



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



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA 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 2020- SEPTIEMBRE 2021**

RAP/DE/004/20

22 de septiembre de 2020

Índice

I.	OBJETO	4
II.	ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
III.	DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	5
IV.	ESCENARIO DE DEMANDA	7
V.	ESCENARIO DE COSTES	19
VI.	HABILITACIÓN PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS PEAJES	21
VII.	DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN	21
1.	Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación	21
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	23
3.	Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta	28
3.1	Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo	28
3.2	Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios	30
4.	Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable	36
5.	Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta	37
5.1	Peajes estándar de capacidad firme anual	37
5.1.1	Peaje de descarga de buques	38
5.1.2	Peaje de almacenamiento de GNL	41
5.1.3	Peaje de regasificación	42
5.1.4	Peaje de licuefacción virtual	43
5.1.5	Peaje de carga en cisternas	44
5.1.6	Peaje de carga de GNL de planta a buque	46
5.1.7	Peaje de carga de GNL de buque a buque	47
5.1.8	Peaje de puesta en frío	48
5.1.9	Factor de ajuste a aplicar	49
5.1.10	Peaje de aplicable a los servicios agregados	50
5.2	Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año	51
5.3	Peajes de regasificación a publicar en la resolución	53
5.4	Análisis de la variación de los peajes de regasificación	56
VIII.	DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	56
1.	Análisis de la suficiencia	58
1.1	Previsión de costes	58
1.2	Previsión de ingresos	58
1.3	Suficiencia de ingresos	61

2.	Determinación de los términos de conducción aplicables al año de gas 2020-2021	65
2.1	Determinación de los peajes de transporte	65
2.2	Determinación de los peajes de acceso a las redes locales	70
2.3	Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación	86
2.4	Incorporación de costes no asociados al uso de las instalaciones	87
2.5	Determinación de los términos de conducción	88
2.6	Peajes de transporte y distribución a publicar en la resolución	93
IX.	SENSIBILIDAD DE LOS INGRESOS AL ESCENARIO DE DEMANDA CONSIDERADO	96
	ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTA PARA LOS AÑOS 2020, 2021 Y PARA EL AÑO DE GAS 2020-2021	99

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA 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 2020- SEPTIEMBRE 2021

I. OBJETO

Constituye el objeto de la presente Memoria detallar y justificar los peajes de regasificación aplicables a partir del 1 de octubre de 2020, dando cumplimiento 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.

Asimismo, constituye el objeto de la presente Memoria detallar y justificar la variación de los precios de los términos de conducción de los peajes de transporte y distribución, a efectos de asegurar la suficiencia, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y a la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, de 22 de julio.

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.

Dicha circular tiene por objeto el establecimiento de la metodología para el cálculo de los peajes de los servicios básicos de acceso a las infraestructuras gasistas de transporte, distribución y regasificación.

La disposición transitoria segunda del citado Real Decreto-ley dispone lo siguiente: “1. Las funciones de aprobación de los valores de los peajes de acceso y cánones previstas en los artículos 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, atribuidas hasta la entrada en vigor de este Real Decreto-ley al Ministerio para la Transición Ecológica, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una vez ésta apruebe, de acuerdo con la disposición final tercera, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las plantas de gas natural licuado y a las redes de transporte y distribución de gas y electricidad que, en todo caso, no será de aplicación antes del 1 de enero de 2020”.

En consonancia con lo anterior, el punto tercero de la disposición transitoria primera de la citada Circular establece que “La metodología establecida en el capítulo IV de la presente Circular se utilizará para la determinación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación que entren en vigor a partir del 1 de octubre de 2020, con la excepción del peaje de otros costes de regasificación que será de aplicación para la determinación de los peajes que entren en vigor a partir del 1 de octubre de 2021.”

Por otra parte, el punto quinto de dicha disposición establece que “La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en el Boletín Oficial del Estado mediante Resolución los valores de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y, en su caso los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución, aplicables a partir del 1 de octubre de 2020”.

Finalmente, debe señalarse que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha establecido nuevos servicios de acceso mediante 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. Dichos nuevos servicios exigen la aprobación de los precios correspondientes.

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 27 de julio de 2020 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos y a las empresas concernidas para alegaciones.

Se han recibido alegaciones de 19 agentes, de los cuales tres han manifestado no formular comentarios, mientras que una ha declarado sus observaciones confidenciales.

Con carácter general, en relación a la **tramitación** de la Resolución, los agentes que se han pronunciado al respecto centran las críticas en que se aborda de forma precipitada, la tardanza en la publicación, la realización en el mes de agosto, la necesidad de aprobación de otros desarrollos normativos como los relativos a los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado o los cargos, y la necesidad de coordinación con la metodología de cargos.

Respecto de la **demanda**, una parte de los agentes han valorado positivamente el escenario adoptado por la CNMC. Por el contrario, otra parte de los agentes han señalado que sería más realista considerar el escenario de demanda previsto por el GTS. Por último, algunos agentes han solicitado participar más activamente en la elaboración del escenario de previsión.

Respecto de la **retribución** considerada en el cálculo de los peajes, algunos agentes han sugerido la incorporación de algunos conceptos retributivos que se encuentran en procedimiento de tramitación como los incentivos por reducción de mermas o la previsión del ajuste por los desvíos de la retribución por RCS, mientras que otros agentes indican la necesidad de la aprobación algunos valores definitivos de retribución como los valores unitarios de operación y mantenimiento relacionados con la retribución de las infraestructuras.

Respecto de los valores de **peajes de regasificación**, varios agentes han solicitado que se consideren las primas resultantes de los procedimientos de asignación anual de los slots para el periodo octubre 2020-septiembre 2021. Dos agentes han indicado la necesidad de incluir en la Resolución el factor de conversión de m³ de GNL a kWh a efectos del establecimiento de garantías. Por último, otros dos agentes se han pronunciado sobre el peaje resultante de carga en cisternas, considerando que debería incrementarse, proponiendo uno de ellos modificaciones en la facturación para que se realice individualmente por cada planta satélite monoclíente con el objeto de eliminar el efecto cartera que se puede producir por parte de los comercializadores.

Respecto de los valores del **término de conducción**, algunos agentes se han mostrado contrarios a la modificación de los mismos justificándolo por la restricción contemplada en el artículo 61 de la Ley 18/2014 a revisar los peajes y cánones a la baja mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, o por la no aplicación de la Circular 6/2020, mientras que otros han criticado el mecanismo de ajuste empleado para que no se incrementen peajes por generar subvenciones cruzadas entre grupos de presión solicitando se realice por grupos de presión. Adicionalmente, algunos agentes han solicitado se mantengan las unidades €/kWh/día/mes en lugar de €/kWh/día/año y los

coeficientes aplicables al Grupo 3 suministrados desde plantas satélites conforme a la estructura vigente.

Respecto a la **publicación** de los peajes, varios agentes han señalado la importancia de la publicación con una antelación de al menos un mes a la entrada en vigor, solicitando por tanto su publicación antes del 1 de septiembre de 2020.

Por último, algunos agentes han señalado la necesidad de que el GTS publique los precios de adjudicación de las subastas de los servicios que se asignan mediante slots, solicitando que se modifique la Resolución de 3 de abril de 2020 de la CNMC por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista.

IV. ESCENARIO DE DEMANDA

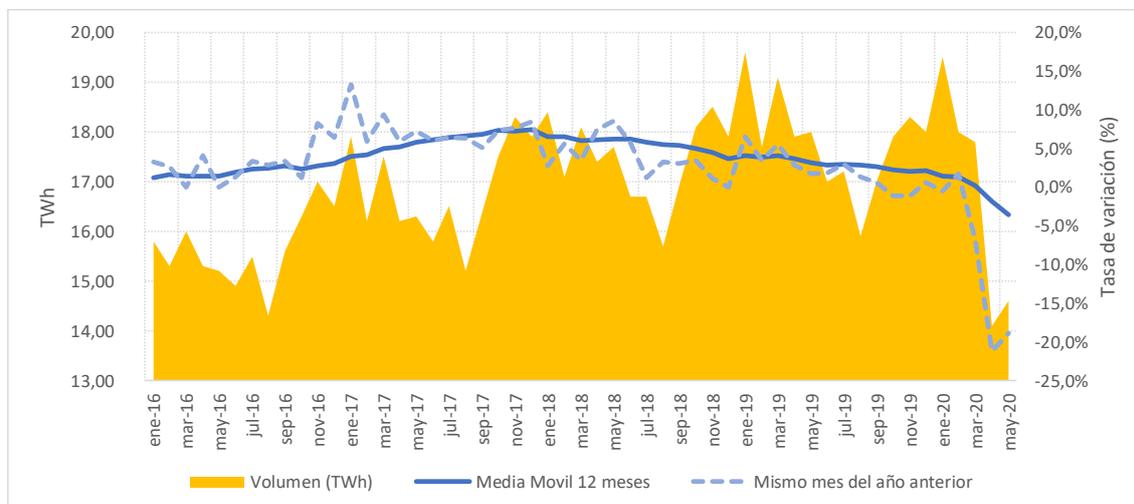
La pandemia del COVID-19 ha supuesto una contracción sin precedentes de la economía española. Así, el INE estima que el primer trimestre de 2020 el PIB registró una caída del -5,2% respecto al trimestre anterior en términos de volumen¹.

Esta contracción se ha trasladado a la demanda de gas industrial, tal y como se muestra en el Gráfico 1. El GTS estima² que la demanda industrial se redujo en el mes de marzo de 2020 un 6,6% sobre el mismo mes del año anterior, mientras que en los meses de abril y mayo de 2020 la reducción fue del 21,5% y del 18,8% respectivamente.

¹ <https://www.ine.es/daco/daco42/daco4214/cntr0120a.pdf>.

² Información disponible en https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/DemandaGas/ObservatorioDemanda

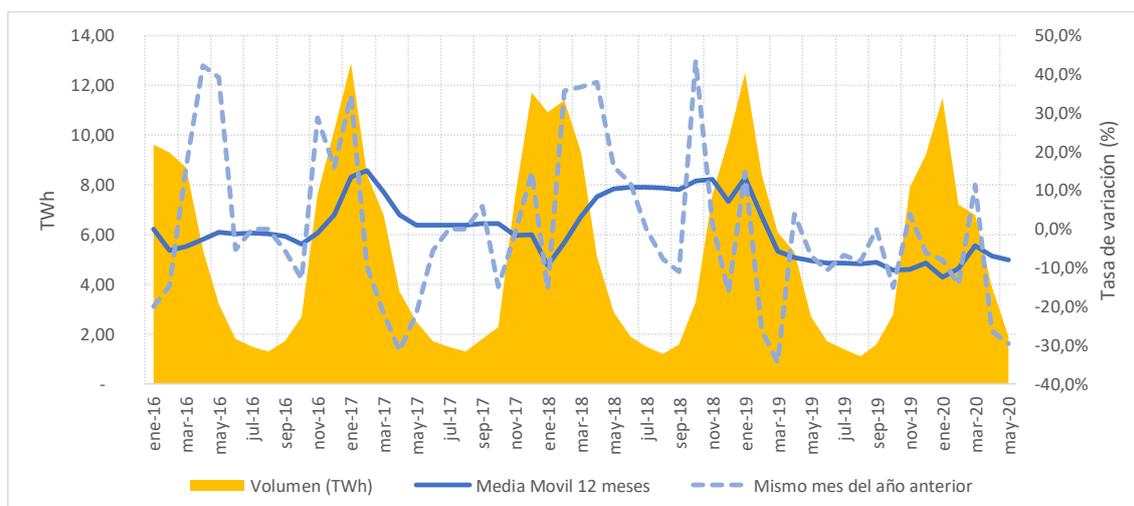
Gráfico 1. Evolución de la demanda industrial



Fuente: GTS

La demanda Doméstico-Comercial y Pymes, se ha visto también afectada, aunque con efectos contrapuestos. Por una parte, la demanda de los consumidores domésticos se ha incrementado como consecuencia del confinamiento, mientras que, por otra parte, la demanda de las Pymes se ha reducido como consecuencia de la caída de la actividad. En particular, la demanda de este colectivo se incrementó en el mes de marzo de 2020 un 13,3% sobre la registrada en mismo mes del año anterior, consecuencia de las temperaturas más bajas registradas en dicho mes y del impacto del confinamiento. Por el contrario, en los meses de abril y mayo de 2020 la demanda se redujo un 25,5% y un 29,4% motivado por las temperaturas más benignas registradas y la caída de la actividad de las empresas.

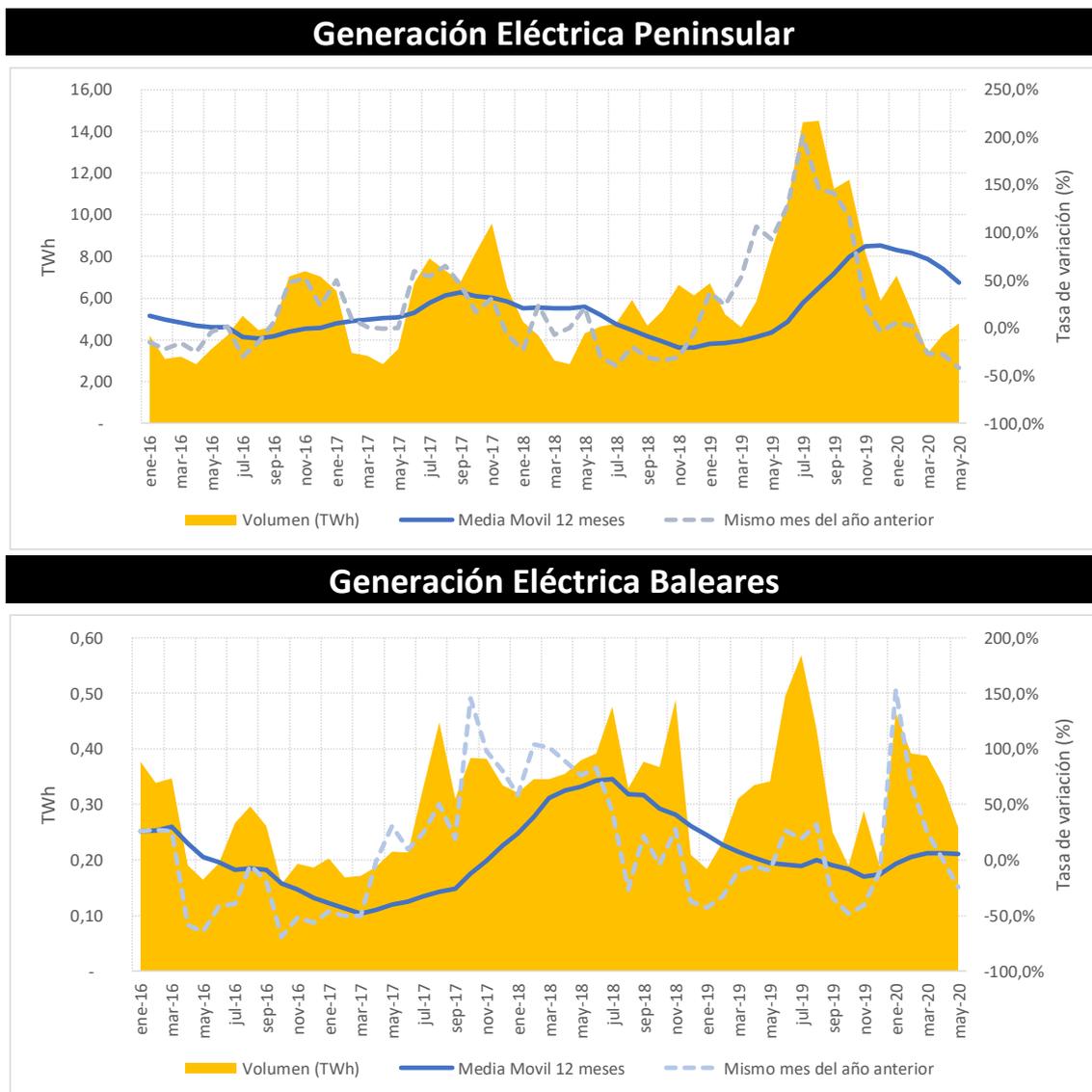
Gráfico 2. Evolución de la demanda Doméstico – Comercial y Pymes



Fuente: GTS

Por otra parte, también se han producido importantes reducciones de la demanda de gas destinada a generación eléctrica tanto en el sistema peninsular como en sistema balear como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 3. Evolución de la demanda destinada a generación eléctrica



Fuente: GTS

En consecuencia, se hace necesario revisar el escenario de demanda que se ha venido considerando en las propuestas metodológicas de la CNMC.

Con carácter general antes de proceder a realizar una previsión de las variables de facturación para uno o varios ejercicios, la CNMC realiza una solicitud de información tanto al GTS como a las empresas transportistas y distribuidoras, al objeto de conocer su mejor estimación sobre la evolución futura de dichas variables.

No obstante, durante el periodo de vigencia del estado de alarma la lectura de contadores se ha suspendido al no tratarse de una actividad necesaria para la prestación del servicio esencial de suministro de gas natural. En consecuencia, las empresas distribuidoras sólo disponen de información directa sobre la evolución de las variables de facturación de los consumidores teledivididos (consumidores con un consumo anual inferior a 5 GWh/año) y de aquellos consumidores que hayan modificado la capacidad contratada al amparo del Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19.

Por el contrario, el GTS tiene información, en tiempo real, sobre la evolución de la demanda a través de los equipos de medida distribuidos en la red de transporte, como se ha mostrado anteriormente.

Teniendo en cuenta lo anterior, dada la urgencia en la publicación de la resolución de precios, y, de forma excepcional, a diferencia de ejercicios anteriores se ha solicitado información únicamente al GTS.

En particular, el pasado 4 de junio de 2020 se solicitó información al GTS sobre las previsiones de demanda para los años 2020 y 2021, así como la evolución prevista de las variables de facturación de la actividad de regasificación. En el Cuadro 1 se resumen el escenario de demanda previsto por el GTS.

Cuadro 1. Escenario de demanda previsto por el GTS para los ejercicios 2020 y 2021

	Volumen (GWh)			Tasa de variación s/ año anterior	
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2020	Año 2021
<i>Demanda Generación Eléctrica</i>	111.403	85.998	86.088	-22,8%	0,1%
<i>Peninsular</i>	107.146	79.198	78.423	-26,1%	-1,0%
<i>Baleares</i>	4.257	6.800	7.665	59,7%	12,7%
<i>Demanda Convencional</i>	286.836	264.438	284.400	-7,8%	7,5%
TOTAL DEMANDA NACIONAL	398.239	350.436	370.488	-12,0%	5,7%

Fuente: GTS

El GTS estima que la demanda nacional se reducirá un 12% en el año 2020 consecuencia de una contracción del 22,8% y del 7,8% de la demanda destinada a generación eléctrica y de la demanda convencional, respectivamente. Para el ejercicio 2021, el GTS estima que la demanda se incrementará un 5,7% motivado, fundamentalmente, por el aumento de la demanda convencional (7,5%), de la demanda destinada a generación eléctrica en Baleares (12,7%),

parcialmente compensada por la reducción de la demanda destinada a generación eléctrica peninsular (-1,0%).

Todo ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes y cánones se basan en determinadas previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

La previsión de las variables de facturación para los ejercicios 2020 y 2021 presenta un grado de incertidumbre adicional derivado de la situación actual, debido, por una parte, a la posibilidad de que surjan nuevos brotes infecciosos que hagan necesario volver a aplicar las medidas tomadas durante los últimos meses, con el consecuente impacto sobre las variables de previsión. Y, por otra parte, a la incertidumbre sobre la intensidad y duración de la recuperación de la demanda y de la capacidad a los niveles registrados antes de la crisis.

En relación con lo anterior, cabe señalar que, de acuerdo con las estimaciones del Banco de España³, la contracción del PIB en el segundo trimestre podría situarse entre un 16 % y un 22 % con respecto a su nivel del primer trimestre y en el 2020 entre el 9% (en el escenario de recuperación temprana en el que no se materializarían nuevos obstáculos relevantes en los próximos trimestres) y el 11,6% (en un escenario de “recuperación gradual”, que incorpora un impacto más persistente de la caída de la actividad durante la fase de confinamiento e incluye la posibilidad de nuevos brotes de la enfermedad de intensidad moderada), no pudiéndose descartar escenarios más negativos con caídas del PIB del 15% en el caso de una evolución más adversa de la enfermedad o de un mayor daño de la crisis sobre el tejido productivo.

Adicionalmente, las previsiones de actividad económica del Banco de España apuntan también a efectos persistentes en el medio plazo. Según sus estimaciones, en 2022 el nivel del PIB se situaría entre 4 y 6 puntos porcentuales por debajo del nivel que se proyectaba en diciembre de 2019.

Por otra parte, cabe señalar que la información disponible sobre la evolución reciente de las variables de facturación de los puntos de suministros teledidos en la base de datos de liquidaciones gasistas es muy limitada, dado el decalaje existente en el envío de la información, lo que dificulta conocer el impacto de las

³ “Proyecciones Macroeconómicas de la Economía Española (2020-2022): contribución del Banco de España al ejercicio conjunto de proyecciones del Eurosistema de junio de 2020”, disponible en https://www.bde.es/bde/es/areas/analisis-economi/analisis-economi/proyecciones-mac/Proyecciones_macroeconomicas.html y <https://www.bde.es/f/webbde/GAP/Secciones/SalaPrensa/IntervencionesPublicas/Gobernador/Arc/Fic/hdc230620.pdf>

medidas de flexibilización de los contratos de suministro de gas natural del Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo.

Todo lo anterior, aconseja que se sea especialmente prudente en la estimación de las variables de facturación, al objeto de no incurrir en un déficit en el caso que la actividad económica se recupere con una intensidad inferior a la prevista o se produzcan nuevos rebrotes.

A continuación, se describen las modificaciones introducidas en los escenarios de demanda previstos para los ejercicios 2020 y 2021 sobre los considerados en la segunda consulta pública de la propuesta de Circular.

Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2020

En la previsión de la **demanda destinada a generación eléctrica**, se ha tenido en cuenta la última información disponible sobre la evolución de la demanda de electricidad y la cobertura de la demanda eléctrica. En particular, se ha estimado que la demanda nacional de electricidad prevista para el ejercicio 2020 será un 4,8% inferior a la registrada en 2019 (un 6% inferior a la inicialmente considerada⁴), resultado de considerar el impacto del COVID-19 sobre la demanda de los consumidores eléctricos⁵ y que esta menor demanda será cubierta con una menor producción de ciclos combinados y centrales de carbón, manteniéndose la previsión de producción del resto de tecnologías. Como consecuencia de lo anterior, la demanda destinada a la generación eléctrica se reduce un 28,4% respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio 2020 y un 33,5% respecto del cierre real del ejercicio 2019.

En relación con la previsión de **demanda convencional industrial** se ha considerado el consumo real registrado en el periodo comprendido entre enero y mayo de 2020, según la información publicada por el GTS, y se ha estimado que el consumo entre junio y diciembre será, aproximadamente, el 85% de la demanda real registrada en el mismo periodo de 2019. Como resultado de considerar las hipótesis anteriores se considera que la demanda convencional de consumidores industriales se reducirá en 2020 un 14% respecto del consumo real registrado en 2019.

Adicionalmente, se ha estimado que el COVID-19 tendrá un impacto similar en las PYMES conectadas a presión inferior a 4 bar. A estos efectos, se ha

⁴ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025_42.pdf

⁵ Se estima que como consecuencia del COVID-19 la demanda de los consumidores domésticos se incrementará un 20% durante los meses de marzo a junio, registrando niveles similares a los de 2019 en el resto de los meses. Por el contrario, se estima que entre marzo y junio la demanda de las PYMES conectadas en baja y media tensión se contraerá un 40% y un 30%, respectivamente, mientras que la demanda industrial se reducirá un 20% en el mismo periodo.

considerado que el 20%, 60% y 80% de los consumidores acogidos a los peajes 3.2, 3.3 y 3.4, respectivamente, tienen características de consumidores industriales y se considera, por lo tanto, la misma tasa de reducción de la demanda que la considerada para los industriales.

Finalmente, se ha supuesto que la capacidad facturada equivalente⁶ registrará variaciones del 70% de la variación del consumo por grupo tarifario.

En relación con la previsión de **demanda convencional doméstica** para 2020, se indica que, partiendo de la previsión inicial⁷, se ha considerado que entre marzo y junio de 2020 no se producen captaciones de nuevos consumidores y que, para el resto del periodo las captaciones de nuevos clientes van a ser inferiores a las inicialmente previstas. Los consumos asociados se han estimado manteniendo los tamaños medios previstos, una vez analizada la coherencia de los mismos con la última información disponible.

En el Cuadro 2 se compara el escenario previsto resultante de las consideraciones anteriores con el escenario registrado en 2019. Se observa que la demanda se reducirá en 2020 un 18,6% sobre la registrada en 2019, consecuencia de una reducción de la demanda destinada a generación eléctrica del 33,5% y una reducción de la demanda convencional del 13,4%. En relación con la capacidad, se estima que la misma se reducirá un 7,8% sobre la registrada en 2019, mientras que el número de clientes se incrementará, únicamente, un 0,2% (15.683 clientes).

Si se compara el escenario de demanda anteriormente referido con el considerado en la segunda consulta pública, se observa que la demanda nacional es un 18% inferior (68 TWh), motivado por la menor demanda destinada a generación eléctrica, un 28% inferior (28 TWh), la menor demanda convencional, un 14% inferior (38 TWh), y la menor demanda de los consumidores abastecidos por plantas satélite monocliente, un 16% inferior (2 TWh).

Cabe señalar que el escenario de demanda previsto para 2020 resulta un 8,7% (31 TWh) inferior al previsto por el GTS, siendo la demanda destinada a generación eléctrica un 17% inferior (15 TWh) y la demanda convencional⁸ un 6% inferior (16 TWh).

Respecto de la demanda prevista para el cierre de 2020, como se ha mencionado, se considera que bajo las circunstancias actuales se debe ser

⁶ Capacidad contratada afectada por los multiplicadores de corto plazo, según se establece en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

⁷ Previsión de la demanda incluida en la Memoria que acompaña a la Circular 6/2020, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00319>

⁸ La demanda convencional prevista por el GTS incluye la demanda de los consumidores industriales abastecidos mediante plantas de GNL.

especialmente cauteloso, a efectos de asegurar la sostenibilidad del sistema y evitar incrementos futuros de peajes, de los que pudiera derivarse un impacto negativo sobre la recuperación económica y la sostenibilidad del sistema.

Cuadro 2. Escenario de demanda nacional previsto para el ejercicio 2020

Grupo tarifario	2019 (A)			Previsión 2020 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad	Volumen
Demanda Generación Eléctrica	41	434.129	107.344	41	406.595	71.339	0,0%	-6,3%	-33,5%
Peninsular	38	378.079	103.221	38	340.653	65.449	0,0%	-9,9%	-36,6%
Baleares	3	56.050	4.123	3	65.942	5.890	0,0%	17,6%	42,9%
Demanda Convencional	7.912.529	754.790	274.231	7.928.212	689.534	238.725	0,2%	-8,6%	-12,9%
Grupo 1	85	240.862	75.346	86	219.277	65.270	1,1%	-9,0%	-13,4%
Grupo 2	3.767	490.163	128.485	3.793	449.308	110.318	0,7%	-8,3%	-14,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	152	124.398	36.032	152	108.423	30.268	0,3%	-12,8%	-16,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.616	365.764	92.452	3.641	340.885	80.050	0,7%	-6,8%	-13,4%
Grupo 3	7.908.677	23.765	70.400	7.924.334	20.950	63.136	0,2%	-11,8%	-10,3%
3.1	4.607.999	-	11.182	4.620.080	-	10.674	0,3%	-	-4,5%
3.2	3.223.293	-	28.605	3.227.250	-	26.573	0,1%	-	-7,1%
3.3	25.499	-	1.697	25.231	-	1.440	-1,1%	-	-15,1%
3.4	51.577	-	23.964	51.473	-	20.293	-0,2%	-	-15,3%
3.5	309	23.765	4.952	300	20.950	4.157	-2,7%	-11,8%	-16,1%
GNL cliente final			11.270			9.830			-12,8%
Total	7.912.570	1.188.919	392.845	7.928.253	1.096.129	319.893	0,2%	-7,8%	-18,6%

Fuente: CNMC

La **demanda de exportaciones** se ha estimado teniendo en cuenta tanto la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas como en el SL-ATR. Tal y como se observa en el Cuadro 3, se estima que la demanda de exportaciones se incrementará un 21,8% sobre la registrada en 2019 consecuencia de un incremento de las exportaciones previstas hacia Francia.

Cuadro 3. Escenario de demanda de consumidores no nacionales previsto para el ejercicio 2020.

Punto de Salida	2019 (A)			2020 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	7.538	119.189	17,3%	9.184	137.937	18,2%	21,8%	15,7%	5,3%
VIP Portugal	3.049	9.954	83,9%	2.696	10.187	72,5%	-11,6%	2,3%	-13,6%
VIP Francia	4.489	109.234	11,3%	6.488	127.751	13,9%	44,5%	17,0%	23,6%
TOTAL SALIDAS	7.538	119.189	17,3%	9.184	137.937	18,2%	21,8%	15,7%	5,3%

Fuente: CNMC

La previsión de las variables de facturación de **entrada al sistema** coherente con los escenarios de demanda anteriores se muestra en el Cuadro 4. Se indica que en la previsión se ha tenido en cuenta la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR.

Cabe señalar que, como consecuencia de la crisis asociada al COVID, se está produciendo una caída en la demanda mundial de gas natural, que tiene como efecto un exceso de GNL en el mercado y un abaratamiento del mismo. Se

estima que dicho abaratamiento supondrá una reducción de las entradas de GN de un 39% y un incremento del 0,6% de las entradas desde las plantas de GNL.

Cuadro 4. Escenario de demanda de entrada al sistema previsto para el ejercicio 2020.

Punto de Entrada	2019 (A)			2020 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Capacidad (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
Conexión Internacional	160.355	557.494	78,8%	97.317	519.556	51,3%	-39,3%	-6,8%	-34,9%
Tarifa GME	40.817	147.531	75,8%	19.385	70.760	75,1%	-52,5%	-52,0%	-1,0%
MEDGAZ	68.656	225.711	83,3%	47.482	206.504	63,0%	-30,8%	-8,5%	-24,4%
VIP Pirineos	48.946	177.866	75,4%	27.469	231.683	32,5%	-43,9%	30,3%	-56,9%
VIP Ibérico	1.936	6.385	83,0%	2.980	10.609	77,0%	54,0%	66,1%	-7,3%
Desde planta de regasificación	221.197	665.783	91,0%	222.435	701.558	86,9%	0,6%	5,4%	-4,6%
Otros	1.449	5.812	68,3%	702	2.420	79,5%	-51,5%	-58,4%	16,4%
Marismas	0	0		0	0				
Poseidon	42	304	38,2%	45	264	46,6%	6,2%	-12,9%	21,9%
Viura	1.312	5.246	68,5%	541	1.857	79,8%	-58,7%	-64,6%	16,5%
Madrid	95	263	98,9%	104	299	95,3%	9,3%	13,4%	-3,7%
Inyecciones Distribución	0			12					
TOTAL	383.001	1.229.090	85,4%	320.454	1.223.533	71,8%	-16,3%	-0,5%	-16,0%

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestra la previsión de las **variables de facturación de la actividad regasificación** previstas para el año 2020 coherentes con las previsiones anteriores y estimadas teniendo en cuenta la última información disponible. Se indica que las previsiones anteriores incorporan tanto la previsión de los servicios agregados como de los servicios individuales.

Cuadro 5. Escenario de regasificación previsto para el ejercicio 2020.

	2019 (A)			2020 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Caudal (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen	Caudal	Nº de barcos
Regasificación	225.670.493	686.588.653		226.516.893	721.791.740		0,4%	5,1%	
Carga en Cisternas	12.594.532	43.885.736		12.469.691	42.182.173		-1,0%	-3,9%	
Trasvases / Puestas en frío	483.096		17	3.414.313		29	606,8%		68,6%
Descarga de Buques	239.487.377		270	242.425.137		259	1,2%		-4,0%
Almacenamiento de GNL	4.434.389			4.372.506			-1,4%		

Fuente: CNMC

Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2021

En relación con la previsión de **demanda destinada a generación eléctrica** para 2021, se estima que, en el sistema peninsular, el incremento de la generación de origen renovable va a ser superior al incremento de la demanda eléctrica peninsular prevista para dicho ejercicio, de forma que la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica peninsular prevista para el ejercicio 2021 es un 2,1% inferior a la prevista para el cierre de 2020.

En el sistema balear, la demanda destinada a generación eléctrica se incrementará un 8%, como consecuencia de un incremento de la demanda

eléctrica balear y una reducción en el uso de la interconexión eléctrica península–balears, parcialmente compensado por un incremento de la generación de origen renovable.

En relación con la previsión de **demanda convencional industrial** se estima que en el ejercicio 2021 se recuperará un 30% del volumen perdido en el ejercicio 2019, manteniéndose el resto de hipótesis consideradas a la hora de estimar de la demanda industrial de 2020.

En el caso de la **demanda convencional doméstica** se estima que el ritmo de captación de nuevos clientes será un 30% inferior al considerado inicialmente en el escenario de demanda de la segunda consulta pública manteniéndose los tamaños medios previstos para dicho ejercicio.

Como consecuencia de las anteriores consideraciones, se estima que la demanda de gas natural en el ejercicio 2021 se incrementará un 4%, resultado de una reducción de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica del 1,2%, y un incremento de la demanda convencional del 5,9% (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Escenario de demanda nacional previsto para el ejercicio 2021

Grupo tarifario	Previsión 2020 (A)			Previsión 2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad	Volumen
Demanda Generación Eléctrica	41	406.595	71.339	41	399.531	70.453	0,0%	-1,7%	-1,2%
Peninsular	38	340.653	65.449	38	333.589	64.092	0,0%	-2,1%	-2,1%
Balears	3	65.942	5.890	3	65.942	6.361	0,0%	0,0%	8,0%
Demanda Convencional	7.928.212	689.534	238.725	7.953.143	725.203	251.898	0,3%	5,2%	5,5%
Grupo 1	86	219.277	65.270	86	227.917	69.089	1,0%	3,9%	5,9%
Grupo 2	3.793	449.308	110.318	3.831	475.280	118.833	1,0%	5,8%	7,7%
16 bar < P ≤ 60 bar	152	108.423	30.268	153	112.995	32.140	1,0%	4,2%	6,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.641	340.885	80.050	3.677	362.285	86.693	1,0%	6,3%	8,3%
Grupo 3	7.924.334	20.950	63.136	7.949.226	22.006	63.976	0,3%	5,0%	1,3%
3.1	4.620.080	-	10.674	4.634.454	-	10.500	0,3%	-	-1,6%
3.2	3.227.250	-	26.573	3.236.973	-	26.427	0,3%	-	-0,5%
3.3	25.231	-	1.440	25.377	-	1.468	0,6%	-	2,0%
3.4	51.473	-	20.293	52.119	-	21.133	1,3%	-	4,1%
3.5	300	20.950	4.157	303	22.006	4.448	0,9%	5,0%	7,0%
GNL cliente final			9.830			10.386			5,7%
Total	7.928.253	1.096.129	319.893	7.953.184	1.124.733	332.737	0,3%	2,6%	4,0%

Fuente: CNMC

Si se compara el escenario de demanda anteriormente referido con el considerado en la segunda consulta pública, se observa que la demanda nacional es un 13,7% inferior (53 TWh), consecuencia de una demanda destinada a generación eléctrica un 26% inferior (25 TWh), una demanda convencional un 9,7% inferior (27 TWh) y una demanda por parte de los consumidores abastecidos por plantas satélite monocliente un 11,1% inferior (1 TWh).

El escenario de demanda previsto para 2021 es un 10,2% (38 TWh) inferior al previsto por el GTS para dicho ejercicio, consecuencia de una demanda destinada a generación eléctrica un 18,2% inferior (16 TWh) y una demanda convencional un 7,8% inferior (22 TWh).

La previsión de **demanda de exportaciones** se ha estimado teniendo en cuenta que, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional quinta de la Circular 9/2019⁹ de la CNMC, a partir del 1 de enero de 2021 la totalidad de los ingresos por el uso de las interconexiones con Portugal tienen la consideración de ingresos liquidables.

Cuadro 7. Escenario de demanda de consumidores no nacionales previsto para el ejercicio 2021.

Punto de Salida	Previsión 2020 (A)			Previsión 2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
Conexión Internacional	9.184	137.937	18,2%	18.052	169.209	29,2%	96,6%	22,7%	60,2%
VIP Portugal	2.696	10.187	72,5%	11.240	36.228	85,0%	316,9%	255,6%	17,2%
VIP Francia	6.488	127.751	13,9%	6.812	132.981	14,0%	5,0%	4,1%	0,9%
TOTAL SALIDAS	9.184	137.937	18,2%	18.052	169.209	29,2%	96,6%	22,7%	60,2%

Fuente: CNMC

La previsión de las variables de facturación de **entrada al sistema** coherente con los escenarios de demanda anteriores se muestra en el Cuadro 8, en la que también se ha tenido en cuenta la inclusión en el sistema de liquidaciones de la totalidad de los ingresos asociados a las entradas por Tarifa. Adicionalmente, se ha considerado un mayor aumento en las entradas por gasoducto que en las entradas por planta de regasificación, resultado de una reducción de las presiones bajistas al precio del GNL consecuencia de un previsible incremento de la demanda mundial de gas natural.

⁹ <https://www.cnmcc.es/expedientes/cirde00619>

Cuadro 8. Escenario de demanda de entrada al sistema previsto para el ejercicio 2021.

Punto de Entrada	Previsión 2020 (A)			Previsión 2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Capacidad (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
Conexión Internacional	97.317	519.556	51,3%	117.391	605.623	53,1%	20,6%	16,6%	3,5%
Tarifa GME	19.385	70.760	75,1%	36.008	158.238	62,3%	85,7%	123,6%	-16,9%
MEDGAZ	47.482	206.504	63,0%	49.920	206.504	66,2%	5,1%	0,0%	5,1%
VIP Pirineos	27.469	231.683	32,5%	28.879	231.683	34,2%	5,1%	0,0%	5,1%
VIP Ibérico	2.980	10.609	77,0%	2.584	9.198	77,0%	-13,3%	-13,3%	0,0%
Desde planta de regasificación	222.435	701.558	86,9%	225.372	714.705	86,4%	1,3%	1,9%	-0,5%
Otros	702	2.420	79,5%	748	2.424	84,6%	6,6%	0,2%	6,4%
Marismas	0	0		1	4	58,1%			
Poseidon	45	264	46,6%	45	264	46,7%	0,2%	0,0%	0,2%
Viura	541	1.857	79,8%	547	1.857	80,7%	1,1%	0,0%	1,1%
Madrid	104	299	95,3%	101	299	92,5%	-3,0%	0,0%	-3,0%
Inyecciones Distribución	12			55			342,9%		
TOTAL	320.454	1.223.533	71,8%	343.512	1.322.753	71,1%	7,2%	8,1%	-0,8%

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 9 se muestra la previsión de las variables de regasificación para el año 2021 coherente con las previsiones anteriores. Se indica que las previsiones anteriores incorporan tanto la previsión de los servicios agregados como de los servicios individuales.

Cuadro 9. Escenario de regasificación previsto para el ejercicio 2021.

	Previsión 2020 (A)			Previsión 2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Caudal (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen	Caudal	Nº de barcos
Regasificación	226.516.893	721.791.740		229.249.885	734.476.635		1,2%	1,8%	
Carga en Cisternas	12.469.691	42.182.173		12.898.325	43.632.146		3,4%	3,4%	
Trasvases / Puestas en frío	3.414.313		29	4.561.217		39	33,6%		35,3%
Descarga de Buques	242.425.137		259	246.734.098		264	1,8%		1,8%
Almacenamiento de GNL	4.372.506			4.585.723			4,9%		

Fuente: CNMC

La previsión para el año de gas 2020-2021 se ha considerado ponderando las previsiones anteriormente descritas.

A la vista de las alegaciones recibidas relativas al escenario de demanda empleado, se ha procedido a analizar el escenario de previsión de demanda del GTS actualizado a fecha de 12 de agosto. Dicha previsión contempla tres escenarios, bajo, medio y alto, que se corresponden con diferentes supuestos de condiciones de temperatura, de crecimiento industrial y de composición de la previsión de demanda eléctrica facilitada por REE. En el Cuadro 10 se muestran dichos escenarios.

Cuadro 10. Comparación escenarios de demanda CNMC y GTS para octubre 2020-septiembre 2021.

Escenario		GWh			Tasa de variación s/ periodo anterior	
		Oct 18 - Sep 19	Oct 19- Sep 20	Oct 20- Sep 21	Oct 19 - Sep 20	Oct 20- Sep 21
Bajo	Convencional	288.033	271.004	272.500	-5,9%	0,6%
	Sector Eléctrico	103.966	91.843	61.400	-11,7%	-33,1%
	Total	391.999	362.848	333.900	-7,4%	-8,0%
Medio	Convencional	288.033	271.604	280.600	-5,7%	3,3%
	Sector Eléctrico	103.966	94.143	87.400	-9,4%	-7,2%
	Total	391.999	365.748	368.000	-6,7%	0,6%
Alto	Convencional	288.033	272.004	288.700	-5,6%	6,1%
	Sector Eléctrico	103.966	95.943	113.400	-7,7%	18,2%
	Total	391.999	367.948	402.100	-6,1%	9,3%
CNMC	Convencional	288.033	270.044	258.851	-6,2%	-4,1%
	Sector Eléctrico	103.966	80.340	70.674	-22,7%	-12,0%
	Total	391.999	350.384	329.526	-10,6%	-6,0%

Fuente: GTS y CNMC

Por tanto, la previsión de demanda empleada por la CNMC para el año de gas octubre 2020-septiembre 2021 se aproxima al escenario bajo actualizado a 15 de agosto de 2020 del GTS, siendo un 1 % inferior, si bien difiere la composición de la demanda al considerar la CNMC una menor demanda convencional (-5 %) y mayor demanda del sector eléctrico (15 %).

Se incluye en anexo I el detalle del escenario de demanda previsto para los ejercicios 2020, 2021 y 2020-2021 tanto con la estructura de peajes vigentes como con la estructura establecida en la Circular 6/2020.

La conversión, entre ambas estructuras se ha llevado a cabo considerando la caracterización realizada para el ejercicio de 2018, de tal forma que, para cada grupo tarifario de la estructura vigente, se han asignado los volúmenes consumidos, puntos de suministro, capacidades facturadas equivalentes a los nuevos grupos tarifarios propuestos, distinguiendo a su vez entre demanda destinada a generación eléctrica, convencional y plantas satélites. En relación a la capacidad facturada de los peajes del Grupo 3, se ha estimado considerando la información disponible de las curvas de carga de dichos consumidores de 2016-2018.

V. ESCENARIO DE COSTES

En relación con la retribución de **regasificación** correspondiente al ejercicio 2020-2021 se señala que se ha considerado para el periodo comprendido entre octubre de 2020 y diciembre 2020, la cuarta parte de la retribución establecida

en la Resolución de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año 2020 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución¹⁰.

Para el periodo comprendido entre enero de 2021 y septiembre de 2021, se corresponde con el resultado de aplicar la metodología establecida en la Circular 9/2019¹¹, 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.

Respecto de los costes previstos para las actividades reguladas de **transporte y distribución**, se ha considerado para el periodo octubre 2020-diciembre 2020 la cuarta parte de la retribución establecida en la Resolución de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año 2020 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución.

Adicionalmente, se han incluido las revisiones de las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y regasificación correspondientes a ejercicios anteriores establecidas en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020.

Para la actividad de transporte y el periodo comprendido entre enero de 2021 y septiembre de 2021, se considera tres cuartas partes de la retribución resultado de aplicar la metodología de 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. Por su parte, para la actividad de distribución y el periodo enero 2021 – septiembre 2021, se considera tres cuartas partes de la retribución resultado de aplicar 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 de retribución de la distribución de gas natural.

La retribución del **Gestor Técnico del Sistema** es el resultado de aplicar la Circular 1/2020 de 9 de enero de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema gasista.

¹⁰ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00319>

¹¹ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00619>.

En cuanto a los **costes no asociados al uso de las instalaciones**, la resolución se limita a reflejar costes ya previstos en disposiciones previas del Gobierno, de cara a garantizar la suficiencia de ingresos, de modo que se ha considerado lo siguiente:

- La retribución del operador del mercado y el coste de la adquisición de GLP para el suministro del mercado insular previstas para 2021 se corresponden con las establecidas en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.
- En la determinación del importe de las anualidades por desajuste de ingresos de años anteriores se ha tenido en cuenta lo establecido en el artículo 5 de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.

Cabe señalar que la publicación de los valores de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación, transporte y distribución antes de la publicación de las correspondientes resoluciones por las que se establece la retribución de la actividad para el año 2021 se debe a (i) la urgente necesidad de disponer de los precios de los peajes de regasificación con antelación respecto de su entrada en vigor (el próximo 1 de octubre de 2020), (ii) la provisionalidad de la retribución por continuidad de suministro y (iii) que la Circular 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 se encuentra en tramitación.

VI. HABILITACIÓN PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS PEAJES

Teniendo en consideración la elevada incertidumbre en lo que se refiere al escenario de demanda, tal y como se ha expuesto en el apartado IV, y la provisionalidad de los costes considerados, como se ha detallado en el apartado V, se considera oportuno incluir en la resolución la posibilidad de modificar los peajes una vez iniciado el año de gas, al objeto de garantizar la sostenibilidad del sistema, y a su vez de conformidad con el artículo 37 de la Circular 6/2020.

Cabe señalar que la inclusión de la mencionada posibilidad ha sido sugerida en el informe de la Dirección General de Política Energética y Minas.

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

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

En el punto I del Anexo III de la Circular 6/2020, se establece que la retribución de regasificación que se debe recuperar mediante los peajes de regasificación aplicables entre octubre de 2020 y septiembre de 2021 incluirá:

- $R_{R,20-21}$: retribución anual de regasificación, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el periodo tarifario 2020-2021, expresado en €.
- $DR_{R,20-21}$: revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.
- $IC_{R,20-21}$: diferencia entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.
- CI_R : compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los usuarios de instalaciones de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.
- PR_R : primas obtenidas, en su caso, de procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación, expresado en €.
- $OF_{R,20-21}$: otros ingresos o costes liquidables a recuperar mediante los peajes de regasificación, según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

En el Cuadro 11 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2020-2021 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 435,4 M€, de los cuales el 37,2% se corresponde con la retribución por costes de inversión (incluyendo el gas talón), el 29,5% con la retribución por costes de operación y mantenimiento fijos, el 5,7% con la retribución por costes de operación y mantenimiento variables y el 19,5% 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 ($OF_{R,20-21}$) 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 el ejercicio 2019 ascendieron, aproximadamente a 1,3 M€ (el 0,3% de la retribución de la actividad de regasificación).

Por otra parte, se indica que, dado el carácter provisional de la retribución de la actividad de regasificación al estar pendiente de publicación la correspondiente resolución y al ser el ejercicio 2020-2021 el primer año para el que se calculan

los peajes resultantes de la metodología, no se han considerado desvíos de retribución e ingresos de peajes de ejercicios anteriores.

Finalmente, teniendo en cuenta las alegaciones de varios interesados se ha incluido el importe de las primas en los peajes de regasificación correspondientes al año 2020-2021 resultantes de las subastas de capacidad de mediados de junio. Se indica que del importe de las primas resultantes de las subastas¹² (71.995.666 €) se han deducido la Tasa de la CNMC y la cuota del GTS, imputándose a la actividad de regasificación 71.329.706 €. Teniendo en cuenta lo anterior, se deberán recuperar mediante los peajes de regasificación 364,1 M€.

Cuadro 11. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio octubre 2020 septiembre 2021

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2020-2021	% sobre total
Retribución por disponibilidad	314.824.839	72,3%
Retribución por inversión	159.960.257	36,7%
Retribución por OM& fijo	128.277.576	29,5%
Retribución por OM& variable	24.679.225	5,7%
Retribución financiera gas talón	1.907.782	0,4%
Retribución por continuidad del suministro	84.826.642	19,5%
Retribución Musel	23.605.525	5,4%
DA1^a Orden ETU/1283/2017	12.168.193	2,8%
Ingresos por desbalances	n.a.	n.a.
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total Retribución	435.425.198	100,0%
Primas Subastas	- 71.329.706	
Total	364.095.492	

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

¹² Únicamente se incluyen las primas del año de gas 2020-2021.

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:

1. Se valorarán las instalaciones existentes en cada una de las plantas a los valores unitarios vigentes en el ejercicio tarifario (véase Cuadro 12).
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 13).
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 14).
4. La anualidad de las unidades no estandarizadas se desagregará, en su caso, por elemento retributivo teniendo en cuenta la información de la auditorías de inversión (véase Cuadro 14).
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 15).
6. Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio 2020-2021 (véase Cuadro 16).

**Cuadro 12. 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						TOTAL
	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Mugardos	Sagunto	
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	
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
Relicador 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	ERM G-2.500 EMU G-6.500	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 EM G-2.500	EMU G-4.000	EM G-6.500	
Valor de reposición (€)	668.767.674	441.782.108	551.132.409	574.478.839	354.290.110	534.850.972	3.125.302.112
Unidades estandarizables	495.952.980	268.967.414	378.317.715	401.664.145	181.475.416	362.036.278	2.088.413.948
Tanques de GNL	348.596.800	206.406.000	269.245.160	279.794.800	137.604.000	275.208.000	1.516.854.760
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	12.283.898	-	10.615.689	10.615.689	-	10.896.722	44.411.997
Relicador 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	-	572.032	-	-	-	-	572.032
EM	1.678.640	-	1.780.531	1.243.444	-	-	4.702.615
EMU	986.708	986.708	649.371	572.032	818.041	986.708	4.999.567
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 13. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición

	Valor de reposición	Vida útil regulatoria	Amortización	% sobre total
Unidades estandarizables	2.088.413.948		121.315.441	85,4%
Tanques de GNL	1.516.854.760	20	75.842.738	53,4%
Cargadero de sistemas	24.992.585	20	1.249.629	0,9%
Vaporizador agua de mar	301.129.632	10	30.112.963	21,2%
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	2,5%
Compresor de boil-off emisión directa a la red	44.411.997	20	2.220.600	1,6%
Relicador boil off	163.793	20	8.190	0,0%
Sistema de antorcha	9.630.150	20	481.508	0,3%
ERM	572.032	30	19.068	0,0%
EM	4.702.615	30	156.754	0,1%
EMU	4.999.567	30	166.652	0,1%
Unidades no estandarizables	1.036.888.164	50	20.737.763	14,6%
Valor de reposición (€)	3.125.302.112		142.053.205	100,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 14. 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 auditorías 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
<i>Infraestructura terrestre</i>	19,0%	3.948.960
<i>Edificios</i>	2,2%	461.585
<i>Adecuación de Terrenos</i>	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)		75.842.738
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (D)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (C) * (D)
Bombas primarias	3,1%	2.381.614
Tanque GNL	96,9%	73.461.124

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

Cuadro 15. 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 (€)					% 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	TOTAL	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
Unidades estandarizables	-	1.249.629	34.455.368	85.591.377	121.296.374	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%
Tanques de GNL				75.842.738	75.842.738				83,4%
Tanque de GNL				73.461.124	73.461.124				80,7%
Bombas primarias				2.381.614	2.381.614				2,6%
Cargadero de cisternas		1.249.629			1.249.629		100,0%		
Vaporizador agua de mar			30.112.963		30.112.963			87,4%	
Vaporizador de combustión sumergida			4.018.998		4.018.998			11,7%	
Bombas secundarias				3.542.430	3.542.430				3,9%
Sistema de antorcha				481.508	481.508				0,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta				3.495.912	3.495.912				3,8%
Compresor de boil-off emisión directa a la red				2.220.600	2.220.600				2,4%
Relicador boil off				8.190	8.190				0,0%
Sistemas de medida (1)			323.406		323.406			0,9%	
Unidades no estandarizables	15.343.003	-	-	5.394.760	20.737.763	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%
Interconexiones de gas natural	1.847.190				1.847.190	12,0%			
Interconexiones de gas natural licuado	207.261				207.261	1,4%			
Instalaciones de obra civil terrestre	5.597.415				5.597.415	36,5%			
Infraestructura terrestre	3.948.960				3.948.960	25,7%			
Edificios	461.595				461.595	3,0%			
Adecuación de Terrenos	1.196.670				1.196.670	7,7%			
Instalaciones de descarga				5.394.760	5.394.760				5,9%
Sistemas de gestión y control	1.238.830				1.238.830	8,1%			
Servicios auxiliares	2.549.445				2.549.445	16,6%			
Sistema de suministro eléctrico	946.666				946.666	6,2%			
Sistema de captación de agua	2.655.482				2.655.482	17,3%			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacén	300.714				300.714	2,0%			
Total	15.343.003	1.249.629	34.455.368	90.986.137	142.034.137	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

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

Cuadro 16. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020-2021 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)	23.099.635	1.535.255	46.834.340	204.241.437	275.710.667

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				83,4%
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	80,7%
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%
Cargadero de cisternas		100,0%		
Vaporizador agua de mar			87,4%	
Vaporizador de combustión sumergida			11,7%	
Bombas secundarias				3,9%
Sistema de antorcha				0,5%
Compresor boil off procesado interno de la planta				3,8%
Compresor boil off emisión directa a la red				2,4%
Relicador boil off				0,0%
Sistemas de medida (1)			0,9%	
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	
-	1.535.255	46.834.340	192.131.531	240.501.126	
			170.248.242	170.248.242	
			164.902.105	164.902.105	
			5.946.137	5.946.137	
	1.535.255	-	-	1.535.255	
		40.931.816	-	40.931.816	
		5.462.926	-	5.462.926	
			7.951.881	7.951.881	
			1.080.866	1.080.866	
			7.847.460	7.847.460	
			4.984.699	4.984.699	
			18.384	18.384	
		439.598	-	439.598	
23.099.635	-	-	12.109.906	35.209.541	
2.781.034				2.781.034	
312.042				312.042	
8.427.180				8.427.180	
5.945.350				5.945.350	
694.938				694.938	
1.786.891				1.786.891	
			12.109.906	12.109.906	
1.865.118				1.865.118	
3.838.312				3.838.312	
1.425.252				1.425.252	
3.997.957				3.997.957	
452.740				452.740	
23.099.635	1.535.255	46.834.340	204.241.437	275.710.667	

Fuente: CNMC

En el Cuadro 17 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020-2021 desagregada por elemento.

Cuadro 17. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020-2021 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	240.501.126	10.471.827	250.972.954	86,5%
Tanque almacenamiento GNL.	164.902.105	9.546.032	174.448.136	60,1%
Bombas primarias	5.346.137	309.483	5.655.620	1,9%
Sistema de bombas secundarias.	7.951.881	346.849	8.298.730	2,9%
Vaporizadores de agua de mar.	40.931.816	-	40.931.816	14,1%
Vaporizadores de combustión sumergida.	5.462.926	-	5.462.926	1,9%
Sistema de medida u odorización (1)	439.598	-	439.598	0,2%
Sistema de antorcha y combustor.	1.080.866	-	1.080.866	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	7.847.460	269.464	8.116.924	2,8%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	4.984.699	-	4.984.699	1,7%
Relicador de boil-off.	18.384	-	18.384	0,0%
Cargaderos de sistemas.	1.535.255	-	1.535.255	0,5%
Unidades no estandarizables	35.209.541	1.958.242	37.167.783	12,8%
Interconexiones de gas natural	2.781.034	-	2.781.034	1,0%
Interconexiones de gas natural licuado	312.042	163.537	475.578	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	8.427.180	-	8.427.180	2,9%
Instalaciones de descarga	12.109.906	-	12.109.906	4,2%
Sistemas de gestión y control	1.865.118	580.028	2.445.147	0,8%
Servicios auxiliares	3.838.312	317.110	4.155.423	1,4%
Sistema de suministro eléctrico	1.425.252	554.998	1.980.250	0,7%
Sistema de captación de agua	3.997.957	-	3.997.957	1,4%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	452.740	342.569	795.309	0,3%
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	1.907.782	-	1.907.782	0,7%
ERM	97.096	-	97.096	0,0%
Total	277.715.545	12.430.070	290.145.615	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 18 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

Cuadro 18. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio

Retribución reconocida a los tanques de GNL (€)	174.448.136	
	% sobre retribución de los tanques de GNL	Retribución asignada 2020 - 2021 (€)
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€)	8,00%	13.955.851
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€)	39,78%	69.395.469
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€)	52,22%	91.096.817

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 19).
- 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 20).
- 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 21).

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

Cuadro 19. 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)	112.616.069
Stock de flexibilidad logística	91.096.817
Gas talón	13.955.851
Bombas primarias	5.655.620
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	1.907.782

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)
Vaporización	228.566.637	94,7%	228.566.637	94,7%	106.647.789
Carga en Cisternas	12.791.167	5,3%	12.791.167	5,3%	5.968.280
Total	241.357.803	100,0%	241.357.803	100,0%	112.616.069

Fuente: CNMC

Cuadro 20. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado

Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)	475.578				
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	243.999.691	50,0%	243.999.691	50,0%	237.694
Vaporización	225.434.193	46,2%	225.434.193	46,2%	219.609
Carga en Cisternas	14.266.609	2,9%	14.266.609	2,9%	13.898
Trasvase de GNL de planta a buque	4.247.491	0,9%	4.247.491	0,9%	4.138
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,0%	213
Puesta en frío	27.000	0,0%	27.000	0,0%	26
Total	487.974.985	100,0%	488.193.985	100,0%	475.578

Fuente: CNMC

Cuadro 21. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)					12.109.906
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	245.656.858	98,3%	245.656.858	98,2%	11.892.374
Trasvase de GNL de planta a buque	4.247.491	1,7%	4.247.491	1,7%	205.623
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	10.602
Puesta en frío	27.000	0,0%	27.000	0,0%	1.307
Total	249.931.349	100,0%	250.150.349	100,0%	12.109.906

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 22).

Cuadro 22. 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)		795.309	
Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	69.395.469	38,13%	303.227
Vaporización	106.647.789	58,59%	466.003
Carga en Cisternas	5.968.280	3,28%	26.079
Total	182.011.538	100,00%	795.309

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 23. 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)	14.200.872
Sistema de antorcha y combustor.	1.080.866
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	8.116.924
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	4.984.699
Relicudador de boil-off.	18.384

Servicio	Generación de BOG por servicio (GWh/h) (B)	Horas de funcionamiento previstas para Oct 20 - Sep 21	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	4.280	4.280	485	3,91%	555.390
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	68,90%	9.784.002
Carga de GNL en cisternas	0,035	64.999	64.999	2.261	18,22%	2.586.818
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,58%	792.475
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	1.751	1.751	382	3,08%	437.559
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,09%	12.493
Puesta en frío de buques	0,218	129	129	28	0,23%	32.135
Total				12.410	100,00%	14.200.872

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 24. 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)	17.007.999
Obra civil	8.427.180
Sistemas de gestión y control	2.445.147
Servicios auxiliares.	4.155.423
Sistema de suministro eléctrico	1.980.250

Elemento retributivo	Asignación de la retribución de cada elemento por servicio							
	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
Relicuidador de boil-off.	719	12.666	3.349	1.026	566	16	42	18.384
Cargaderos de sistemas.				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
Total	12.685.460	79.482.697	171.930.926	8.334.466	647.292	23.307	33.468	273.137.616
% de retribución asignado por servicio (B)	4,64%	29,10%	62,95%	3,05%	0,24%	0,01%	0,01%	100,0%

Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)	789.911	4.949.306	10.705.962	518.979	40.306	1.451	2.084	17.007.999
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

Fuente: CNMC

En el Cuadro 25 se resumen, el resultado de la asignación por servicio.

Cuadro 25. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.475.370
Almacenamiento de GNL	84.432.003
Vaporización	182.636.889
Carga de GNL en cisternas	8.853.444
Trasvase de GNL de planta a buque	687.598
Trasvase de GNL de buque a buque	24.758
Puesta en frío de buques	35.552
Total	290.145.615

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 26 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 2020-2021.

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 9/2019¹³, 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 26. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para 2020-2021 por servicio prestado en la planta.

Retribución variable O&M (€) (A)		24.679.225
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%	2.467.922
Almacenamiento de GNL	16,79%	4.143.642
Carga de GNL en cisternas	67,09%	16.557.292
Vaporización	5,80%	1.431.395
Trasvase de GNL a buque	0,17%	41.955
Trasvase de GNL de buque a buque	0,14%	34.551
Puesta en frío de buques	0,01%	2.468
Total	100,0%	24.679.225

Fuente: CNMC

¹³ 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 27 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. Se ha incluido el importe de los otros costes de regasificación a título meramente informativo.

Cuadro 27. Asignación de la retribución prevista para 2020-2021 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	13.475.370	2.467.922	15.943.293
Almacenamiento de GNL	84.432.003	4.143.642	88.575.645
Vaporización	182.636.889	16.557.292	199.194.181
Carga de GNL en cisternas	8.853.444	1.431.395	10.284.839
Trasvase de GNL de planta a buque	687.598	41.955	729.553
Trasvase de GNL de buque a buque	24.758	34.551	59.309
Puesta en frío de buques	35.552	2.468	38.020
Total	290.145.615	24.679.225	314.824.839
Otros Costes de regasificación	120.600.359	-	120.600.359
Total	410.745.974	24.679.225	435.425.198

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. A la fecha de elaboración de la propuesta de Resolución no se habían celebrado las subastas de capacidad para el ejercicio 2020-2021 y por lo tanto no fue posible su consideración en la determinación de los precios.

En consecuencia, varios agentes han señalado en sus alegaciones la necesidad de incluir el importe de las primas en la determinación de los peajes de regasificación correspondientes al año 2020-2021.

Conforme a la información disponible el importe de las primas de las subastas correspondientes al ejercicio 20-21 asciende a 71.995.666 €. No obstante, se

debe tener en cuenta que dichas primas tienen que abonar tanto la cuota del GTS como la Tasa de la CNMC, por lo que el importe a deducir de la actividad de regasificación asciende a 71.329.706 €.

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 28. Asignación de la retribución prevista para 2020-2021 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas

Primas de las subastas de capacidad (€) (C)			- 71.329.706		
Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€) (A)	% sobre retribución total de regasificación (B)	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€) (D) = (A) + (B) * (C)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€) (E)	Retribución asignada por servicio (€) (D) + (E)
Descarga de GNL	13.475.370	3,3%	11.135.252	2.467.922	13.603.174
Almacenamiento de GNL	84.432.003	20,6%	69.769.632	4.143.642	73.913.274
Vaporización	182.636.889	44,5%	150.920.362	16.557.292	167.477.654
Carga de GNL en cisternas	8.853.444	2,2%	7.315.965	1.431.395	8.747.360
Trasvase de GNL de planta a buque	687.598	0,2%	568.191	41.955	610.145
Trasvase de GNL de buque a buque	24.758	0,0%	20.458	34.551	55.009
Puesta en frío de buques	35.552	0,0%	29.378	2.468	31.846
Total	290.145.615	70,6%	239.759.238	24.679.225	264.438.463
Otros Costes de regasificación	120.600.359	29,4%	99.657.030	-	99.657.030
Total	410.745.974	100,0%	339.416.268	24.679.225	364.095.492

Fuente: CNMC

5.1.1 Peaje de descarga de buques

Conforme a lo establecido en el punto V del Anexo III de la Circular 6/2020, el término fijo del peaje de descarga de buques, se calcula aplicando las siguientes formulas:

$$TF_{Descarga,i} = Coste\ horario \times Tm_i$$

Donde:

- $TF_{Descarga,i}$: término fijo del peaje de descarga de buques aplicable al buque de tamaño i, expresado en €/buque.
- i: tamaño del buque de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 de la presente Circular.
- Tm_i : tiempo medio de operación de descarga de los buques de tamaño i
- *Coste horario*: se determina como:

$$Coste\ horario = \frac{RR_{Descarga,f,n}}{\sum_i^n (N_{buques_i} \times Tm_i)}$$

Donde,

- $RR_{Descarga,f,n}$: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de la descarga conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- N_{buques_i} : número de buques previstos de descargados de tamaño i.

Por otra parte, el término variable, es el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

$$TV_{descarga} = \frac{RR_{Descarga,v,n}}{V_{Descarga,n}}$$

Donde:

- $TV_{descarga}$: término variable del peaje de descarga de buques, en €/kWh descargados, con seis decimales.
- $RR_{Descarga,v,n}$: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de descarga de buques conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Descarga,n}$: volumen previsto de descargas en kWh en el periodo tarifario n

En el Cuadro 29 se calculan los peajes de descarga de buques aplicables al ejercicio tarifario 2020-2021.

Cuadro 29. 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)	11.135.252	2.467.922	13.603.174
%	82%	18%	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)	0	11,83	-
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	54	11,83	28.922.957
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	155	16,49	158.041.216
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	52	17,52	56.307.373
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	1	27,83	2.385.313
TOTAL	263	15,78	245.656.858

Determinación del coste horario fijo por operación

	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	11.135.252
Nº de barcos (B)	263
Tiempo medio ponderado (C)	16
Nº horas de operación (B) * (C)	4.147
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	2.685

Términos de facturación

Tamaño del barco (T) (m3)	Término fijo (€/buque) (E)* (B)	Término variable (€/kWh descargado) (A)/(D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	31.762	0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	31.762	0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	44.282	0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	47.043	0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	74.738	0,000010

Fuente: CNMC

Adicionalmente, y tal y como han señalado algunos agentes en sus alegaciones, es necesario incluir en la Resolución el factor de conversión al que se refiere el artículo 30 de la Circular 6/2020 a efectos del establecimiento de garantías.

El factor de conversión de m³ a kWh se define 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/m³(n) y la relación entre m³ de GNL y m³ de GN equivalente de 585 m³(n) de GN, dando como resultado un valor de 6.804 kWh/m³(n).

5.1.2 Peaje de almacenamiento de GNL

De acuerdo con el punto V.2 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término fijo del peaje de almacenamiento de GNL se calcula aplicando lo siguiente:

$$TC_{GNL} = \frac{RR_{GNL,f,n}}{Q_{GNL,n}}$$

Donde:

- TC_{GNL} : término de capacidad del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/(kWh/día)/año con seis decimales.
- $RR_{GNL,f,n}$: retribución fija de regasificación asignada al servicio de almacenamiento de GNL conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $Q_{GNL,n}$: capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de almacenamiento de GNL en el periodo tarifario n

Mientras que el término variable es el resultado de aplicar la siguiente formula:

$$TV_R = \frac{RR_{R,v,n}}{V_{R,n}}$$

Donde:

- TV_R : término variable del peaje de regasificación, expresado en €/kWh regasificados con seis decimales.
- $RR_{R,v,n}$: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de regasificación conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{R,n}$: volumen regasificado previsto en kWh en el periodo tarifario n.

Como resultado de aplicar dichas fórmulas se obtiene el peaje de almacenamiento de GNL, cuyo cálculo se muestra en el Cuadro 30.

Cuadro 30. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	69.769.632	4.143.642	73.913.274
%	94,4%	5,6%	100,0%

	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen almacenado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	14.992.349.583	4.532.418.911.614

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh almacenado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,004654	0,000001

Fuente: CNMC

5.1.3 Peaje de regasificación

De acuerdo a lo establecido en el punto V.3 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término fijo del peaje de regasificación se calcula como resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$TC_R = \frac{RR_{R,f,n}}{Q_{R,n}}$$

Donde:

- TC_R : término fijo de capacidad del peaje de regasificación, expresado en €/kWh/día/año con seis decimales.
- $RR_{R,f,n}$: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de regasificación conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $Q_{R,n}$: capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de regasificación en el periodo tarifario n.

Por otra parte, el término variable se calcula como:

$$TV_R = \frac{RR_{R,v,n}}{V_{R,n}}$$

Donde:

- TV_R : término variable del peaje de regasificación, expresado en €/kWh regasificados con seis decimales.
- $RR_{R,v,n}$: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de regasificación conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{R,n}$: volumen regasificado previsto en kWh en el periodo tarifario n.

En el Cuadro 31 se determinan los términos de facturación del peaje de regasificación resultante de las fórmulas anteriores:

Cuadro 31. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	150.920.362	16.557.292	167.477.654
%	90,1%	9,9%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día)/mes	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	731.305.411	228.566.636.773

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh regasificado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,206371	0,000072

Fuente: CNMC

5.1.4 Peaje de licuefacción virtual

De acuerdo con el punto V.4 del Anexo III de la Circular 6/2020, el peaje de licuefacción virtual se calcula como resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$TC_{Lv} = \lambda \times TC_R$$

Donde:

- TC_{Lv} : término fijo de capacidad del peaje de licuefacción virtual, expresado en €/((kWh/día)/año con seis decimales.
- TC_R : término fijo del peaje de regasificación, €/((kWh/día)/año con seis decimales.
- λ : porcentaje de la retribución imputada al servicio de regasificación, $RR_{R,f,n}$, correspondiente 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.

En el Cuadro 32 se determina el peaje de licuefacción virtual para el ejercicio 2020-2021 resultante de la fórmula anterior. 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 al término fijo del peaje de regasificación el cual incorpora dicho impacto.

Cuadro 32. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	167.477.654
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	9.817.346
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	5,9%
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D)	0,206371
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C)	0,012097

Fuente: CNMC

5.1.5 Peaje de carga en cisternas

Conforme al punto V.5 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término fijo del peaje de carga en cisternas, es el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

$$TC_{cisternas} = \frac{RR_{cisternas,f,n}}{Q_{cisternas,n}}$$

Donde:

- $TC_{Cisternas}$: término fijo de capacidad del peaje de carga en cisternas, expresado en €/kWh/día/año, con seis decimales.
- $RR_{Cisternas,f,n}$: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de carga en cisternas conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $Q_{Cisternas,n}$: capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de carga en cisternas en el periodo tarifario n

Mientras que el término variable es el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

$$TV_{Cisternas} = \frac{RR_{Cisternas,v,n}}{V_{Cisternas,n}}$$

Donde:

- $TV_{Cisternas}$: término variable del peaje de carga en cisternas, expresado en €/kWh cargados en cisterna, con seis decimales.
- $RR_{Cisternas,v,n}$: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de carga en cisternas conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Cisternas,n}$: volumen previsto de cargas en cisternas en kWh en el periodo tarifario n

En el Cuadro 33 se determinan los términos de facturación de peaje de carga en cisternas aplicando las fórmulas anteriores.

Cuadro 33. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	7.315.965	1.431.395	8.747.360
%	83,6%	16,4%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	43.269.653	12.791.166.724

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)
Términos de facturación (A)/(B)	0,169078	0,000112

Fuente: CNMC

5.1.6 Peaje de carga de GNL de planta a buque

Conforme con el punto V.6 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término variable del peaje de carga de GNL de planta a buque se calcula como:

$$TV_{Carga\ buques} = \frac{RR_{Carga\ buques,f,n} + RR_{Carga\ buques,v,n}}{V_{Carga\ buque,n}}$$

Donde:

- $TV_{Carga\ buques}$: término variable del peaje de carga de GNL de planta en buque, expresado en €/kWh.
- $RR_{Carga\ buques,f,n}$: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de carga de GNL de planta en buque conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $RR_{Carga\ buque,v,n}$: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de carga de GNL de planta en buque conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Carga\ buque,n}$: volumen previsto de cargas de GNL en buques en kWh en el periodo tarifario n.

En el Cuadro 34 se determinan el término de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para el periodo tarifario 2020-2021.

Cuadro 34. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	568.191	41.955	610.145
%	93,1%	6,9%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	34	4.247.491.076

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000144

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, el término variable del peaje de carga de GNL de buque a buque se calcula como:

$$TV_{Buque\ a\ buque} = \frac{RR_{Buque\ a\ buque,f,n} + RR_{Buque\ a\ buque,v,n}}{V_{Buque\ a\ buque,n}}$$

Donde:

- $TV_{Buque\ a\ buque}$: término variable del peaje de trasvase de GNL de buque a buque, expresado en €/kWh trasvasados con seis decimales.
- $RR_{Buque\ a\ buque,f,n}$: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de trasvase de GNL de buque a buque conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $RR_{Buque\ a\ buque,v,n}$: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de trasvase de GNL de buque a buque conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Buque\ a\ buque,n}$: volumen previsto de GNL trasvasado de buque a buques en kWh en el periodo tarifario n.

En el Cuadro 35 se determinan los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque resultante de la anterior fórmula. Se señala que al no existir previsión de volumen para dicho ejercicio se ha considerado un volumen de 219 GWh, en aplicación de lo establecido en el citado punto V.7 del Anexo III.

Cuadro 35. 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)	20.458	34.551	55.009
%	37,2%	62,8%	100,0%

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

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000251

Fuente: CNMC

5.1.8 Peaje de puesta en frío

En aplicación de lo establecido en el punto V.8 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término variable del peaje de puesta en frío es el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

$$TV_{Puesta\ en\ frío} = \frac{RR_{Puesta\ en\ frío,f,n} + RR_{Puesta\ en\ frío,v,n}}{V_{Puesta\ en\ frío,n}}$$

Donde:

- $TV_{Puesta\ en\ frío}$: término variable del peaje de puesta en frío, expresado en €/kWh puestos en frío con seis decimales.
- $RR_{Puesta\ en\ frío,f,n}$: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de puesta en frío conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $RR_{Puesta\ en\ frío,v,n}$: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de puesta en frío conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Puesta\ en\ frío,f,n}$: volumen previsto de cargas de GNL en buques para prestar el servicio de puesta en frío en kWh en el periodo tarifario n. Si

para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de puesta en frío se supondrá un volumen 19 GWh.

En el Cuadro 36 se determina los términos de facturación del peaje de puesta en frío.

Cuadro 36. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	29.378	2.468	31.846
%	92,3%	7,7%	100,0%

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	3	27.000.000

	Término variable (€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,0011795

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, se hace necesario aplicar un factor de ajuste a los peajes de la actividad de regasificación, al objeto de asegurar suficiencia (véase Cuadro 37).

Cuadro 37. Determinación de los términos de facturación finales

Servicio prestado en la planta	Retribución a recuperar			Ingresos
	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	11.135.252	2.467.922	13.603.174	13.603.174
Almacenamiento de GNL	69.769.632	4.143.642	73.913.274	73.913.274
Regasificación	150.920.362	16.557.292	167.477.654	167.477.654
Carga de GNL en cisternas	7.315.965	1.431.395	8.747.360	8.747.360
Trasvase de GNL de planta a buque	568.191	41.955	610.145	610.145
Trasvase de GNL de buque a buque	20.458	34.551	55.009	-
Puesta en frío de buques	29.378	2.468	31.846	31.846
Liquefacción Virtual				-
Total	239.759.238	24.679.225	264.438.463	264.383.453
Factor de Ajuste			1,000208	

Peajes Resultantes

Servicio	Sin reescalar			Reescalados		
	€/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)	31.762		0,000010	31.768		0,000010
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	31.762		0,000010	31.768		0,000010
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	44.282		0,000010	44.291		0,000010
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	47.043		0,000010	47.053		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	74.738		0,000010	74.753		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,004654	0,000001		0,004655	0,000001
Regasificación		0,206371	0,000072		0,206414	0,000072
Carga de GNL en cisternas		0,169078	0,000112		0,169114	0,000112
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000144			0,000144
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000251			0,000251
Puesta en frío de buques			0,001179			0,001180
Liquefacción Virtual		0,012097			0,012100	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 38, Cuadro 39 y Cuadro 40).

Cuadro 38. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	31.768		0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	31.768		0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	44.291		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	47.053		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	74.753		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,004698	0,000001
Vaporización		0,208341	0,000072

Fuente: CNMC

Cuadro 39. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,004655	0,000001
Vaporización	0,206414	0,000072

Fuente: CNMC

Cuadro 40. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	31.768		0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	31.768		0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	44.291		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	47.053		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	74.753		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,004655	0,000001
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000251

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 41 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

Cuadro 41. 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 42 se muestra los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el periodo comprendido entre 2014 y 2018. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2015-2018¹⁴, redondeados a un decimal, con la excepción del aplicable al servicio de almacenamiento de GNL para el que se establece el correspondiente al ejercicio 2018. En el caso del servicio de licuefacción virtual se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

En aplicación de lo establecido en la Disposición transitoria tercera de la Circular 6/2020 al no disponerse de la información necesaria para el cálculo de los peajes intradiarios de los servicios de almacenamiento, carga en cisternas y licuefacción virtual, se han considerado el resultante para el servicio de regasificación.

Cuadro 42. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
2014	1,19	1,26	1,14	
2015	1,27	1,17	1,06	
2016	1,12	1,24	1,10	
2017	1,13	1,29	1,08	
2018	1,24	1,17	1,11	
Mensual	1,50	1,40	1,20	1,40
2014	1,28	1,48	1,23	
2015	1,46	1,33	1,09	
2016	1,22	1,42	1,15	
2017	1,26	1,56	1,12	
2018	1,47	1,26	1,16	
Diario	1,80	2,00	1,80	2,00
2014	1,52	2,18	1,87	
2015	1,76	1,93	1,72	
2016	1,46	2,04	1,78	
2017	1,56	2,14	1,80	
2018	1,81	1,70	1,78	
Intradiario	6,80	6,80	6,80	6,80

Fuente: CNMC

5.3 Peajes de regasificación a publicar en la resolución

En tanto no se ha publicado el Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos, a los peajes de regasificación únicamente les es de aplicación la tasa a la prestación de servicios y realización de

¹⁴ En el momento actual no se dispone de la información correspondiente al ejercicio 2019.

actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos (tasa CNMC), conforme a la disposición adicional decimocuarta de la Ley 3/2013 (establecida en 0,140%) y la cuota para la financiación de la retribución del gestor técnico del sistema, de conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Circular 1/2020 (establecida en el 0,785%).

En los cuadros inferiores se muestran los valores de los peajes por el uso de las instalaciones de regasificación incluyendo la tasa a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos y la cuota correspondiente a la financiación de la retribución de GTS, así como los multiplicadores de aplicación a los contratos inferior a un año.

Cuadro 43. Términos de facturación de los peajes de los servicios prestados por la planta de GNL

Servicio	Peajes con cuotas		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL			
S (T ≤ 40.000 m3 de GNL)	32.065		0,000010
M (40.000 < T ≤ 75.000 m3 GNL)	32.065		0,000010
L (75.000 < T ≤ 150.000 m3 GNL)	44.705		0,000010
XL (150.000 < T ≤ 216.000 m3 GNL)	47.492		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	75.451		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,004698	0,000001
Regasificación		0,208341	0,000073
Carga de GNL en cisternas		0,170693	0,000113
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000145
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000254
Puesta en frío de buques			0,001191
Liquefacción Virtual		0,012213	-

Fuente: CNMC

Cuadro 44. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	32.065		0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	32.065		0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	44.705		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	47.492		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	75.451		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,004698	0,000001
Vaporización		0,208341	0,000073

Fuente: CNMC

Cuadro 45. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,004698	0,000001
Vaporización	0,208341	0,000073

Fuente: CNMC

Cuadro 46. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	32.065		0,000010
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	32.065		0,000010
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	44.705		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	47.492		0,000010
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	75.451		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,004698	0,000001
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000145

Fuente: CNMC

Cuadro 47. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento de GNL	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
Mensual	1,50	1,40	1,20	1,40
Diario	1,80	2,00	1,80	2,00
Intradiario	6,80	6,80	6,80	6,80

Fuente: CNMC

5.4 Análisis de la variación de los peajes de regasificación

En el Cuadro 48 se muestra el resultado de aplicar los peajes vigentes y los peajes de la Circular a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2020-2021. Se observa que, como resultado de aplicar la metodología de la Circular, todos los peajes de acceso a las infraestructuras de regasificación experimentarían una reducción comprendida entre el 14,9% y el 72,9%. Dado que la metodología de cálculo de los peajes de regasificación vigentes no es pública, no es posible justificar el motivo de las diferencias respecto de los peajes vigentes.

Cuadro 48. Peajes de regasificación vigentes y peajes de regasificación por el uso de las instalaciones de la Circular. Año 2020-2021

Servicio	Previsión variables de facturación Oct 20 - Sep 21			Facturación (€)			Facturación media (€/MWh)		
	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Metodología CNMC	Orden ETU/1367/2018	Diferencia	Metodología CNMC	Orden ETU/1367/2018	Tasa de variación (%)
Descarga de GNL	263		245.656.858	13.733.035	25.877.282	-12.271.277	0,06	0,11	-46,9%
Almacenamiento de GNL		14.992.350	4.532.418.912	74.618.877	146.850.373	-72.921.720	0,02	0,03	-49,2%
Vaporización		731.305	228.566.637	169.076.458	198.622.071	-31.109.570	0,74	0,87	-14,9%
Carga en Cisternas		43.270	12.791.167	8.830.865	17.144.397	-8.395.217	0,69	1,34	-48,5%
Trasvase de GNL planta a buque	34		4.247.491	615.970	2.657.703	-2.047.430	0,15	0,63	-76,8%
Puesta en frío	3		27.000	32.150	118.701	-86.848	1,19	4,40	-72,9%
Trasvase de buque a buque	-		-	-	-	-	n.a.	n.a.	n.a.
Liquefacción Virtual	-		-	-	-	-	n.a.	n.a.	n.a.
Total (1)			241.357.803	266.907.356	391.270.526	-126.832.063	1,11	1,62	-31,8%

Fuente: CNMC

(1) A efectos de la determinación de la facturación media total, el volumen total se corresponde con la agregación del volumen regasificado y el volumen cargado en cisternas.

Cabe señalar que como consecuencia de aplicar las primas de la subasta los términos fijos de los peajes son un 17,4% inferiores a los considerados en la consulta pública, y la facturación media un 16% inferior.

VIII. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Conforme a la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020 la metodología prevista en los capítulos II y III de la misma se utilizará para la determinación de

los peajes de acceso que entren en vigor, a partir del 1 de octubre de 2021. Por otro lado, hasta esa fecha de 1 de octubre de 2021, continuarán siendo de aplicación, entre otras previsiones, la estructura de los peajes de transporte y distribución y las reglas de facturación de los peajes de transporte y distribución vigentes a la entrada en vigor de la estructura y condiciones de facturación establecidas en la Circular.

No obstante, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá modificar los precios de los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes de aplicación a los consumidores nacionales, teniendo en cuenta las metodologías de la Circular, a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Por tanto, si bien la aplicación plena o completa de las metodologías de los capítulos II y III no tendrá lugar hasta el 1 de octubre de 2021, tales metodologías de dichos capítulos II y III, las cuales están en vigor desde la fecha de aprobación de la Circular sin perjuicio de que de momento no se efectúe su aplicación plena, se emplearán para valorar una posible modificación de los peajes vigentes a la fecha de entrada en vigor de la Circular, desde la perspectiva del principio de suficiencia.

Esto supone que, a tenor de la disposición transitoria primera de la Circular, se tendrá que tener en consideración el resultado de las metodologías establecidas en los capítulos II y III de la citada Circular 6/2020, en el caso de que hubieran de modificarse los precios de los términos de conducción de los peajes vigentes.

En concreto, tras aplicarse la metodología de la Circular prevista en los capítulos II y III, se trasladarán los resultados a la estructura de peajes de transporte y distribución vigente, la cual se mantiene hasta octubre de 2021 con el objetivo principal de conceder a los agentes un tiempo suficiente para que efectúen las correspondientes adaptaciones a la nueva estructura en sus sistemas.

En definitiva, si bien la resolución aplica las metodologías de los capítulos II y III, en vigor desde la fecha de aprobación de la Circular, el resultado de tal aplicación no se plasma en la estructura de peajes que define la Circular, sino en la que estaba vigente al tiempo de entrada en vigor de dicha Circular.

En consecuencia, se hace necesario en primer lugar, valorar la suficiencia de los peajes para, en su caso, proceder a determinar la variación de precios de los términos del peaje de conducción vigente.

Cabe señalar que en el análisis de la suficiencia no se ha considerado ni la retribución de los almacenamientos subterráneos ni los ingresos por la aplicación del canon de almacenamiento subterráneo, debido a que el establecimiento de

ambos es competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) y que, por tanto, será el encargado de asegurar la suficiencia de los mismos. Por el contrario, sí se ha tenido en cuenta en la aplicación de las metodologías de la circular la presencia de costes no asociados al uso de las instalaciones según venían previstos antes de la metodología de asignación de peajes y la resolución de precios, a fin de garantizar el principio de suficiencia.

1. Análisis de la suficiencia

1.1 Previsión de costes

En el Cuadro 49 se muestra el escandallo de costes previsto para el año de gas 2020-2021. Al respecto se indica que, la estimación se incluye la parte proporcional de los costes previstos para el ejercicio 2020 (1/4) y para el ejercicio 2021 (3/4).

Cuadro 49. Retribución prevista para el periodo octubre 2020 septiembre 2021

Retribución reconocida a la actividad (€)	Previsión 2020-2021	% sobre el total
Costes asociados al uso de instalaciones	2.604.165.372	95,5%
Retribución de regasificación	435.425.198	16,0%
Retribución de la red de transporte troncal	551.643.615	20,2%
Retribución de las redes locales	1.617.096.558	59,3%
Costes no asociados al uso	124.134.612	4,5%
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	26.432.000	1,0%
Tasa de la CNMC	3.948.730	0,1%
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.003.426	0,0%
Retribución por suministro a tarifa	110.000	0,0%
Anualidades por desajustes de ingresos	89.124.949	3,3%
Retribución del Operador del mercado	3.515.507	0,1%
Total	2.728.299.984	100,0%

Fuente: CNMC

1.2 Previsión de ingresos

En el Cuadro 50 se muestran los ingresos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el año de gas 2020-2021 los peajes de regasificación que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 y los términos de reserva de capacidad y de conducción de los peajes de transporte y

distribución vigentes. Los ingresos previstos para el ejercicio 2020-2021 de los peajes de regasificación se estiman en 266.907.356 € y los ingresos de peajes de transporte y distribución en 2.479.929.484€. Los ingresos totales de los peajes de regasificación, transporte y distribución se estiman en 2.746.836.839 €.

Cuadro 50. Facturación con términos de facturación propuestos para regasificación y vigentes para transporte y distribución para el periodo octubre 2020 septiembre 2021

Escenario de demanda				Términos de facturación			Facturación (€)				
Regasificación											
Regasificación	Volumen (MWh regasificados)	Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Nº de barcos	Término fijo €/kWh/día y año	Término fijo (€/buque)	Término variable €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total		
Peaje de descarga de buques	245.656.858		263				11.241.553	2.491.482	13.733.035		
S (< 40.000 m3 de GNL)	0		0		32,065	0,000010			0		
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	28.922.957		54		32,065	0,000010	1.740.247	293.340	2.033.587		
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	158.041.216		155		44,705	0,000010	6.947.888	1.602.874	8.550.761		
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	56.307.373		52		47,492	0,000010	2.460.352	571.076	3.031.428		
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	2.385.313		1		75,451	0,000010	93.066	24.192	117.258		
Canon de GNL	4.532.418.912	14.992.349.583		0,0047		0,000001	70.435.679	4.183.199	74.618.877		
Peaje de regasificación	228.566.637	731.305.411		0,2083		0,000073	152.361.104	16.715.354	169.076.458		
Peaje de carga de cisternas	12.791.167	43.269.653		0,1707		0,000113	7.385.805	1.445.060	8.830.865		
Trasvase de GNL a buque	4.247.491		34			0,000145			615.970		
Trasvase de buque a buque	0		0			0,000254			0		
Puesta en frío	27.000		3			0,001191		32.150	0		
Licuefacción Virtual				0,0122					0		
TOTAL REGASIFICACIÓN							241.424.141	25.483.214	266.907.356		
Transporte y Distribución											
Entrada al Sistema		Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año			Término Fijo	Término Variable	Total		
Tarifa		136.368.554	31.852.147	0,130176			17.751.913		17.751.913		
Medgaz		206.503.930	49.310.736	0,130176			26.881.856		26.881.856		
VIP FR		231.683.422	28.526.899	0,130176			30.159.621		30.159.621		
VIP FT		9.550.525	2.682.954	0,130176			1.243.249		1.243.249		
Máximas		3.033	643	0,130176			395		395		
Poseídos		264.286	45.018	0,130176			34.404		34.404		
Viura		1.857.143	545.600	0,130176			241.755		241.755		
Madrid		298.571	101.567	0,130176			38.867		38.867		
Plantas GNL		171.418.400	224.637.608	0,130176			92.609.602		92.609.602		
TOTAL		1.297.947.864	337.703.172				168.961.661	0	168.961.661		
Salida Conexión Internacional		Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término variable c€/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total		
Portugal		29.717.875	9.103.885	0,240719			7.153.651	0	7.153.651		
Francia		131.673.588	6.731.300	0,240719			31.696.308	0	31.696.308		
TOTAL		161.391.463	15.835.185				38.849.959	0	38.849.959		
Salida Consumidores Nacionales conectados T & D		Nº Consumidores	Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T/vj €/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total
Peaje 1 (P<= 60 bar)		124	626.824.363	138.768.407					218.453.115	86.871.921	305.325.036
1.1		61	7.547.210	1.289.499	0,414720		0,000847	3.129.979	1.092.206	4.222.185	
1.2		34	88.804.900	18.361.007	0,370500		0,000682	32.902.216	12.522.207	45.424.423	
1.3		30	530.472.253	119.117.900	0,343884		0,000615	182.420.920	73.257.509	255.678.429	
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)		153	111.851.600	31.672.032				48.922.100	28.560.092	77.482.192	
2.1		9	98.255	19.208	3,036660		0,001934	298.367	37.149	335.516	
2.2		31	327.737	75.953	0,824196		0,001540	270.119	116.967	387.087	
2.3		39	2.557.738	405.224	0,539852		0,001249	1.380.288	506.125	1.886.414	
2.4		20	4.471.232	1.001.379	0,494520		0,001121	2.211.114	1.122.546	3.333.660	
2.5		34	30.329.142	8.185.018	0,454644		0,000983	13.788.962	8.045.873	21.834.835	
2.6		19	74.067.496	21.985.249	0,418176		0,000852	30.973.249	18.731.432	49.704.682	
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)		3.672	357.758.598	85.232.564				177.188.703	89.665.180	266.853.883	
2.1		657	937.809	126.144	3,036660		0,001934	2.847.806	243.963	3.091.769	
2.2		1.374	11.860.406	2.619.375	0,824196		0,001540	9.775.299	4.033.837	13.809.136	
2.3		1.031	69.388.513	12.184.874	0,539852		0,001249	37.445.650	15.218.907	52.664.557	
2.4		381	79.141.060	17.692.330	0,494520		0,001121	39.136.837	19.833.102	58.969.939	
2.5		214	160.153.017	42.074.697	0,454644		0,000983	72.812.608	41.359.427	114.172.035	
2.6		14	36.277.794	10.535.145	0,418176		0,000852	15.170.503	8.975.943	24.146.446	
Peaje 3 (P<= 4 bar)		7.794.965	428.510.687	62.649.795				439.164.714	1.165.628.501	1.604.793.215	
3.1		4.531.332	65.266.847	9.798.347		2,530	0,029287	137.571.232	286.964.193	424.535.425	
3.2		3.185.895	190.549.177	25.241.276		5,790	0,022413	221.355.963	565.732.711	787.088.673	
3.3		25.323	8.273.823	1.468.090		54,220	0,016117	16.476.031	23.661.200	40.137.231	
3.4		52.116	143.116.391	21.516.525		80,970	0,013012	50.638.028	279.973.027	330.611.055	
3.5		300	21.304.449	4.625.557	0,711096		0,020210	13.123.461	9.297.370	22.420.831	
TOTAL		7.798.914	1.524.945.249	318.322.798				883.728.632	1.370.725.694	2.254.454.326	
Salida Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite		Nº Consumidores	Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T/vj €/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total
Peaje 3 (P<= 4 bar)	Coefficiente	148.038	7.413.285	1.116.077					4.711.539	12.951.998	17.663.537
3.1	61,2%	98.744	1.390.360	196.593		1,55	0,017924	1.834.687	3.523.658	5.358.345	
3.2	61,5%	48.060	3.178.836	378.144		3,56	0,013784	2.053.603	5.212.331	7.265.934	
3.3	61,6%	432	117.896	23.007		33,40	0,009928	173.282	228.413	401.695	
3.4	72,2%	792	2.288.854	417.461		58,46	0,003955	555.790	3.921.903	4.477.694	
3.5	32,4%	10	437.338	100.873	0,230395		0,000651	94.176	65.692	159.869	
TOTAL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN		7.946.952	1.532.358.534	319.438.874				888.440.171	1.383.677.692	2.479.920.484	

Fuente: CNMC

1.3 Suficiencia de ingresos

En el Cuadro 51 se comparan los costes e ingresos previstos para el ejercicio tarifario 2020-2021. Se observa que los ingresos serían suficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio, excluida la retribución de los almacenamientos subterráneos, generándose un superávit de 91 M€.

Cuadro 51. Costes Facturación con términos de facturación propuestos para regasificación y vigentes para transporte y distribución para el periodo octubre 2020 septiembre 2021

Costes de acceso (miles €) (A)	2.728.300
Retribución de regasificación	435.425
Retribución de la red de transporte troncal	551.644
Retribución de las redes locales	1.617.097
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	26.432
Tasa de la CNMC	3.949
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.003
Retribución por suministro a tarifa	110
Anualidades por desajustes de ingresos	89.125
Retribución del Operador del mercado	3.516
Ingresos de acceso (miles €) (B)	2.818.833
Peajes de regasificación	266.907
Peajes de transporte y distribución	2.479.929
Reserva de capacidad	168.962
Término de conducción	2.310.968
Primas Subastas	71.996
Déficit(-)/superávit (+) (B) - (A)	90.533

Fuente: CNMC

Respecto de la limitación establecida en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, relativa a la imposibilidad de revisar a la baja peajes y cánones mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, se indica que dicho artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, a diferencia de otros de esa misma Ley y de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, no fue objeto de modificación por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, sino que mantiene su redacción original. Tal redacción del artículo 61.3 procede de una regulación anterior en que no existía distinción entre peajes y cargos tal como ha quedado establecida por el Real Decreto-ley 1/2019, cuyo artículo 59 asigna la metodología y determinación de los peajes a la CNMC y lo relativo a los cargos

al Ministerio. Así pues, tal redacción del artículo 61.3 debe interpretarse de conformidad con el nuevo marco jurídico que resulta de dicho Real Decreto-ley, a fin de acomodarlo al nuevo esquema competencial que distingue entre la atribución a la CNMC de la metodología para la determinación de los peajes para financiar el coste de las actividades reguladas, y la competencia del Gobierno para la aprobación de la metodología para la fijación de los cargos destinados a financiar otros costes regulados no asociados al uso de las instalaciones¹⁵. Entre tales costes no asociados al uso de las instalaciones a que han de hacer frente los cargos figura el déficit del sistema¹⁶.

Por tanto, el artículo 61.3 de la Ley 18/2014 debe interpretarse en el sentido de que son los cargos (y no los peajes) los que no podrán ser revisados a la baja en tanto exista déficit, en coherencia igualmente con el tratamiento que se da a los mismos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (artículo 19.5)¹⁷. Así pues, lo relativo al déficit debe recuperarse mediante dichos cargos a fijar por el Gobierno, siendo esta la única interpretación plausible del citado artículo 61, en vista del nuevo régimen que resulta del Real Decreto-ley 1/2019. Dicha interpretación ha sido confirmada por el Consejo de Estado en su dictamen 319/2020 sobre el proyecto de circular 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. El dictamen avaló también las previsiones de la disposición transitoria primera, apartado 4, relativo a la modificación de peajes a partir del resultado de la aplicación de la circular conforme al principio de suficiencia, siendo dicho apartado 4 el aplicado en la resolución. En vista de ello, la resolución se dicta al amparo del artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, sobre la función de la Comisión de aprobar, mediante resolución, los valores de los peajes de acceso a las redes de electricidad y gas¹⁸.

¹⁵ Así, por ejemplo, artículo 59.8 de la Ley 18/2014: “*El Gobierno establecerá la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, para el cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como para el cálculo de los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones y que se recogen en el apartado 4.b) del presente artículo y en el artículo 66*”. En tal sentido, el Real Decreto-ley modificó correlativamente la Ley 34/1998 (artículo 3.1.c; artículo 91, apartados 1 y 2; artículo 92, etc.).

¹⁶ Artículo 59.4.b.4º de la Ley 18/2014: “*b) Los costes no asociados al uso de las instalaciones son los siguientes [...] 4.a Anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la presente Ley, con sus correspondientes intereses y ajustes*”.

¹⁷ Artículo 19.5 de la Ley 24/2013, citado: “*En todo caso, mientras las partidas de costes del sistema eléctrico reflejen pagos que correspondan a deudas pendientes de años anteriores, los cargos no podrán ser revisados a la baja*”.

¹⁸ Disposición transitoria primera, 4: “*La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá modificar los precios de los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes, teniendo en cuenta el resultado de la aplicación de las metodologías contempladas en la presente circular y con objeto de asegurar la*

Así pues, desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2019 debe interpretarse el mencionado artículo 61.3 en los señalados términos: son los cargos que deberá aprobar el Gobierno los que deban garantizar el cobro de las anualidades del déficit, cuestión a la que mostró su conformidad el Consejo de Estado.

Debe hacerse hincapié en que la Circular 6/2020 tiene por exclusivo objeto los peajes, pues se dicta ya en los términos del nuevo marco competencial derivado del Real Decreto-ley 1/2019. Ello incluye su disposición transitoria primera, 4, la cual autoriza a la CNMC a publicar nuevos peajes como consecuencia de la aplicación de las metodologías de la circular, aunque adaptadas a la estructura de peajes que resultaba de la metodología anterior. Es decir, la resolución de la CNMC no aplica la anterior metodología de peajes y cargos del Ministerio, sino que calcula los valores de los peajes conforme a la nueva metodología de peajes de la Circular y traslada los resultados a la estructura de peajes de transporte y distribución anterior, lo que supone el establecimiento de nuevos valores de los peajes en virtud del citado artículo 7.1. bis de la Ley 3/2013. La Circular 6/2020 mantiene transitoriamente la estructura anterior de los peajes de transporte y distribución para conceder a los agentes tiempo suficiente para que adapten sus sistemas a la nueva estructura de peajes de la circular, la cual se aplicará en octubre de 2021. Es, por tanto, este aspecto singular (la estructura de los peajes, y no la metodología), lo que se mantiene del sistema anterior, en beneficio de los agentes.

Se está ya, por tanto, en una situación diferente a la prevista en la redacción literal del artículo 61.3, referido al establecimiento de peajes (e implícitamente cargos) por el Ministerio. Se insiste en que lo llevado a cabo por la CNMC en la resolución en atención al nuevo marco del Real Decreto-ley 1/2019, y en virtud de la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, es la aplicación de las metodologías de peajes de la circular (referidas, se insiste, exclusivamente a peajes) para a continuación trasladar los resultados de los cálculos a la estructura anterior de peajes, aunque reflejando costes no asociados al uso de las instalaciones en los términos establecidos por normas y disposiciones del Gobierno previas a la Circular de peajes y a la resolución, a fin de garantizar el principio de sostenibilidad, principio básico de la Ley 18/2014, también en este nuevo sistema.

Con relación a esto último ha de añadirse que, si bien el artículo 61.3 de la Ley 18/2014 debe interpretarse en los términos indicados, de modo que son los cargos, en tanto deben recuperar las anualidades del déficit, los que no podrán reducirse mientras persista dicho déficit acumulado, la resolución de peajes es perfectamente coherente con la finalidad de dicho artículo. Así, tal finalidad es

suficiencia de ingresos, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia”.

que los ingresos del sistema puedan atender a las anualidades del déficit, en atención a los principios de sostenibilidad y suficiencia. Pues bien, dicha finalidad se cumple rigurosamente con los valores de los precios de los peajes que se establecen en la resolución de la CNMC, la cual aplica, debe reiterarse, la metodología de la nueva Circular. Y ello al haberse incorporado a la resolución un coste equivalente al de la anualidad del déficit en los términos establecidos en la oportuna disposición del Gobierno (Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre). Tal incorporación del importe equivalente al de la anualidad del déficit (y otros costes no asociados al uso de las instalaciones), responde estrictamente al principio de sostenibilidad en el marco de la necesaria aprobación de valores de los peajes para el ejercicio 2020-2021 por parte de la CNMC. En definitiva, aunque la resolución se dicta ya en el contexto del nuevo marco competencial derivado del Real Decreto-ley 1/2019, y supone la aprobación por la CNMC de los valores de los peajes para el ejercicio 2020-2021, dicha resolución no puede obviar, debido a la necesidad de garantizar la suficiencia, la circunstancia de que no se hayan aprobado los valores de los cargos por parte del Gobierno para dicho ejercicio 2020-2021¹⁹.

El principio de suficiencia previsto en la Ley 18/2014 viene asimismo previsto en la disposición transitoria primera, 4, de la circular, aquí aplicada, y a dicho principio responde también el artículo 61.3 de la Ley 18/2014. Los valores de los peajes previstos en la resolución garantizan la suficiencia en los términos de la Ley 18/2014, entre otros factores, porque se ha contemplado un escenario de demanda prudente. Asimismo, en atención a tales principios de sostenibilidad y suficiencia, y aunque la circular se refiere solo a los peajes, al modificar el término de conducción de los peajes de transporte y distribución conforme a los resultados de la metodología de la circular se ha tenido en cuenta la existencia de costes no asociados al uso de las instalaciones según venían establecidos en normas y disposiciones previas del Gobierno. Debe señalarse que el Ministerio no ha cuestionado en su informe ni la incorporación de esos costes a recuperar, ni la concreta estimación de sus valores. Ello permite la plena coherencia y el cumplimiento de la finalidad del artículo 61.3, citado. Al reflejarse tales costes establecidos en normas previas, a los efectos de aplicar la disposición transitoria cuarta de la Circular 6/2020, se salvaguarda el principio de suficiencia con relación a las anualidades del déficit, que es en definitiva lo que el artículo 61.3 de la Ley 18/2014 exige²⁰.

¹⁹ Si bien el pasado 9 de julio de 2020 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia oficio de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico adjuntando para informe el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso, dicha metodología no será de aplicación hasta el año de gas 2021-22.

²⁰ Véase apartado VIII.2.4 de esta memoria.

Además de lo anterior, para el caso de que sea necesario, se ha previsto en la resolución la posibilidad de modificar los valores de los peajes de gas una vez iniciado el año de gas si se producen circunstancias debidamente justificadas, lo cual refuerza todavía en mayor grado la garantía de los principios de sostenibilidad y suficiencia.

En todo caso, de acuerdo con la Circular 6/2020, cualquier desvío que se produzca en los costes e ingresos previstos de las actividades de regasificación, transporte y distribución, serán considerados en el cálculo de los peajes del ejercicio siguiente, por lo que, en ningún caso, afectará a la determinación de los cargos. Por el contrario, una determinación de los peajes que no reflejase los costes no asociados al uso de las instalaciones establecidos en normas y disposiciones del Gobierno previas a la metodología de la CNMC supondría que el eventual déficit se debiese soportar, en primer término, por los agentes, de modo que se afectaría a la suficiencia de los peajes. Además, se afectaría a los cargos que se determinen para el ejercicio 2021-2022, pues el déficit generado exigiría la correspondiente subida de los cargos por parte del Gobierno para recuperar ese déficit.

2. Determinación de los términos de conducción aplicables al año de gas 2020-2021

Conforme al punto 4 de la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, se podrán modificar los precios de los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes, teniendo en cuenta el resultado de la aplicación de las metodologías contempladas en la circular, asegurando en todo caso, la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos.

Dado el superávit previsto para el ejercicio, procede calcular los valores de los peajes del término de conducción aplicables para el ejercicio 2020-2021 considerando las metodologías de las actividades de regasificación, transporte y redes locales establecidas en la Circular 6/2020, teniendo en cuenta la relación existente entre la estructura del término de conducción vigente y la estructura del peaje de redes locales establecida en la citada circular de la CNMC.

En los siguientes epígrafes se detallan los peajes que resultarían de aplicar la metodología de la Circular 6/2020, a efectos de determinar la variación de precios que procede aplicar a los términos de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes.

2.1 Determinación de los peajes de transporte

En el Cuadro 52 se muestra la previsión de la retribución correspondiente al ejercicio 2020–2021 correspondiente a la actividad de transporte.

Cuadro 52. Retribución prevista para octubre 2020 septiembre 2021 para la actividad de transporte correspondiente a la red troncal

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020 - 2021	% sobre el total
Retribución a la inversión	421.861.709	76,47%
Retribución O&M	110.667.548	20,06%
Gas de Operación	19.114.359	3,46%
Total	551.643.615	100,00%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 53 y el Cuadro 54 se detallan las previsiones de demanda por punto de entrada y salida previstas para el ejercicio 2020-2021 (véase epígrafe V del presente informe).

Cuadro 53. Previsión de demanda por punto de entrada para octubre 2020 septiembre 2021

Puntos de entrada	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Volumen (MWh)
Conexión Internacional	584.106	112.372.736
CI Tarifa	136.369	31.852.147
CI Almería	206.504	49.310.736
VIP Pirineos	231.683	28.526.899
VIP Ibérico	9.551	2.682.954
Planta de regasificación	711.418	224.637.608
Barcelona	193.699	61.252.212
Cartagena	98.805	28.482.268
Huelva	159.454	52.876.516
Bilbao	134.954	43.534.476
Sagunto	84.649	26.563.896
Mugaros	39.858	11.928.239
Almacenamiento Subterráneo	41.588	9.242.141
Serrablo	17.416	3.886.882
Gaviota	14.018	3.023.130
Marismas	5.627	1.295.627
Yela	4.528	1.036.502
Yacimientos	2.423	692.828
Marismas	3	643
Poseidon	264	45.018
Viura	1.857	545.600
PB Madrid	299	101.567
TOTAL ENTRADAS	1.339.536	346.945.313

Fuente: CNMC

Cuadro 54. Previsión de demanda por punto de salida para octubre 2020 septiembre 2021

Puntos de salida	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Volumen (MWh)
Conexión Internacional	161.391	15.835.185
VIP Pirineos	131.674	6.731.300
VIP Ibérico	29.718	9.103.885
Planta de regasificación	-	-
Barcelona	-	-
Cartagena	-	-
Huelva	-	-
Bilbao	-	-
Sagunto	-	-
Mugaros	-	-
Almacenamiento Subterráneo	55.822	10.378.535
Serrablo	14.938	2.776.423
Gaviota	32.366	6.015.584
Marismas	4.188	793.264
Yela	4.329	793.264
Salida nacional (2)	1.524.351	318.162.894
P > 60 bar	626.824	138.768.407
16 bar < P ≤ 60 bar	111.852	31.672.032
4 bar < P ≤ 16 bar	357.164	85.072.661
P ≤ 4 bar	428.511	62.649.795
TOTAL SALIDAS	1.741.565	344.376.615

Fuente: CNMC

Cabe señalar que, conforme al Reglamento (UE) 2017/460²¹, 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 y a la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020²², los peajes de entrada al sistema y de salida por las interconexiones internacionales no pueden sufrir modificación respecto de los peajes vigentes. En consecuencia, en la determinación de los peajes de transporte, en lugar de aplicar el reparto entre entrada/salida contemplado en el artículo 9 de la Circular 6/2020, se mantiene el reparto implícito en los peajes vigentes (véase Cuadro 55), teniendo en cuenta que a los peajes de entrada le son de aplicación la cuota del GTS y la tasa de la CNMC.

²¹ Según el artículo 29 del Reglamento (UE) 2017/460, los precios de aplicación a las interconexiones con los Estados Miembros deben publicarse antes de la celebración de la subasta anual de capacidad, por lo no procede la modificación de los peajes de transporte y distribución en estos puntos.

²² Conforme a la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, únicamente se podrá revisar los términos de conducción de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores nacionales.

Cuadro 55. Asignación de la retribución prevista de la red troncal para octubre 2020 septiembre 2021

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)			Asignación de la retribución de la red troncal			
	Previsión 2020 2021	% sobre el total	Entrada		Salida	
			Término de capacidad [(A) + (B)] * (E)	Término variable	Término de capacidad [(A) + (B)] * [1-(E)]	Término variable (C)
Retribución a la inversión	421.861.709 (A)	76,5%	132.610.798		289.250.911	
Retribución O&M	110.667.548 (B)	20,1%	34.787.968		75.879.579	
Gas de Operación	19.114.359 (C)	3,5%				19.114.359
Total	551.643.615	100,0%	167.398.766	-	365.130.491	19.114.359

Facturación Entradas a peajes vigentes (D)	168.961.661
Cuota GTS + Tasa CNMC (%)	0,9%
Facturación Entradas sin Cargos	167.398.766
Total Retribución (A)+(B)	532.529.256
Porcentaje entradas (E)	31,4%

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se procede a aplicar la metodología establecida en el capítulo II y en el anexo I de la Circular 6/2020 para calcular los términos de capacidad aplicables a los términos de salida. Como se ha indicado, los peajes de salida por las interconexiones con la UE no pueden ser objeto de modificación conforme al Reglamento (UE) 2017/460, por lo que se hace necesario reescalar los precios aplicables a la salida nacional a efectos de asegurar la suficiencia. En particular, los precios del peaje de salida de la red de transporte hacia los consumidores nacionales que resultan de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 se han incrementado un 0,21%.

Cuadro 56. Términos de capacidad basados en caudal por punto de salida.

Punto de Salida	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Término fijo (€/MWh/día/año)	Ingresos resultantes (€)	% variación respecto precio medio
Nacional	1.524.351	214,28	326.639.893	-17,3%
Plantas GNL (1)	-	259,14	-	0,0%
VIP Francia	131.674	238,49	31.403.117	-8,0%
VIP Portugal	29.718	238,49	7.087.480	-8,0%
TOTAL	1.685.743	259,14	365.130.491	0,0%

Fuente: CNMC

En el artículo 13 la Circular 6/2020, se establece que el peaje de transporte basado en volumen será único y se aplicará a todas las entradas y salidas de la red de transporte. No obstante, dado que el peaje de entrada a la red de

transporte vigente no incorpora un término variable, se asigna la totalidad del coste variable al peaje de salida de la red de transporte (véase Cuadro 57).

Cuadro 57. Término variable de transporte.

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)	
	Entrada	Salida
Retribución del gas de operación (A)	-	19.114.359

	Volumen (MWh)	
	Entrada	Salida
Variable inductora del coste (B)	346.945.313	318.162.894

	Término variable (€/MWh)	
	Entrada	Salida
Término variable del peaje (A)/(B)	-	0,0601

Fuente: CNMC

En Cuadro 58 se detalla el procedimiento de cálculo de los términos de facturación por cliente de aplicación a los consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro del caudal diario máximo demandado, conforme al punto 13 del anexo I del Circular 6/2020.

Cuadro 58. Determinación del término por cliente aplicable a los consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad prevista (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	$C \leq 5.000$	3.226.088	26.517	214,28	5.682.156	1,76
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	4.162.807	183.076	214,28	39.229.775	9,42
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	328.479	46.366	214,28	9.935.429	30,25
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	53.633	35.928	214,28	7.698.713	143,54
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.148	76.789	214,28	16.454.490	742,92
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.262	43.982	214,28	9.424.513	2.889,21

Fuente: CNMC

2.2 Determinación de los peajes de acceso a las redes locales

En el Cuadro 59 se detalla la retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales y en el Cuadro 60 el escenario de demanda considerado conforme a la estructura tarifaria de la Circular 6/2020.

Cuadro 59. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales octubre 2020-septiembre 2021

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Previsión 2020 2021	% sobre el total
Retribución de la red de influencia local	152.389.438	9,4%
Retribución a la inversión	108.941.718	6,7%
Retribución O&M	41.269.485	2,6%
Gas de Operación	2.178.235	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	73.848.076	4,6%
Retribución a la inversión	56.143.021	3,5%
Retribución O&M	16.510.167	1,0%
Gas de Operación	1.194.888	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	1.390.859.045	86,0%
Retribución de las redes	1.390.859.045	86,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total	1.617.096.558	100,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 60. Previsión de demanda por grupo tarifa octubre 2020-septiembre 2021

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	$C \leq 5.000$	3.296.388	27.081.011	4.052.528	41,0%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	4.234.356	186.309.292	25.338.249	37,3%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	333.433	47.138.548	6.226.861	36,2%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	54.491	36.481.129	5.719.378	43,0%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.473	77.970.239	11.873.221	41,7%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.301	44.532.150	7.310.032	45,0%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.187	53.836.082	9.092.493	46,3%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	717	80.214.377	16.281.360	55,6%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	331	97.511.555	23.190.045	65,2%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	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%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 61 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 62 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 63 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 61. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año octubre 2020 - septiembre 2021.

	Previsión 2020 2021
Retribución de la red de distribución (€) (A)	1.390.859.045

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	201.114.962
Retribución de la distribución asignada por capacidad	1.189.744.082
Total	1.390.859.045

Fuente: CNMC

Cuadro 62. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año octubre 2020 - septiembre 2021

Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)	1.189.744.082
% 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	124.981.733
P ≤ 4 bar	1.064.762.350

Fuente: CNMC

Cuadro 63. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Octubre 2020 - septiembre 2021

Retribución de redes locales (€)	Previsión 2020 2021	% sobre el total
Presión (P) > 60 bar	150.211.203	10,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	72.653.188	5,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	124.981.733	8,8%
P ≤ 4 bar	1.064.762.350	75,4%
Total	1.412.608.474	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 2017²³, día de mayor demanda registrada en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 64 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.

²³ 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.

Cuadro 64. 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_j^i	Retribución asignada a cada nivel de presión (€)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.064.762.350	NP0	$\alpha_{0,p}^0$ 1,0000	1.064.762.350
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	124.981.733	NP1	$\alpha_{1,p}^1$ 0,4073	50.909.858
		NP0	$\alpha_{0,p}^1$ 0,5927	74.071.875
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	72.653.188	NP2	$\alpha_{2,p}^2$ 0,4105	29.823.189
		NP1	$\alpha_{1,p}^2$ 0,2267	16.467.372
		NP0	$\alpha_{0,p}^2$ 0,3629	26.362.628
NP3 (P > 60 bar)	150.211.203	NP3	$\alpha_{3,p}^3$ 0,5046	75.801.499
		NP2	$\alpha_{2,p}^3$ 0,0524	7.874.946
		NP1	$\alpha_{1,p}^3$ 0,1780	26.745.055
		NP0	$\alpha_{0,p}^3$ 0,2649	39.789.703

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 65 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 65. 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	1.064.762.350	1.064.762.350	
	NP1	74.071.875		74.071.875
	NP2	26.362.628		26.362.628
	NP3	39.789.703		39.789.703
	Total retribución	1.204.986.555	1.064.762.350	140.224.205
NP1	NP1	50.909.858	50.909.858	
	NP2	16.467.372		16.467.372
	NP3	26.745.055		26.745.055
	Total retribución	94.122.285	50.909.858	43.212.428
NP2	NP2	29.823.189	29.823.189	
	NP3	7.874.946		7.874.946
	Total retribución	37.698.135	29.823.189	7.874.946
NP3	NP3	75.801.499	75.801.499	
	Total retribución	75.801.499	75.801.499	-

Fuente: CNMC

A continuación, se determinan los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión (véase Cuadro 66) y se facturan los suministros al coste unitario fijo y variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados (véanse Cuadro 67 y Cuadro 68), con lo que se obtiene la retribución a recuperar por cada grupo tarifario (véase Cuadro 69).

Cuadro 66. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año octubre 2020 – septiembre 2021

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 ($P \leq 4$ bar)	1.064.762.350	140.224.205
NP1 ($4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	50.909.858	43.212.428
NP2 ($16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	29.823.189	7.874.946
NP3 ($P > 60$ bar)	75.801.499	-
Total	1.221.296.895	191.311.579

II. Variables inductoras del coste

Nivel de presión	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 ($P \leq 4$ bar)	435.923.972	63.765.872
NP1 ($4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	357.164.443	85.072.661
NP2 ($16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	111.851.600	31.672.032
NP3 ($P > 60$ bar)	626.824.363	138.768.407
Total	1.531.764.378	319.278.971

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 ($P \leq 4$ bar)	2,443	2,199
NP1 ($4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	0,143	0,508
NP2 ($16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	0,267	0,249
NP3 ($P > 60$ bar)	0,121	-

Fuente: CNMC

Cuadro 67. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año octubre 2020 – septiembre 2021

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día y año) (1) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	27.026.647	53.874	2	488
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	186.295.322	13.927	-	43
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	47.063.251	70.879	3.072	1.345
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	36.038.292	425.034	3.971	13.832
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	75.062.770	2.786.645	67.478	53.347
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	33.993.621	10.229.450	228.978	80.100
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	17.903.244	34.347.566	1.393.032	192.239
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	10.770.829	65.427.624	3.382.250	633.673
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.769.995	86.473.030	6.428.459	2.840.070
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	119.562.629	26.266.682	26.684.848
RL.11	C > 500.000.000	-	37.773.784	74.077.675	596.324.378
Total		435.923.972	357.164.443	111.851.600	626.824.363

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)	2,4425	0,1425	0,2666	0,1209

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	66.013.704	7.679	0	59	66.021.443
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	455.034.038	1.985	-	5	455.036.028
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	114.953.939	10.103	819	163	114.965.024
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	88.025.021	60.584	1.059	1.673	88.088.337
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	183.343.924	397.205	17.992	6.451	183.765.572
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	83.030.826	1.458.095	61.053	9.686	84.559.661
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	43.729.415	4.895.867	371.427	23.247	49.019.956
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	26.308.196	9.325.987	901.815	76.630	36.612.628
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	4.323.287	12.325.778	1.714.031	343.448	18.706.544
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	17.042.336	7.003.531	3.226.983	27.272.850
RL.11	C > 500.000.000	-	5.384.237	19.751.461	72.113.154	97.248.851
Total		1.064.762.350	50.909.858	29.823.189	75.801.499	

Fuente: CNMC

Cuadro 68. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año octubre 2020 – septiembre 2021

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (MWh) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	4.052.521	5	2	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	25.337.993	246	-	10
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.223.845	2.133	703	179
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.661.423	48.213	9.017	726
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11.319.882	535.786	16.517	1.037
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.108.760	2.139.836	55.675	5.761
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.158.271	5.705.017	200.570	28.634
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.392.765	13.150.450	635.775	102.370
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	510.413	20.628.362	1.525.663	525.608
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	32.124.855	7.239.061	5.784.827
RL.11	C > 500.000.000	-	10.737.758	21.989.048	132.319.255
Total		63.765.872	85.072.661	31.672.032	138.768.407

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	2,1990	0,5079	0,2486	-

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución a recuperar por el término variable 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	8.911.687	3	0	-	8.911.690
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	55.719.461	125	-	-	55.719.586
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	13.686.534	1.084	175	-	13.687.792
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	12.449.739	24.490	2.242	-	12.476.471
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	24.892.962	272.151	4.107	-	25.169.220
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.234.407	1.086.924	13.843	-	12.335.174
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	6.945.189	2.897.848	49.870	-	9.892.907
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5.261.804	6.679.736	158.079	-	12.099.619
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.122.422	10.478.121	379.341	-	11.979.884
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	16.317.733	1.799.923	-	18.117.656
RL.11	C > 500.000.000	-	5.454.215	5.467.365	-	10.921.580
Total		140.224.205	43.212.428	7.874.946	-	

Fuente: CNMC

Cuadro 69. Retribución fija y variable a recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año octubre 2020 – septiembre 2021

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	$C \leq 5.000$	66.021.443	8.911.690
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	455.036.028	55.719.586
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	114.965.024	13.687.792
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	88.088.337	12.476.471
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	183.765.572	25.169.220
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	84.559.661	12.335.174
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	49.019.956	9.892.907
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	36.612.628	12.099.619
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	18.706.544	11.979.884
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	27.272.850	18.117.656
RL.11	$C > 500.000.000$	97.248.851	10.921.580
Total		1.221.296.895	191.311.579

Fuente: CNMC

En el Cuadro 70 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 71 se presenta la asignación de la retribución asociada al gas de operación.

Cuadro 70. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año octubre 2020 – septiembre 2021

Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)	201.114.962
Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)	7.946.674
Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)	2,1090

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	3.296.387	83.425.177
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	4.234.356	107.163.355
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	333.426	8.438.366
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.482	1.378.825
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.463	568.484
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.281	83.042
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.153	29.184
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	684	17.307
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	306	7.733
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	125	3.157
RL.11	C > 500.000.000	13	331
Total		7.946.674	201.114.962

Fuente: CNMC

Cuadro 71. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año octubre 2020 – septiembre 2021

Retribución del gas de operación (€) (A)	3.373.122
Demanda suministrada desde redes locales (kWh)	319.278.971
Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)	0,0009

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (kWh) (D)	Retribución del gas de operación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	4.052.528	42.814
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	25.338.249	267.694
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.226.861	65.786
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.719.378	60.424
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11.873.221	125.438
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.310.032	77.229
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.092.493	96.060
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	16.281.360	172.010
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	23.190.045	244.998
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	45.148.743	476.988
RL.11	C > 500.000.000	165.046.061	1.743.681
Total		319.278.971	3.373.122

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 72 se muestra el resumen de la asignación de la retribución a los términos fijos y variable de cada grupo tarifario.

Cuadro 72. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año octubre 2020 – septiembre 2021

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	66.021.443	83.425.177	149.446.620	8.911.690	42.814	8.954.504
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	455.036.028	107.163.355	562.199.383	55.719.586	267.694	55.987.279
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	114.965.024	8.438.366	123.403.391	13.687.792	65.786	13.753.578
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	88.088.337	1.378.825	89.467.162	12.476.471	60.424	12.536.895
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	183.765.572	568.484	184.334.056	25.169.220	125.438	25.294.658
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	84.559.661	83.042	84.642.704	12.335.174	77.229	12.412.403
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	49.019.956	29.184	49.049.140	9.892.907	96.060	9.988.967
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.612.628	17.307	36.629.935	12.099.619	172.010	12.271.629
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	18.706.544	7.733	18.714.277	11.979.884	244.998	12.224.882
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.272.850	3.157	27.276.008	18.117.656	476.988	18.594.644
RL.11	C > 500.000.000	97.248.851	331	97.249.183	10.921.580	1.743.681	12.665.261
Total		1.221.296.895	201.114.962	1.422.411.857	191.311.579	3.373.122	194.684.701

Fuente: CNMC

En el Cuadro 73 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 74, el Cuadro 75, el Cuadro 76 y el Cuadro 77 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 apartado 13 del Anexo II de la Circular 6/2020.

**Cuadro 73. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario.
Año octubre 2020 – septiembre 2021**

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	149.446.620	8.954.504
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	562.199.383	55.987.279
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	123.403.391	13.753.578
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	89.467.162	12.536.895
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	184.334.056	25.294.658
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	84.642.704	12.412.403
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	49.049.140	9.988.967
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.629.935	12.271.629
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	18.714.277	12.224.882
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.276.008	18.594.644
RL.11	C > 500.000.000	97.249.183	12.665.261
Total		1.422.411.857	194.684.701

II. Variables inductoras del coste

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (kWh) (D)
RL.1	C ≤ 5.000	27.081.011	4.052.527.892
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	186.309.292	25.338.248.972
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	47.138.548	6.226.860.709
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	36.481.129	5.719.378.149
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	77.970.239	11.873.221.307
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	44.532.150	7.310.031.981
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	53.836.082	9.092.492.760
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	80.214.377	16.281.360.221
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	97.511.555	23.190.045.220
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	172.514.159	45.148.742.895
RL.11	C > 500.000.000	708.175.837	165.046.061.137
Total		1.531.764.378	319.278.971.243

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	5,519	0,002210
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	3,018	0,002210
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,618	0,002209
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,452	0,002192
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,364	0,002130
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,901	0,001698
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,911	0,001099
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,457	0,000754
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,192	0,000527
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,158	0,000412
RL.11	C > 500.000.000	0,137	0,000077

Fuente: CNMC

Cuadro 74. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año octubre 2020 – septiembre 2021

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Capacidad (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 mes) (B) / (A) / 12
RL.1	$C \leq 5.000$	3.296.388	27.081.011	4.052.528	149.446.620	3,78
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	4.234.356	186.309.292	25.338.249	562.199.383	11,06
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	333.433	47.138.548	6.226.861	123.403.391	30,84
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	54.491	36.481.129	5.719.378	89.467.162	136,82
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.473	77.970.239	11.873.221	184.334.056	683,53
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.301	44.532.150	7.310.032	84.642.704	2.136,53

Fuente: CNMC

(1) Capacidad facturada. La capacidad facturada de los consumidores para los suministros sin equipo de medida se ha estimado en función de las curvas de carga del ejercicio 2018 (véase Anexo I)

Cuadro 75. 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 2020 – septiembre 2021

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumo (kWh) a efectos de diseño del peaje (A)	Términos de facturación iniciales		Facturación por acceso a redes locales			Término de fijo final
			Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (B)	Término variable (€/kWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B) * 12	Término variable (€) (E) = (A)*(C)	Facturación total (€) (F) = (D) + (E)	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (F) del grupo anterior /12
RL.1	$C \leq 5.000$	5.000	3,78	0,002210	45,34	11,05	56,38	n.a.
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	15.000	11,06	0,002210	132,77	33,14	165,91	4,70
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	50.000	30,84	0,002209	370,10	110,44	480,54	13,83
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	300.000	136,82	0,002192	1.641,86	657,60	2.299,46	40,04
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	1.500.000	683,53	0,002130	8.202,31	3.195,59	11.397,91	191,62
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	1.500.000	2.136,53	0,001698	25.638,41	2.546,99	28.185,41	949,83

Fuente: CNMC

Cuadro 76. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. 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 mes) (C)	Facturación por el término fijo (€) (D) = (A) * (C) *12
RL.1	C ≤ 5.000	3.296.388	4.052.528	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	4.234.356	25.338.249	4,70	238.752.164
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	333.433	6.226.861	13,83	55.321.483
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.491	5.719.378	40,04	26.185.157
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.473	11.873.221	191,62	51.676.697
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.301	7.310.032	949,83	37.629.064

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	618.186.662	238.752.164	379.434.498	0,014975
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	137.156.968	55.321.483	81.835.485	0,013142
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	102.004.057	26.185.157	75.818.901	0,013256
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	209.628.714	51.676.697	157.952.017	0,013303
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	97.055.107	37.629.064	59.426.042	0,008129

Fuente: CNMC

Cuadro 77. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año 2020

I. Estructura fijo/variable del peaje RL.2

	Facturación peaje RL.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	238.752.164	38,6%
Término variable	379.434.498	61,4%
Total	618.186.662	100,0%

II. Determinación de los términos del peaje RL.1

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	158.401.124
--	--------------------

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	61.176.686	97.224.438

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	3.296.388	4.052.528

	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (C) / (D) /12	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	1,55	0,023991

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 78 se resumen los peajes resultantes de la metodología de redes locales detallado en el Anexo II de la Circular 6/2020 para el año octubre 2020- septiembre 2021.

Cuadro 78. Términos de facturación de los peajes de redes regionales. Año octubre 2020-septiembre 2021

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 mes)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)		
RL.1	C ≤ 5.000	1,547	0,023991	5,519	0,002210	0,03909	38,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	4,699	0,014975	3,018	0,002210	0,02440	38,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	13,826	0,013142	2,618	0,002209	0,02203	40,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	40,045	0,013256	2,452	0,002192	0,01783	25,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	191,621	0,013303	2,364	0,002130	0,01766	24,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	949,825	0,008129	1,901	0,001698	0,01328	38,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,911	0,001099	0,00649	83,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,457	0,000754	0,00300	74,9%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,192	0,000527	0,00133	60,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,158	0,000412	0,00102	59,5%
RL.11	C > 500.000.000			0,137	0,000077	0,00067	88,5%

Fuente: CNMC

2.3 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.

No obstante, es necesario proceder a su cálculo para posteriormente incluirlo en el término de conducción del peaje de transporte y distribución a los efectos de asegurar la suficiencia de ingresos del sistema. Al respecto se indica que, dado que el peaje de otros costes de regasificación no será de aplicación hasta el 1 de octubre de 2021, el coste asociado al mismo debe ser recuperado en su totalidad a través del término de conducción, por lo que no procede la aplicación del punto 1 del epígrafe VI del Anexo III de la Circular 6/2020²⁴.

²⁴ 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 79. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

		Retribución asociada a la recuperación de otros costes de regasificación a recuperar por los consumidores suministrados desde las redes locales		99.657.030		
		nº Clientes	% a recuperar por grupo tarifario	Retribución a recuperar por grupo tarifario (€)	Caudal (MWh/día)	Término por caudal del grupo tarifario asociada a la recuperación de otros costes de regasificación (€/kWh/día/año)
RL.1	≤5.000	3.296.388	41,5%	41.337.645	27.081	1,526444
RL.2	≤15.000	4.234.356	53,3%	53.100.033	186.309	0,285010
RL.3	≤50.000	333.433	4,2%	4.181.344	47.139	0,088703
RL.4	≤300.000	54.491	0,7%	683.338	36.481	0,018731
RL.5	≤1.500.000	22.473	0,3%	281.823	77.970	0,003614
RL.6	≤5.000.000	3.301	0,0%	41.401	44.532	0,000930
RL.7	≤15.000.000	1.187	0,0%	14.888	53.836	0,000277
RL.8	≤50.000.000	717	0,0%	8.994	80.214	0,000112
RL.9	≤150.000.000	331	0,0%	4.149	97.512	0,000043
RL.10	≤500.000.000	172	0,0%	2.152	172.514	0,000012
RL.11	>500.000.000	101	0,0%	1.263	708.176	0,000002
TOTAL		7.946.952	100,0%	99.657.030	1.531.764	
Término por cliente (€/año)		12,540284				

Fuente: CNMC

2.4 Incorporación de costes no asociados al uso de las instalaciones

Los peajes y cánones vigentes recuperan, además de la retribución reconocida a las actividades de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento subterráneo, la tasa de la CNMC, la retribución al operador del mercado, el coste de la adquisición de GLP para los suministros insulares y las anualidades para la recuperación de los desajustes de ingresos.

A efectos de asegurar la suficiencia se ha considerado que los costes no asociados al uso de las instalaciones previstos en disposiciones anteriores del Gobierno y en la Ley 3/2013 (caso de la tasa de la CNMC), serán recuperados a través del término de conducción de los consumidores nacionales. En consecuencia, los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación de los consumidores nacionales que resultan de aplicar la metodología se incrementan en un 5,7%.

Cabe señalar que si bien el pasado 9 de julio de 2020 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia oficio de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico adjuntando para informe el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso, dicha metodología no será de aplicación

hasta el año de gas 2021-22, por lo que se han reflejado tales costes, del modo antes referido, a los meros efectos de aplicar la metodología de la CNMC conforme al principio de suficiencia, tal como exigen tanto la Ley 18/2014 como la propia Circular 6/2020 y, asegurando, en todo caso, que no se produce una revisión a la baja de los cargos.

2.5 Determinación de los términos de conducción

Los términos de conducción de los consumidores nacionales resultan de la agregación de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación que resultan de la aplicación de la Circular 6/2020, reescalados a efectos de asegurar la recuperación de la totalidad de los costes.

Una vez se dispone de los términos de facturación así calculados, se hace necesario su transformación a la estructura de peajes vigente, para lo que se aplica la relación existente entre los escenarios de demanda previstos para el ejercicio 2020-2021 de acuerdo con ambas estructuras. En particular, se factura a cada par “peaje Circular”-“peaje vigente” a los términos de conducción que resultan de aplicar la Circular 6/2020 y luego se agregan las variables de facturación y las facturaciones así obtenidas con la estructura de los peajes vigentes. Los términos de conducción con la estructura de peajes vigentes resultan del cociente entre la facturación y el término de facturación correspondiente.

En el Cuadro 80 se muestran los peajes así obtenidos considerando las condiciones de facturación vigentes. Cabe señalar que, como resultado de mantener las condiciones de facturación vigentes, se produce un déficit de 2.599.097 €, motivado porque la metodología de asignación de la CNMC no contempla el descuento por consumo nocturno (de aplicación al peaje 3.5) ni peajes interrumpibles *ex ante*.

Cuadro 80. Peajes correspondientes al término de conducción iniciales CNMC. Año octubre 2020 – septiembre 2021

	Escenario de demanda previsto CNMC con multiplicadores vigentes			Peajes iniciales CNMC			Facturación (€)			Variación sobre peajes vigentes		
	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T _{vij} €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
1. Consumidores Nacionales conectados T & D												
Peaje 1 (P>60 bar)	124	626.824.363	138.768.407				234.392.744	22.500.331	256.893.075	7,3%	-74,1%	-15,9%
1.1	61	7.547.210	1.289.499	0,458573		0,000446	3.460.945	575.200	4.036.145	10,6%	-47,3%	-4,4%
1.2	34	88.804.900	18.361.007	0,376295		0,000220	33.416.817	4.039.737	37.456.553	1,6%	-67,7%	-17,5%
1.3	30	530.472.253	119.117.900	0,372338		0,000150	197.514.983	17.885.394	215.400.377	8,3%	-75,6%	-15,8%
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	153	111.851.600	31.672.032				45.589.263	8.946.007	54.535.271	-6,8%	-68,7%	-29,6%
2.1	9	98.255	19.208	1,389014		0,006744	136.478	129.544	266.021	-54,3%	248,7%	-20,7%
2.2	31	327.737	75.953	2,206746		0,001905	723.232	144.686	867.918	167,7%	23,7%	124,2%
2.3	39	2.557.738	405.224	0,967324		0,001032	2.474.160	418.117	2.892.277	79,2%	-17,4%	53,3%
2.4	20	4.471.232	1.001.379	0,551626		0,000714	2.466.448	715.073	3.181.521	11,5%	-36,3%	-4,6%
2.5	34	30.329.142	8.185.018	0,402749		0,000522	12.215.045	4.269.457	16.484.503	-11,4%	-46,9%	-24,5%
2.6	19	74.067.496	21.985.249	0,372281		0,000149	27.573.900	3.269.131	30.843.031	-11,0%	-82,5%	-37,9%
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	3.671	357.164.443	85.072.661				216.020.709	54.477.000	270.497.710	22,1%	-39,1%	1,5%
2.1	657	937.809	126.144	1,389014		0,006744	1.302.629	850.742	2.153.372	-54,3%	248,7%	-30,4%
2.2	1.374	11.860.406	2.619.375	2,206746		0,001905	26.172.900	4.989.757	31.162.658	167,7%	23,7%	125,7%
2.3	1.031	69.388.513	12.184.874	0,967324		0,001032	67.121.143	12.572.545	79.693.687	79,2%	-17,4%	51,3%
2.4	381	79.141.060	17.692.330	0,551626		0,000714	43.656.270	12.633.881	56.290.151	11,5%	-36,3%	-4,5%
2.5	214	159.558.861	41.914.793	0,402749		0,000522	64.262.244	21.863.535	86.125.779	-11,4%	-46,9%	-24,3%
2.6	14	36.277.794	10.535.145	0,372281		0,000149	13.505.523	1.566.540	15.072.063	-11,0%	-82,5%	-37,6%
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.794.965	428.510.687	62.649.795				868.170.383	702.261.160	1.570.431.543	97,7%	-39,8%	-2,1%
3.1	4.531.332	65.266.847	9.798.347		4,049	0,019758	220.168.678	193.594.160	413.762.838	60,0%	-32,5%	-2,5%
3.2	3.185.895	190.549.177	25.241.276		8,086	0,015423	309.115.891	389.290.404	698.406.295	39,6%	-31,2%	-11,3%
3.3	25.323	8.273.823	1.468.090		56,081	0,014077	17.041.404	20.666.168	37.707.572	3,4%	-12,7%	-6,1%
3.4	52.116	143.116.391	21.516.525		487,961	0,004378	305.166.954	94.194.472	399.361.426	502,6%	-66,4%	20,8%
3.5	300	21.304.449	4.625.557	0,903670		0,000976	16.677.455	4.515.957	21.193.412	27,1%	-51,4%	-5,5%
TOTAL	7.798.914	1.524.351.094	318.162.894				1.364.173.100	788.184.498	2.152.357.598	54,4%	-42,5%	-4,5%
2. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite												
Peaje 3 (P<= 4 bar)	148.038	7.413.285	1.116.077				13.413.793	11.911.631	25.325.424	184,7%	-8,0%	43,4%
3.1	98.744	1.390.360	196.593		3,70	0,019694	4.383.509	3.871.762	8.255.271	138,9%	9,9%	54,1%
3.2	48.060	3.178.836	378.144		7,07	0,015359	4.075.243	5.808.008	9.883.252	98,4%	11,4%	36,0%
3.3	432	117.896	23.007		43,44	0,014013	225.350	322.404	547.754	30,0%	41,1%	36,4%
3.4	792	2.288.854	417.461		460,82	0,004314	4.381.114	1.801.036	6.182.151	688,3%	-54,1%	38,1%
3.5	10	437.338	100.873	0,852763		0,001075	348.576	108.420	456.996	270,1%	65,0%	185,9%
TOTAL DEMANDA NACIONAL	7.946.952	1.531.764.378	319.278.971				1.377.586.892	800.096.129	2.177.683.022	55,1%	-42,2%	-4,1%

Fuente: CNMC

Como resultado de aplicar la metodología de la Circular 6/2020, se observa que los peajes 2.2, 2.3 y 3.4 y los peajes de aplicación a los consumidores suministrados desde plantas satélite, registran incrementos elevados, mientras que el resto de los peajes experimentan reducciones. Adicionalmente, la metodología de la Circular contempla una mayor asignación de costes al término fijo que los peajes de acceso vigentes.

La Disposición final tercera del Real Decreto Ley 1/2019 establece 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 desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

Al no haberse publicado la citada metodología de cargos no es posible la definición del periodo transitorio, lo que determina que, por una parte, no procede trasladar en su totalidad las variaciones que resultan de la metodología a los peajes 2.2, 2.3, 3.4 y plantas satélites y, por otra parte, no procede modificar la estructura de términos fijo y variable de los peajes vigentes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha optado 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 resulta 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 asigna al resto de grupos tarifarios proporcionalmente al ahorro en la facturación.

En el Cuadro 81 se muestran los términos de conducción que resultan para el año 2020-2021. Se indica que, de acuerdo con lo establecido en la Circular 6/2020, las condiciones de facturación de los peajes de transporte y distribución serán las vigentes definidas conforme al Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, como las previstas, en lo relativo al operador encargado de la facturación y restantes aspectos pertinentes, en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Asimismo, se mantienen las condiciones de facturación del peaje 3.5 establecido en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Finalmente, se indica que los términos de facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución resultan del producto de los

peajes establecidos en la Orden TEC/1249/2019 por el coeficiente establecido en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Cuadro 81. Peajes finales CNMC. Año octubre 2020 – septiembre 2021

	Escenario de demanda previsto CNMC con multiplicadores vigentes			Peajes finales CNMC			Facturación (€)			Variación sobre peajes vigentes		
	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{vij} €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
1. Consumidores Nacionales conectados T & D												
Peaje 1 (P>60 bar)	124	626.824.363	138.768.407				203.810.644	81.046.005	284.856.649	-6,7%	-6,7%	-6,7%
1.1	61	7.547.210	1.289.499	0,406997		0,000831	3.071.693	1.071.867	4.143.560	-1,9%	-1,9%	-1,9%
1.2	34	88.804.900	18.361.007	0,343034		0,000631	30.463.116	11.593.914	42.057.030	-7,4%	-7,4%	-7,4%
1.3	30	530.472.253	119.117.900	0,320989		0,000574	170.275.835	68.380.224	238.656.059	-6,7%	-6,7%	-6,7%
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	153	111.851.600	31.672.032				42.473.846	24.712.496	67.186.342	-13,2%	-13,5%	-13,3%
2.1	9	98.255	19.208	2,659252		0,001694	261.285	32.532	293.816	-12,4%	-12,4%	-12,4%
2.2	31	327.737	75.953	0,824196		0,001540	270.119	116.967	387.087	0,0%	0,0%	0,0%
2.3	39	2.557.738	405.224	0,539652		0,001249	1.380.288	506.125	1.886.414	0,0%	0,0%	0,0%
2.4	20	4.471.232	1.001.379	0,485020		0,001099	2.168.639	1.100.982	3.269.621	-1,9%	-1,9%	-1,9%
2.5	34	30.329.142	8.185.018	0,407920		0,000882	12.371.869	7.218.998	19.590.867	-10,3%	-10,3%	-10,3%
2.6	19	74.067.496	21.985.249	0,351323		0,000716	26.021.645	15.736.892	41.758.537	-16,0%	-16,0%	-16,0%
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	3.671	357.164.443	85.072.661				165.932.368	83.427.370	249.359.738	-6,2%	-6,8%	-6,4%
2.1	657	937.809	126.144	2,659252		0,001694	2.493.869	213.643	2.707.512	-12,4%	-12,4%	-12,4%
2.2	1.374	11.860.406	2.619.375	0,824196		0,001540	9.775.299	4.033.837	13.809.136	0,0%	0,0%	0,0%
2.3	1.031	69.388.513	12.184.874	0,539652		0,001249	37.445.650	15.218.907	52.664.557	0,0%	0,0%	0,0%
2.4	381	79.141.060	17.692.330	0,485020		0,001099	38.385.030	19.452.115	57.837.145	-1,9%	-1,9%	-1,9%
2.5	214	159.558.861	41.914.793	0,407920		0,000882	65.087.282	36.967.884	102.055.166	-10,3%	-10,3%	-10,3%
2.6	14	36.277.794	10.535.145	0,351323		0,000716	12.745.238	7.540.985	20.286.223	-16,0%	-16,0%	-16,0%
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.794.965	428.510.687	62.649.795				426.423.881	1.134.791.971	1.561.215.852	-2,9%	-2,6%	-2,7%
3.1	4.531.332	65.266.847	9.798.347		2,503	0,028973	136.095.915	283.886.783	419.982.698	-1,1%	-1,1%	-1,1%
3.2	3.185.895	190.549.177	25.241.276		5,514	0,021346	210.815.578	538.794.018	749.609.596	-4,8%	-4,8%	-4,8%
3.3	25.323	8.273.823	1.468.090		52,833	0,015705	16.054.526	23.055.879	39.110.405	-2,6%	-2,6%	-2,6%
3.4	52.116	143.116.391	21.516.525		80,970	0,013012	50.638.028	279.973.027	330.611.055	0,0%	0,0%	0,0%
3.5	300	21.304.449	4.625.557	0,694644		0,001963	12.819.833	9.082.264	21.902.097	-2,3%	-2,3%	-2,3%
TOTAL	7.798.914	1.524.351.094	318.162.894				838.640.740	1.323.977.842	2.162.618.581	-5,1%	-3,4%	-4,1%
2. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite												
Peaje 3 (P<= 4 bar)	148.038	7.413.285	1.116.077				4.711.539	12.951.998	17.663.537	0,0%	0,0%	0,0%
3.1	98.744	1.390.360	196.593		1,55	0,017924	1.834.687	3.523.658	5.358.345	0,0%	0,0%	0,0%
3.2	48.060	3.178.836	378.144		3,56	0,013784	2.053.603	5.212.331	7.265.934	0,0%	0,0%	0,0%
3.3	432	117.896	23.007		33,40	0,009928	173.282	228.413	401.695	0,0%	0,0%	0,0%
3.4	792	2.288.854	417.461		58,46	0,009395	555.790	3.921.903	4.477.694	0,0%	0,0%	0,0%
3.5	10	437.338	100.873	0,230395		0,000651	94.176	65.692	159.869	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL DEMANDA NACIONAL	7.946.952	1.531.764.378	319.278.971				843.352.279	1.336.929.840	2.180.282.118	-5,0%	-3,4%	-4,0%

Fuente: CNMC

2.6 Peajes de transporte y distribución a publicar en la resolución

En el Cuadro 82 se presentan los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución de aplicación al ejercicio tarifario 2020-2021.

Conforme a las alegaciones presentadas por los agentes, en el citado cuadro se publican los peajes en las unidades establecidas en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, esto es, los términos fijos en €/consumidor y mes o en €/kWh/día y mes, y los términos variables en €/kWh.

Asimismo, y conforme a las citadas alegaciones se incluye el Coeficiente «C» aplicable al término de conducción del peaje de transporte y distribución de los consumidores abastecidos desde plantas satélite, además de los peajes correspondientes.

Adicionalmente, cabe señalar que el apartado octavo del anexo I de la Orden IET/2446/2013 establece que los peajes interrumpibles serán el resultante de multiplicar el término de conducción establecido en la Resolución que corresponda según la presión de suministro y volumen de consumo anual por 0,7 en el caso de la interrumpibilidad tipo “A” y por 0,5 en el caso de la interrumpibilidad tipo “B”.

No obstante, de acuerdo con la Disposición Transitoria Primera de la Circular 6/2020, la aplicación plena de las metodologías de transporte y redes locales, y en particular lo referido a la regulación de los peajes interrumpibles, tendrá lugar a partir del 1 de octubre de 2021, además de que la Resolución de 5 de junio de 2019²⁵ establece las zonas de asignación de capacidad interrumpible para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2019 y el 30 de septiembre de 2020.

²⁵ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-8555

Cuadro 82. Peajes de transporte y distribución de aplicación en el ejercicio tarifario octubre 2020–septiembre 2021

1. Peaje de entrada a la red de transporte

	Término fijo €/kWh/día/mes
Reserva de capacidad	0,010848

2. Peaje de salida de la red de transporte y distribución

2.1 Conexiones internacionales

	Término fijo €/kWh/día/mes
Salida por conexiones internacionales	0,020060

2.2 Salida hacia planta de Regasificación

	Término fijo €/kWh/día/mes	Término variable €/kWh
Salida hacia plantas de GNL	0,021797	0,000061

2.3. Consumidores nacionales suministrados desde la red de T & D

Peajes aplicables	Término fijo €/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T _{vij} €/kWh
Peaje 1 (P>60 bar)			
1.1	0,033916		0,000831
1.2	0,028586		0,000631
1.3	0,026749		0,000574
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)			
2.1	0,221604		0,001694
2.2	0,068683		0,001540
2.3	0,044971		0,001249
2.4	0,040418		0,001099
2.5	0,033993		0,000882
2.6	0,029277		0,000716
Peaje 3 (P<= 4 bar)			
3.1		2,503	0,028973
3.2		5,514	0,021346
3.3		52,833	0,015705
3.4		80,970	0,013012
3.5	0,057887		0,001963

2.3. Consumidores nacionales suministrados desde Plantas Satélite

<i>Peajes aplicables</i>	Término fijo €/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T _{vij} €/kWh
Peaje 3 (P ≤ 4 bar)			
3.1		1,548	0,017924
3.2		3,561	0,013784
3.3		33,400	0,009928
3.4		58,460	0,009395
3.5	0,019200		0,000651

<i>Coeficiente «C» aplicables al término de conducción del peaje de transporte y distribución</i>	Coeficiente
Peaje 3 (P ≤ 4 bar)	
3.1	0,618634
3.2	0,645749
3.3	0,632173
3.4	0,722000
3.5	0,331674

Fuente: CNMC

IX. SENSIBILIDAD DE LOS INGRESOS AL ESCENARIO DE DEMANDA CONSIDERADO

En el presente epígrafe se analiza el impacto sobre los ingresos del sistema de errores en la previsión de la demanda. Dado que la evolución de la demanda convencional es la que mayor incidencia tiene sobre la sostenibilidad del sistema, se analizan escenarios de previsión alternativos, manteniendo el resto de las hipótesis descritas en el presente documento.

El escenario de previsión implícito en la resolución contempla una reducción de la demanda convencional del 12,9% en 2020 y una recuperación a niveles previos a la crisis en dos años, lo que implica un incremento de la demanda convencional del 5,9% en 2021. Adicionalmente, se han considerado tres escenarios para el cierre de 2020 en el que se contemplan reducciones de la demanda convencional inferiores a la implícita en la Resolución (Escenario 1 -6,8%, Escenario 2 -7,9% y Escenario 3 -11,3%) y seis escenarios de en los que demanda la demanda convencional registra reducciones superiores (desde el -14,6% hasta el -20%).

En el Cuadro 83 se muestran los escenarios de demanda convencional considerados para los años 2020 y 2021 y en el Cuadro 84 el déficit o superávit que se producirá en el sistema de liquidaciones en cada uno de los escenarios. Se observa que un desvío del 1% en la previsión de la demanda convencional supone un desvío en los ingresos de, aproximadamente, 15 M€.

Si bien el escenario de previsión implícito en la Resolución de precios puede ser considerado conservador, en la actual coyuntura con una elevada incertidumbre sobre la recuperación de la economía y, consecuentemente, de la demanda de gas natural, se considera prudente en la medida en que permite trasladar en parte la reducción de la retribución resultante de los nuevos esquemas retributivos, lo que a su vez tendrá un impacto positivo sobre la recuperación de la demanda, sin inducir un elevado riesgo la sostenibilidad del sistema.

Cuadro 83. Escenarios de simulación de la demanda convencional considerados

Año		Demanda Convencional (*)			Tasa de variación s/ año anterior		
		Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)
Año 2019		7.912.529	754.790	285.501			
Año 2020	Escenario 1	7.928.212	727.433	266.030	0,2%	-3,6%	-6,8%
	Escenario 2	7.928.212	720.543	262.853	0,2%	-4,5%	-7,9%
	Escenario 3	7.928.212	699.870	253.320	0,2%	-7,3%	-11,3%
	Escenario Resolución	7.928.212	689.534	248.554	0,2%	-8,6%	-12,9%
	Escenario 5	7.928.212	679.198	243.788	0,2%	-10,0%	-14,6%
	Escenario 6	7.928.212	672.308	240.611	0,2%	-10,9%	-15,7%
	Escenario 7	7.928.212	665.417	237.433	0,2%	-11,8%	-16,8%
	Escenario 8	7.928.212	658.526	234.256	0,2%	-12,8%	-17,9%
	Escenario 9	7.928.212	651.635	231.078	0,2%	-13,7%	-19,1%
	Escenario 10	7.928.212	646.123	228.536	0,2%	-14,4%	-20,0%
Año 2021	Escenario 1	7.953.143	752.096	274.645	0,3%	3,4%	3,2%
	Escenario 2	7.953.143	747.207	272.398	0,3%	3,7%	3,6%
	Escenario 3	7.953.143	732.537	265.655	0,3%	4,7%	4,9%
	Escenario Resolución	7.953.143	725.203	262.284	0,3%	5,2%	5,5%
	Escenario 5	7.953.143	717.868	258.912	0,3%	5,7%	6,2%
	Escenario 6	7.953.143	712.978	256.665	0,3%	6,0%	6,7%
	Escenario 7	7.953.143	708.088	254.417	0,3%	6,4%	7,2%
	Escenario 8	7.953.143	703.198	252.170	0,3%	6,8%	7,6%
	Escenario 9	7.953.143	698.309	249.922	0,3%	7,2%	8,2%
	Escenario 10	7.953.143	694.397	248.124	0,3%	7,5%	8,6%

Fuente: CNMC

Nota (*): Incluye demanda de los consumidores industriales conectados a plantas monoclente.

Cuadro 84. Impacto en los ingresos del sistema por el desvío en la previsión de la demanda para el año de gas 2020-2021

Año de gas 2020-2021	Demanda nacional (GWh)	% variación respecto del escenario de la Resolución	ingresos de peajes de regasificación, transporte y distribución (1) (miles €)	% variación respecto del escenario de la Resolución	Déficit (-) / Superavit (+) (miles €)
Escenario 1	332.287	4,1%	2.787.895	5,0%	58.563
Escenario 2	329.922	3,3%	2.777.367	4,6%	48.582
Escenario 3	322.827	1,1%	2.743.787	3,3%	16.639
Escenario Resolución	319.279	0,0%	2.655.384	0,0%	-
Escenario 5	315.731	-1,1%	2.638.211	-0,6%	- 87.303
Escenario 6	313.366	-1,9%	2.627.017	-1,1%	- 97.952
Escenario 7	311.001	-2,6%	2.615.824	-1,5%	- 108.602
Escenario 8	308.636	-3,3%	2.604.630	-1,9%	- 119.252
Escenario 9	306.271	-4,1%	2.593.436	-2,3%	- 129.902
Escenario 10	304.379	-4,7%	2.584.482	-2,7%	- 138.422

Año de gas 2020-2021	Demanda nacional (GWh)	% variación respecto del escenario de la Resolución	ingresos de peajes de regasificación, transporte y distribución (1) (miles €)	% variación respecto del escenario de la Resolución	Déficit (-) / Superavit (+) (miles €)
Escenario 1	332.287	4,1%	2.787.893	5,0%	58.561
Escenario 2	329.922	3,3%	2.777.365	4,6%	48.580
Escenario 3	322.827	1,1%	2.743.786	3,3%	16.638
Escenario Resolución	319.279	0,0%	2.655.001	0,0%	-
Escenario 5	315.731	-1,1%	2.638.211	-0,6%	- 87.302
Escenario 6	313.366	-1,9%	2.627.018	-1,1%	- 97.951
Escenario 7	311.001	-2,6%	2.615.825	-1,5%	- 108.600
Escenario 8	308.636	-3,3%	2.604.632	-1,9%	- 119.250
Escenario 9	306.271	-4,1%	2.593.439	-2,3%	- 129.899
Escenario 10	304.379	-4,7%	2.584.484	-2,7%	- 138.419

Fuente: CNMC

Nota:

(1) Los ingresos por peajes de regasificación, transporte y distribución incluyen la parte de los cargos que debe recuperarse a través del término de conducción.

ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTA PARA LOS AÑOS 2020, 2021 Y PARA EL AÑO DE GAS 2020-2021

Cuadro I.1 – Escenario de demanda previsto para el año 2020 con la estructura de peajes vigente

Presic	Peaje	Volumen	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
TOTAL GRUPO 1			71.297.777	38	406.315.459	65.269.986	86	219.276.749	136.567.763	124	625.592.209
GRUPO 1			71.297.777	38	406.315.459	65.269.986	86	219.276.749	136.567.763	124	625.592.209
P>60 bares	1.1	<200.000	448.995	26	2.336.504	811.762	34	5.095.582	1.260.757	61	7.432.085
	1.2	<1.000.000	3.838.941	5	40.726.040	13.895.052	29	46.915.349	17.733.993	33	87.641.389
	1.3	>1.000.000	67.009.841	7	363.252.916	50.563.172	23	167.265.818	117.573.013	30	530.518.734
TOTAL GRUPO 2			40.981	3	279.050	110.203.279	3.793	448.874.358	110.244.260	3.796	449.153.408
GRUPO 2			0	0	0	30.267.980	152	108.422.856	30.267.980	152	108.422.856
16<P<=60 bares	2.1	<500	0	0	0	18.357	9	95.209	18.357	9	95.209
	2.2	<5.000	0	0	0	72.586	31	321.442	72.586	31	321.442
	2.3	<30.000	0	0	0	387.260	39	2.513.558	387.260	39	2.513.558
	2.4	<100.000	0	0	0	956.987	20	4.332.611	956.987	20	4.332.611
	2.5	<500.000	0	0	0	7.822.168	34	29.388.850	7.822.168	34	29.388.850
	2.6	>500.000	0	0	0	21.010.622	19	71.771.187	21.010.622	19	71.771.187
GRUPO 2			40.981	3	279.050	79.935.299	3.641	340.451.502	79.976.280	3.644	340.730.552
4<P<=16 bares	2.1	<500	1	1	6	118.753	652	907.013	118.754	653	907.018
	2.2	<5.000	1.232	1	8.389	2.464.765	1.363	11.457.113	2.465.997	1.364	11.465.501
	2.3	<30.000	5.461	1	37.183	11.465.907	1.023	66.209.311	11.471.368	1.024	66.246.495
	2.4	<100.000	4.712	0	32.085	16.651.379	378	75.523.117	16.656.091	378	75.555.202
	2.5	<500.000	22.235	0	151.402	39.323.402	211	151.763.257	39.345.637	212	151.914.659
	2.6	>500.000	7.341	0	49.985	9.911.093	13	34.591.691	9.918.434	13	34.641.676
TOTAL INTERRUPTIBLES			0	0	0	115.018	0	433.363	115.018	0	433.363
GRUPO A			0	0	0	115.018	0	433.363	115.018	0	433.363
P>60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<=60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.6	100>=C>500	0	0	0	115.018	0	433.363	115.018	0	433.363
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO B			0	0	0	0	0	0	0	0	0
P>60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<=60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x			0	0	0	63.136.229	7.924.334	435.722.963	63.136.229	7.924.334	435.722.963
Conectados Red T & D			0	0	0	62.038.033	7.777.452	428.176.524	62.038.033	7.777.452	428.176.524
P<4 bar	3.1	<5	0	0	0	10.456.593	4.522.070	69.651.425	10.456.593	4.522.070	69.651.425
	3.2	<50	0	0	0	26.166.752	3.179.508	197.535.702	26.166.752	3.179.508	197.535.702
	3.3	50 < C <= 100	0	0	0	1.418.147	24.833	7.992.359	1.418.147	24.833	7.992.359
	3.4	100 < C <= 8.000	0	0	0	19.915.464	50.749	132.466.987	19.915.464	50.749	132.466.987
	3.5	>8.000	0	0	0	4.081.077	293	20.530.052	4.081.077	293	20.530.052
P<4 bar	3.1	<5	0	0	0	1.098.196	146.882	7.546.439	1.098.196	146.882	7.546.439
	3.2	<50	0	0	0	217.072	98.010	1.535.197	217.072	98.010	1.535.197
	3.3	50 < C <= 100	0	0	0	405.917	47.742	3.412.307	405.917	47.742	3.412.307
	3.4	100 < C <= 8.000	0	0	0	21.686	398	111.127	21.686	398	111.127
	3.5	>8.000	0	0	0	377.173	724	2.067.963	377.173	724	2.067.963
Suministro GNL Directo a cliente final (5)			0	0	0	9.829.634	0	0	9.829.634	0	0
TOTAL GAS DE EMISIÓN			71.338.758	41	406.594.509	248.554.146	7.928.212	1.104.307.433	319.892.904	7.928.253	1.510.901.942

Fuente: CNMC

Cuadro I.2 – Escenario de demanda previsto para el año 2021 con la estructura de peajes vigente

Presic	Peaje	Volumen	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
TOTAL GRUPO 1			70.412.663	38	399.318.672	69.089.292	86	227.916.887	139.501.955	124	627.235.559
GRUPO 1			70.412.663	38	399.318.672	69.089.292	86	227.916.887	139.501.955	124	627.235.559
P>60 bares	1.1	<200.000	439.685	26	2.288.474	859.397	34	5.297.121	1.299.081	61	7.585.595
	1.2	<1.000.000	3.859.628	5	40.421.881	14.710.415	29	48.770.940	18.570.043	34	89.192.821
	1.3	>1.000.000	66.113.351	7	356.608.317	53.519.480	23	173.848.826	119.632.831	30	530.457.142
TOTAL GRUPO 2			40.131	3	212.101	118.833.033	3.831	475.279.889	118.873.164	3.834	475.491.990
GRUPO 2			0	0	0	32.140.049	153	112.994.515	32.140.049	153	112.994.515
16<P<=60 bares	2.1	<500	0	0	0	19.492	9	99.271	19.492	9	99.271
	2.2	<5.000	0	0	0	77.075	31	329.788	77.075	31	329.788
	2.3	<30.000	0	0	0	411.212	39	2.572.037	411.212	39	2.572.037
	2.4	<100.000	0	0	0	1.016.176	20	4.517.459	1.016.176	20	4.517.459
	2.5	<500.000	0	0	0	8.305.968	34	30.642.705	8.305.968	34	30.642.705
	2.6	>500.000	0	0	0	22.310.125	19	74.833.255	22.310.125	19	74.833.255
GRUPO 2			40.131	3	212.101	86.692.984	3.677	362.285.374	86.733.116	3.680	362.497.475
4<P<=16 bares	2.1	<500	1	1	4	128.607	658	947.926	128.608	659	947.930
	2.2	<5.000	1.206	1	6.376	2.669.294	1.377	11.983.944	2.670.500	1.378	11.990.320
	2.3	<30.000	5.347	1	28.263	12.417.361	1.033	70.407.899	12.422.709	1.034	70.436.161
	2.4	<100.000	4.614	0	24.387	18.033.129	382	80.312.329	18.037.744	382	80.336.716
	2.5	<500.000	21.774	0	115.078	42.711.066	214	161.847.994	42.732.839	214	161.963.072
	2.6	>500.000	7.189	0	37.993	10.733.527	14	36.785.283	10.740.715	14	36.823.276
TOTAL INTERRUPTIBLES			0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO A			0	0	0	0	0	0	0	0	0
P>60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<=60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO B	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P>60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<=60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO B	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x			0	0	0	63.975.753	7.949.226	440.248.917	63.975.753	7.949.226	440.248.917
Conectados Red T & D			0	0	0	62.853.716	7.800.803	432.583.236	62.853.716	7.800.803	432.583.236
P<4 bar	3.1	<5	0	0	0	10.284.550	4.535.395	68.505.447	10.284.550	4.535.395	68.505.447
	3.2	<50	0	0	0	26.020.245	3.188.759	196.429.701	26.020.245	3.188.759	196.429.701
	3.3	50 < C <= 100	0	0	0	1.446.029	24.974	8.149.495	1.446.029	24.974	8.149.495
	3.4	100 < C <= 8.000	0	0	0	20.737.692	51.380	137.936.011	20.737.692	51.380	137.936.011
	3.5	>8.000	0	0	0	4.365.200	295	21.562.582	4.365.200	295	21.562.582
Conectados Plantas Satélite	3.1	<5	0	0	0	1.122.037	148.423	7.665.681	1.122.037	148.423	7.665.681
	3.2	<50	0	0	0	215.152	99.059	1.521.617	215.152	99.059	1.521.617
	3.3	50 < C <= 100	0	0	0	406.447	48.214	3.416.765	406.447	48.214	3.416.765
	3.4	100 < C <= 8.000	0	0	0	22.274	403	114.144	22.274	403	114.144
	3.5	>8.000	0	0	0	395.781	739	2.169.987	395.781	739	2.169.987
Suministro GNL Directo a cliente final (5)			0	0	0	10.385.667	0	0	10.385.667	0	0
TOTAL GAS DE EMISIÓN			70.452.794	41	399.530.773	262.283.744	7.953.143	1.143.445.693	332.736.538	7.953.184	1.542.976.466

Fuente: CNMC

Cuadro I.3 – Escenario de demanda previsto para el año de gas 2020-2021 con la estructura de peajes vigente

Presic	Peaje	Volumen	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Cientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Cientes Promedio (3)	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Cientes Promedio (3)	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
TOTAL GRUPO 1			70.633.941	38	401.067.511	68.134.465	86	225.756.852	138.768.407	124	626.824.363
P=60 bares	1.1	<200.000	442.012	26	2.300.479	847.487	34	5.246.731	1.289.499	61	7.547.210
	1.2	<1.000.000	3.854.456	5	40.497.905	14.508.552	29	48.306.995	18.361.007	34	88.804.900
	1.3	>1.000.000	66.337.473	7	358.269.127	52.780.427	23	172.203.126	119.117.900	30	530.472.253
TOTAL GRUPO 2			40.344	3	229.196	116.704.349	3.821	468.786.847	116.744.693	3.824	469.016.043
16<P<=60 bares	2.1	<500	0	0	0	31.672.032	153	111.851.600	31.672.032	153	111.851.600
	2.2	<5.000	0	0	0	19.208	9	98.255	19.208	9	98.255
	2.3	<30.000	0	0	0	75.953	31	327.737	75.953	31	327.737
	2.4	<100.000	0	0	0	405.224	39	2.557.738	405.224	39	2.557.738
	2.5	<500.000	0	0	0	1.001.379	20	4.471.232	1.001.379	20	4.471.232
	2.6	>500.000	0	0	0	8.185.018	34	30.329.142	8.185.018	34	30.329.142
4<P<=16 bares	2.1	<500	40.344	3	229.196	85.032.318	3.668	356.935.246	85.072.661	3.671	357.164.443
	2.2	<5.000	1	1	5	126.144	657	937.804	126.144	657	937.809
	2.3	<30.000	5.376	1	6.890	2.618.162	1.373	11.853.516	2.619.375	1.374	11.860.406
	2.4	<100.000	4.639	0	26.353	17.687.692	381	79.114.707	17.692.330	381	79.141.060
	2.5	<500.000	21.889	0	124.353	41.892.904	213	159.434.508	41.914.793	214	159.558.861
	2.6	>500.000	7.227	0	41.055	10.527.918	14	36.236.739	10.535.145	14	36.277.794
TOTAL INTERRUPTIBLES			0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO A			0	0	0	0	0	0	0	0	0
P=60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<=60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P=60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<=60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TARIFA/ PEAJE 3.x			0	0	0	63.765.872	7.943.003	435.923.972	63.765.872	7.943.003	435.923.972
Conectados red T & D			0	0	0	62.649.795	7.794.965	428.510.687	62.649.795	7.794.965	428.510.687
P<=4 bar	3.1	<5	0	0	0	9.798.347	4.531.332	65.266.847	9.798.347	4.531.332	65.266.847
	3.2	<50	0	0	0	25.241.276	3.185.895	190.549.177	25.241.276	3.185.895	190.549.177
	3.3	50 < C < 100	0	0	0	1.468.090	25.323	8.273.823	1.468.090	25.323	8.273.823
	3.4	100 < C < 8.000	0	0	0	21.516.525	52.116	143.116.391	21.516.525	52.116	143.116.391
	3.5	>8.000	0	0	0	4.625.557	300	21.304.449	4.625.557	300	21.304.449
Conectados Plantas Satélite			0	0	0	1.116.077	148.038	7.413.285	1.116.077	148.038	7.413.285
P<=4 bar	3.1	<5	0	0	0	196.593	98.744	1.390.360	196.593	98.744	1.390.360
	3.2	<50	0	0	0	378.144	48.060	3.178.836	378.144	48.060	3.178.836
	3.3	50 < C < 100	0	0	0	23.007	432	117.896	23.007	432	117.896
	3.4	100 < C < 8.000	0	0	0	417.461	792	2.288.854	417.461	792	2.288.854
	3.5	>8.000	0	0	0	100.873	10	437.338	100.873	10	437.338
Suministro GNL Directo a cliente final			0	0	0	10.246.659	0	0	10.246.659	0	0
TOTAL GAS DE EMISIÓN			70.674.285	41	401.296.707	258.851.345	7.946.911	1.130.467.671	329.525.630	7.946.952	1.531.764.378

Fuente: CNMC

Cuadro I.4 – Escenario de demanda previsto para el año 2020 con la estructura de peajes de la CNMC

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			71.297.777	38	406.315.459	65.269.986	86	219.276.749	136.567.763	124	625.592.209
	RL.1	<3.000	0	1	496	0	0	0	0	1	496
	RL.2	<15.000	0	0	0	9	1	42	9	1	42
	RL.3	<50.000	0	0	0	172	6	1.306	172	6	1.306
	RL.4	<300.000	183	2	9.959	522	6	3.910	705	8	13.869
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	993	1	51.810	993	1	51.810
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	5.518	2	77.793	5.518	2	77.793
	RL.7	<15.000.000	23.118	2	160.513	5.447	1	32.829	28.564	3	193.342
	RL.8	<50.000.000	36.343	1	201.908	63.191	3	420.856	99.534	4	622.764
	RL.9	<150.000.000	107.638	2	587.022	400.571	6	2.194.287	508.209	8	2.781.308
	RL.10	<500.000.000	2.215.798	7	11.343.640	3.431.030	14	15.029.892	5.646.828	21	26.373.531
	RL.11	>500.000.000	68.914.697	24	394.011.922	61.362.033	46	201.464.025	130.277.230	69	595.475.947
P<60 bar			40.981	3	279.050	173.454.526	7.928.127	885.030.684	173.495.507	7.928.130	885.309.734
16-60 Bar			0	0	0	30.267.980	152	108.422.856	30.267.980	152	108.422.856
	RL.1	<3.000	0	0	0	2	1	2	2	1	2
	RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.3	<50.000	0	0	0	672	1	2.977	672	1	2.977
	RL.4	<300.000	0	0	0	8.617	2	3.848	8.617	2	3.848
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	15.784	10	66.146	15.784	10	66.146
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	53.207	18	224.294	53.207	18	224.294
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	191.679	31	1.366.834	191.679	31	1.366.834
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	607.591	29	3.295.129	607.591	29	3.295.129
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	1.458.029	17	6.230.098	1.458.029	17	6.230.098
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	6.918.147	26	25.452.337	6.918.147	26	25.452.337
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	21.014.253	18	71.781.190	21.014.253	18	71.781.190
4-16 Bar			40.981	3	279.050	80.050.317	3.641	340.884.865	80.091.298	3.644	341.163.914
	RL.1	<3.000	0	0	0	5	53	51.963	5	53	51.963
	RL.2	<15.000	0	0	0	232	23	13.452	232	23	13.452
	RL.3	<50.000	0	0	0	2.008	57	68.546	2.008	57	68.546
	RL.4	<300.000	0	0	0	45.388	291	410.732	45.388	291	410.732
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	504.395	750	2.692.149	504.395	750	2.692.149
	RL.6	<5.000.000	1.175	0	8.218	2.013.375	751	9.859.640	2.014.550	751	9.867.858
	RL.7	<15.000.000	4.647	1	37.198	5.366.456	710	32.768.260	5.371.103	712	32.805.459
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	12.379.961	574	62.460.159	12.379.961	574	62.460.159
	RL.9	<150.000.000	35.159	1	233.633	19.386.546	294	82.363.434	19.421.705	295	82.597.067
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	30.243.348	124	114.137.699	30.243.348	124	114.137.699
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	10.108.604	13	36.058.831	10.108.604	13	36.058.831
<4 Bar red T&D			0	0	0	62.038.033	7.777.452	428.176.524	62.038.033	7.777.452	428.176.524
	RL.1	<3.000	0	0	0	4.239.701	3.219.439	28.240.674	4.239.701	3.219.439	28.240.674
	RL.2	<15.000	0	0	0	26.026.832	4.154.386	190.958.182	26.026.832	4.154.386	190.958.182
	RL.3	<50.000	0	0	0	6.356.811	327.756	47.988.271	6.356.811	327.756	47.988.271
	RL.4	<300.000	0	0	0	5.204.684	52.106	33.179.028	5.204.684	52.106	33.179.028
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	10.278.090	20.821	68.385.477	10.278.090	20.821	68.385.477
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	4.633.261	2.420	30.965.881	4.633.261	2.420	30.965.881
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	2.766.393	416	16.512.963	2.766.393	416	16.512.963
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	2.081.928	101	10.240.390	2.081.928	101	10.240.390
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	450.331	8	1.705.658	450.331	8	1.705.658
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<4 Bar Plantas Satélite			0	0	0	1.098.196	146.882	7.546.439	1.098.196	146.882	7.546.439
	RL.1	<3.000	0	0	0	88.014	69.778	622.457	88.014	69.778	622.457
	RL.2	<15.000	0	0	0	436.364	71.054	3.496.080	436.364	71.054	3.496.080
	RL.3	<50.000	0	0	0	98.611	4.921	828.968	98.611	4.921	828.968
	RL.4	<300.000	0	0	0	93.394	787	504.289	93.394	787	504.289
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	194.618	297	1.067.049	194.618	297	1.067.049
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	91.365	36	498.208	91.365	36	498.208
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	70.798	8	390.985	70.798	8	390.985
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	25.033	1	138.403	25.033	1	138.403
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL			71.338.758	41	406.594.509	238.724.512	7.928.212	1.104.307.433	310.063.270	7.928.253	1.510.901.942
Suministro GNL Directo a cliente final						9.829.634	0	0	9.829.634	0	0
TOTAL SISTEMA			71.338.758	41	406.594.509	248.554.146	7.928.212	1.104.307.433	319.892.904	7.928.253	1.510.901.942

Fuente: CNMC

Cuadro I.5 – Escenario de demanda previsto para el año 2021 con la estructura de peajes de la CNMC

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			70.412.663	38	399.318.672	69.089.292	86	227.916.887	139.501.955	124	627.235.559
	RL.1	<3.000	0	1	486	0	0	0	0	1	486
	RL.2	<15.000	0	0	0	10	1	44	10	0	44
	RL.3	<50.000	0	0	0	182	6	1.358	182	6	1.358
	RL.4	<300.000	179	2	9.754	553	6	4.065	732	8	13.819
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	1.051	1	53.859	1.051	1	53.859
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	5.842	2	80.869	5.842	2	80.869
	RL.7	<15.000.000	22.891	2	157.744	5.766	1	34.127	28.658	3	191.871
	RL.8	<50.000.000	36.416	1	199.809	66.899	3	437.502	103.315	4	637.311
	RL.9	<150.000.000	107.332	2	578.586	424.077	6	2.281.075	531.408	8	2.859.661
	RL.10	<500.000.000	2.198.519	7	11.164.624	3.632.315	14	15.624.026	5.830.834	21	26.788.650
	RL.11	>500.000.000	68.047.325	24	387.207.669	64.952.597	46	209.399.962	132.999.922	70	596.607.631
P<60 bar			40.131	3	212.101	182.808.786	7.953.057	915.528.806	182.848.917	7.953.060	915.740.907
16-60 Bar			0	0	0	32.140.049	153	112.994.515	32.140.049	153	112.994.515
	RL.1	<3.000	0	0	0	2	1	2	2	1	2
	RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.3	<50.000	0	0	0	714	1	3.104	714	1	3.104
	RL.4	<300.000	0	0	0	9.150	2	4.012	9.150	2	4.012
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	16.761	10	67.912	16.761	10	67.912
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	56.498	19	230.511	56.498	19	230.511
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	203.534	31	1.401.559	203.534	31	1.401.559
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	645.170	29	3.411.084	645.170	29	3.411.084
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	1.548.207	17	6.494.596	1.548.207	17	6.494.596
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	7.346.033	26	26.538.244	7.346.033	26	26.538.244
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	22.313.980	18	74.843.491	22.313.980	18	74.843.491
4-16 Bar			40.131	3	212.101	86.692.984	3.677	362.285.374	86.733.116	3.680	362.497.475
	RL.1	<3.000	0	0	0	5	53	54.505	5	53	54.505
	RL.2	<15.000	0	0	0	251	23	14.083	251	23	14.083
	RL.3	<50.000	0	0	0	2.175	58	71.646	2.175	58	71.646
	RL.4	<300.000	0	0	0	49.154	294	429.740	49.154	294	429.740
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	546.250	758	2.817.758	546.250	758	2.817.758
	RL.6	<5.000.000	1.151	0	6.247	2.180.447	758	10.342.513	2.181.598	759	10.348.760
	RL.7	<15.000.000	4.551	1	28.274	5.811.771	717	34.833.335	5.816.322	719	34.861.609
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	13.407.280	580	66.417.097	13.407.280	580	66.417.097
	RL.9	<150.000.000	34.430	1	177.581	20.996.163	297	87.587.511	21.030.593	298	87.765.092
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	32.752.011	125	121.371.545	32.752.011	125	121.371.545
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	10.947.476	13	38.345.640	10.947.476	13	38.345.640
<4 Bar red T&D			0	0	0	62.853.716	7.800.803	432.583.236	62.853.716	7.800.803	432.583.236
	RL.1	<3.000	0	0	0	4.169.945	3.228.926	27.776.029	4.169.945	3.228.926	27.776.029
	RL.2	<15.000	0	0	0	25.813.630	4.166.522	189.439.534	25.813.630	4.166.522	189.439.534
	RL.3	<50.000	0	0	0	6.321.220	328.710	47.719.585	6.321.220	328.710	47.719.585
	RL.4	<300.000	0	0	0	5.388.903	52.586	34.376.038	5.388.903	52.586	34.376.038
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	10.702.484	21.080	71.209.140	10.702.484	21.080	71.209.140
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	4.825.104	2.450	32.246.843	4.825.104	2.450	32.246.843
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	2.923.875	421	17.269.210	2.923.875	421	17.269.210
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	2.226.871	102	10.755.416	2.226.871	102	10.755.416
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	481.683	8	1.791.441	481.683	8	1.791.441
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<4 Bar Plantas Satélite			0	0	0	1.122.037	148.423	7.665.681	1.122.037	148.423	7.665.681
	RL.1	<3.000	0	0	0	87.235	70.525	616.951	87.235	70.525	616.951
	RL.2	<15.000	0	0	0	435.624	71.779	3.491.381	435.624	71.779	3.491.381
	RL.3	<50.000	0	0	0	98.740	4.970	830.051	98.740	4.970	830.051
	RL.4	<300.000	0	0	0	97.521	800	526.703	97.521	800	526.703
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	204.219	303	1.119.693	204.219	303	1.119.693
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	95.990	37	522.907	95.990	37	522.907
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	75.696	8	411.906	75.696	8	411.906
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	27.012	1	146.091	27.012	1	146.091
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL			70.452.794	41	399.530.773	251.898.078	7.953.143	1.143.445.693	322.350.872	7.953.184	1.542.976.466
Suministro GNL Directo a cliente final						10.385.667	0	0	10.385.667	0	0
TOTAL SISTEMA			70.452.794	41	399.530.773	262.283.744	7.953.143	1.143.445.693	332.736.538	7.953.184	1.542.976.466

Fuente: CNMC

Cuadro I.6 – Escenario de demanda previsto para el año de gas 2020-2021 con la estructura de peajes de la CNMC

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			70.633.941	38	401.067.511	68.134.465	86	225.756.852	138.768.407	124	626.824.363
	RL.1	<3.000	0	1	488	0	0	0	0	1	488
	RL.2	<15.000	0	0	0	10	1	43	10	1	43
	RL.3	<50.000	0	0	0	179	6	1.345	179	6	1.345
	RL.4	<300.000	180	2	9.805	545	6	4.026	726	8	13.832
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	1.037	1	53.347	1.037	1	53.347
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	5.761	2	80.100	5.761	2	80.100
	RL.7	<15.000.000	22.948	2	158.436	5.686	1	33.803	28.634	3	192.239
	RL.8	<50.000.000	36.398	1	200.334	65.972	3	433.340	102.370	4	633.673
	RL.9	<150.000.000	107.408	2	580.695	418.200	6	2.259.375	525.608	8	2.840.070
	RL.10	<500.000.000	2.202.838	7	11.209.369	3.581.989	14	15.475.480	5.784.827	21	26.684.848
	RL.11	>500.000.000	68.264.168	24	388.908.385	64.055.087	46	207.415.993	132.319.255	70	596.324.378
P<60 bar			40.344	3	229.196	180.470.221	7.946.824	904.710.819	180.510.564	7.946.827	904.940.015
16-60 Bar			0	0	0	31.672.032	153	111.851.600	31.672.032	153	111.851.600
	RL.1	<3.000	0	0	0	2	1	2	2	1	2
	RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.3	<50.000	0	0	0	703	1	3.072	703	1	3.072
	RL.4	<300.000	0	0	0	9.017	2	3.971	9.017	2	3.971
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	16.517	10	67.478	16.517	10	67.478
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	55.675	19	228.978	55.675	19	228.978
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	200.570	31	1.393.032	200.570	31	1.393.032
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	635.775	29	3.382.250	635.775	29	3.382.250
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	1.525.663	17	6.428.459	1.525.663	17	6.428.459
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	7.239.061	26	26.266.682	7.239.061	26	26.266.682
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	21.989.048	18	74.077.675	21.989.048	18	74.077.675
4-16 Bar			40.344	3	229.196	85.032.318	3.668	356.935.246	85.072.661	3.671	357.164.443
	RL.1	<3.000	0	0	0	5	53	53.874	5	53	53.874
	RL.2	<15.000	0	0	0	246	23	13.927	246	23	13.927
	RL.3	<50.000	0	0	0	2.133	57	70.879	2.133	57	70.879
	RL.4	<300.000	0	0	0	48.213	294	425.034	48.213	294	425.034
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	535.786	756	2.786.645	535.786	756	2.786.645
	RL.6	<5.000.000	1.157	0	6.750	2.138.679	757	10.222.700	2.139.836	757	10.229.450
	RL.7	<15.000.000	4.575	1	30.553	5.700.442	716	34.317.014	5.705.017	717	34.347.566
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	13.150.450	579	65.427.624	13.150.450	579	65.427.624
	RL.9	<150.000.000	34.612	1	191.893	20.593.750	296	86.281.137	20.628.362	298	86.473.030
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	32.124.855	125	119.562.629	32.124.855	125	119.562.629
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	10.737.758	13	37.773.784	10.737.758	13	37.773.784
<4 Bar red T&D			0	0	0	62.649.795	7.794.965	428.510.687	62.649.795	7.794.965	428.510.687
	RL.1	<3.000	0	0	0	3.972.811	3.226.034	26.462.915	3.972.811	3.226.034	26.462.915
	RL.2	<15.000	0	0	0	24.934.831	4.162.782	183.062.107	24.934.831	4.162.782	183.062.107
	RL.3	<50.000	0	0	0	6.131.981	328.414	46.291.002	6.131.981	328.414	46.291.002
	RL.4	<300.000	0	0	0	5.559.048	53.330	35.485.238	5.559.048	53.330	35.485.238
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	11.104.476	21.382	73.881.743	11.104.476	21.382	73.881.743
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	5.006.781	2.485	33.443.443	5.006.781	2.485	33.443.443
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	3.069.764	427	17.487.584	3.069.764	427	17.487.584
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	2.359.690	103	10.626.660	2.359.690	103	10.626.660
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	510.413	8	1.769.995	510.413	8	1.769.995
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<4 Bar Plantas Satélite			0	0	0	1.116.077	148.038	7.413.285	1.116.077	148.038	7.413.285
	RL.1	<3.000	0	0	0	79.710	70.300	563.732	79.710	70.300	563.732
	RL.2	<15.000	0	0	0	403.162	71.550	3.233.215	403.162	71.550	3.233.215
	RL.3	<50.000	0	0	0	91.864	4.954	772.249	91.864	4.954	772.249
	RL.4	<300.000	0	0	0	102.375	858	553.055	102.375	858	553.055
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	215.406	325	1.181.027	215.406	325	1.181.027
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	101.979	39	550.178	101.979	39	550.178
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	88.507	9	415.660	88.507	9	415.660
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	33.074	2	144.169	33.074	2	144.169
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL			70.674.285	41	401.296.707	248.604.686	7.946.911	1.130.467.671	319.278.971	7.946.952	1.531.764.378
Suministro GNL Directo a cliente final						10.246.659	0	0	10.246.659	0	0
TOTAL SISTEMA			70.674.285	41	401.296.707	258.851.345	7.946.911	1.130.467.671	329.525.630	7.946.952	1.531.764.378

Fuente: CNMC