWh)	Término Fijo: €/cliente y año	Término Variable: €/kWh
Presión > 4 bar			
RLT.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2790,600270	0,003052
RLT.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7514,504816	0,001965
Presión ≤ 4 Bar conectados a la red de Transporte- Distribución			
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	548,126643	0,011638
Plantas Satélite			
RLPS.1	C ≤ 5.000	8,898865	0,016133
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	27,101701	0,013425
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	52,841787	0,012196
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	478,616721	0,009278
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	933,764198	0,008975
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2506,703790	0,007580

Fuente: CNMC

3. Modificación de peaje tras la ubicación inicial

Teniendo en cuenta las consultas percibidas por parte de varios agentes en relación con la posibilidad de solicitar el cambio de peaje tras la ubicación inicial a la que hace referencia la Disposición transitoria tercera de la Circular 6/2020, se ha considerado oportuno establecer en la resolución que, los consumidores directos en el mercado o los comercializadores, podrán solicitar el cambio de peaje en el plazo de 30 días naturales desde la comunicación por parte del responsable de facturación del grupo tarifario en que se ubican los puntos de suministro.

Adicionalmente, se limita a una vez la posibilidad de realizar dicha solicitud durante el plazo indicado. No obstante, transcurrido dicho plazo, serán de aplicación las condiciones establecidas en el artículo 25.6 de la Circular, por lo que podrán solicitar la modificación de los peajes siempre que no haya transcurrido al menos un año desde la última solicitud.

XI. PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN A PUBLICAR EN LA RESOLUCIÓN

En los cuadros siguientes se muestran los peajes de transporte, redes locales y regasificación:

Cuadro 146. Peajes de acceso de transporte

1.- Peajes de entrada al Sistema

Punto de Entrada	Término fijo por capacidad contratada €/(kWh/día) y año	Término variable por volumen €/kWh
CI Tarifa	0,145003	0,000017
CI Almería	0,131694	0,000017
VIP Pirineos	0,096462	0,000017
VIP Ibérico	0,167093	0,000017
GNL / LNG	0,098601	0,000017
YAC Marismas	0,134647	0,000017
YAC Poseidón	0,138585	0,000017
YAC Viura	0,072220	0,000017
BIO Madrid	0,079181	0,000017
BIO Jana (15.04)	0,084304	0,000017
BIO Medina Sidonia (K07)	0,138654	0,000017
BIO Tudela (28A)	0,072907	0,000017
BIO Mascaraque (F25)	0,087740	0,000017
BIO Sagunto (15.11)	0,087249	0,000017
BIO Sevilla (F07)	0,128082	0,000017
AASS	0,000000	0,000017

2.- Peajes de salida de la red de transporte

Punto de Salida	Término fijo por capacidad contratada €/(kWh/día) y año	Término variable por volumen €/kWh
Salida Nacional	0,203898	0,000017
GNL/ LNG	0,244987	0,000017
VIP Pirineos	0,226435	0,000017
VIP Ibérico	0,244839	0,000017
CI Tarifa	0,281372	0,000017
AASS	0,000000	0,000017

3.- Peaje de salida aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado

Peaje	Tamaño (kWh)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año)	Término Variable por Volumen (€/kWh)
RL.1	C ≤ 5.000	3,092114	0,000017
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	10,682902	0,000017
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	27,587627	0,000017
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	158,635846	0,000017
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	757,620654	0,000017
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.913,584930	0,000017
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	10.359,473304	0,000017

Fuente: CNMC

Cuadro 147. Peajes de acceso a las redes locales

Peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable (€/kWh)
RL.1	C ≤ 5.000	27,626629	0,016876
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,952570	0,013446
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,400048	0,010874
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	482,866585	0,012315
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.373,730294	0,011007
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.012,123144	0,005077
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	27.478,355482	0,002163

Peajes aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente

Peaje	Tamaño (kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
RL.1	C ≤ 5.000	3,904374	0,004227
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,772724	0,002882
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,486745	0,002172
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,310697	0,002475
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,211718	0,001873
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,473246	0,001299
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,767528	0,000896
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,400341	0,000634
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,174899	0,000543
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,154114	0,000438
RL.11	C > 500.000.000	0,154692	0,000115

Fuente: CNMC

Cuadro 148. Peajes de acceso a las redes locales, de carácter transitorio

Peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado			
Peaje	Tamaño (kWh)	**Término Fijo: €/kWh/día/año**	**Término Variable: €/kWh**
Presión > 4 bar			
RLT.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,985469	0,001430
RLT.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,650704	0,001297
RLT.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,363631	0,001029
Presión ≤ 4 Bar conectados a la red de Transporte- Distribución			
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,412869	0,010015
Plantas Satélite			
RLPS.1	C ≤ 5.000	1,197081	0,013761
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,796972	0,011557
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,558616	0,010657
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1,017003	0,007453
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,516426	0,007352
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,281209	0,006911
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,232002	0,002550
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,223643	0,000584
Peajes aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente			
Peaje	Tamaño (kWh)	**Término Fijo: €/cliente y año**	**Término Variable: €/kWh**
Presión > 4 bar			
RLT.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2790,600270	0,003052
RLT.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7514,504816	0,001965
Presión ≤ 4 Bar conectados a la red de Transporte- Distribución			
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	548,126643	0,011638
Plantas Satélite			
RLPS.1	C ≤ 5.000	8,898865	0,016133
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	27,101701	0,013425
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	52,841787	0,012196
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	478,616721	0,009278
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	933,764198	0,008975
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2506,703790	0,007580

Fuente: CNMC

Cuadro 149. Peajes de acceso de regasificación

Servicio	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	37.836		0,000010
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	37.836		0,000010
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	52.751		0,000010
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	56.040		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	89.031		0,000010
Almacenamiento de GNL		**0,005895**	**0,000001**
Regasificación		**0,194003**	**0,000071**
Carga de GNL en cisternas		**0,241831**	**0,000088**
Trasvase de GNL de planta a buque			**0,000156**
Trasvase de GNL de buque a buque			**0,000262**
Puesta en frío de buques			**0,000794**
Liquefacción Virtual		**0,012670**	

Fuente: CNMC

Cuadro 150. Peajes de otros costes de regasificación

Peaje de otros costes de regasificación aplicable a cargas de cisternas a excepción de los que tengan como destino un a planta satélite de distribución (€/kWh)	0,000259

Peaje de otros costes de regasificación aplicable a cargas de cisternas a excepción de los que tengan como destino un a planta satélite de distribución (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Término Fijo €/Cliente	Término Fijo €/kWh/día/año
RL.1	C ≤ 5.000	10,880309	0,717219
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	10,880309	0,207723
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	10,880309	0,080545
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	10,880309	0,014012
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	10,880309	0,002934
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10,880309	0,000764
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	10,880309	0,000215
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	0,000081
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	0,000030
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	0,000011
RL.11	C > 500.000.000	-	0,000002

Fuente: CNMC

ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTA PARA LOS AÑOS DE GAS 2020 - 2021 HASTA 2025-2026

ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL PERIODO REGULATORIO