CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR 6/2020, DE 22 DE JULIO DE 2020, 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

CIR/DE/003/19

22 de julio de 2020

Índice

I. OBJETO 5
II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE 5
III. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD 10
IV. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO 12
V. NORMAS AFECTADAS 13
VI. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN 14
1. Informe del Ministerio para la Transición Ecológica 18
2. Informe de ACER 19
3. Consulta a los Estados Miembros 20
4. Alegaciones recibidas 23
VII. CONFORMIDAD CON EL DICTAMEN DEL CONSEJO DE ESTADO 28
VIII. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO 30
1. Consideraciones previas 30
1.1 Tipología de costes considerados 30
1.2 Ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2017/460 33
1.3 Consideración de los coeficientes de corto plazo en la previsión de capacidad 35
1.4 Retribución considerada en la Memoria de la Circular 36
1.5 Asignación de la retribución de los almacenamientos subterráneos y de los costes del sistema asociados a los cargos 37
2. Principios generales 38
3. Información necesaria para la aplicación de la metodología 39
4. Asignación de la retribución de la red de transporte 40
4.1 Retribución considerada 40
4.2 Definición de los servicios prestados por las infraestructuras de transporte troncal 41
4.3 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación 42
4.4 Asignación de la retribución asociada a la red transporte troncal a los servicios prestados 42
4.5 Determinación de los peajes asociados a cada uno de los servicios prestados por la infraestructura de transporte troncal 43
4.5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual 47
4.5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año 59
4.5.3 Peajes de capacidad interrumpible 75
4.6 Conciliación de ingresos 75
4.7 Valoración de la metodología de asignación 77
4.7.1 Valoración del cumplimiento de requisitos recogidos en el artículo 13 del Reglamento 715/2009 y el artículo 7 del código de tarifas 77
4.7.2 Comparación con la metodología de precios de referencia basados en la distancia ponderada por la capacidad 79

4.7.3 Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen 79
4.7.4 Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida 79
4.7.5 Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales 80
4.8 Análisis de la variación de los peajes de transporte 83
4.9 Evolución prevista de los peajes de transporte durante el periodo regulatorio 85
4.10 Modelo para el cálculo de los peajes de transporte 89
5. Asignación de la retribución asociada a las redes locales 90
5.1 Ámbito de aplicación 90
5.2 Retribución considerada 90
5.3 Definición de los servicios 91
5.4 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación 91
5.5 Asignación de la retribución a los peajes de distribución 92
5.6 Determinación de los peajes 110
5.7 Análisis de la variación de los peajes de distribución 117
5.8 Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio 117
6. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de regasificación 120
6.1 Retribución incluida en el cálculo de los peajes 120
6.2 Definición de los servicios prestados en la instalación 121
6.3 Asignación de la retribución a los servicios prestados en la planta 123
6.4 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación 142
6.5 Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta 144
6.5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual 144
6.5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año 151
6.5.3 Peajes estándar de capacidad interrumpible 153
6.6 Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación 154
6.7 Análisis de la variación de los peajes de regasificación 156
6.8 Evolución prevista de los peajes y cánones de regasificación durante el periodo regulatorio 156
7. Procedimiento de liquidaciones 160
8. Periodo regulatorio y periodo tarifario 161
9. Régimen transitorio 162
IX. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR 163
1. Asignación de los costes asociados a los cargos 164

1.1 Tasa aplicable a la prestación de servicios en el sector de hidrocarburos gaseosos 164
1.2 Gestión Técnica del Sistema 164
1.3 Anualidades para la recuperación de los déficits de ejercicios anteriores y resto de coste a recuperar por los cargos 165
2. Impacto económico 166
2.1 Impacto económico resultante para los consumidores abastecidos desde la red de transporte y distribución 168
2.2 Impacto económico por nivel de presión para los consumidores abastecidos desde la red de transporte y distribución 171
2.3 Impacto económico para los consumidores conectados a redes locales alimentadas por plantas satélite 177
2.4 Impacto sobre la estructura de los peajes de salida de la red de transporte y distribución hacia los consumidores finales 179
2.5 Impacto económico por sector de actividad 182
2.6 Entradas a la red de transporte desde plantas de GNL y por conexiones internacionales 185
2.7 Comparación internacional 185
2.7.1 Alternativas para introducir gas en el punto Virtual de Balance de España a través de Portugal 185
2.7.2 Alternativas para introducir gas en el punto Virtual de Balance de España a través de Francia 186
2.7.3 Competitividad del servicio de trasvase de GNL de planta a buque 187
3. Impacto sobre las políticas de orientación energética 189
4. Impacto sobre la competencia 190
5. Otros impactos 190
ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL PERIODO REGULATORIO 191
ANEXO II. METODOLOGÍA DE DISTANCIA PONDERADA POR CAPACIDAD 223
ANEXO III. CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES 246
ANEXO IV. BALANCE DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA 300

MEMORIA JUSTIFICATIVA 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

I. OBJETO

Constituye el objeto de la presente Circular el establecimiento de la metodología para el cálculo de los precios de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural, conforme dicta el artículo 92.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

La presente memoria justificativa consiste en detallar la metodología por la que se define el procedimiento de cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución y explicar las decisiones adoptadas al respecto.

II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE reconoce como uno de los aspectos fundamentales para la creación del mercado interior de gas natural, el establecimiento de tarifas de acceso al transporte. En este sentido, el considerando 23 y el artículo 41 de esta Directiva determinan, por una parte, la necesidad de adoptar medidas para "*garantizar tarifas de acceso transparentes y no discriminatorias al transporte*" y, por otra parte, que las autoridades regulatorias tendrán, entre otras competencias, la de establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución, o sus metodologías, velando porque no sean discriminatorias y no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro.

El Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005 tiene por objeto establecer normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior del gas. Este objetivo incluye la fijación de principios armonizados para las tarifas de acceso a la red o de sus métodos de cálculo.

En relación con las tarifas de acceso, el artículo 13 del citado Reglamento (CE) nº 715/2009 determina que las tarifas de acceso, o los métodos para calcularlas, deberán respetar los principios de transparencia y no discriminación entre distintos usuarios, evitarán subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red,

proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte y no limitarán la liquidez del mercado ni distorsionarán el comercio transfronterizo de las diferentes redes de transporte. Adicionalmente, establece que las tarifas para los usuarios de la red se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Por último, establece que cuando las diferencias en las estructuras tarifarias o en los mecanismos de balance constituyan un obstáculo al comercio entre las redes de transporte, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 41, apartado 6, de la Directiva 2009/73/CE, todos los gestores de redes de transporte fomentarán activamente, en estrecha colaboración con las autoridades nacionales competentes, la convergencia de las estructuras tarifarias y de los principios de tarificación incluyendo también los relativos al balance.

El Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, tiene por objeto fijar las normas de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas. Dicho Reglamento, impone a la Autoridad Reguladora una serie de obligaciones relativas al procedimiento de establecimiento de la metodología de cálculo y la información que debe acompañar a la publicación de las tarifas, que incluyen múltiples aspectos relacionados con la estructura. En particular, en el artículo 30 del Reglamento se estable que la Autoridad Reguladora Nacional deberá publicar conjuntamente con las tarifas de transporte la siguiente información:

1. Información sobre los parámetros y variables empleados en la metodología de cálculo para la determinación de los correspondientes peajes de transporte

2. Retribución reconocida a cada uno de los transportistas, así como justificación de su variación respecto del año anterior y la siguiente información relativa a su determinación:

    a) Tipos de activos incluidos en la base regulatoria de activos
    b) Coste del capital y metodología de cálculo
    c) Inversiones en activos fijos, incluyendo los métodos utilizados para determinar el valor inicial de los mismos, los métodos para revaluar los activos, la justificación sobre la evolución de los activos y periodos de amortización y las cantidades para cada tipo de activo
    d) Gastos de Operación
    e) Mecanismos de incentivos y los objetivos de eficiencia

3. Los ingresos previstos por la aplicación de los peajes de transporte, incluyendo la descomposición de los mismos entre los asociados a:

    a) Término capacidad y término de volumen
    b) Entradas y Salidas
    c) Consumidores nacionales y no nacionales

4. Explicación de:

    a) Las diferencias en el nivel de las tarifas de transporte respectos de la vigentes en el periodo tarifario anterior

    b) La diferencia estimada en el nivel de tarifas de transporte aplicables en el periodo tarifario y en cada uno de los periodos tarifarios restantes del periodo regulatorio

5. Un modelo tarifario simplificado, que se actualizará regularmente, acompañado de las correspondientes instrucciones de uso, que permita calcular los peajes de transporte aplicables en el periodo tarifario y estimar su posible evolución más allá del periodo tarifario.

Adicionalmente, dicho Reglamento establece en su artículo 10, que simultáneamente con la consulta final efectuada de conformidad con el artículo 26, la autoridad reguladora nacional realizará una consulta sobre los principios de un mecanismo de compensación efectivo entre gestores de redes de transporte a que se refiere el apartado 3 y sus consecuencias sobre los niveles tarifarios. El mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte se aplicará de conformidad con el artículo 41, apartado 6, letra a), de la Directiva 2009/73/CE y se publicará junto con las respuestas recibidas a la consulta.

Por otra parte, el artículo 28 establece que simultáneamente con la consulta final efectuada de conformidad con el artículo 26, apartado 1, la autoridad reguladora nacional consultará a las autoridades reguladoras nacionales de todos los Estados miembros conectados directamente y todas las partes interesadas pertinentes sobre los siguientes aspectos:

a) El nivel de los multiplicadores;

b) Si procede, el nivel de factores estacionales;

c) Los niveles de descuentos aplicables a los productos estándar de capacidad interrumpible y a las entradas desde instalaciones de GNL y en los puntos de entrada y de salida desde las infraestructuras construidas con objeto de poner fin al aislamiento de los Estados Miembros.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece en el artículo 92 que los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de las instalaciones de manera que se optimice el uso de las mismas y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos.

Adicionalmente, establece que los precios de los peajes y cánones deberán respetar el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista

y ser suficientes para cubrir los costes por el uso de las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

Continua el citado artículo señalando que los peajes y cánones deberán establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes principios:

a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.

b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.

c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

Finalmente, el citado artículo establece que, con carácter general, los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas, así como los cargos, se establecerán anualmente, correspondiendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción original, incluía entre las funciones de dicha Comisión, la de establecer mediante Circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, especificando que la metodología de cálculo consistía en la asignación eficiente de los costes regulados establecidos por el Gobierno a los usuarios de las infraestructuras conforme a la estructura de peajes definida por el Gobierno.

En cumplimiento de dicha función el 22 de enero de 2014 se remitió al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH) la "*Propuesta de CIRCULAR X/2014, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas" (*ENER-18/2012/REF-PR)[1] para que remitieran las observaciones que consideraran oportunas en el plazo de dos meses.

La metodología de la propuesta de Circular, sometida a trámite de audiencia del Consejo Consultivo de Hidrocarburos (CCH), definía los criterios de asignación de los costes de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento subterráneo de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo

[1] Expediente tramitado bajo el número (ENER-18/2012/REF-PR).

criterios de eficiencia en el uso de las infraestructuras, conforme al marco tarifario vigente en ese momento.

Con carácter general, los agentes valoraron el trabajo de la CNMC, en la medida en que se trataba de un trabajo riguroso en el que se permitió la participación de los agentes, en línea con las mejores prácticas regulatorias, y se analizaban en profundidad diversos aspectos de la metodología. No obstante, algunos miembros del CCH indicaron que no les parecía adecuada ni la propuesta de Circular ni el momento en que se realizaba, por no estar coordinada con la reforma del sector gasista anunciada por el Gobierno.

Teniendo en cuenta las alegaciones de los miembros del CCH y la modificación[2] introducida en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en relación con las competencias de la CNMC en relación con la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de acceso a las redes de electricidad, se optó por posponer el desarrollo de la metodología para la determinación de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, procede a modificar la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, a efectos de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

Adicionalmente, el citado Real Decreto-ley 1/2019 establece que en el ejercicio de sus competencias la CNMC deberá respetar las orientaciones de política energética establecidas por el Gobierno y articula un mecanismo de conciliación en caso de discrepancia.

En relación con los peajes de acceso a las infraestructuras gasistas, tras la modificación introducida por el citado Real Decreto-ley 1/2019, la CNMC deberá establecer, mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de

[2] Mediante la disposición final cuarta de la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, modificó artículo 16.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico a efectos de atribuir de forma expresa al Gobierno –y no la CNMC- la competencia para establecer la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes, lo que deja sin efecto los apartados 6 (Definición de los peajes de transporte y distribución) y 7 (Períodos horarios de los peajes de transporte y distribución) la Circular 3/2014 e imposibilita su aplicación.

acuerdo con las orientaciones de política energética la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las infraestructuras de transporte, distribución y gas natural licuado, destinados a cubrir la retribución reconocida a las actividades el transporte, distribución y regasificación.

Finalmente, la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece en su apartado cuarto las orientaciones de política energética que la CNMC debe seguir en la metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural. En particular, conforme a las orientaciones de política energética:

1) La metodología de cálculo de los peajes y cánones debería fomentar el uso de las infraestructuras existentes para preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

   En el caso de la actividad de las plantas de gas natural licuado y respetando las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado la metodología de peajes y cánones debería fomentar su uso frente a otras plantas internacionales con las que compita, teniendo asimismo en consideración su aportación a la seguridad de suministro y que parte de las inversiones en estas instalaciones, puedan ser recuperadas por el uso de otras infraestructuras del sistema. Se debería perseguir como objetivo que los usuarios que introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado, no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales.

2) El diseño de los peajes y cánones debería evitar que los multiplicadores de corto plazo penalicen la formación de precios en el mercado mayorista de electricidad como medida de protección al consumidor de electricidad.

3) El diseño de los peajes y cánones debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.

4) Mediante el diseño de los correspondientes peajes, la metodología de cálculo de los peajes y cánones debería incentivar la inyección de biometano y otros gases de origen renovable contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático.

III. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD

El Real Decreto-ley 1/2019 modifica las competencias de la CNMC como autoridad reguladora nacional en relación a la metodología para el establecimiento de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural. En particular, establece que la CNMC deberá establecer, mediante

circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética, la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las instalaciones de las redes de transporte, distribución y gas natural licuado.

Esta función ya estaba contemplada en la normativa europea[3] desde 2003, por lo que se considera oportuno proceder con cierta celeridad a la aprobación de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución.

Al respecto, cabe señalar, por una parte, que la Comisión Europea inició de oficio una investigación sobre la transposición de la Directiva 2009/72/CE y de la Directiva 2009/73/CE a la legislación española, con el fin de evaluar la posible falta de conformidad con la legislación de la Unión Europea, que culminó en septiembre de 2016 con un Dictamen Motivado dirigido al Reino de España, concluyendo que se habían transpuesto incorrectamente al ordenamiento jurídico español las directivas citadas.

Por otra parte, el pasado 31 de mayo de 2019 entró plenamente en vigor el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, imponiendo a la Autoridad Reguladora una serie de obligaciones en relación con la metodología de determinación de peajes de transporte relativas al proceso de elaboración de la metodología, la estructura de peajes, la supervisión de la metodología por parte de ACER y la información que debe publicarse junto con peajes de transporte.

Por último, teniendo en cuenta que el nuevo periodo regulatorio de la retribución de las actividades de transporte y distribución se inicia el próximo 1 de enero de 2021, se hace necesario disponer de una metodología de asignación que sirva para determinar los correspondientes peajes de acceso, de forma coherente con la evolución de la retribución de las actividades del transporte y la distribución.

En definitiva, esta propuesta de Circular, recogida en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013, se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia. Esta Circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue, adecuándose a los principios de política energética publicados por el Ministerio.

[3] La Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/92/CE contemplaba entre las competencias de las autoridades la de incluir al menos la fijación o la aprobación de tarifas o, como mínimo, las metodologías de cálculo de las tarifas de transporte, distribución y gas natural licuado.

IV. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

La propuesta de Circular consta de cinco capítulos, 37 artículos, cuatro disposiciones adicionales, ocho disposiciones transitorias, dos disposiciones finales y cuatro Anexos.

El capítulo I dedicado a las disposiciones generales comprende cuatro artículos en los que se recogen el objeto de la circular, las definiciones, los principios generales y la metodología para determinar la capacidad equivalente.

El capítulo II, integrado por los artículos 5 a 17, está dedicado al establecimiento de la estructura del peaje de transporte y la definición de la metodología de cálculo de los peajes de transporte. El capítulo III, integrado por los artículos 18 a 26, está dedicado a la definición de la estructura de los peajes de acceso a las redes locales y la metodología de cálculo de los mismos. El capítulo IV, integrado por los artículos 27 a 35, está dedicado a la definición de la estructura y metodología de cálculo de los peajes para recuperar la retribución de regasificación. El capítulo V relativo a otras disposiciones que contiene la publicación de los peajes, recogiendo la información que será publicada junto con la Resolución por la que se establecen los peajes de transporte, regasificación y redes locales, así como las obligaciones de información a los distintos agentes para con la CNMC, a los efectos del cálculo anual de los peajes.

Las disposiciones adicionales primera y segunda establecen el periodo tarifario y el periodo regulatorio, respectivamente, mientras que la adicional tercera establece el mecanismo de liquidaciones y la disposición cuarta establece un peaje específico para los puntos de suministro dedicados a recarga de vehículos de gas natural de acceso público.

Las disposiciones transitorias primera a quinta establecen lo relativo a la aplicación de la circular, adaptación de los sistemas informáticos, ubicación de los consumidores en el grupo tarifario correspondiente, adaptación de capacidades contratadas de salida del PVB, así como información a los consumidores. La disposición transitoria sexta establece el impacto gradual de la aplicación de la metodología. La disposición transitoria séptima, por último, establece los multiplicadores intradiarios aplicables al servicio de carga en cisternas en tanto no se disponga de la información necesaria para su cálculo.

La disposición final única establece la entrada en vigor de la Circular.

Finalmente, los anexos I, II y III recogen el detalle de la metodología de asignación de los peajes de transporte, redes locales y regasificación y el Anexo IV los parámetros de aplicación durante el primer periodo regulatorio.

V. NORMAS AFECTADAS

La Circular deja sin efectos cualquier disposición normativa desarrollada con anterioridad que se oponga a lo dispuesto en la misma. En particular, deja sin efecto los artículos relativos a los peajes de regasificación, transporte y distribución incluidos en la siguiente normativa:

- Capitulo IV (exceptuando el artículo 32) del **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.
- Artículos 4, 9.5, 9.6, 9.7. 9.8 y 9.9,10,11,12 y Anexo I (excepto punto 6) **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.
- Artículo 6 y puntos 2 y 3 del Anexo del Real **Decreto 984/2015**, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.
- Artículos 5.2 y 5.3 y 6 de la **Orden ITC/1660/2009**, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.
- 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.
- Disposición transitoria segunda de la **Orden TEC/1367/2018**, de 20 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 para el año 2019.
- Disposición transitoria segunda de la **Orden TEC/1259/2019**, de 20 de diciembre, por la que se establecen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2020.

VI. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En fecha 14 de febrero de 2019, la CNMC informó al Ministerio para la Transición Ecológica de las fechas previstas para la tramitación de las Circulares a desarrollar por la CNMC en 2019, en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto-ley 1/2019. En lo que se refiere a la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural, la CNMC indicó lo siguiente:

Circular de desarrollo normativo	***Descripción***	***Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)***	***Fecha prevista de adopción***
Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural.	Metodología y estructura de peajes de acceso a las infraestructuras de transporte, distribución y regasificación del sistema gasista, en línea con las mejores prácticas regulatorias en el entorno europeo y en aplicación del Reglamento UE 2017/460 sobre armonización de la estructura de tarifas de transporte de gas.	30/06/2019	01/11/2019

Tabla 1: Extracto de la previsión de Circulares de desarrollo normativo de la CNMC para 2019 en aplicación del RDL 1/2019 comunicada por la CNMC al Ministerio.

En fecha 20 de febrero de 2019, la CNMC procedió a realizar Comunicación previa pública en la página web del organismo del calendario de circulares de carácter normativo, entre las que se encontraba la previsión de esta circular, con indicación de la necesidad, descripción y objetivos de la misma, incorporándose al expediente las observaciones realizadas por distintos agentes, tras la citada comunicación.

Posteriormente, la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece en su apartado cuarto las orientaciones de política energética que la CNMC debe seguir en la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural. En particular, conforme a las orientaciones de política energética:

1º La metodología de cálculo de los peajes y cánones debería fomentar el uso de las infraestructuras existentes para preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

En el caso de la actividad de las plantas de gas natural licuado y respetando las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado la metodología de peajes y cánones debería fomentar su uso frente a otras plantas internacionales con las que compita, teniendo asimismo en consideración su

aportación a la seguridad de suministro y que parte de las inversiones en estas instalaciones, puedan ser recuperadas por el uso de otras infraestructuras del sistema. Se debería perseguir como objetivo que los usuarios que introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado, no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales.

2º El diseño de los peajes y cánones debería evitar que los multiplicadores de corto plazo penalicen la formación de precios en el mercado mayorista de electricidad como medida de protección al consumidor de electricidad.

3º El diseño de los peajes y cánones debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.

4º Mediante el diseño de los correspondientes peajes, la metodología de cálculo de los peajes y cánones debería incentivar la inyección de biometano y otros gases de origen renovable contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático.

El 31 de julio de 2019 fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH) la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural y su memoria, sometiéndose también a consulta pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 30 de septiembre de 2019.

Asimismo, el 31 de julio fue remitida a ACER la propuesta de Circular sometida a consulta pública con su correspondiente memoria justificativa, para que, conforme se establece en el artículo 27 del Reglamento (UE) 2017/460, emitiera el correspondiente informe.

En esta misma fecha se remitieron sendos escritos a la Autoridad Reguladora de Francia (CRE) y a la de Portugal (ERSE) invitándole a formular las observaciones que consideraran oportunas por su condición de Estado miembro directamente conectado al sistema español, conforme al artículo 28 del Reglamento (UE) 2017/460.

Finalmente, el 2 de agosto de 2019, en cumplimiento del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, se remitió al Ministerio para la Transición Ecológica el proyecto de Circular.

El 5 de septiembre de 2019 tuvo entrada en la CNMC el informe emitido por el Ministerio para la Transición Ecológica, donde se indicaba que el resultado de la metodología incluida en la propuesta de Circular se adecuaba solo parcialmente a las orientaciones de política energética incluidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y señalaba la necesidad de aclarar algunos aspectos competenciales. En consecuencia, se convocaba a la Comisión de Cooperación prevista en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la CNMC.

El 30 de octubre de 2019 fueron publicados en la web de la CNMC tanto las alegaciones recibidas por parte de los agentes durante el procedimiento de audiencia como un resumen de las mismas, conforme al artículo 26.3 del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas.

Por otra parte, el 21 de noviembre de 2019 fue recibido el informe de ACER en el que se formulaban las siguientes recomendaciones:

- Incluir en la Memoria la comparación de los peajes de transporte con los del ejercicio anterior, indicando las hipótesis consideradas al efecto.
- Incluir en el modelo de cálculo el procedimiento para la obtención de los términos fijos por cliente.
- Incluir en la retribución del transporte la parte correspondiente a los desajustes de ejercicios anteriores y los otros costes relacionados con el acceso, a efectos de su consideración en el cálculo de los peajes de transporte ya sea por servicios asociados o no asociados al transporte.

El 7 de enero de 2020, se reunió la Comisión de Cooperación y se acordaron las siguientes modificaciones, a efectos de adaptarse en mayor medida a las orientaciones primera y tercera:

- Introducir un descuento del 13,9% en el peaje de entrada a la red de transporte desde las plantas de regasificación.
- Contemplar como inductor de coste en la asignación de la retribución de la actividad de distribución, además de la capacidad, el número de suministros.
- Elevar el umbral del primer escalón del peaje de acceso a las redes locales de 3.000 kWh a 5.000 kWh.

Adicionalmente, en relación con los aspectos competenciales se acordaron las siguientes modificaciones:

- Modificar los artículos 5 y 18 a efectos de contemplar que los peajes de acceso son de aplicación a los usuarios con derecho de acceso en los términos establecidos en la Ley 34/1998.
- Modificar el artículo 24 a efectos de incorporar las referencias normativas correspondientes en los aspectos cuya competencia es del Gobierno.

- Introducir en los artículos 16 y 26 las referencias normativas en relación con las obligaciones de disponer de equipos de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario.
- Establecer que, de acuerdo con la Disposición Adicional Octava, apartado segundo, letra c) y la Disposición Transitoria Cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, el sistema de liquidación desarrollado en la Orden ECO 2692/2002 de 28 de octubre, tiene, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/460, de 16 de marzo, la consideración de mecanismo de compensación entre los gestores de la red de transporte y de procedimiento conciliación de ingresos.

Una vez incorporadas las observaciones de los agentes, de ACER y las modificaciones acordadas en la Comisión de Cooperación, el 14 de enero de 2020 fue remitido al Ministerio de Economía y Empresa la Propuesta de Circular, junto con la correspondiente Memoria justificativa con objeto de recabar el dictamen de la Comisión Permanente del Consejo de Estado, en atención a lo establecido en el artículo 22, apartados dos y tres, de la Ley Orgánica 3/1980, de 22 de abril, del Consejo de Estado.

Con fecha 7 de febrero de 2020 tuvo entrada en el Registro de la CNMC una comunicación del Ministerio de Economía y Empresa mediante la cual se adjuntó el Dictamen 30/2020 de 6 de febrero de 2020, emitido por Consejo de Estado con relación a la presente circular.

En su Dictamen el Consejo de Estado recomienda proceder a dar un nuevo trámite de audiencia como consecuencia de la incorporación al proyecto de Circular de un descuento del 13,9% aplicable a los peajes de entrada a la red de transporte troncal desde las plantas de regasificación, con objeto de observar las exigencias de información previstas en los artículos 26 a 28 del Reglamento (UE) 2017/460.

Una vez incorporadas las observaciones formuladas por el Consejo de Estado en su Dictamen, el 12 de febrero de 2020, fue remitida nuevamente a los miembros del CCH, la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural y su memoria justificativa.

En esta misma fecha fue remitida la Propuesta de Circular, junto a la Memoria justificativa a ACER para recabar el informe requerido conforme el artículo 27 del Reglamento (UE) 2017/460, así como sendos escritos invitando formalmente tanto a la Autoridad Reguladora de Francia (CRE) como a la de Portugal (ERSE) a formular las observaciones que consideraran oportunas por su condición de Estado miembro directamente conectado al sistema español.

Asimismo, la propuesta de Circular y la Memoria justificativa fue remitida al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En los epígrafes siguientes se recogen las observaciones de los distintos interesados a la propuesta de Circular.

1. Informe del Ministerio para la Transición Ecológica

El 12 de febrero de 2020, en cumplimiento del Real Decreto ley 1/2019, de 11 de enero, se remitió el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el proyecto de Circular.

El 24 de abril de 2020 tuvo entrada en la CNMC el informe emitido por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, donde señala que la propuesta de Circular remitida por la CNMC se adecúa a las orientaciones de política energética aprobadas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en la medida en que se han resuelto las discrepancias respecto de la propuesta de Circular de 2 de agosto. En dicho informe, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico señala las discrepancias que se han resuelto respecto a la Propuesta de Circular del 2 de agosto de 2019:

- Sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista. La Orden establecía la necesidad de evitar el incremento de los peajes por el uso de las plantas de GNL, lo que podía mermar la competitividad de dichas plantas y comprometer, por tanto, la recuperación de los costes regulados. La CNMC, en su propuesta de Circular de 12 de febrero, además de actualizar al alza la previsión de contratación de servicios en plantas de GNL, considerando la tendencia del ejercicio 2019, introdujo un descuento del 13,9% en el peaje de entrada a la red de transporte desde las plantas de GNL. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico considera que estos cambios refuerzan la contribución de las plantas de GNL en la seguridad de suministro del sistema gasista, además de contribuir a salvaguardar su competitividad. A su vez, recomienda el seguimiento de la evolución de los índices de uso de las plantas de GNL, debido al elevado nivel de incertidumbre introducido por la crisis sanitaria de la COVID-19. Por otra parte, la ampliación del umbral de consumo máximo del peaje de red local RL1 y la incorporación del número de clientes como inductor de coste de la actividad de distribución contribuyen también a la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

- Competitividad del sector industrial. El ministerio considera que la propuesta de Circular de 12 de febrero mitiga, en parte, el incremento de peajes de red local con respecto a los actualmente en vigor para determinados grupos de consumidores del grupo 2. Se considera que la propuesta de Circular cumple con esta orientación de política energética, aunque se recomienda el seguimiento de la evolución de los datos de consumo e incidencia económica de dichos consumidores.

– Además, considera también resueltas las observaciones en materia de delimitación de competencias entre la CNMC y el Ministerio. Asimismo, considera conveniente la coordinación entre ambos organismos en materia de peajes de acceso interrumpibles a las redes locales y en lo referente a la definición de los servicios ofrecidos a los usuarios de las instalaciones del sistema gasista.

– Por lo que respecta al sistema de liquidaciones, la propuesta de Circular establece que el sistema de liquidación desarrollado en la Orden ECO 2692/2002, de 28 de octubre, tendrá la consideración de mecanismo de compensación entre los gestores de la red de transporte y de procedimiento de conciliación de ingresos, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/460, de 16 de marzo.

2. Informe de ACER

El 12 de febrero de 2020, tal y como establece el artículo 27 del Reglamento (UE) 2017/460, la CNMC envió a ACER la propuesta de Circular sometida a consulta pública con su correspondiente memoria justificativa para que emitiera el correspondiente informe.

El 8 de mayo de 2020 se recibió el citado informe[4]. ACER indica en dicho informe que, dado el corto espacio de tiempo transcurrido desde la publicación del primer informe y el reducido número de modificaciones introducidas en esta segunda consulta con respecto a la anterior, la agencia ha analizado dichos cambios a través de un breve adendum al informe anterior. Como consecuencia de ello, el informe de ACER únicamente ha valorado los cambios introducidos respecto de la primera consulta y la implementación de las recomendaciones que formuló ACER en el primer informe.

ACER, en este informe, formula las siguientes observaciones:

– Celebra que la CNMC haya incluido en la nueva propuesta de Circular la mayoría de las recomendaciones que contenía el primer informe elaborado por ACER, incluyendo la comparación de los peajes de transporte con los del período anterior, la traducción al inglés de la Memoria que acompaña a la propuesta de Circular, clarificando, por tanto, su comprensión. Además,

[4] Disponible en: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20additional%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Spain.pdf
Disponible en https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Spain.pdf

se ha incluido en el modelo de cálculo el procedimiento para la obtención de los términos fijos por cliente.

- ACER aprecia la actualización de datos introducidos por la CNMC en esta nueva consulta, entre otros, la retribución del transporte para el año 2020, la demanda de gas y la capacidad contratada prevista, en la medida en que proporcionan tarifas más precisas.
- ACER considera que la introducción de un descuento del 13,9% aplicable a los peajes de entrada a la red de transporte desde las plantas de regasificación, cumple con los criterios establecidos en el Reglamento. ACER constata que tras el consiguiente reescalado aplicado a todos los puntos de entrada, el descuento neto en las entradas a las plantas de regasificación equivale a un 5%. ACER propone fijar de inicio un mayor descuento que tras el correspondiente reescalado conduzca a un descuento neto del 13,9%.
- ACER señala que la CNMC debería ejercer las competencias en materia de liquidaciones que le otorgan los artículos 10 (5) y 20 del Reglamento. El Real Decreto Ley 1/2019 transfirió las competencias en materia de fijación de tarifas al organismo regulador. Sin embargo, es el gobierno el que ejerce las competencias en materia de liquidaciones. ACER considera que el procedimiento único de liquidaciones de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución, actualmente en vigor, crea subvenciones cruzadas entre dichas actividades y, por tanto, no cumple con el principio establecido en el artículo 41(1)(f) de la Directiva de Gas[5] y remienda se realicen liquidaciones separadas para cada actividad regulada. Por todo lo anteriormente expuesto, ACER considera que el mecanismo de liquidaciones (compensación entre los gestores de la red de transporte y de procedimiento de conciliación de ingresos) no cumple con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/460.
- ACER confirma el cumplimiento de la metodología seleccionada con los criterios establecidos en el Reglamento (UE) 2017/460, excepto por lo que se refiere al procedimiento de liquidaciones.

3. Consulta a los Estados Miembros

El Reglamento (UE) 2017/460 impone a la Autoridad Reguladora una serie de obligaciones relativas al procedimiento de establecimiento de la metodología de cálculo y la información que debe acompañar a la publicación de los peajes de transporte. Entre otros aspectos, conforme al artículo 28 del Reglamento la Autoridad Reguladora Nacional, simultáneamente a la consulta pública final,

[5] El artículo 41(1)(f) de la Directiva de Gas establece que una de las obligaciones de la autoridad reguladora es asegurar que no se producen subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento y regasificación de gas natural.

deberá consultar a las autoridades reguladoras nacionales de todos los Estados miembros conectados directamente sobre los siguientes aspectos:

1º El nivel de los multiplicadores que se emplean para obtener los precios para los contratos de duración inferior al año.

2º Si procede, el nivel de factores estacionales y los cálculos establecidos en el artículo 15 del Reglamento de tarifas.

3º Los niveles de descuentos que se establezcan a los puntos de entrada y salida de las instalaciones de almacenamiento subterráneo y plantas de regasificación, conforme al artículo 9, y los descuentos aplicables a los productos estándar de capacidad interrumpible, conforme al artículo 16.

En cumplimiento del citado artículo, la CNMC remitió el 12 de febrero de 2020 respectivos escritos invitando formalmente tanto a la Autoridad Reguladora de Francia (CRE) como a la de Portugal (ERSE) a formular las observaciones que consideraran oportunas por su condición de Estado miembro directamente conectado al sistema español.

El 13 de abril se recibió respuesta del regulador portugués indicando que formulaba observaciones en relación con los aspectos consultados en el ámbito del artículo 28 (1):

1º Por lo que se refiere a la aplicación de los descuentos aplicables a los productos estándar de capacidad interrumpible, considera que la aplicación de un descuento *expost* se debe a la incorrecta traducción del artículo 16.4 en la versión española del NC TAR.

2º ERSE no se muestra de acuerdo en la introducción de un descuento del 13,9% a las entradas en las plantas de regasificación españolas, en tanto en cuanto, cree que modificará los flujos de gas en la península Ibérica. Considera que la introducción de este descuento, tendrá un impacto negativo en el mercado de gas portugués y en el desarrollo de MIBGAS, al reducir la actual ventaja competitiva de la planta de regasificación de Sines con respecto a las plantas españolas.

3º Finalmente, ERSE señala que la modificación del reparto de entrada salida desde el actual 28/72 al 50/50 propuesto en la consulta, no es neutral. En concreto, ERSE establece que la modificación del reparto junto a la introducción de un descuento en la entrada por plantas de regasificación, redundará en un incremento del beneficio implícito en las entradas por las plantas de regasificación españolas.

Adicionalmente, respecto a la elección de la metodología de distancia ponderada por capacidad, ERSE considera que dicha metodología no traslada señales de eficiencia al escenario de flujos.

ERSE manifiesta su preocupación sobre el elevado precio de entrada para el VIP Ibérico y que considera es debido al carácter no bidireccional del gasoducto entre las estaciones de compresión de Córdoba y Almendralejo. ERSE propone revisar la viabilidad de algunos flujos afectados por este gasoducto, así como confirmar con el gestor técnico del sistema el carácter unidireccional del mismo. En caso de que este punto sea confirmado, solicita sea puesto de manifiesto en la decisión motivada, el impacto que produce sobre el precio de entrada al VIP Ibérico.

El regulador portugués propone la formación de un grupo de trabajo con el regulador español donde se aborde la implementación de diversas opciones en las tarifas de transporte que permitan incentivar la integración del mercado de gas portugués y español y que podría culminar con la eliminación del VIP Ibérico.

Con respecto al período transitorio, el regulador portugués considera que se debería tener en cuenta el impacto sobre el mercado ibérico de la COVID-19. Considera que la implementación de los nuevos precios en el VIP Ibérico afectará a la recuperación económica de Portugal.

A la fecha, no se ha recibido contestación formal del regulador francés.

Respecto de las alegaciones presentadas por el regulador de Portugal a la metodología de asignación de la retribución del transporte, como se recoge más adelante, se considera la más adecuada en la medida en que sin necesidad de adoptar un modelo de asignación complejo, permite trasladar señales en las entradas a la red de transporte, lo que reducirá el uso de las estaciones de compresión y, consecuentemente, los costes del sistema español.

En cuanto al reparto de los costes entrada-salida se indica que es el principio recogido por defecto en el código de tarifas y, adicionalmente, obedece a los principios generales recogidos en el artículo 3 de la Circular.

En cuanto al descuento en el peaje de entrada a la red de transporte desde plantas de GNL, se indica que está dimensionado para cubrir la seguridad de suministro aportado por las plantas y conforme al Reglamento (UE) nº 2017/460 y el Reglamento (UE) 2017/1938, como así ha sido puesto de manifiesto en el informe de ACER.

Respecto del modelo de red empleado en la asignación de la retribución del transporte, el gestor técnico del sistema el carácter ha confirmado el carácter no bidireccional del gasoducto Córdoba-Almendralejo. En el caso de que dicho gasoducto dejara de ser unidireccional, la matriz de distancias sería actualizada coherentemente e incorporado en el modelo de red.

Finalmente, se indica que efectivamente, en la medida en que la metodología de la Circular difiere de la asignación de costes implícita en los peajes de acceso

vigentes, tendrá un impacto sobre el mercado de gas portugués, lo que se tendrá en cuenta, en su caso, en el diseño del periodo transitorio.

4. Alegaciones recibidas

El 31 de julio de 2019 fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH) la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural y su memoria, sometiéndose también a consulta pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 30 de septiembre de 2019.

Conforme al artículo 26.3 del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, están publicados en la página web de la Comisión las alegaciones recibidas por parte de los agentes durante el procedimiento de audiencia y un resumen de las mismas.

El 7 de febrero de 2020 se recibió en la CNMC el Dictamen 30/2020 de 6 de febrero de 2020. En el Dictamen se concluía la necesidad de volver a someter a trámite de audiencia la propuesta de Circular, motivado por la incorporación del descuento del 13,9% aplicable a los peajes de entrada a la red de transporte troncal desde las plantas de regasificación, incorporando en la memoria la justificación del descuento con base en la necesidad de asegurar el suministro.

El 12 de febrero de 2020 fue remitido a los miembros del CCH la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural y su memoria, siguiendo las recomendaciones del Consejo de Estado, sometiéndose también a consulta pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 13 de abril de 2020.

Se indica que han formulado observaciones a la propuesta de Circular 32 agentes.

Muchos de los agentes han valorado positivamente la oportunidad de participar en la elaboración de la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. Algunos de ellos han agradecido la consideración en la nueva propuesta de Circular de varios comentarios que hicieron en el primer proceso de consulta pública. Uno de ellos ha agradecido que la consulta se haya publicado en inglés y el esfuerzo realizado por la CNMC para comparar las tarifas resultantes de la metodología con los peajes vigentes.

Adicionalmente, algunos de ellos han mostrado su conformidad con la metodología propuesta y apreciado la claridad con la que se ha presentado la misma a pesar de lo complejo del tema, señalando uno de ellos como

particularmente beneficiosa la reducción de los coeficientes de aplicación a los contratos de duración inferior a la anual.

Por el contrario, otros agentes han criticado el proceso de elaboración de la metodología de peajes. Tales alegaciones, ajenas a la información sobre la metodología de peajes a que alude el artículo 26 del Reglamento 2017/460, se refieren a la no suspensión del trámite de audiencia, a la necesidad de establecer en el ordenamiento interno un procedimiento de aprobación de circulares o la exigencia de cumplir ciertas formalidades previstas en el derecho español sobre el trámite de audiencia.

Algunos agentes han señalado la necesaria coordinación en la publicación de las Circulares. También han mostrado la necesidad de una reflexión por parte de la CNMC al objeto de que todos los desarrollos reglamentarios se acompasen en el tiempo y sean coherentes entre sí, de manera que el funcionamiento del Sistema Gasista no se vea afectado.

Varios agentes han señalado la necesidad de que las metodologías de peajes y cargos que la CNMC y el Gobierno deben desarrollar en el ámbito de sus competencias se realicen de forma coordinada y simultánea en el tiempo.

Finalmente, varios agentes han señalado el impacto de la crisis sanitaria originada por la COVID-19, proponiendo uno de ellos que se retrase la entrada en vigor de los nuevos peajes de la Circular como mínimo al 1 de enero de 2021, siendo deseable retrasarlos al 1 de octubre de 2021.

Respecto de la metodología de asignación para la determinación de los **peajes de transporte**, los agentes han formulado las siguientes observaciones:

- Algunos agentes han señalado que la aplicación de la metodología CWD al caso español no es procedente en la medida que no es necesario proporcionar señales de localización, dada la madurez del sistema, proponiendo uno de ellos la aplicación de una metodología postal.
- Respecto al reparto entrada salida, varios agentes han señalado el diferencial resultante para los puntos de entrada y el impacto que puede tener en el mercado de gas español y en el desarrollo de MIBGAS, señalando varios agentes la necesidad de armonizar dicho reparto con el de los países vecinos. Algunos agentes han propuesto ir adaptando el reparto al valor propuesto a lo largo del período tarifario.
- Muchos agentes han mostrado su conformidad con la introducción de un descuento en los peajes de entrada desde las plantas de GNL. No obstante, la gran mayoría ha considerado insuficiente este descuento, no reflejando el mismo la aportación de las plantas de GNL a la seguridad de suministro en su conjunto. Sin embargo, un número reducido de agentes ha manifestado su disconformidad con dicho descuento, justificándolo uno de ellos en el posible perjuicio del mercado de gas portugués y el desarrollo

de MIBGAS. Otro agente ha considerado el descuento arbitrario, innecesario y discriminatorio frente a las conexiones internacionales.
- Algunos agentes han señalado que los multiplicadores de corto plazo, deberían ajustarse a la duración efectivamente contratada, de forma que, si se ha contratado todos los días del mes, o una importante mayoría de los mismos, sean de aplicación los multiplicadores mensuales y no diarios.

Respecto a la metodología de asignación de los **peajes de acceso a las redes locales**, los agentes han formulado las siguientes observaciones:

- Varios agentes han señalado la necesidad de que, a determinado tipo de consumidores, como por ejemplo los ciclos combinados, se les aplique un peaje, independiente de su consumo, a los efectos de evitar una alta incertidumbre en el pago de los peajes.
- Algunos agentes han señalado que la eliminación de los niveles de presión induce una subvención cruzada entre usuarios.
- Algunos agentes han propuesto asignar un mayor peso al término variable a recuperar por cada nivel de presión, a efectos de incentivar las políticas de ahorro y eficiencia energética en el sector gasista.
- Algunos agentes han propuesto mantener el escenario de flujos durante el periodo regulatorio, con objeto de minimizar la variabilidad de los peajes.
- Varios agentes han señalado la necesidad de modificar el artículo 25 de la propuesta de Circular, de forma que se limiten únicamente las reducciones de capacidad y no los incrementos, en el caso de contratos indefinidos. Un menor número de agentes se muestra, sin embargo, a favor de que los consumidores puedan reducir su capacidad contratada para adecuarla al consumo previsto.
- Algunos agentes han solicitado aclaración sobre condiciones de facturación de los peajes. En concreto, uno de ellos solicita aclaración sobre la facturación de consumidores sin telemedida, pero con obligación de disponer equipo que permita el registro del caudal máxima demanda.
- Algunos agentes han propuesto modificaciones en las condiciones de facturación, entre otras, reducciones en la penalización por capacidad demandada, mantenimiento del mecanismo de facturación de capacidad demandada 85%-105% actualmente vigente, etc.
- Varios agentes han indicado la necesidad de que transportistas y distribuidores comuniquen a los comercializadores con la necesaria antelación la ubicación de los clientes en los nuevos peajes. Han sido también numerosas las propuestas y aclaraciones solicitadas por los agentes con respecto a la reubicación y refacturación de clientes.
- Varios agentes consideran que la metodología propuesta penaliza a los consumidores de tamaño intermedio (RL4-RL7).
- En relación con lo anterior, algunos agentes consideran que estos peajes suponen una barrera para el desarrollo de gasineras, por lo que solicitan un peaje específico para este tipo de suministros, a semejanza de lo establecido en la Circular de peajes eléctricos.

Respecto de la metodología de asignación de los **peajes de acceso a las plantas de regasificación**, los agentes han formulado las siguientes observaciones:

- Algunos agentes han propuesto mejoras en la definición de los servicios, así como en la estructura de peajes de regasificación.
- Varios agentes comparten el impacto positivo de las terminales de GNL en la seguridad de suministro y la flexibilidad que aportan al sistema y coinciden en que parte de la retribución debería imputarse a los clientes finales. Por el contrario, otros agentes han señalado que la retribución de la actividad de regasificación debe ser recuperada en su totalidad a través de los peajes de los usuarios de las plantas, ya que de lo contrario se establece una subvención cruzada entre las actividades de regasificación y transporte y distribución. En coherencia, se han manifestado en contra del criterio de seguridad de suministro.
- Varios agentes han advertido de la existencia de un riesgo de desconexión de determinados consumidores industriales que tengan terrenos para la instalación de una planta uniciliente, proponiendo un incremento de los peajes de carga en cisternas y del peaje de otros costes de regasificación y, la aplicación de coeficientes en función de la posibilidad de conexión o no a las redes locales.
- Algunos agentes han propuesto modificaciones en el nivel de los multiplicadores de corto plazo.

Respecto a la **publicación de los peajes**, algunos agentes han solicitado que la CNMC publique los precios finales y cargos aplicables a cada servicio y, en particular, un valor agrupado de los precios de peajes y cargos aplicables a la demanda de consumidores finales.

Respecto al **periodo transitorio**, con carácter general, los agentes han señalado como insuficiente el periodo transitorio propuesto en la Circular para adaptar los sistemas a la nueva estructura de peajes, proponiendo algunos de ellos retrasar su implementación hasta el 1 de octubre de 2021, otros hasta 30 de marzo de 2021, señalando otros la necesidad de que exista, en todo caso, un plazo mínimo de 9 meses, a contar desde la publicación de la metodología de peajes y/o cargos y de los formatos de intercambio de información.

Respecto al **periodo transitorio de convergencia**, varios agentes consideran necesario que se clarifique en la Circular la metodología o el procedimiento de aplicación de la “gradualidad” en el impacto de la metodología.

Respecto a la entrada en vigor, con carácter general, los agentes han señalado el impacto de la crisis originada por la COVID-19, proponiendo uno de ellos que se retrase la entrada en vigor de los nuevos peajes al menos hasta 1 de enero de 2021, siendo deseable que se retrasaran hasta 1 de octubre de 2021.

Se indica que conforme al artículo 26.3 del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, están publicados en la página web de la Comisión las alegaciones recibidas a esta nueva consulta por parte de los agentes durante el procedimiento de audiencia, así como un resumen de las mismas.

Aunque en el apartado VIII de la presente memoria se analizan las alegaciones formuladas por los distintos agentes, cabe destacar que a la vista de las mismas en la Circular:

- Se mantiene la metodología de distancia ponderada por capacidad para la asignación de la retribución del transporte sometida a trámite de audiencia, motivado por la necesidad de transmitir señales de localización en las entradas, sin implementar una metodología compleja.
- En la metodología de asignación de la distribución, se mantiene el balance de flujos para todo el periodo regulatorio, con el objetivo de minimizar la variabilidad de los peajes de consumidores industriales.
- Se establece la implementación de los peajes de regasificación a partir del 1 de octubre de 2020 y se retrasa hasta el 1 de octubre de 2021 la implementación de los peajes de transporte y redes locales hasta el 1 de octubre de 2021.

Adicionalmente se han incorporado todas las observaciones relacionadas con propuestas de mejora del redactado y corrección de erratas. En particular:

- Se aclara que la compensación expost se aplica a la capacidad interrumpida
- Se han introducido, con carácter general, las propuestas de mejora en la redacción en los artículos relativos a la aplicación y condiciones de facturación de los peajes.
- Se introduce un peaje específico para la recarga de vehículos de gas natural.
- Se introducen mejoras en la redacción a efectos de asegurar la consistencia con la Circular 8/2019
- Se introducen mejoras en la redacción a efectos de aclarar el procedimiento de ubicación, reubicación y refacturación, en su caso, de los puntos de suministro.

Por el contrario, no se han tenido en cuenta las siguientes observaciones formuladas por los agentes:

- No se plantea la implementación de una metodología postal para la asignación de la retribución del transporte
- No se modifica la asignación de la retribución del transporte entre las entradas y salidas de la red de transporte, dado que conforme a los principios

de no discriminación, transparencia y objetividad el reparto entrada-salida establecido en el Reglamento (UE) 2017/460 se considera el más adecuado.

- No se modifica el descuento del 13,9% introducido en el peaje de entrada a las red de transporte desde las plantas de GNL, al considerar que dicho descuento cuantifica de forma adecuada la aportación de las plantas de GNL a la seguridad de suministro, aspecto puesto de manifiesto en el informe de ACER.
- No se han ajustado los multiplicadores de corto plazo a la duración efectivamente contratada, dado que incrementaría enormemente la complejidad del procedimiento de facturación.
- No se han considerado que a un determinado tipo de consumidor se les sea de aplicación un determinado peaje independientemente del consumo, dado que lo anterior iría en contra del principio de eficiencia establecido en la Circular.

VII. CONFORMIDAD CON EL DICTAMEN DEL CONSEJO DE ESTADO

En su dictamen de 9 de julio de 2020, el Consejo de Estado considera que la CNMC cuenta con habilitación legal para dictar la circular sometida a consulta, y considera, asimismo, que la circular es conforme con la normativa aplicable y se atiene a las observaciones contenidas en los informes de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

De modo particular, el Dictamen valora la conformidad del proyecto con el Derecho de la Unión Europea en dos aspectos singulares: el descuento del 13,9% de los peajes basados en capacidad para la entrada en la red de transporte desde las plantas de GNL y el relativo a las liquidaciones.

Con relación al descuento señalado, el Dictamen del Consejo de Estado considera que su procedencia ha quedado suficientemente justificada en los términos del artículo 9.2 del Reglamento (CE) nº 715/2009. Al respecto señala que ACER ha manifestado de forma explícita que dicho descuento está motivado por el principio de aumentar la seguridad de suministro, aconsejando, incluso, el aumento de dicho descuento. En el mismo sentido se pronunció el segundo informe emitido por la Secretaría de Estado de Energía.

Por lo que respecta a las liquidaciones de las actividades reguladas del sector del gas natural, tras unas consideraciones generales sobre tal sistema de liquidaciones y su régimen jurídico, el Dictamen efectúa ciertas observaciones que se resumen a continuación. Comienza el Dictamen haciendo referencia al desempeño transitorio por la CNMC de las funciones de liquidación, fundamentado ello en la circunstancia de que la anterior Comisión Nacional de Energía lo llevaba a cabo, de modo que tal desempeño se mantiene hasta que los departamentos ministeriales a los que se asigna dicha función a tenor de la disposición adicional octava de la Ley 3/2013 dispongan de los medios

necesarios a tal fin. Asimismo, señala que tal régimen derivado de la Ley 3/2013 puede haberse visto afectado por el Reglamento (UE) 2017/460, a tenor del cual, para la actividad de transporte, el regulador deberá someter a audiencia un procedimiento de compensación que evite subvenciones cruzadas. El proyecto de circular sometido a Dictamen mantiene el statu quo al remitirse al sistema de liquidación desarrollado en la Orden ECO 2692/2002, lo cual ha suscitado el comentario crítico de ACER. A partir de tales consideraciones, el Consejo de Estado efectúa la propuesta consistente, en síntesis, en que la CNMC y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico lleven a cabo las actuaciones de colaboración y cooperación necesarias con el fin de articular la solución procedente en cuanto al ejercicio de dichas liquidaciones, de manera que se articule una solución plenamente conforme con dicho marco normativo. Si bien ello no impide la aprobación de la norma sometida a consulta antes de que se ponga fin a la situación de transitoriedad, sí debiera dar lugar a los ajustes normativos que sean pertinentes y que deberán consultarse al Consejo de Estado.

Junto a lo anterior, el Dictamen contiene una consideración general sobre el ajuste del proyecto al derecho interno en sendos aspectos: la conformidad de la metodología con el principio de sostenibilidad financiera en vista del artículo 61.3 de la Ley 18/2014 y el diverso impacto de tal metodología en los distintos grupos de consumidores.

Con respecto a la primera cuestión, el Dictamen considera que se da tal conformidad en vista de que el citado artículo 61.3, a tenor del cual no procede la revisión a la baja de peajes y cánones mientras existan anualidades pendientes de amortizar, se refiere a la “revisión de los peajes”, que se hace de forma particular para cada anualidad, y no a la metodología para su cálculo, que tiene carácter general y que ha de responder, por lo tanto, a criterios de tal naturaleza. Por otra parte, la actual redacción de la Ley diferencia entre los peajes, cuya metodología corresponde aprobar a la CNMC, y los cargos, cuya metodología corresponde al Gobierno. Será, por lo tanto, cuando se apruebe dicha metodología de cargos cuando deberán adoptarse los criterios necesarios para cumplir con la regla legal transcrita.

Al respecto del diverso impacto de la metodología en los distintos grupos de consumidores, el Consejo de Estado propone añadir una explicación más detallada en la memoria, en el apartado correspondiente a los impactos, de las circunstancias que han dado lugar al incremento para algunos consumidores, con el fin de aportar más claridad. En vista de tal observación, se ha incorporado a la memoria un mayor detalle al respecto del referido incremento, en el apartado relativo a impactos de la circular. Junto a lo anterior, el Dictamen valora positivamente la inclusión de un período transitorio que permita paliar los efectos de dicho incremento.

Una última observación general del Dictamen se refiere a la supuesta vulneración del principio de jerarquía normativa por contravenir la Circular lo

establecido en reales decretos y órdenes ministeriales previos. Si bien dicha supuesta vulneración debe rechazarse, pues la aprobación de la circular supone un desplazamiento de las normas previas sin menoscabo del principio de jerarquía normativa, el Dictamen considera que deben llevarse a cabo los mecanismos necesarios para introducir la necesaria claridad normativa y seguridad jurídica, mediante una tabla de vigencias normativas y, en su caso, la derogación de las normas que ya no resultan aplicables, realizada por el Gobierno y la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consejo de Estado efectúa una serie de consideraciones particulares, ninguna de ellas con carácter esencial, que han sido debidamente atendidas:

- Con relación al preámbulo, señala que se debe incluir una mención a que la circular se aprueba “de acuerdo con el Consejo de Estado”, pues no se realiza ninguna observación de carácter esencial.
- Con relación a los artículos 11 y 16 se efectúan propuestas de redacción que han sido convenientemente incorporadas.
- También se ha atendido a la mejora de redacción propuesta para el artículo 24 consistente en sustituir la mención a “norma” que dicho artículo contiene por “resolución”.
- En el artículo 25 se introduce la mejora de redacción propuesta.
- Según se propone para el artículo 36, se lleva lo relativo a la modificación de los peajes a un artículo independiente.
- El segundo apartado de la disposición transitoria sexta, sobre impacto gradual de la aplicación de los peajes, ha sido objeto de mayor concreción para determinar cómo se trasladarán las variaciones de precios durante el período transitorio.

VIII. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

1. Consideraciones previas

1.1 Tipología de costes considerados

Un principio regulatorio básico para el establecimiento de precios regulados es que reflejen los costes. Por otra parte, los peajes y cánones deben ser suficientes (deben permitir la recuperación de los costes) y deben ser el resultado de una asignación que optimice el uso de los recursos y maximice el bienestar social.

En las actividades de redes con rendimientos crecientes a escala, la teoría económica presenta distintos métodos para la obtención de precios que permiten asegurar la cobertura de todos los costes. Respecto a otras posibles metodologías de asignación de costes basadas en el cálculo de costes marginales/incrementales y asignación de precios Ramsey de los costes hundidos de diferentes infraestructuras, las metodologías basadas en costes

medios permiten el cálculo de precios, a partir de información accesible por el regulador.

Cabe indicar que la asignación de costes basada en la aplicación de una metodología de costes marginales, más propios de sistemas en expansión, proporciona la señal de eficiencia en costes, aunque no está exenta de problemas, tales como la asignación de costes hundidos de infraestructuras a partir de información conocida por el regulador. La asignación basada en costes medios se justifica tanto por la falta de información para el cálculo de costes marginales de las infraestructuras y los coeficientes que permitan alcanzar la suficiencia de los costes de una forma transparente y objetiva, como porque en sistemas de transporte mallados, más maduros y con exceso de capacidad en las infraestructuras, como sucede en el caso de España, el coste de inversión que impone la demanda incremental es reducido, debido a que los incrementos en la demanda no llevan a incurrir a gastos de inversiones adicionales. Desde esta perspectiva la asignación de costes para obtener una asignación suficiente

supondría la aplicación de factores de escala que implican discrecionalidad en su decisión[6].

Como alternativa a los costes marginales, se pueden establecer peajes con base en costes medios. Esta alternativa requiere estimar los costes totales de los activos (valorando la base de activos existente ya sea mediante el coste histórico o el coste de reposición), y dividir dicha cantidad entre la variable inductora del coste previsto en un determinado periodo de referencia. La principal desventaja de la utilización de los costes medios es que no reflejan el coste incremental al que dan lugar las decisiones de los usuarios, sino una media del conjunto de costes de inversión incurridos en el pasado que no necesariamente coincide con las decisiones óptimas de inversión para atender la demanda prevista a futuro. La principal ventaja, no obstante, es que los peajes basados en costes medios

[6] Desde una perspectiva económica, si no es posible que exista competencia en un mercado, la alternativa que se plantea es fijar un precio regulado que, en lo posible, consiga una pérdida de eficiencia mínima en relación a la que se obtendría en un mercado perfectamente competitivo (solución para alcanzar un equilibrio similar al obtenido en competencia perfecta, esto es, fijar un precio igual al coste marginal).

El periodo de vigencia de los peajes y cánones puede tener implicaciones sobre si los costes marginales que éstos deben reflejar son los de corto o largo plazo. La distinción entre ambos conceptos es debida, más que al horizonte temporal, a la flexibilidad para responder a incrementos de demanda. Estos costes son difíciles de cuantificar y errores en su medición podrían ocasionar peajes y cánones que no reflejen fielmente los costes de las infraestructuras. Los peajes basados en costes marginales de corto plazo podrían ser muy volátiles: bajos si el incremento en el uso de un determinado activo no requiere de mayor inversión, y elevados en caso de que el activo se encuentre próximo a su plena capacidad de utilización. Por otra parte, los costes marginales de largo plazo corresponden a aquellos costes operativos y de capital en los que se incurre en el largo plazo para responder a un aumento de la demanda en un plazo largo de tiempo. La fijación de peajes con costes marginales de largo plazo se realiza en la práctica mediante el coste incremental medio de largo plazo, que es el coste unitario de expansión de la capacidad existente necesario para atender el aumento previsto de la demanda a largo plazo.

La principal ventaja de la utilización de estos costes es que constituyen una señal de precio para los consumidores, puesto que éstos son conscientes de los costes que las decisiones incrementales de consumo conllevan, por lo que se consigue un nivel de consumo eficiente.

En la práctica, una de las dificultades que existen en la utilización de los costes marginales de largo plazo es que pueden existir diversas configuraciones del sistema gasista que cumplan el objetivo de abastecer un incremento dado de la demanda, por lo que es necesario, adicionalmente, simular el sistema gasista y los requisitos de suministro de la demanda punta.

Cabe destacar, por otra parte, la importancia del incremento previsto en la demanda: en caso de estimarse un incremento significativo respecto a la demanda actual, esto supondría que los costes marginales a largo plazo resultasen cercanos a los costes medios; sin embargo, en caso de que estos incrementos fueran reducidos implicaría que los costes marginales resultaran cercanos a cero.

Por último, en las actividades con rendimientos crecientes a escala, como es el caso de las infraestructuras gasistas, si se fija un precio igual al coste marginal, la empresa regulada no recuperará la totalidad de sus costes. Esta situación obligaría a implementar ajustes en las tarifas que permitieran recuperar dichos costes no marginales del sistema. Estos ajustes se deben efectuar de modo que distorsionen, en la menor medida posible, las decisiones de los usuarios.

son de fácil implementación y permiten recuperar todos los costes reconocidos de la actividad, no siendo necesarios ajustes posteriores.

En el sistema gasista español, con un amplio desarrollo de infraestructuras en los últimos años, el coste de inversión que actualmente impone la demanda incremental es reducido debido a que los incrementos en la demanda no llevan asociadas importantes inversiones adicionales. Desde esta perspectiva, la utilización del coste marginal de largo plazo, podría no ser la mejor alternativa para la determinación del precio regulado, tomando asimismo en consideración, la complejidad que implicaría el cálculo del mismo.

En el contexto actual, se considera que la mejor opción para determinar el precio regulado es la utilización del coste medio, el cual se complementa con la introducción de señales de eficiencia en el uso de las infraestructuras, debido a que, por una parte, en cada peaje se tiene en cuenta el principio de causalidad del coste y, por otra parte, los peajes de redes se calculan teniendo en cuenta que la capacidad de diseño de cada nivel de presión se establece considerando la capacidad demandada de los usuarios conectados en el propio nivel de presión y en niveles de presión de diseño inferiores.

1.2 Ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2017/460

La Directiva 2009/73/CE y el Reglamento 715/2009 recogen en su artículo 2 que tiene la consideración de transporte, el transporte de gas natural por redes constituidas principalmente por gasoductos de alta presión, distintas de las redes de gasoductos previas[7] y de la parte de los gasoductos de alta presión utilizados fundamentalmente para la distribución local de gas natural, para su suministro a los clientes, pero sin incluir el suministro.

La Ley 34/1998 establece el artículo 59 que los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión son aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre la Red troncal y la Red de influencia local.

La Red de transporte troncal incluye los gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro, excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso, se consideran incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de

[7] «red previa de gasoductos»: todo gasoducto o red de gasoductos explotados o construidos como parte de un centro de producción de petróleo o de gas, o utilizados para transportar gas natural de uno o más de dichos centros a una planta o terminal de transformación o a una terminal final costera de descarga.

regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

Por su parte, la Red de influencia local o red no troncal incluye los gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.

Finalmente, las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bar.

Cabe señalar que, tras la reforma de la Ley 18/2014, las redes de influencia local y las redes de transporte secundario se asimilan a la distribución, así el artículo 60.5 prevé la posibilidad de establecer un régimen retributivo diferenciado para la instalación de transporte primario no troncal y el artículo 63.3 establece que las instalaciones de transporte secundario que no dispongan de aprobación del proyecto de ejecución tendrán la consideración de instalaciones de distribución a efectos del régimen retributivo.

Teniendo en cuenta la definición de transporte recogida en la Directiva y el Reglamento y la diferenciación establecida en la Ley 34/1998, se considera que únicamente queda bajo el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2017/460 la retribución del transporte asociado a la red troncal. En consecuencia, los usuarios de las entradas y las salidas por las conexiones internacionales únicamente deberán hacer frente a la retribución asociada a la red troncal de gas natural, mientras que los consumidores nacionales, además de hacer frente a la retribución asociada a la red troncal deberán soportar la retribución asociada a las redes de influencia local (esto es, red no troncal y redes de transporte secundario), dado que son dichos usuarios los que utilizan las mismas[8].

En el Cuadro 1 se detalla la retribución de la actividad de transporte prevista para el ejercicio 2020, estimada conforme a la metodología establecida en la Ley 18/2014. En el ejercicio 2020 la retribución prevista para la actividad de transporte asciende a 833,7 M€, de los cuales el 71,2% se corresponde la retribución de la red troncal, el 19,9% se corresponde con la retribución de las redes de influencia local y el 8,9% se corresponde con la retribución de la red de transporte secundario.

[8] En relación con lo anterior se indica que, en el ámbito de los informes que debe elaborar conforme al artículo 27 del Reglamento (UE) 2017/460, ACER ha señalado a Alemania e Italia la necesidad de revisar la definición de las redes de transporte y distribución a efectos de hacerlos compatibles con la normativa europea.

Cuadro 1. Retribución de la actividad de transporte prevista para el ejercicio 2020, estimada conforme a la metodología establecida en la Ley 18/2014

Retribución reconocida a la actividad de transporte (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución por la red troncal	**593.363.509**	***71,2%***
Retribución a la inversión	435.183.402	52,2%
Retribución O&M	139.052.576	16,7%
Gas de Operación	19.127.531	2,3%
Retribución de la red de influencia local	**165.775.254**	**19,9%**
Retribución a la inversión	110.018.599	13,2%
Retribución O&M	53.576.919	6,4%
Gas de Operación	2.179.736	0,3%
Retribución de la red de transporte secundario	**74.540.643**	**8,9%**
Retribución a la inversión	55.730.057	6,7%
Retribución O&M	17.614.874	2,1%
Gas de Operación	1.195.711	0,1%
Total	**833.679.405**	**100,0%**

Fuente: CNMC

1.3 Consideración de los coeficientes de corto plazo en la previsión de capacidad

La metodología de asignación de la Circular establece los términos de capacidad de los correspondientes peajes en base anual y, adicionalmente, los coeficientes que han de aplicarse a dichos términos por capacidad para obtener los correspondientes términos fijos de los peajes de duración inferior al año.

Teniendo en cuenta que ingresos resultantes de aplicar los peajes de una actividad dependerán tanto de la duración de los contratos como de los coeficientes de corto plazo aplicables a los productos de duración inferior a un año, se hace necesaria su consideración en la estimación de la capacidad, a efectos de evitar un exceso de recaudación.

En consecuencia, la capacidad contratada prevista se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$Q_{s,n} = \sum_{i=1}^{m} \frac{Q_{s,i,n}^{d} \times D_{i}^{d}}{D} \times M_{d}$$

Siendo:

- m: número de contratos
- $Q_{s,n}$: capacidad contratada equivalente prevista para el servicio *s* en el año *n*
- $Q^{d}_{s,i,n}$: capacidad contratada prevista para el servicio *s* del contrato o agrupación de contratos *i* con duración *d* en el año n
- D^{d}_{i}: duración en días del tipo de contrato *i*, excepto para el producto intradiario que se establece en horas
- D: número de días del año, que tomará el valor de 365 o 366 en los años bisiestos. En el caso de los productos intradiarios la duración del contrato se establece en horas, por lo que D tomará el valor de 8760 o 8784 en lugar de por 365 o 366, respectivamente.
- M_d coeficiente de corto plazo aplicable a los contratos con duración d.

  A los efectos anteriores, en el caso de los productos interrumpibles, el multiplicador será el resultado de considerar tanto el coeficiente de corto plazo como el descuento del producto interrumpible respecto del producto firme.

1.4 Retribución considerada en la Memoria de la Circular

El objeto de la Circular es la definición de unas reglas explícitas para asignar la retribución reconocida a las actividades de transporte, distribución y regasificación de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las infraestructuras.

A efectos de ilustrar el procedimiento, en la presente memoria se realiza el ejercicio de asignación con la retribución establecida para el año 2020. Se indica que la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2020 se ha establecido conforme a la metodología de cálculo establecida en la Ley 18/2014.

Por otra parte, en cumplimiento del artículo 30.2 del Reglamento (UE) 2017/460 se hace necesario incluir en la Memoria la evolución de las tarifas de transporte hasta el final del periodo regulatorio, por lo que ha sido necesario estimar la evolución de la retribución de la actividad de transporte conforme a la metodología establecida en 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 considerando las previsiones de demanda recogidas en el Anexo I.

Por simetría y a efectos de seguir criterios de buena regulación y transparencia, se incluye también en la Memoria la evolución de los peajes de acceso a las redes locales y a las instalaciones de regasificación hasta el final del periodo regulatorio. A estos efectos, como se recoge más adelante en la memoria, la evolución de la retribución de la actividad de regasificación se ha estimado aplicando la metodología de la citada Circular 9/2019, de 12 de diciembre, mientras que la retribución de la distribución se ha estimado conforme a 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 actividad regulada de distribución de gas natural.

No obstante, se considera necesario señalar que la metodología de cálculo de los peajes al consistir en la definición de unas reglas para asignar la retribución reconocida a las distintas actividades (esto es, la retribución es un dato de entrada en el procedimiento de asignación) es independiente de la metodología de cálculo de la retribución de dichas actividades y, por tanto, no pone en peligro la sostenibilidad económico financiera del sistema gasista ni la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes.

En todo caso, se indica que la suficiencia de los peajes para cubrir la retribución reconocida a cada una de las actividades debe valorarse anualmente en la correspondiente Resolución de la CNMC por la que se establezcan los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte, a las redes locales y a las instalaciones de regasificación, conforme se establece en el artículo 7.1.bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

1.5 Asignación de la retribución de los almacenamientos subterráneos y de los costes del sistema asociados a los cargos

Conforme se establece en el artículo 92 de la Ley 34/1998, la CNMC debe establecer la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación, transporte y distribución, mientras que el Gobierno debe establecer la metodología de cálculo de los peajes de acceso a los almacenamientos subterráneos, así como la metodología de cálculo de los cargos por los costes no asociados al uso de las instalaciones.

No obstante, en esta Memoria que acompaña a la Propuesta de Circular se ha optado por realizar una asignación de la retribución de los almacenamientos subterráneos y de los costes que se deben recuperar mediante cargos, a efectos poder analizar mínimamente el impacto sobre los usuarios de la metodología propuesta, así como presentar un primer esbozo del periodo transitorio de

convergencia, si bien este dependerá de los criterios de asignación que finalmente establezca el Gobierno en la metodología de cargos.

Al respecto se indica que, la asignación recogida en la Memoria de aquellos conceptos cuya metodología es competencia del Ministerio no vincula en caso alguno a las metodologías que el Ministerio debe elaborar.

En el Cuadro 2 se muestra la previsión de costes para el ejercicio 2020 que debe ser recuperada por los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas y los cargos. Se observa que la retribución de las actividades reguladas de regasificación, transporte y redes locales representan, aproximadamente, el 93% de los costes previstos para el ejercicio 2020.

Cuadro 2. Previsión de costes regulados para el ejercicio 2020

Retribución reconocida a la actividad (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Costes asociados al uso de instalaciones	**2.792.231.134**	**95,7%**
Retribución de regasificación	450.340.618	15,4%
Retribución de la red de transporte troncal	593.363.509	20,3%
Retribución de las redes locales	1.655.396.229	56,7%
Retribución de almacenamiento subterráneo	93.130.778	3,2%
Costes no asociados al uso	**124.891.637**	**4,3%**
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	26.432.000	0,9%
Tasa de la CNMC y MITECO	4.083.972	0,1%
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.005.132	0,0%
Retribución por suministro a tarifa	110.000	0,0%
Anualidades por desajustes de ingresos	89.745.027	3,1%
Retribución del Operador del mercado	3.515.507	0,1%
Total	**2.917.122.771**	**100,0%**

Fuente: CNMC

2. Principios generales

La metodología para la determinación de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas se basa en los siguientes principios:

a) **Suficiencia**. Los peajes y cánones de cada una de las actividades garantizan la recuperación de los costes de dicha actividad, de acuerdo con las previsiones realizadas.

b) **Eficiencia**. Los peajes y cánones calculados con la metodología de la presente Circular, asignan los costes de las infraestructuras a cada grupo tarifario según el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados entre grupos tarifarios e incentivando la eficiencia en el suministro.

c) **Transparencia y objetividad**. Los criterios de asignación de costes de las infraestructuras, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología están definidos explícitamente y son públicos.

d) **No discriminación** entre los usuarios de las infraestructuras con las mismas características, ya estén localizados en el territorio nacional o fuera del territorio nacional

e) La metodología asignativa promocionará la **competencia y el comercio eficiente de gas**.

3. Información necesaria para la aplicación de la metodología

En el presente epígrafe se resume la información necesaria para el establecimiento de los peajes de regasificación, transporte y distribución, cuyo detalle se recoge en el Anexo I. En particular, la metodología de asignación de la retribución del transporte, de las redes locales y de la regasificación prevista para el ejercicio 2020 para el cálculo de los peajes correspondientes requiere la siguiente información:

- Demanda transportada de gas natural, desglosada por punto de entrada y de salida del sistema, diferenciando entre demanda convencional, demanda para la generación eléctrica.
- Capacidad media anual contratada, utilizada y facturada, desagregada por punto de entrada al sistema y de salida.
- Volumen de gas natural y capacidad contratada y facturada por los clientes acogidos a peajes de duración inferior a un año.
- Capacidad contratada y volumen de gas inyectado/extraído, desagregados por almacenamiento subterráneo.
- Previsiones sobre número de clientes, capacidad contratada y consumos, desagregada por peaje de transporte y/o distribución.
- Curvas de carga diaria de la demanda transportada (ciclos combinados, centrales térmicas y demanda convencional) y curvas de carga diaria de la demanda consumida (clientes telemedidos).
- Información sobre los costes de las instalaciones de transporte correspondiente al periodo 2008-2011, según datos de la contabilidad analítica, desglosados por transporte primario y secundario, instalaciones de regulación y medida y estaciones de compresión.

- Retribución de la actividad de transporte, desagregada por tipo de red: troncal, de influencia local y secundaria.
- Parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en capacidad.

Adicionalmente, para la estimación de los precios de referencia según la metodología de distancia ponderada por capacidad, conforme al artículo 8 del código de tarifas es necesario disponer de la siguiente información:

- Modelo simplificado de red.
- Capacidad contratada prevista en cada punto de entrada o agrupación de ellos y en cada punto de salida o agrupación de ellos;
- En aquellos casos en que puedan combinarse puntos de entrada y de salida en un determinado escenario de flujos, la distancia más corta de los gasoductos entre un punto de entrada o una agrupación de ellos y un punto de salida o una agrupación de ellos;
- Combinaciones de puntos de entrada y de salida, en aquellos casos en que algunos de ellos puedan combinarse en un determinado escenario de flujos;
- Reparto entradas-salidas a que se refiere el artículo 30, apartado 1, letra b), inciso v), punto 2, será de 50/50.
- Demanda transportada de gas natural, desglosada por punto de entrada y de salida del sistema, diferenciando entre demanda convencional, demanda para la generación eléctrica e inyecciones en almacenamientos subterráneos.
- Capacidad media anual contratada, utilizada y facturada, desagregada por punto de entrada al sistema y de salida.

4. Asignación de la retribución de la red de transporte

4.1 Retribución considerada

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

En el Cuadro 3 se detalla la retribución de la actividad de transporte asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio 2020, que resulta de aplicar

la metodología de cálculo establecida en la Ley 18/2014. En particular, en el ejercicio 2020 la retribución prevista para la retribución asociada a la red de transporte troncal asciende a 593,3 M€, de los cuales el 73,3% se corresponde con retribución por inversión, el 23,4% se corresponde con la retribución por costes operativos y el 3,2% se corresponde con la retribución del gas de operación.

Cuadro 3. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para 2020

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución a la inversión	435.183.402	73,34%
Retribución O&M	139.052.576	23,43%
Gas de Operación	19.127.531	3,22%
Total	**593.363.509**	**100,00%**

Fuente: CNMC

4.2 Definición de los servicios prestados por las infraestructuras de transporte troncal

El artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/460, establece que un servicio concreto se clasificará como transporte cuando:

a) los costes de este servicio estén originados por los inductores de coste tanto de capacidad técnica o capacidad contratada prevista como de distancia;
b) los costes de este servicio estén relacionados con la inversión y explotación de las infraestructuras que forman parte de la base de activos regulada para prestar servicios de transporte.

Respecto de los servicios no asociados al transporte, el reglamento establece que deberán ser recuperados a través las correspondientes tarifas y que estás se calcularán de forma que reflejen los costes y serán no discriminatorias, objetivas y transparentes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han considerado los siguientes servicios asociados al transporte:

- **Entrada a la red de transporte troncal**: incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de transporte troncal hasta el punto de intercambio virtual de la red de transporte.

- **Salida de la red de transporte troncal**: incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el trasporte de gas desde el punto de intercambio virtual de la red de transporte hasta la salida de la red de transporte troncal.

La red troncal no presta servicios diferenciados de los asociados al transporte. Esto es, **no se han considerado servicios no asociados al transporte**.

4.3 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación

El artículo 4.3 del Reglamento (UE) 2017/460 establece que las tarifas de transporte constarán de un término fijo por capacidad y, excepcionalmente, una parte de la retribución por servicios de transporte podrá recuperarse a través de un término variable cuando los costes sean ocasionados principalmente por la cantidad de flujo de gas.

Teniendo en cuento lo anterior, se han considerado como variables inductoras la capacidad contratada, debido a que el diseño de la red se determina, principalmente, por la capacidad de inyección demandada, y el volumen de gas transportado, debido a que los costes variables del transporte (gas de operación) son función directa de la energía transportada.

Teniendo en cuenta las variables inductoras del coste de transporte, se define la siguiente estructura de peajes:

a) Peaje de entrada a la red de transporte: consta de un término fijo por capacidad contratada, expresado en €/(kWh/día)/año, y un término variable por volumen, expresado en €/kWh, ambos con seis decimales.

b) Peaje de salida de la red de transporte troncal: consta de un término fijo por capacidad contratada, expresado en €/(kWh/día)/año y un término variable por volumen, expresado en €/kWh, ambos con seis decimales.

4.4 Asignación de la retribución asociada a la red transporte troncal a los servicios prestados

Conforme al Reglamento (UE) 2017/460, la retribución correspondiente a la red troncal será recuperada por los correspondientes peajes de entrada y de salida. La retribución asociada a la inversión y los costes operativos se imputarán al término de capacidad, mientras que la retribución asociada al gas de operación se imputará al término variable.

Por otra parte, en la propuesta de Circular se impone que en la entrada de la red de transporte se recupere el 50% de la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte, en línea con las observaciones

realizadas por los agentes a la anterior Propuesta de Circular y con el citado Reglamento (UE) 2017/460, que establece dicho valor a efectos de la comparación con la metodología de contraste.

Por último, de acuerdo con el artículo 4.3.a) del citado Reglamento, el término variable debe determinarse de manera que sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, por tanto, el gas de operación se ha asignado por servicio proporcionalmente a la demanda inyectada y extraída de la red de transporte troncal.

Cuadro 4. Asignación de la retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio 2020 por servicio

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución a la inversión	435.183.402 (A)	73,3%
Retribución O&M	139.052.576 (B)	23,4%
Gas de Operación	19.127.531 (C)	3,2%
Total	**593.363.509**	**100,0%**

Entrada		Salida	
Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%	Término variable (C) * (D)	Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%	Término variable (C) * (E)
217.591.701		217.591.701	
69.526.288		69.526.288	
	9.598.013		9.529.519
287.117.989	**9.598.013**	**287.117.989**	**9.529.519**

Volumen circulado por la red de transporte troncal (MWh)	Previsión 2020	% sobre el total
Volumen inyectado en la red troncal	390.170.074	50,2% (D)
Volumen extraído de la red troncal	387.385.717	49,8% (E)
Total	**777.555.790**	**100,0%**

Fuente: CNMC

4.5 Determinación de los peajes asociados a cada uno de los servicios prestados por la infraestructura de transporte troncal

De acuerdo con el Reglamento (CE) nº 715/2009 las tarifas para los usuarios de la red se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. En particular, el Reglamento establece en su artículo 13 que "*Las tarifas para los usuarios de la red […] se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Los mecanismos de distribución de los costes y los métodos de fijación de índices en relación con los puntos de entrada y de salida serán aprobados por las autoridades reguladoras nacionales*."

En consecuencia, conforme al citado reglamento la metodología para establecer los peajes de transporte debe ser la de entrada-salida. No obstante, existen diversas metodologías de asignación que permiten calcular peajes de transporte entrada-salida. A modo de ejemplo se indica que las metodologías más utilizadas en el entorno europeo son la postal (Alemania, Croacia, Dinamarca, Eslovaquia,

Estonia, Grecia, Holanda, Hungría, Irlanda del Norte, Lituania, Polonia[9], Rumania y Suecia), la de distancia al punto virtual (Austria[10]), la de distancia ponderada por capacidad (Bélgica, Chequia, Francia[11], Italia, Portugal[12]) y la matricial (Eslovenia, Irlanda y Reino Unido).

Se indica que las metodologías anteriormente mencionadas son las que se recogen en las Consultas públicas[13] que los países están realizando conforme al artículo 26 del Reglamento 2017/460.

La metodología postal consiste en aplicar el mismo precio para todas las entradas y el mismo precio para todas las salidas, con independencia de su localización. Es la más simple de las metodologías y garantiza estabilidad y predictibilidad de las tarifas, al imponer el mismo precio a todos los puntos de entrada y a todos los puntos de salida independientemente de la topología de la red y los flujos de gas. Sin embargo, ésta presenta ciertos inconvenientes respecto al reflejo de costes y las señales de localización a los usuarios de la red.

La metodología de distancia ponderada por capacidad se basa en el principio de que la tarifa de cada punto de entrada o de salida debe establecerse teniendo en cuenta la contribución al coste total del sistema de ese punto. En particular, la metodología de distancia ponderada por capacidad establece el término de capacidad de un punto de entrada en función de la distancia de ese punto de entrada a cada uno de los puntos de salida ponderando dichas distancias por la capacidad contratada o demandada en cada uno de los puntos de salida considerados. Análogamente, el término de capacidad de un punto de salida es función de la distancia de dicho punto de salida a cada uno de los puntos de entrada considerados ponderado por la capacidad contratada o demandada en cada punto de entrada. Esta metodología presenta la ventaja de proporcionar señales diferenciadas de precio en las entradas y las salidas y, coherentemente, refleja mejor los costes. No obstante, presenta mayor inestabilidad de precios, dependiendo de la capacidad utilizada.

La metodología de distancia a un punto virtual es similar a la de distancia ponderada por capacidad, si bien la relación de precios se obtiene ponderando

[9] Polonia aplica la metodología postal, con la excepción del Poland West Europe transit gas pipeline para la que se aplica la metodología de distancia ponderada por capacidad.

[10] La descripción de la metodología de distancia al punto virtual es la que se presenta en la preconsulta publicada por la autoridad reguladora con fecha 31-01-2019.

[11] La metodología de distancia ponderada por capacidad es la que se presenta en la preconsulta 2019-006 de 27 de marzo de 2019.

[12] Distancia ponderada por capacidad modificada, a efectos de contemplar la utilización de la red

[13] ACER publica en su página web los links a las consultas públicas que las Autoridades Reguladoras están llevando a cabo en cumplimiento del artículo 26. Disponible en https://acer.europa.eu/es/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Paginas/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

la distancia al punto virtual de balance por la capacidad. El punto virtual puede ser calculado matemáticamente o puede ser establecido geográficamente. Esta metodología presenta la ventaja de reflejar mejor los costes, en la medida en que tiene en cuenta la topología de la red. El principal inconveniente deriva de la definición del punto virtual, ya que permite cierto grado de libertad en su aplicación.

Finalmente, la metodología matricial consiste en la minimización de la diferencia entre la suma del peaje de entrada y salida y el coste asociado de transportar el gas desde el punto de entrada al punto de salida, realizándose la optimización considerando todos los posibles trayectos desde cada punto de entrada a cada punto de salida, dado un escenario de flujos de gas. De esta forma, el coste de acceso a la red viene determinado por la localización del punto de inyección y salida de gas de la red de transporte. La principal ventaja de esta metodología es el reflejo de costes, al tener en cuenta tanto la topología de la red como el flujo físico del gas. El principal inconveniente se deriva tanto de la complejidad para su implementación como por la sensibilidad de los precios al escenario de flujos considerado.

La elección de una u otra metodología depende, fundamentalmente, de las características de la red de transporte (si es una red mallada o no), de las características de los flujos de gas (patrón de flujos de gas predominante vs patrón de flujos de gas impredecible), de la información disponible por el regulador (las exigencias de información de cada una de las metodologías difiere entre sí) y los objetivos que el regulador desea alcanzar con la citada metodología (por ejemplo, equidad vs eficiencia, transparencia vs reflejo de costes, necesidad o no de proporcionar señales de localización, etc.).

Se indica que, un parte de los agentes en sus alegaciones ha mostrado su preferencia por una metodología de asignación tipo postal, mientras que otra parte, sin mostrarse en desacuerdo, ha señalado su preocupación por el impacto del resultado de la metodología propuesta sobre las conexiones internacionales y el desarrollo del MIBGAS.

En relación con lo anterior, se señala que en el informe "*The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs*"[14], ACER indica que la aplicación de metodologías que no establezcan señales de localización, como la postal, puede introducir subsidios cruzados.

Esta Comisión considera que, dada la situación actual del sistema gasista con un flujo predominante sur-norte y teniendo en cuenta las orientaciones de política energética relativas a fomentar la utilización de las plantas de regasificación, es

[14] Disponible en https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%20in%20Europe_The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf

necesario dar señales de precio diferenciadas en los puntos de entrada a la red de transporte. En consecuencia, una metodología postal, de la que resulta un único precio para todos los puntos de entrada, no se considera adecuada.

Como ya se indicó, en el caso español, en el que la red de transporte es mallada y cuenta con un exceso de capacidad relevante, se considera que la metodología que mejor refleja los costes es la de distancia ponderada por capacidad, en la medida en que introduce señales de precios diferenciadas sin necesidad de implementar un modelo complejo y de difícil comprensión para los agentes, como el de la metodología matricial.

Adicionalmente, la metodología de distancia ponderada por capacidad presenta la ventaja de ser la metodología de contraste prevista en el artículo 8 del Reglamento (UE) 2017/460.

Al respecto cabe señalar que, un agente ha señalado en sus alegaciones que la adopción de la metodología de distancia ponderada por capacidad junto con la adopción del modelo de Tanque Virtual Único es incompatible con el Reglamento (UE) 2017/460, en la medida en que los flujos que se integran en el sistema de Tanque Virtual Único, por la propia localización de las plantas de GNL, repartidas por toda la costa española no puede combinarse en ningún escenario de flujos.

En relación con lo anterior, se señala que el artículo 22 del Reglamento (UE) 2017/460 reconoce que la determinación de los precios de capacidad en un punto de interconexión virtual con otros países miembros de la unión europea será (i) el precio resultante de la metodología, si la misma permite tener en cuenta dicho punto virtual, (ii) la media ponderada de los precios, en caso que la metodología no permita tener en cuenta dicho punto virtual.

En consecuencia, dado que el artículo 6.3 del Reglamento (UE) 2017/460 establece que se debe aplicar la misma metodología a todos los puntos de entrada y salida, la Autoridad Reguladora dispone de dos opciones:

a) Una metodología que tenga en cuenta la realidad física de la red, procediendo a agrupar los precios resultantes que forman el punto Virtual.
b) Una metodología en la que se localicen los puntos Virtuales en la red.

En la Circular se ha optado por aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad teniendo en cuenta la realidad física de la red de transporte.

Se indica que el informe ACER[15] sobre la propuesta de Circular objeto de la primera consulta pública señala que la metodología propuesta por la CNMC cumple con lo establecido en el citado reglamento.

15 https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Spain.pdf

En consecuencia, se mantiene la metodología de distancia ponderada por capacidad en la medida en que, cumpliendo con el Reglamento, permite proporcionar señales de localización con objeto de (i) reducir el flujo de gas sur-norte, lo que permitiría una menor utilización de las estaciones de compresión y, en consecuencia, un ahorro en costes para el sistema y (ii) que los peajes reflejen adecuadamente los costes en los que se incurre para transportar el gas desde las entradas a las salidas.

En los epígrafes siguientes se describe en detalle la metodología de asignación propuesta.

4.5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual

Como se ha indicado, la metodología de distancia ponderada por capacidad establece el término de capacidad de un punto de entrada en función de la distancia de ese punto de entrada a cada uno de los puntos de salida ponderando dichas distintas por la capacidad contratada prevista en cada uno de los puntos de salida considerados. Análogamente, el término de capacidad de un punto de salida es función de la distancia de dicho punto de salida a cada uno de los puntos de entrada considerados ponderado por la capacidad contratada en cada punto de entrada.

La aplicación de la metodología de distancia ponderada por capacidad, por tanto, requiere determinar con anterioridad (i) los puntos de entrada a la red de transporte, (ii) los puntos de salida de la red de transporte, (iii) la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte, que dependerá de la red de transporte considerada y (iv) la capacidad prevista en cada uno de los puntos de entrada y salida.

Conforme al código de tarifas, los puntos de entrada y salida pueden ser físicos o pueden ser una agrupación de los mismos, por lo que la red de transporte utilizada para determinar los términos de capacidad asociados puede diferir de la red de transporte física, esto es, se puede utilizar una red de transporte simplificada.

La utilización de una red de transporte simplificada facilita la aplicación de la metodología CWD, al reducir el número de distancias a calcular, pero si la simplificación es muy elevada puede no representar adecuadamente la red de transporte real y, por tanto, no reflejar los costes asociados a dicha red.

Adicionalmente, la simplificación de la red de transporte hace necesario tomar decisiones sobre: i) el procedimiento de cálculo de la distancia entre los puntos de entrada y salida considerados y ii) asignar las inyecciones y extracciones de

los puntos físicos a los puntos virtuales considerados, lo que permite cierto grado de libertad en su aplicación.

Teniendo en cuenta lo anterior y la evolución de las técnicas de computación actuales se ha optado por considerar la red física. En particular, la metodología de asignación tiene en cuenta la red de transporte troncal[16] existente en el momento de elaboración del presente informe.

En consecuencia, atendiendo a las infraestructuras en operación, ha considerado los siguientes **puntos de entrada al sistema**:

1) Las conexiones internacionales con países terceros mediante gasoducto (Tarifa, Almería, Badajoz, Tuy, Biriatou y Larrau),
2) Las entradas desde una planta de regasificación[17]: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugardos.
3) Las entradas desde yacimientos: Marismas, Poseidón, Viura y Planta de biogás de Madrid
4) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas

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

1) Las conexiones internacionales bidireccionales de Badajoz, Tuy, Biriatou y Larrau[18].
2) Las salidas hacia los yacimientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas
3) Cada una de las salidas de la red de transporte hacia la red de transporte no troncal, red de transporte secundario y hacia la red de distribución.
4) Salida virtual hacia cada una de las plantas de regasificación

[16] Definida en el Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural.
[17] La consideración como punto de entrada a la red de la planta de regasificación de Musel se incluirá en caso de su puesta en operación.
[18] Se indica que, si bien en la Memoria no se han considerado las salidas por Tarifa y Almería, por no disponerse en la actualidad de ninguna previsión de flujo con Marruecos, en su caso, estos puntos de salida se tendrán en cuenta en la correspondiente resolución de peajes, conforme al artículo 10 y 11 de la Circular 6/2020, de 22 de julio.

Una vez definidos los puntos de entrada y salida, el cálculo de la **distancia mínima**[19] entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte se ha realizado empleando el algoritmo de Dijkstra[20].

La **capacidad contratada prevista por punto de entrada** a la red de transporte se ha estimado teniendo en cuenta las siguientes hipótesis (para mayor detalle véase Anexo I):

a) Partiendo del volumen de gas que se estima se va introducir en el sistema en el ejercicio 2020, se considera como previsión de entrada de gas natural el volumen previsto para el cierre de 2019.

b) La previsión de capacidad contratada de entrada por las conexiones internacionales resulta de mantener el factor de carga previsto para el cierre de 2019.

c) La previsión de capacidad contratada global desde las entradas por planta de GNL resulta de mantener el factor de carga previsto para el cierre del ejercicio 2019. La distribución de la capacidad contratada global por planta de regasificación resulta de considerar conjuntamente el factor de carga de cada una de las plantas y el modelo de tanque único, que dará lugar a un mayor equilibrio entre las plantas.

d) La capacidad contratada prevista en cada uno los puntos de entrada virtuales (VIP Pirineos y VIP Ibérico) se desagrega por punto físico en función de la capacidad técnica del punto físico.

e) La capacidad de entrada desde los almacenamientos subterráneos se ha estimado en función del perfil real de extracción, afectado el corto plazo por los correspondientes multiplicadores.

La **capacidad contratada prevista por puntos de salida** de la red de transporte se ha estimado con las siguientes hipótesis (para mayor detalle véase Anexo I):

a) En el caso de los puntos de salida virtuales con Francia y Portugal se ha desagregado por punto físico en función de la capacidad técnica del punto físico.

b) En el caso de la capacidad de salida hacia los almacenamientos subterráneos, se ha estimado la capacidad contratada en función del perfil real de inyección.

[19] A estos efectos se ha solicitado la información al GTS. En particular, el GTS ha facilitado la distancia de cada una de las posiciones de la red de transporte a todas las posiciones adyacentes a la misma. Se indica que de acuerdo con la información aportada por el GTS el único gasoducto no bidireccional de la red de transporte es el existente entre las estaciones de compresión de Córdoba y Almendralejo.

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

c) En el caso de salidas hacia plantas de regasificación se ha previsto una capacidad nula, motivado por las características del servicio.

d) En el caso de las salidas hacia consumidores nacionales, se ha desagregado la capacidad de salida prevista para el ejercicio por colectivo de consumidores teniendo en cuenta la información disponible en la CNMC. En particular, para los consumidores conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar y para los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5, para los que se dispone de información individualizada[21], se ha estimado la capacidad contratada en función de la capacidad facturada en el último ejercicio con información completa (esto es, 2018). Para el resto de consumidores se ha estimado la capacidad contratada por punto de salida en función del factor de carga de cada grupo tarifario y el consumo registrado por este colectivo en cada uno de los municipios[22].

e) La capacidad prevista por punto de salida de corto plazo se afecta por los correspondientes multiplicadores.

En el Cuadro 5 y en el Cuadro 6 se presenta la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada y salida, respectivamente.

[21] Se indica que para este colectivo de consumidores se dispone, por una parte, de la información individualizada de clientes de la base de datos de liquidaciones del sector gasista (SIFCO) y, por otra parte, que el GTS ha facilitado el punto de salida al que están conectados los consumidores con telemedida instalada (consumo superior a 5 GWh/año).

[22] Se indica que para este colectivo de consumidores se dispone en la base de datos de liquidaciones SIFCO de información relativa a los municipios abastecidos desde la red de transporte y la relación entre punto de entrega de la red de transporte y municipio que el GTS publica en su página web (disponible en http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/CalidadGas/OtraInformacionCalidadNueva)

Cuadro 5. Previsión de capacidad contratada y volumen desagregada por punto de entrada de la red troncal. Año 2020

Puntos de entrada	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Volumen (MWh)
Conexión Internacional	**583.703**	**164.579.764**
CI Tarifa	145.693	37.838.452
CI Almería	222.166	69.700.918
VIP Pirineos	205.371	55.120.751
VIP Ibérico	10.473	1.919.644
Planta de regasificación	**669.880**	**214.926.885**
Barcelona	180.913	57.936.552
Cartagena	76.351	22.289.469
Huelva	154.658	51.938.183
Bilbao	147.909	48.320.352
Sagunto	73.966	23.506.653
Mugardos	36.082	10.935.677
Almacenamiento Subterráneo	**40.372**	**8.971.757**
Serrablo	16.906	3.773.169
Gaviota	13.608	2.934.687
Marismas	5.462	1.257.723
Yela	4.396	1.006.178
Yacimientos	**6.453**	**1.691.667**
Marismas	4	848
Poseidon	372	44.551
Viura	5.766	1.546.559
PB Madrid	310	99.709
TOTAL ENTRADAS	**1.300.407**	**390.170.074**

Fuente: CNMC

Cuadro 6. Previsión de capacidad contratada y volumen desagregada por punto de salida de la red troncal. Año 2020

Puntos de salida	Capacidad contratada prevista (1) (MWh/día)	Volumen (MWh)
Conexión Internacional	**140.958**	**3.547.789**
VIP Pirineos	130.897	445.980
VIP Ibérico	10.061	3.101.809
Planta de regasificación	**-**	**-**
Barcelona	-	-
Cartagena	-	-
Huelva	-	-
Bilbao	-	-
Sagunto	-	-
Mugardos	-	-
Almacenamiento Subterráneo	**46.834**	**8.707.498**
Serrablo	12.533	2.329.394
Gaviota	27.155	5.047.021
Marismas	3.514	665.541
Yela	3.632	665.541
Salida nacional (2)	**1.735.232**	**375.130.430**
P > 60 bar	794.801	177.210.715
16 bar < P ≤ 60 bar	121.881	35.975.207
4 bar < P ≤ 16 bar	380.992	95.201.901
P ≤ 4 bar	437.558	66.742.608
TOTAL SALIDAS	**1.923.023**	**387.385.717**

Fuente: CNMC
Notas:
(1) Excluida la capacidad de los consumidores suministrados desde plantas satélites
(2) Se agrupan los puntos de salida por nivel de presión en la salida nacional, a efectos de presentación

Como se ha indicado anteriormente, la metodología de distancia ponderada por capacidad se limita a la determinación de los términos de capacidad de los peajes de entrada y salida de la red de transporte troncal. Esto es, la retribución por servicios de transporte a recuperar mediante las tarifas de transporte basadas en capacidad se corresponde con la retribución por inversión y la retribución por costes operativos (véase epígrafe 4.1). Conforme al artículo 8.1.e del Reglamento (UE) 2017/460, el 50% de dicha retribución se recuperará a través del peaje de entrada a la red troncal y el 50% a través del peaje de salida de la red troncal (véase Cuadro 7).

Cuadro 7. Retribución de los servicios de transporte a recuperar mediante las tarifas de transporte basadas en capacidad. Año 2020

Retribución por inversión y O&M de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total	Retribución a recuperar por el término de capacidad	
			Entrada [(A) + (B)] * 50%	Salida [(A) + (B)] * 50%
Retribución a la inversión	435.183.402 (A)	75,8%	217.591.701	217.591.701
Retribución O&M	139.052.576 (B)	24,2%	69.526.288	69.526.288
Total	**574.235.978**	**100,0%**	**287.117.989**	**287.117.989**

Fuente: CNMC

En relación con el reparto entrada-salida considerado, como se ha indicado, algunos agentes han señalado su preocupación por el impacto del resultado sobre las conexiones internacionales y el desarrollo del MIBGAS. Esta Comisión considera que, conforme a los principios de no discriminación, transparencia y objetividad el reparto entrada-salida establecido en el Reglamento (UE) 2017/460 es el más adecuado. No obstante, a efectos de mitigar el impacto sobre las conexiones internacionales, cabría plantearse el aumento gradual del reparto entrada-salida desde la situación vigente (28%-72%) hasta alcanzar el 50%-50% al final del periodo de convergencia contemplado en el Real Decreto-ley 1/2019.

En el Cuadro 8 y en el Cuadro 9 se muestran los términos de capacidad del peaje de entrada y del peaje de salida de la red troncal para cada uno de los puntos de entrada considerados calculados conforme al artículo 8.2 del Reglamento (UE) 460/2017, tras realizar los ajustes previstos en el artículo 6.4 del código de tarifas (para mayor detalle véase Anexo II). En particular, se ha realizado los siguientes ajustes sobre los precios resultantes de la metodología de CWD:

- Los precios de entrada y salida por las conexiones internacionales asociadas a un punto virtual (VIP Pirineos y VIP Ibérico) se han calculado conforme al procedimiento establecido en el artículo 22.b del código de tarifas.
- Teniendo en cuenta que la regasificación se gestiona de forma conjunta por el GTS sin que los comercializadores tengan capacidad de decisión sobre la utilización de una instalación concreta, se ha optado por aplicar el mismo término de capacidad a las entradas a la red de transporte desde las plantas de regasificación y a las salidas de la red de transporte hacia las plantas de regasificación, aplicando el procedimiento establecido en el artículo 22.b del código de tarifas.
- Teniendo en cuenta que i) las instalaciones de almacenamiento subterráneo no se utilizan para competir con un punto de interconexión, ii) los almacenamientos subterráneos implican menores inversiones en las infraestructuras de transporte, en la medida en que contribuyen a aplanar el perfil de la demanda y iii) el gas que es introducido en el almacenamiento subterráneo desde la red de transporte debe pagar previamente el peaje de entrada y el gas que se extrae del almacenamiento subterráneo debe pagar posteriormente el correspondiente peaje de salida en el punto de salida, se

establece un descuento del 100% en los términos fijos de los peajes de transporte de entrada y de salida aplicables a los almacenamientos subterráneos.

– En la planificación de los sectores de electricidad y gas 2002 -2011[23], se indicaba la necesidad de disponer de más plantas de GNL para (i) asegurar el suministro de gas natural a precios competitivos pudiendo acceder a suministros no indexados al precio del petróleo, (ii) la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de gas a efectos de evitar la dependencia de un único suministrados; (iii) abastecer las puntas extremas de invierno, caracterizadas por un aumento importante del caudal requerido durante un reducido número de días seguidos y (iv) reducir la utilización de la red de transporte al distribuirse a lo largo del litoral español.

  Al respecto, en el citado documento de planificación se establecía como criterio de desarrollo de los puntos de entrada (i) la cobertura, en caso de fallo total de una cualquiera de las entradas, de la demanda convencional en situación de día laborable invernal, (ii) la existencia de una sobrecapacidad suficiente para asegurar la cobertura de la demanda ante la eventualidad de que la demanda de gas crezca durante varios años seguidos a un ritmo superior al previsto.

  Por otra parte, el Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista español[24], elaborado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/1938, señala que (i) el criterio N-1, está incorporado como criterio de diseño en la Planificación Obligatoria de los sectores de electricidad y gas en España (ii) con las infraestructuras previstas en el horizonte analizado, el valor de la fórmula N-1 establecida en el Anexo I del Reglamento 2017/1938 para el sistema gasista español es superior al 100% y (iii) la infraestructura con mayor capacidad de emisión a la red es la planta de regasificación de Barcelona.

  Adicionalmente, el Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, establece en su artículo 5.6 que "*Las autoridades reguladoras nacionales tendrán en cuenta los costes eficientes generados por el cumplimiento de la obligación establecida en el apartado 1 del presente artículo […] a fin de conceder un incentivo adecuado cuando establezcan o aprueben, de manera transparente y detallada, las tarifas o metodologías de conformidad con el artículo 13 del Reglamento (CE) nº 715/2009 y el artículo 41, apartado 8, de la Directiva 2009/73/CE*".

[23] Disponible en https://energia.gob.es/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2002-2011/Paginas/transporte2002-2001.aspx.

[24] El correspondiente al periodo 2014 – 2017 se encuentra disponible en https://energia.gob.es/gas/Legislacion/DatosBibliotecaConsumer/2015/940_Resolucion%20DGPEM%20Plan%20Preventivo%20y%20Plan%20Emergencia.pdf, el correspondiente al periodo 2018 – 2023 se encuentra disponible en https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/servicios/participacion-publica/plandeaccionpreventivo2018-2023_consulta_tcm30-486876.pdf.

Por tanto, el cumplimiento del principio de seguridad de suministro y de diversificación de abastecimiento se ha realizado mediante la construcción de plantas de GNL, por lo que de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.2 del Reglamento (UE) 2017/460 se contempla establecer un descuento del 13,9% en las entradas a la red de transporte desde las plantas de GNL. Este descuento se corresponde al promedio durante el periodo regulatorio de la capacidad de entrada desde la planta de Barcelona respecto de la capacidad de entrada total. Se indica que se ha tomado como referencia la capacidad de entrada a la red de transporte desde la planta de Barcelona ya que esta ha sido designada por España a efectos del cumplimiento del criterio n-1, conforme al Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017.

- Se ha considerado una única salida nacional.

Al respecto se indica que, una parte relevante de los agentes han valorado positivamente la reducción del peaje de entrada desde las plantas de GNL a efectos de reflejar la seguridad de suministro y favorecer la competitividad con las plantas de Portugal y Francia, si bien lo han considerado insuficiente, mientras que dos agentes se han mostrado en contra del descuento introducido, motivándolo uno de ellos por el impacto en la utilización de las plantas de GNL a nivel ibérico y en el desarrollo del MIBGAS y el otro por considerarlo discriminatorio respecto de las conexiones por gasoducto. Por otra parte, algunos agentes han propuesto la nivelación de precios en las entradas a la red de transporte desde las conexiones internacionales. Finalmente, dos agentes han propuesto una reducción en los peajes de entrada a la red de transporte a las inyecciones de gases manufacturados y gases procedentes de fuentes no convencionales.

Esta Comisión en línea con las alegaciones mayoritarias de los agentes y del MITERD contempla un descuento en las entradas a la red de transporte desde las plantas de GNL justificado por la seguridad de suministro que las plantas de GNL aportan al sistema.

Al respecto cabe señalar que ACER en su informe[25] ha señalado que el descuento incluido en la nueva consulta pública cumple con el Reglamento (UE) 2017/460, en la medida en que está previsto en el artículo 9 (2) y, adicionalmente, ha valorado positivamente que el descuento cuantitativo esté vinculado a lo previsto en el Reglamento (UE) 2017/1938 y la transparencia del análisis presentado.

[25] Disponible en: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20additional%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Spain.pdf

No obstante, señala ACER en su informe que tras aplicar el procedimiento de ajuste de las tarifas de transporte establecido en el artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460, el descuento resultante, medido con la tasa de variación entre los precios finales y los precios resultantes de la metodología antes de incorporar dicho descuento, es únicamente del 5%, por lo que recomienda establecer un descuento superior de forma que el descuento tras aplicar el ajuste sea del 13,9%, al objeto de que el descuento final cumpla con el objetivo de Seguridad de Suministro planteado. Se señala que, para que el descuento tras aplicar el ajuste sea del 13,9%, el descuento inicial debería establecerse en el 28,5%.

En relación con lo anterior, se indica que el establecimiento de un descuento inicial del 13,9% a las tarifas de entradas desde plantas de GNL fija un diferencial de precios, en €/MWh/día y año, entre las entradas diferentes de las plantas de regasificación y las propias plantas de regasificación. La aplicación del procedimiento de ajuste establecido en el citado artículo 6.4 amplifica dicho diferencial, por lo que no se considera necesario aumentar el descuento inicial a efectos de asegurar un descuento del 13,9% respecto del precio que resulta sin ajustes.

Respecto del descuento en el peaje de entrada a las inyecciones de gases manufacturados y gases procedentes de fuentes no convencionales propuesto por algunos agentes se considera que incumpliría los requisitos establecidos en el código de tarifas.

Por otra parte, la nivelación de precios de las conexiones internacionales asemejaría el resultado de la metodología propuesta a la metodología postal. Como se ha indicado, este Comisión considera necesario introducir señales de localización en los puntos de entrada y salida de la red de transporte.

Cuadro 8. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte troncal. Año 2020

Punto de Entrada	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Término fijo (€/MWh/día/año)	Ingresos resultantes (€)	% variación respecto precio medio
VIP Francia	205.371	210,79	43.289.276	-7,5%
VIP Portugal	10.473	361,73	3.788.331	58,7%
CI Tarifa	145.693	300,99	43.851.590	32,1%
CI Almería	222.166	271,36	60.287.277	19,1%
Plantas GNL	669.880	201,25	134.812.556	-11,7%
Yac. Poseidón	372	292,01	108.667	28,2%
Yac. Marismas	4	283,38	1.052	24,4%
Yac.Viura	5.766	160,63	926.233	-29,5%
PB Madrid	310	170,72	53.007	-25,1%
TOTAL	**1.260.036**	**227,86**	**287.117.989**	**0,0%**

Fuente: CNMC

Cuadro 9. Términos de capacidad del peaje de salida de la red de transporte troncal

Punto de Salida	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Término fijo (€/MWh/día/año)	Ingresos resultantes (€)	% variación respecto precio medio
Nacional	1.735.232	151,82	263.445.890	-0,8%
Plantas GNL (1)	-	182,81	-	19,5%
VIP Francia	130.897	166,23	21.759.594	8,6%
VIP Portugal	10.061	190,09	1.912.505	24,2%
TOTAL	**1.876.189**	**153,03**	**287.117.989**	**0,0%**

Fuente: CNMC

Se observa que, los términos fijos por capacidad de los peajes de entrada resultantes de aplicar la metodología CWD son inferiores al término fijo por capacidad resultante de aplicar la metodología postal en las entradas desde VIP de Francia, las plantas de GNL, el yacimiento de Viura y la Planta de Biogás de Madrid y superiores en el resto de puntos de entrada.

Por otra parte, los términos fijos por capacidad de los peajes de salida resultantes de aplicar la metodología CWD son superiores al término fijo por capacidad resultante de la metodología postal en las salidas hacia los VIP de Francia y Portugal y hacia las plantas de GNL e inferior para salida hacia los consumidores nacionales.

Los consumidores cuyo consumo anual no supera los 5 GWh no tienen la obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado, por lo que se sustituye el término fijo por caudal por un término fijo por cliente resultado del cociente de la retribución que se debe recuperar de cada grupo tarifario[26] entre el número de consumidores que conforma dicho grupo tarifario (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año 2020

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 ≤ 5.000	4.536.594	66.858	151,82	10.150.543	2,24
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.860.898	144.783	151,82	21.981.250	7,68
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	328.868	46.534	151,82	7.064.879	21,48
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	53.346	37.725	151,82	5.727.488	107,36
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.957	79.136	151,82	12.014.583	547,18
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.235	45.772	151,82	6.949.257	2.148,38

Fuente: CNMC

Finalmente, como se ha comentado, el término variable debe determinarse de manera que sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, por tanto, el gas de operación se ha asignado por servicio proporcionalmente a la demanda inyectada y extraída de la red de transporte troncal (véase Cuadro 11).

[26] Los consumidores se han segmentado teniendo en cuenta el volumen de consumo anual y el factor de carga. En el Anexo II se presenta la caracterización de clientes que ha servido de base para la segmentación. Cada grupo tarifario aglutina consumidores de las mismas características.

Cuadro 11. Obtención del término variable del peaje de entrada y del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año 2020

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)	
	Entrada	Salida
Retribución del gas de operación (A)	9.598.013	9.529.519

	Volumen (MWh)	
	Entrada	Salida
Variable inductora del coste (B)	390.170.074	387.385.717

	Término variable (€/MWh)	
	Entrada	Salida
Termino variable del peaje (A)/(B)	0,0246	0,0246

Fuente: CNMC

4.5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

El código de tarifas define dos tipos de coeficientes de corto plazo: multiplicadores y factores estacionales. El **multiplicador** es el coeficiente que refleja la proporcionalidad entre un producto estándar de capacidad firme de duración inferior al año y un producto estándar de capacidad firme anual, mientras que el **factor estacional** es el coeficiente que refleja la evolución de la demanda en el año. Ambos coeficientes se pueden aplicar conjuntamente.

El artículo 13 del código de tarifas establece los límites al nivel de multiplicadores y factores estacionales mientras que en los artículos 14 y 15 se define la metodología de cálculo de los peajes correspondientes a productos estándar de capacidad firme de duración inferior a un año en ausencia de factores estacionales y con factores estacionales, respectivamente.

Respecto del **nivel de los multiplicadores** el código de tarifas establece que no podrán ser inferiores a 1 ni superiores a 1,5 para los productos estándar de capacidad trimestral y mensual y no podrán ser inferiores a 1 ni superiores a 3 para los productos estándar de capacidad diaria e intradiaria, salvo en casos debidamente justificados.

Respecto del **nivel de los factores estacionales**, el código de tarifas establece que la media aritmética del multiplicador durante el año de gas aplicable al respectivo producto estándar de capacidad y los correspondientes factores estacionales deberá estar dentro del mismo rango que corresponde a los respectivos multiplicadores.

Respecto de la **metodología de cálculo de los peajes de corto plazo en ausencia de factores estacionales**, el código de tarifas establece que el precio del producto de corto plazo es el resultado de aplicar el multiplicador al precio del producto estándar de capacidad expresado en días (para los productos estándar de capacidad trimestral, mensual y diaria) u horas (para los productos estándar de capacidad intradiaria) por la duración del respectivo producto expresado en días u horas.

Respecto de la **metodología de cálculo de los peajes de corto plazo con factores estacionales**, el código de tarifas establece que los peajes aplicables a cada periodo serán resultado de aplicar un coeficiente diferenciado por periodo (trimestral, mensual, diario e intradiario) al precio del producto estándar de capacidad expresado en días (para los productos estándar de capacidad trimestral, mensual y diaria) u horas (para los productos estándar de capacidad intradiaria) por la duración del respectivo producto expresado en días u horas.

Los coeficientes aplicables para el cálculo del peaje del producto estándar de capacidad mensual se obtendrán como resultado de multiplicar la proporción que representa el mes en el cómputo del año por 12 elevado a una potencia comprendida entre 0 y 2 y por el correspondiente multiplicador. Los coeficientes aplicables para el cálculo de los peajes para los productos estándar de capacidad trimestral, diaria e intradiaria se obtienen como resultado de multiplicar los coeficientes mensuales por el multiplicador correspondiente (trimestral, diario o intradiario).

La metodología de cálculo de los peajes estándar de capacidad firme para los productos con duración inferior al año es de obligado cumplimiento en los puntos de interconexión con Estados Miembros.

La citada metodología no es de obligada aplicación en los puntos de interconexión con terceros países[27], en los puntos de salida hacia los consumidores finales, en los puntos de salida hacia las redes de distribución, los puntos de entrada de las terminales e instalaciones de producción de «gas natural licuado» (GNL), ni a los puntos de entrada desde las instalaciones de almacenamiento, o a los puntos de salida hacia estas instalaciones, no obstante se ha considerado adecuada la extensión de la misma a dichos puntos.

[27] Salvo que la Autoridad Reguladora Nacional adopte la decisión de aplicar el Reglamento (UE) 2017/459 a los puntos de entrada desde terceros países o los puntos de salida hacia terceros países, o ambos, en cuyo caso la metodología de cálculo aplicará también en dichos puntos.

Teniendo en cuenta lo anterior, para la determinación de los coeficientes de corto plazo que se deben aplicar sobre los precios del correspondiente producto anual se hace necesario, en primer lugar, establecer el límite del nivel de los multiplicadores. En segundo lugar, analizar si procede aplicar o no factores estacionales para el cálculo de los peajes de corto plazo. En tercer lugar, si procede, calcular los factores estacionales. Finalmente, determinar los peajes de duración inferior al año.

I) Nivel de los multiplicadores

El nivel de los multiplicadores ha de establecerse de forma que se asegure la recuperación de la retribución reconocida sin que suponga una barrera a la contratación de corto plazo. En consecuencia, el nivel de los multiplicadores para cada uno de los productos considerados resulta de la comparación entre la facturación que se obtendría de contratar capacidad en términos anuales con la que resultaría de contratar la capacidad en términos trimestral, mensual, diario e intradiario. Se indica que el multiplicador se corresponde con el promedio de los multiplicadores que resultan de la comparación para los años 2015, 2016, 2017 y 2018.

En relación con el multiplicador intradiario se indica que los agentes han señalado en sus alegaciones de la complejidad de implementar multiplicadores intradiarios en función del número de horas de duración del contrato y han mostrado su preferencia por un único multiplicador de aplicación a los contratos intradiarios, independientemente del número de horas de duración del contrato. Teniendo en cuenta las observaciones formuladas, se establece un multiplicador único para los contratos intradiarios que resulta de la comparación de la facturación que obtendría un consumidor en caso de formalizar un contrato diario y la facturación que obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de 12 horas de duración. Se ha tomado 12 horas por corresponderse con la mediana.

Cuadro 12. Valores de los multiplicadores para cada producto de duración interior al año de aplicación durante el periodo regulatorio

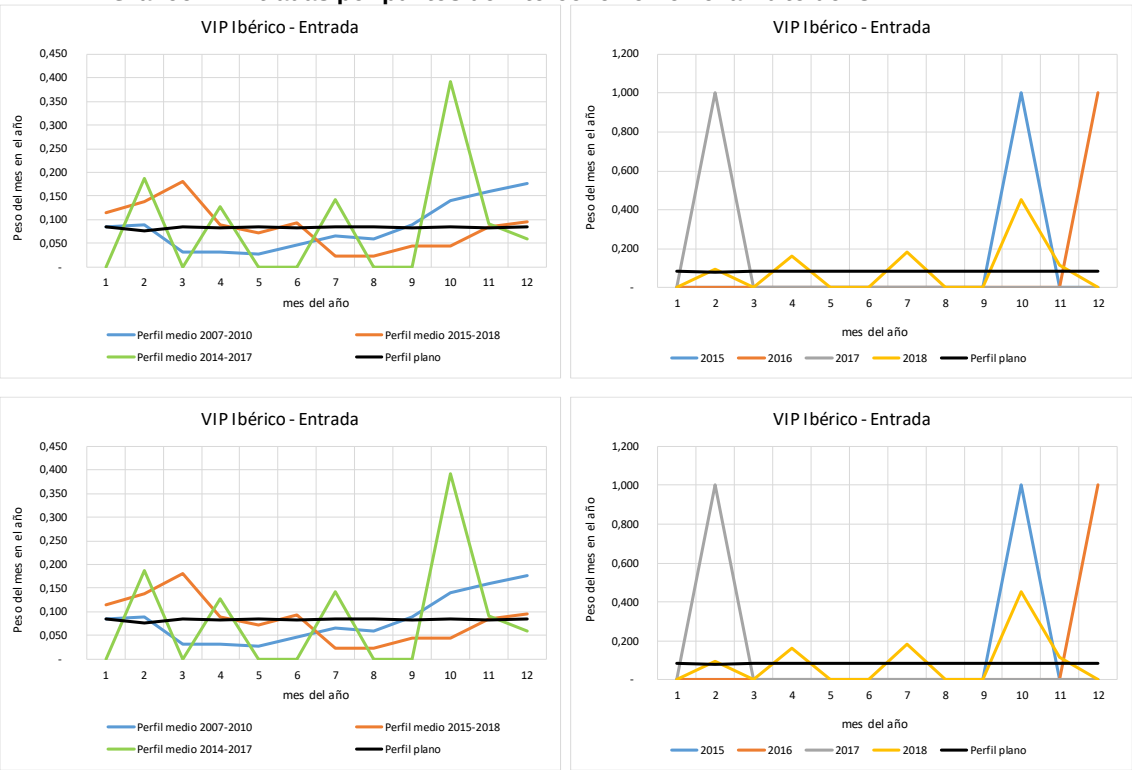
Producto	Nivel de multiplicadores de los puntos de entrada	Nivel de multiplicadores de los puntos de salida
Trimestral	1,20	1,20
Mensual	1,30	1,30
Diario	1,60	1,60
Intradiario	5,42	3,55

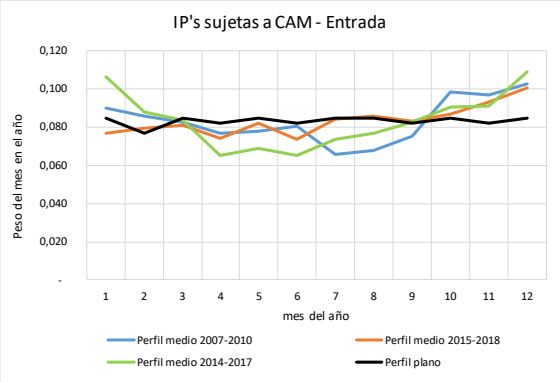
Fuente: CNMC

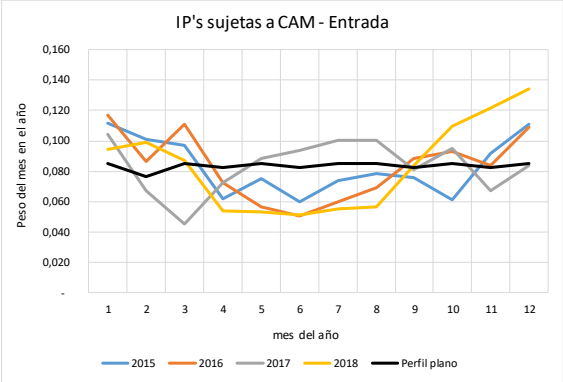
II) Análisis de la estacionalidad

En los gráficos siguientes se presenta el perfil de cada uno de los puntos de entrada y de salida, a efectos de analizar si procede o no aplicar factores estacionales en combinación con los multiplicadores. Para cada punto de entrada y de salida se presenta el perfil medio de tres periodos de cuatro años cada uno y el perfil de los cuatro últimos ejercicios con información completa (2015, 2016, 2017 y 2018). Adicionalmente, se presenta el perfil para la agrupación de puntos del mismo tipo: Entradas y salidas por puntos de interconexión sujetas a CAM (VIP Pirineos y VIP Portugal), Entradas por puntos de interconexión no sujetas a CAM (Tarifa y Almería) y Entradas desde plantas de GNL. Finalmente se presenta el perfil de la agrupación de todos los puntos de entrada y todos los puntos de salida, excluidos los puntos de interconexión sujetos a CAM, para los que el código de tarifa impide la agrupación con otros puntos de entrada.

Gráfico 1. Entradas por puntos de interconexión en el ámbito del CAM

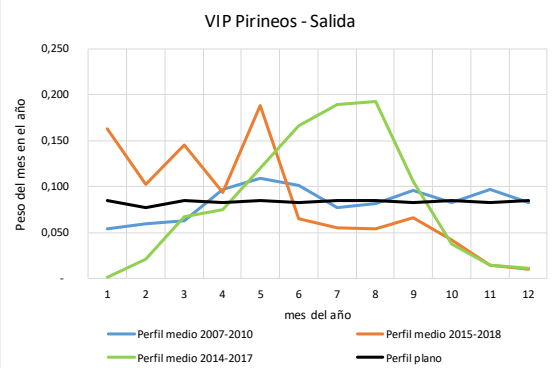


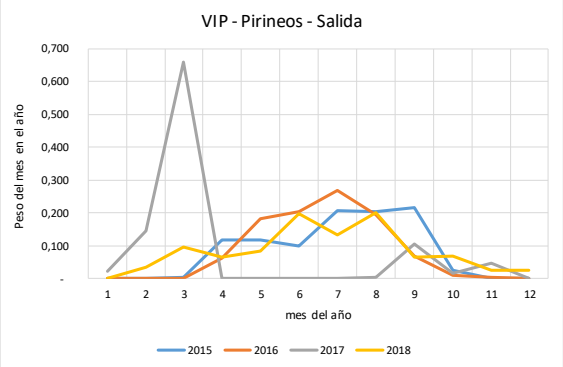


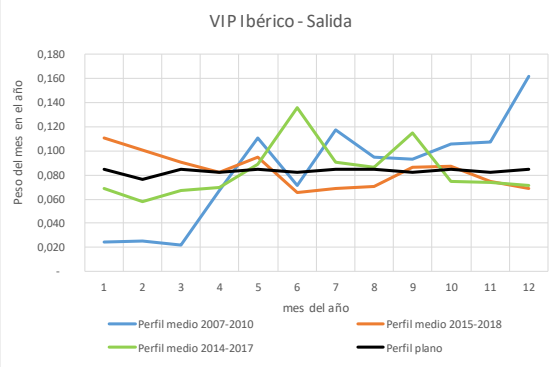


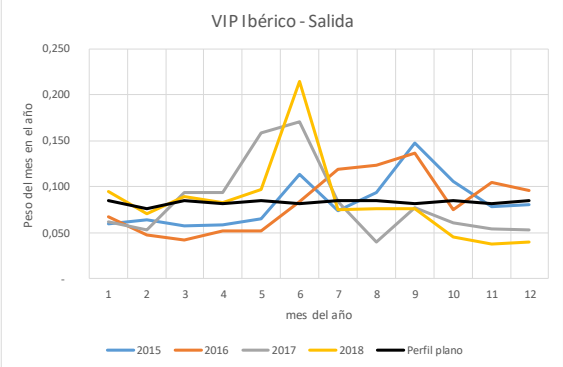
Fuente: CNMC

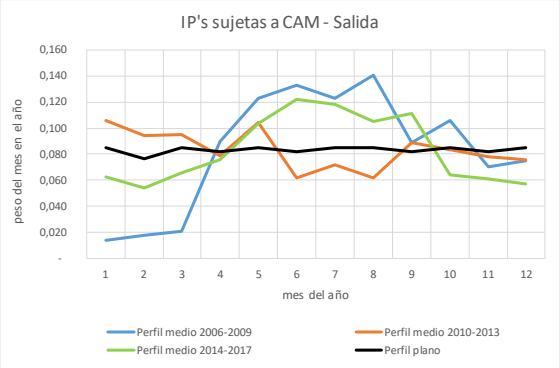
Gráfico 2. Salidas por puntos de interconexión en el ámbito del CAM

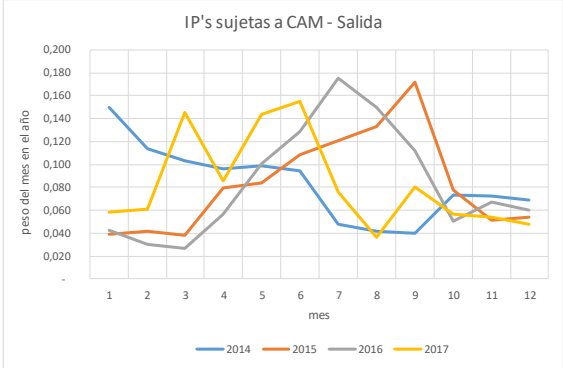






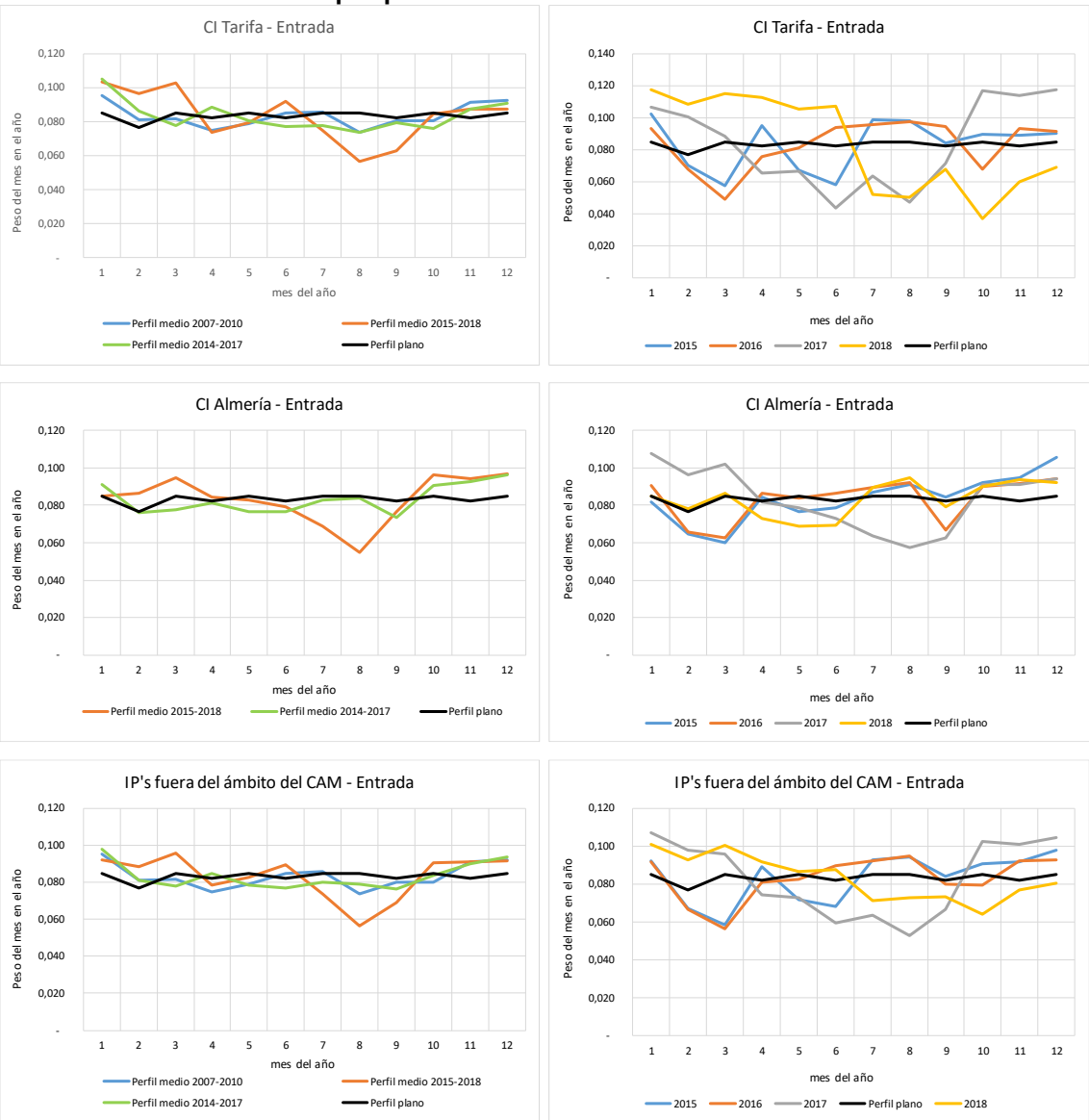






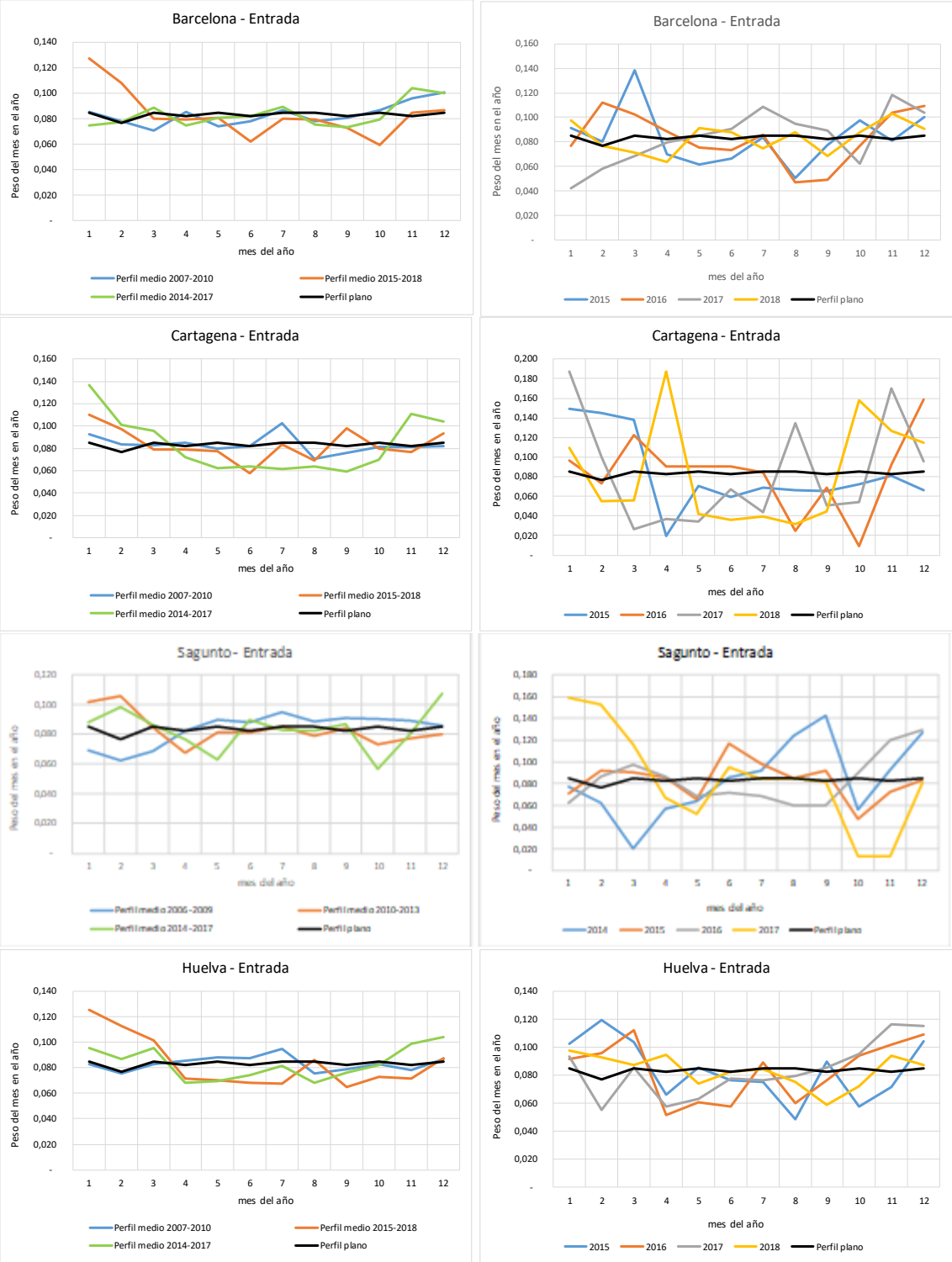
Fuente: CNMC

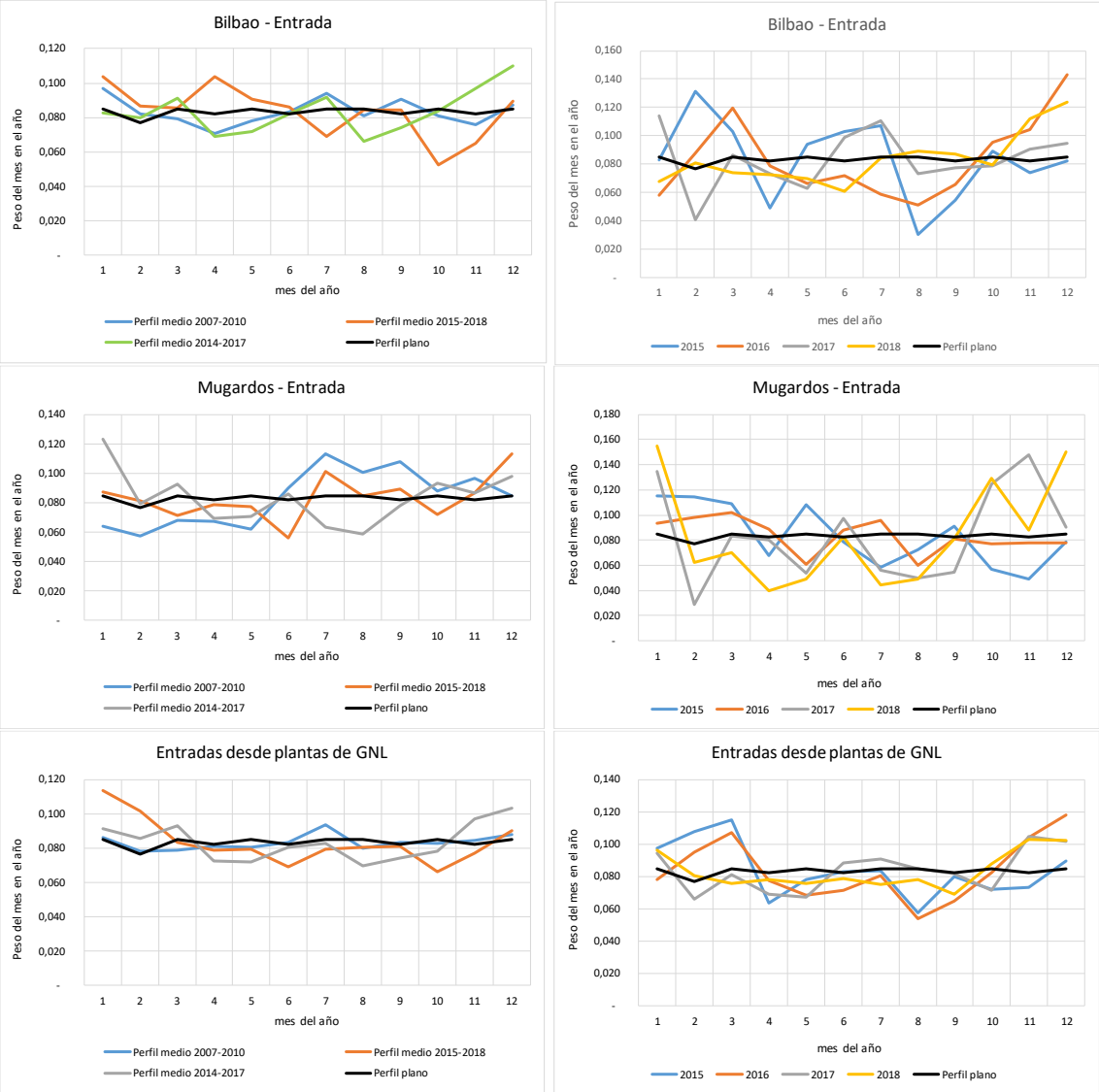
Gráfico 3. Entradas por puntos de interconexión fuera del ámbito del CAM



Fuente: CNMC

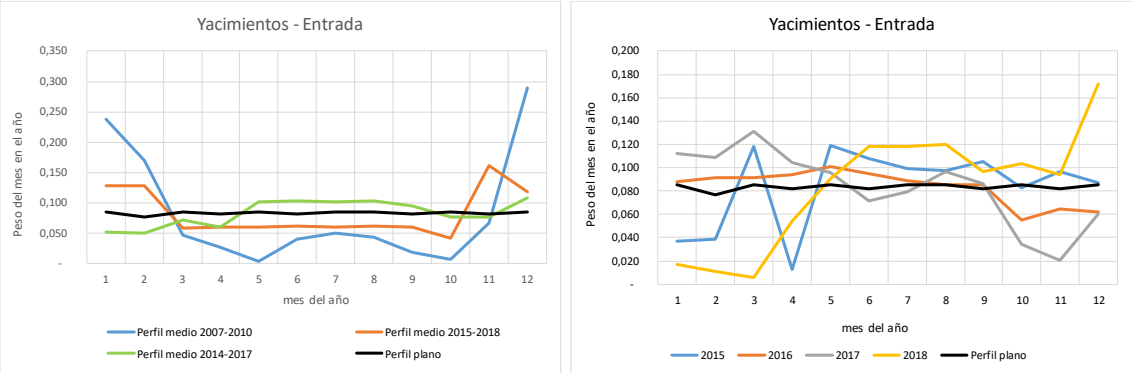
Gráfico 4. Entradas desde plantas de GNL





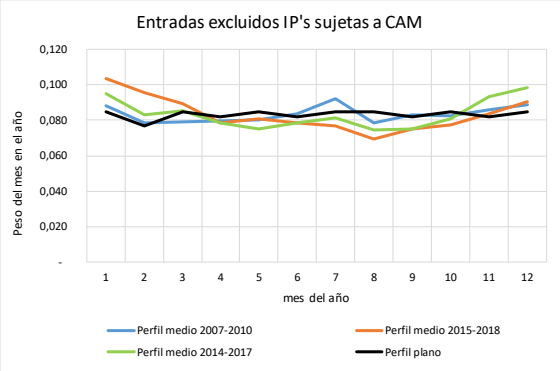
Fuente: CNMC

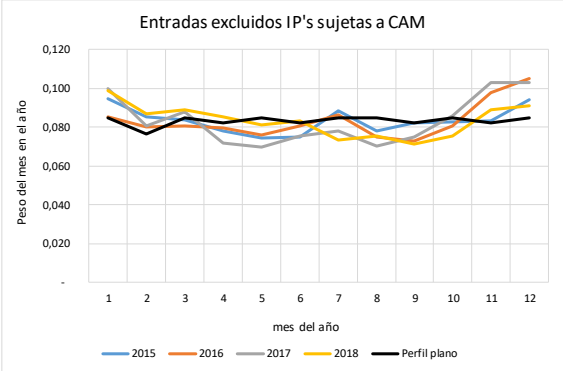
Gráfico 5. Entradas desde yacimientos



Fuente: CNMC

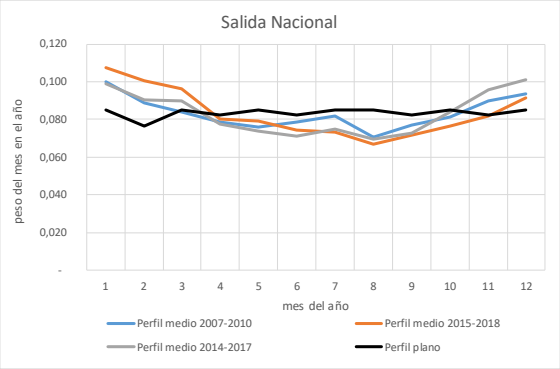
Gráfico 6. Total entradas excluidos puntos de interconexión en el ámbito del CAM

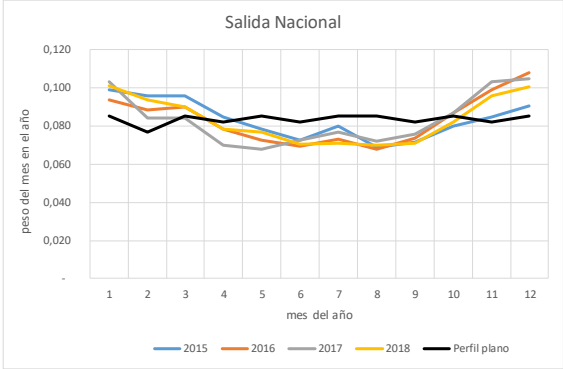




Fuente: CNMC

Gráfico 7. Salidas hacia consumidores nacionales





Fuente: CNMC

Se observa que, con la excepción de la salida hacia los consumidores nacionales, no se aprecia una estacionalidad clara ni en los puntos de entrada ni en los puntos de salida.

En consecuencia, únicamente se tendrán en cuenta factores estacionales en el cálculo de los peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año en la salida hacia los consumidores nacionales.

III) Determinación de los factores estacionales aplicables a la salida hacia los consumidores nacionales

Conforme establece el código de tarifas, la determinación de los factores estacionales se basará en el volumen de flujo previsto correspondiente a cada mes, a menos que la cantidad de flujo de gas en un mes sea igual a 0 en cuyo caso se tomará la capacidad contratada prevista.

Los coeficientes aplicables para el cálculo del peaje del producto estándar de capacidad mensual se obtendrán como resultado de multiplicar la proporción que representa el mes en el cómputo del año por 12 elevado a una potencia comprendida entre 0 y 2 y por el correspondiente multiplicador.

Los coeficientes aplicables para el cálculo de los peajes para los productos estándar de capacidad trimestral, diaria e intradiaria se obtienen como resultado de multiplicar los coeficientes mensuales por el multiplicador correspondiente (trimestral, diario o intradiario).

En particular los factores estacionales se determinarán conforme a las siguientes fórmulas:

a) Coeficiente mensual

$$C_{M,m} = [(Q_{m,a} \times 12)^n] \times M_M$$

Siendo:

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m.
En caso de que la media aritmética de los coeficientes mensuales supere el valor del multiplicador, deberán reescalarse.

$Q_{m,a}$: proporción que representa el mes m en el cómputo del año a

n: potencia, que tomará un valor comprendido entre 0 y 2. Se ha tomado el valor de 1,5, a efectos de que ningún coeficiente resulte inferior a la unidad.

M_M: es el nivel del multiplicador mensual;

b) Coeficiente trimestral

$$C_{T,t} = C_{T0,t} \times M_T$$

Siendo:

$C_{T,t}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad trimestral, correspondiente al trimestre t.
En caso de que la media aritmética de los coeficientes trimestrales supere el valor del multiplicador, deberán reescalarse.

$C_{T0,t}$: valor inicial del coeficiente correspondiente a un trimestre t. Se tomará como valor de inicio bien la media aritmética de los coeficientes mensuales respectivos aplicables a los tres meses correspondientes, bien un valor que no será inferior al coeficiente mínimo ni superior al coeficiente máximo de los coeficientes mensuales aplicables a los tres meses correspondientes.

M_T: es el nivel del multiplicador trimestral;

c) Coeficiente diario

$$C_{D,m} = C_{M,m} \times M_D$$

Siendo:

$C_{D,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad diaria en el mes m.
En caso de que la media aritmética de los coeficientes supere el valor del multiplicador, deberán reescalarse.

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad l, correspondiente al mes m.

M_D: es el nivel del multiplicador para la capacidad diaria;

d) Producto estándar de capacidad intradiaria

$C_{I,m} = C_{M,m} \times M_I$

Siendo:

$C_{I,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad intradiaria en el mes m;
En caso de que la media aritmética de los coeficientes supere el valor del multiplicador intradiario, deberán reescalarse;

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m;

M_I: es el nivel del multiplicador para la capacidad intradiaria;

Se estima que el flujo de gas previsto para el periodo regulatorio presentará un perfil similar al perfil medio registrado en el periodo 2015-2018 por la demanda de los consumidores nacionales, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

En el Cuadro 13 se presenta el procedimiento de cálculo de los factores estacionales mensuales que habrán de aplicarse a los precios del producto estándar de capacidad anual para obtener el precio correspondiente al producto estándar de capacidad mensual.

Cuadro 13. Determinación de los coeficientes mensuales

Multiplicador mensual (M_M)	1,30

Mes	Peso del mes en el año $Q_{m,a}$	Coeficientes mensuales iniciales $C_{M,m} = (Q_{m,a} \times 12)^{1,5} \times M_M$	coeficientes mensuales ajustados $C_{M,m} \times CA$
Enero	10,2%	1,78	1,76
Febrero	9,1%	1,49	1,47
Marzo	8,7%	1,40	1,39
Abril	7,5%	1,11	1,10
Mayo	7,1%	1,03	1,02
Junio	7,2%	1,03	1,02
Julio	7,5%	1,11	1,10
Agosto	7,1%	1,01	1,00
Septiembre	7,4%	1,08	1,07
Octubre	8,3%	1,29	1,28
Noviembre	9,7%	1,64	1,63
Diciembre	10,2%	1,78	1,77

Promedio factores estacionales (P)	1,31	1,30

Coeficiente de ajuste ($CA = M_M / P$)	0,992

Fuente: CNMC

Como se ha indicado, los coeficientes para el cálculo de los peajes para los productos estándar de capacidad trimestral, diaria e intradiaria se obtienen como resultado de multiplicar los coeficientes mensuales por el multiplicador correspondiente, procediendo al ajuste de los mismos en caso necesario.

Se indica que en el cálculo de los coeficientes aplicables a los productos trimestrales se ha tomado como valor inicial de cada trimestre el promedio de los precios mensuales.

En los cuadros siguientes se muestra el procedimiento de cálculo de los coeficientes trimestrales, diarios e intradiarios.

Cuadro 14. Metodología de cálculo de los coeficientes trimestrales

Multiplicador trimestral (M_T)	**1,20**

Trimestre	Valor inicial (promedio de los meses del trimestre) $C_{T0,t}$	Coeficientes trimestrales iniciales $C_{T,t} = C_{T0,t} \times M_T$	Coeficientes trimestrales ajustados $C_{T,t} \times CA$
Q1	1,541	1,85	1,42
Q2	1,045	1,25	0,96
Q3	1,054	1,27	0,97
Q4	1,560	1,87	1,44

Promedio factores estacionales (P)	**1,56**	**1,20**

Coeficiente de ajuste ($CA = M_T / P$)	**0,77**

Fuente: CNMC

Cuadro 15. Metodología de cálculo de los coeficientes diarios

Multiplicador diario (M_D)	**1,60**

Mes	Coeficiente mensual $C_{M,m}$	Coeficientes diarios iniciales $C_{D,m} = C_{M,m} \times M_D$	coeficientes mensuales ajustados $C_{D,m} \times CA$
Enero	1,76	2,82	2,17
Febrero	1,47	2,36	1,81
Marzo	1,39	2,22	1,71
Abril	1,10	1,75	1,35
Mayo	1,02	1,63	1,25
Junio	1,02	1,63	1,26
Julio	1,10	1,75	1,35
Agosto	1,00	1,60	1,23
Septiembre	1,07	1,71	1,31
Octubre	1,28	2,06	1,58
Noviembre	1,63	2,61	2,00
Diciembre	1,77	2,83	2,17

Promedio factores estacionales (P)	**2,08**	**1,60**

Coeficiente de ajuste ($CA = M_D / P$)	**0,77**

Fuente: CNMC

Cuadro 16. Metodología de cálculo de los coeficientes intradiarios para un contrato de duración de 12 horas

Multiplicador intradiario del contrato de 12 horas (M_I)	3,55

Mes	Coeficiente mensual $C_{M,m}$	Coeficientes intradiarios iniciales para el contrato de duración de 12 horas $C_{I,m} = C_{M,m} \times M_I$	coeficientes mensuales ajustados $C_{I,m} \times CA$
Enero	1,763	6,264	4,82
Febrero	1,473	5,236	4,03
Marzo	1,386	4,926	3,79
Abril	1,096	3,896	3,00
Mayo	1,019	3,620	2,78
Junio	1,021	3,627	2,79
Julio	1,096	3,896	3,00
Agosto	1,000	3,554	2,73
Septiembre	1,067	3,791	2,92
Octubre	1,284	4,564	3,51
Noviembre	1,629	5,789	4,45
Diciembre	1,766	6,276	4,83
Promedio factores estacionales (P)		**4,620**	**3,55**

Coeficiente de ajuste ($CA = M_I / P$)	0,769

Fuente: CNMC

IV) Determinación de los peajes de productos estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Como se ha comentado únicamente se tendrán en cuenta factores estacionales en el cálculo de los peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año en la salida hacia los consumidores nacionales. En consecuencia, los peajes de duración inferior al año aplicables a todos los puntos de entrada y salida, con la excepción de las salidas hacia los consumidores nacionales, se determinará conforme a la metodología establecida en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/460, mientras que los peajes de duración inferior al año aplicables a las salidas hacia los consumidores nacionales se determinarán conforme a la metodología establecida en el artículo 15 del Reglamento (UE) 2017/460.

En particular, el precio del producto de corto plazo correspondiente aplicable a todos los puntos de entrada y salida, con la excepción de las salidas hacia los consumidores nacionales, se determinará conforme a las siguientes fórmulas:

a) Productos estándar de capacidad trimestral, mensual y diaria:

$P = (M \times P_A / 365) \times D$

Donde:

P: es el peaje de los productos estándar de capacidad trimestral, mensual o diaria
M: es el nivel del multiplicador trimestral, mensual o diario
P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;
D: es la duración del producto estándar de capacidad trimestral, mensual o diaria, expresado en días.

En el caso de los años bisiestos, la fórmula se ajustará de manera que la cifra 365 se sustituya por 366.

b) Productos estándar de capacidad intradiaria:

$P = (M \times P_A / 8760) \times H$

Donde:

P: es el peaje del producto estándar de capacidad intradiaria
M: es el nivel del multiplicador intradiario;
P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;
H: es la duración del producto estándar de capacidad intradiaria, expresado en horas.

En el caso de los años bisiestos, la fórmula se ajustará de manera que la cifra 8760 se sustituya por 8784.

Los peajes de duración inferior al año aplicables en las salidas hacia los consumidores nacionales se establecerán conforme a las siguientes fórmulas:

a) Productos estándar de capacidad mensual:

$$P_{M,i} = (C_{M,m} \text{ X } P_A / 365) \text{ X } D$$

Siendo:

$P_{M,m}$: peaje estándar de capacidad mensual correspondiente al mes m
$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m.
P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;

D: es la duración del producto estándar de capacidad mensual expresado en días.

b) Producto estándar de capacidad trimestral

$P_{T,t} = (C_{T,t} \times P_A / 365) \times D$

Donde:

$P_{T,t}$: peaje estándar de capacidad trimestral correspondiente al trimestre t
$C_{T,t}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad trimestral, correspondiente al trimestre t.
P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;
D: es la duración del producto estándar de capacidad trimestral expresado en días.

c) Producto estándar de capacidad diaria

$P_{D,m} = (C_{D,m} \times P_A / 365) \times D$

Donde:

$P_{D,m}$: peaje estándar de capacidad diaria en el mes m
$C_{D,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad diaria en el mes m.
En caso de que la media aritmética de los coeficientes supere el valor del multiplicador, deberán reescalarse.
$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m.
P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;
D: es la duración del producto estándar de capacidad diaria.

d) Producto estándar de capacidad intradiaria

$P_{I,m,h} = (C_{I,m} \times P_A / 8.760) \times h$

Donde:

$P_{I,m,h}$: peaje estándar de capacidad intradiaria de aplicación en el mes m a un contrato de duración h horas
$C_{I,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad intradiaria en el mes m.

P_A: peaje del producto estándar de capacidad anual;
h: es la duración del producto estándar de capacidad intradiaria, expresado en horas

En el caso de los años bisiestos, la fórmula se ajustará de manera que la cifra 365 se sustituya por 366 y la cifra 8760 se sustituya por 8784.

4.5.3 Peajes de capacidad interrumpible

El código de tarifas establece en el artículo 16 el procedimiento de cálculo del precio de los productos estándar de capacidad interrumpible que se debe aplicar en las interconexiones. En particular, establece que la Autoridad Reguladora podrá decidir entre aplicar un descuento ex post o aplicar un descuento ex ante. El descuento ex ante dependerá de la probabilidad de interrupción y el descuento ex post, que solo podrá utilizarse en los puntos de interconexión en los que la interrupción de capacidad se haya debido a la congestión física, consiste en una compensación equivalente al triple del precio de reserva de los productos estándar de capacidad firme diaria.

En el caso de los peajes de capacidad interrumpible se ha optado un descuento ex post de aplicación a todos los puntos de entrada y de salida.

4.6 Conciliación de ingresos

Conforme al artículo 10 y a los artículos 17, 18, 19 y 20 del código de tarifas relativos a la compensación entre transportistas que operan en el mismo sistema entrada-salida y la conciliación de retribución e ingresos, respectivamente, se hace necesario establecer en la Circular y someter a consulta pública los siguientes aspectos:

1º Retribución reconocida a cada transportista
2º Ingresos percibidos por cada transportista
3º Diferencia entre la retribución reconocida e ingresos percibidos por cada uno de los transportistas
4º Definición de la cuenta regulatoria de cada uno de los transportistas en que se recojan los aspectos anteriores
5º Mecanismo de compensación entre los distintos transportistas
6º Destino, en su caso, de la prima obtenida en la subasta de capacidad en los puntos de interconexión virtual

A la hora de establecer la relación entre ingresos y pagos regulados entre los distintos agentes implicados de un sistema caben dos posibilidades. Por un lado, los precios fijados a los consumidores pueden ser los cobrados por las empresas, o bien directamente, o a través de otras. Otra posibilidad es que exista una “bolsa de compensación económica”, gestionada normalmente por el regulador, en la que se ingresen todos los cobros y desde la cual se realicen todos los pagos a los distintos agentes. En el argot de los sistemas tarifarios, a

los sistemas sometidos a estos métodos se les denomina “sistemas con liquidación”. Este es el caso en España.

Mediante el sistema de liquidaciones se lleva a cabo la determinación de los flujos económicos entre los agentes con el objetivo de asignar a cada uno de ellos los ingresos del sistema en función de su retribución acreditada. Como resultado, se obtiene una matriz de pagos y cobros en donde se especifica los importes a intercambiar entre los agentes pagadores y los agentes con derechos de cobro.

En la cuenta regulatoria de cada agente se consideran los ingresos facturados hasta el mes de liquidación, así como los costes liquidables reconocidos (asociados al funcionamiento del sistema gasista) obteniéndose los ingresos netos de liquidación. A partir de los ingresos netos totales del Sistema, se determina el importe al que cada agente tiene derecho considerando la parte alícuota de su retribución frente a la retribución total. Teniendo en cuenta esta cantidad y los ingresos netos de cada agente se determina el importe a liquidar con el resto de agentes. Dicho importe se anota en la cuenta regulatoria de cada agente, de manera que el déficit o superávit de la cuenta regulatoria es la diferencia entre la retribución reconocida y la suma de los ingresos netos de liquidación y el importe liquidado.

El procedimiento de liquidación es anual y se aprueba mediante una liquidación definitiva de cada ejercicio. Adicionalmente, se realizan catorce liquidaciones provisionales mensuales a cuenta de la definitiva. Las doce primeras liquidaciones provisionales se llevan cabo con la información acumulada hasta cada mes de cada ejercicio y en las dos liquidaciones provisionales últimas se incluyen las facturaciones que se realizan en los dos primeros meses del siguiente ejercicio y que corresponden a movimientos de gas del ejercicio de liquidación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se incorpora en la Circular que las compensaciones entre los gestores de la red de transporte y la conciliación de ingresos se realizará a través del procedimiento de liquidaciones (véase epígrafe 7).

Al respecto se indica que, tanto el Ministerio en su informe como algunos agentes en sus alegaciones han señalado que el procedimiento de liquidaciones conforme a la Ley 34/1998 es competencia del Ministerio y por tanto no debería establecerse en la Circular.

Por el contrario, ACER ha señalado en su informe que la propuesta de Circular no cumple con el Reglamento (UE) 2017/460, en la medida en que la competencia es ejercida por el Ministerio.

En consecuencia, ACER recomienda en su informe a la CNMC ejercer sus competencias en relación con la compensación de pagos entre transportistas y

la conciliación de ingresos separadamente por cada una de las actividades reguladas del sector gasista, conforme a los artículos 10 (5) y 20 del Reglamento (UE) 2017/460 y a la normativa europea.

Esta Comisión considera que, independientemente de que el procedimiento de liquidaciones sea único, la compensación de pagos y la conciliación de ingresos debe establecerse en la propia Circular, conforme a los citados artículos 10, 17, 18, 19 y 20 del Reglamento (UE) 2017/460.

En todo caso se debieran introducir las modificaciones oportunas para adaptar el sistema de liquidaciones a lo establecido en el Reglamento y al año de gas, en coherencia con las Circulares en materia retributiva.

4.7 Valoración de la metodología de asignación

El código de tarifas establece que la Autoridad Reguladora deberá realizar y publicar en la consulta de la metodología de asignación de costes una valoración de la misma, a efectos de demostrar que la metodología seleccionada cumple con los requisitos establecidos en el artículo 13 del Reglamento 715/2009 y el artículo 7 del código de tarifas.

Adicionalmente, cuando la metodología de precios sea distinta de la metodología de distancia ponderada por capacidad, "*Capacity Weighted Distance*" (CWD), conforme al artículo 26.1.a), la Autoridad Reguladora deberá comparar los precios con los que resultan de aplicar dicha metodología.

Por último, el artículo 30.1. b) establece en su epígrafe v) la obligación a la Autoridad Reguladora Nacional de publicar los siguientes ratios:

- Distribución de costes entre el término de capacidad y el término de volumen
- Distribución de costes asignados a entrada y a salida de la red de transporte
- Distribución de costes asignados a usuarios nacionales y no nacionales.

En los siguientes epígrafes se valora la adaptación de la metodología de asignación de costes seleccionada a cada uno de los aspectos establecidos en el código de tarifas, junto con la publicación de los ratios correspondientes.

4.7.1 Valoración del cumplimiento de requisitos recogidos en el artículo 13 del Reglamento 715/2009 y el artículo 7 del código de tarifas

Conforme al artículo 13 del Reglamento (CE) nº 715/2009 las tarifas, o los métodos para calcularlas, deberán ser transparentes y no discriminatorias, evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios, se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema, no limitarán la liquidez del mercado y no distorsionarán el comercio transfronterizo.

Conforme al artículo 7 del Reglamento (UE) 2017/460, las tarifas de transporte, además de cumplir con los criterios anteriores, deberán cumplir los siguientes requisitos:

a) permitir que los usuarios de la red puedan reproducir el cálculo de los precios de referencia y realizar una previsión precisa;
b) tener en cuenta los costes reales incurridos para prestar los servicios de transporte, habida cuenta del nivel de complejidad de la red de transporte;
c) garantizar la no discriminación e impedir las subvenciones cruzadas indebidas, en especial teniendo en cuenta la valoración de la asignación de costes que figuran en el artículo 5;
d) garantizar que cuando existe un significativo riesgo de volumen asociado, fundamentalmente, al transporte a través de un sistema de entrada-salida no se asigne a los clientes finales dentro de dicho sistema de entrada-salida;
e) garantizar que los precios de referencia resultantes no distorsionan el comercio transfronterizo.

Los requisitos anteriores se corresponden con los principios generales que persigue la metodología para el establecimiento de los peajes y cánones de acceso de terceros a las infraestructuras de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento subterráneo recogidos en el artículo 3 de la Circular y detallados en el epígrafe 2 de la presente Memoria.

Adicionalmente cabe señalar que, la metodología adoptada se corresponde con la metodología de precios de referencia basados en la distancia ponderada por la capacidad, recogida en el artículo 8 del Reglamento (UE) 2017/460, con una asignación de la retribución prevista para el ejercicio del 50% a las entradas y el 50% a las salidas. Dicha metodología establece los precios de referencia separadamente para cada punto de entrada y de salida, de forma transparente y no discriminatoria, evitando subvenciones cruzadas entre usuarios. Prueba de ello es que los test previstos en el artículo 6 con objeto de valorar la metodología de asignación de costes arrojan ratios inferiores al 10% previsto en el citado artículo.

Por último, se indica que la propuesta de metodología va acompañada por un libro Excel (Modelo transporte.xls), acompañado de una guía de usuario, que permite a los usuarios tanto la reproducción de los peajes resultantes de aplicar la metodología de asignación, como la proyección de los mismos hasta el fin del periodo regulatorio.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se concluye que la metodología propuesta cumple con los principios establecidos en el artículo 13 del Reglamento (CE) nº 715/2009 y el artículo 7 del Reglamento (UE) 2017/460.

4.7.2 Comparación con la metodología de precios de referencia basados en la distancia ponderada por la capacidad

La metodología de precios de referencia adoptada es la de distancia ponderada por capacidad, por lo que no procede la comparación.

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

La metodología propuesta asigna la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte al término de capacidad y los costes asociados al gas de operación a un término por volumen. Como consecuencia, el 96,78% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 3,22% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen

	Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Capacidad	574.235.978	96,78%
Volumen	19.127.531	3,22%
Total	**593.363.509**	**100,00%**

Fuente: CNMC

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

La metodología propuesta asigna el 50% de la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte a la entrada y el 50% a la salida, en línea con la directriz marco, el código de tarifas y los comentarios recibidos por los agentes a la "*Propuesta de circular X/2014, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas*"[28].

[28] Expediente tramitado bajo el número (ENER-18/2012/REF-PR).

La retribución asociada al gas de operación se imputa de manera que el término variable sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, conforme establece el artículo 4.3.a) del Reglamento (UE) 2017/460.

Como consecuencia de lo anterior, el 50,01% de la retribución del transporte troncal se recupera en los puntos de entrada y el 49,99% en los puntos de salida (véase Cuadro 18).

Cuadro 18. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida

		Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Entrada	Capacidad	287.117.989	50,01%
	Volumen	9.598.013	
Salida	Capacidad	287.117.989	49,99%
	Volumen	9.529.519	
Total		**593.363.509**	**100,00%**

Fuente: CNMC

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

El código de tarifas establece en su artículo 5 la metodología para valorar el grado de subvenciones cruzadas que existen entre los usuarios nacionales y no nacionales. En particular, el grado de subvención se mide como una relación entre el coste medio pagado por los usuarios intrasistema (nacionales) e intersistema (no nacionales), de acuerdo con la siguiente fórmula:

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

Dónde:

Comp: índice de comparación

Ratio $_{Nacional}$: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores nacionales.

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

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

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

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

En el Cuadro 19 y Cuadro 20 se presentan los resultados obtenidos para los términos de capacidad y volumen, respectivamente. Se observa que los índices obtenidos están por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

Cuadro 19. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	832.627.469	255.995.831	0,307	
	Salida	1.282.247.769	264.019.181	0,206	
	Total	**2.114.875.237**	**520.015.012**	**0,246**	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	108.650.442	31.122.158	0,286	
	Salida	114.603.642	23.098.808	0,202	
	Total	**223.254.084**	**54.220.966**	**0,243**	(B)

Comp = 2*│(A) - (B)│/ [(A) + (B)]	**1,23%**

Fuente: CNMC

Cuadro 20. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	832.627.469	255.995.831	0,307	
	Salida	1.282.247.769	263.445.890	0,205	
	Total	**2.114.875.237**	**519.441.721**	**0,246**	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	108.650.442	31.122.158	0,286	
	Salida	114.603.642	23.672.099	0,207	
	Total	**223.254.084**	**54.794.257**	**0,245**	(B)

Comp = 2*│(A) - (B)│/ [(A) + (B)]	**0,07%**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 21 se presentan los resultados obtenidos para los términos de volumen. Se observa que el índice obtenido está por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

Cuadro 21. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales

Sistema	Término por volumen	Volumen (MWh)	Ingresos por peajes de transporte (€/MWh/día)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	386.622.285	9.510.739	0,0246
	Salida	383.837.928	9.442.245	0,0246
	Total	**770.460.212**	**18.952.983**	**0,0246**
No nacionales (Intersistema)	Entrada	3.547.789	87.274	0,0246
	Salida	3.547.789	87.274	0,0246
	Total	**7.095.578**	**174.548**	**0,0246**

Comp = 2*│(A) - (B)│/ [(A) + (B)]	**0,00%**

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 22 se muestra los ingresos obtenidos de los consumidores nacionales y no nacionales.

Cuadro 22. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales

Sistema		Ingresos por término de capacidad (€)	Ingresos por término de volumen (€)	Ingresos totales (€)	Porcentaje
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	255.995.831	9.510.739	265.506.570	44,7%
	Salida	263.445.890	9.442.245	272.888.135	46,0%
	Total	**519.441.721**	**18.952.983**	**538.394.704**	**90,7%**
No nacionales (Intersistema)	Entrada	31.122.158	87.274	31.209.432	5,3%
	Salida	23.672.099	87.274	23.759.373	4,0%
	Total	**54.794.257**	**174.548**	**54.968.805**	**9,3%**

Fuente: CNMC

4.8 Análisis de la variación de los peajes de transporte

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

Las tarifas de acceso vigentes incluyen la retribución de las actividades de transporte y distribución, la del Gestor Técnico del sistema y otros costes, (la tasa de la CNMC y MITERD y las anualidades por desajustes de ingresos, la retribución del Operador del Mercado, las adquisiciones del GLP para suministros insulares y la retribución por suministro a tarifa)

Los peajes implícitos de transporte en los actuales peajes vigentes han sido estimados teniendo en cuenta las siguientes hipótesis:

a) Los peajes implícitos de transporte sólo recuperan la retribución reconocida de la red troncal de transporte y son suficientes.

b) Se considera que la retribución reconocida a la red troncal de transporte, excluido el gas de operación, se recupera a través del término por capacidad y retribución asociada al gas de operación se recupera a través del término variable en los peajes de salida.

c) El término de reserva de capacidad aplicable a la entrada a la red de gasoductos incluye además del término de capacidad de entrada de transporte parte de los costes no asociados al uso. Se supone que esta parte se corresponde con el 4,3% (porcentaje que dichos costes suponen sobre el total de la retribución, ver Cuadro 2). Por tanto, el peaje de entrada de transporte vigente se supone que es igual al término de reserva de capacidad recogido en la Orden IET/2446/2013 dividido por 1,043.

d) El término de capacidad de salida por conexiones internacionales vigente está publicado en la Orden Ministerial Orden IET/2446/2013[29]. Se supone igualmente que este término, además de los costes asociados a la salida de transporte incluye otros costes no asociados al uso, por lo que los peajes publicados se han dividido igualmente por 1,043 para determinar el peaje vigente de salida por conexión internacional.

e) El término de capacidad de salida de transporte para los consumidores nacionales se obtiene como diferencia entre la retribución total a recuperar y la retribución que se recupera aplicando los peajes vigentes considerados para las entradas y para las salidas por las conexiones internacionales.

Por otro lado, se ha considerado la capacidad contratada equivalente con los multiplicadores vigentes en el cálculo de los ingresos por peajes vigentes y la capacidad contratada equivalente con los multiplicadores de la Circular en el cálculo de los ingresos por los peajes propuestos.

En el Cuadro 23 se compara el reparto entrada-salida implícito en los peajes vigentes y el que resulta de la metodología propuesta. Se observa que, el reparto entrada salida, con las hipótesis consideradas, de los peajes de transporte vigente resulta 28/72 mientras que la metodología propuesta contempla un reparto 50/50.

Cuadro 23. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y resultantes de la metodología. Año 2020

		Peajes vigentes		Peajes CNMC	
		Retribución de transporte (€)	**% del total**	**Retribución de transporte (€)**	**% del total**
Entrada	Término de Capacidad	164.122.712	28%	287.117.989	50%
	Término variable	-		9.598.013	
Salida	Término de Capacidad	410.113.266	72%	287.117.989	50%
	Término variable	19.127.531		9.529.519	
Total		**593.363.509**	**100,00%**	**593.363.509**	**100,00%**

Fuente: CNMC

El Cuadro 24 muestra la comparación de la aplicación de los peajes vigentes considerados para las entradas con las hipótesis indicadas frente a los peajes de entrada propuestos. Se observa que como resultado de la variación del reparto entrada-salida y de los multiplicadores, los peajes de entrada a la red de transporte que resulta de la metodología propuesta aumentan para todos los

[29] El término de capacidad de salida de transporte para las interconexiones corresponde al producto de 0,7 por el término de capacidad de transporte para consumidores conectados a 60 bar cuyo consumo sea superior a 1.000GWh/año (Grupo 1.3). (Artículo 12 de la Orden IET/2446/2013)

puntos de entrada respecto del peaje postal vigente. Asimismo, se observa que los peajes de las entradas por el sur aumentan en mayor medida que los peajes de entrada por el norte.

Cuadro 24. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y resultantes de la metodología. Año 2020

	Peajes vigentes (A)			Propuesta de peajes de transporte (B)			
Puntos de entrada	Capacidad contratada prevista 2020 con multiplicadores vigentes(MWh/día)	Término de capacidad de entrada(€/MWh/día /año)	Ingresos resultantes (€)	Capacidad contratada prevista 2020 con multiplicadores CNMC (MWh/día)	Término de capacidad de entrada(€/MWh/día/ año)	Ingresos resultantes (€)	Variación (B) sobre (A) (%)
VIP Francia	231.683	124,83	28.921.401	205.371	210,79	43.289.276	68,9%
VIP Portugal	15.575	124,83	1.944.252	10.473	361,73	3.788.331	189,8%
CI Tarifa	158.238	124,83	19.753.124	145.693	300,99	43.851.590	141,1%
CI Almería	224.648	124,83	28.043.201	222.166	271,36	60.287.277	117,4%
Plantas GNL	677.878	124,83	84.620.510	669.880	201,25	134.812.556	61,2%
Poseidón	424	124,83	52.869	372	292,01	108.667	133,9%
Marismas	4	124,83	499	4	283,38	1.052	127,0%
Viura	5.962	124,83	744.202	5.766	160,63	926.233	28,7%
PB Madrid	342	124,83	42.655	310	170,72	53.007	36,8%
TOTAL	**1.314.753**	**124,83**	**164.122.712**	**1.260.036**	**227,86**	**287.117.989**	**82,5%**

Fuente: CNMC y Orden IET/2446/2013

Análogamente, el Cuadro 25 muestra la comparación de la aplicación de los peajes vigentes considerados para las salidas con las hipótesis indicadas frente a los peajes de salida propuestos. En coherencia, los peajes de salida de la red de transporte que resulta de la metodología propuesta disminuyen respecto de los peajes de salida implícitos en los peajes vigentes.

Cuadro 25. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y resultantes de la metodología. Año 2020

	Peajes vigentes (A)			Propuesta de peajes de transporte (B)			
Punto de Salida	Capacidad contratada prevista 2020 con multiplicadores vigentes (MWh/día)	Término fijo (€/MWh/día/año)	Ingresos resultantes (€)	Capacidad contratada prevista 2020 con multiplicadores CNMC (MWh/día)	Término fijo (€/MWh/día/año)	Ingresos resultantes (€)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	1.807.956	208,56	377.071.207	1.735.232	151,82	263.445.890	-27,2%
Plantas GNL	-	n.a.	n.a.	-	182,81	-	n.a.
VIP Francia	132.981	230,84	30.696.826	130.897	166,23	21.759.594	-28,0%
VIP Portugal	10.160	230,84	2.345.234	10.061	190,09	1.912.505	-17,7%
TOTAL	**1.951.097**	**210,20**	**410.113.266**	**1.876.189**	**153,03**	**287.117.989**	**-27,2%**

Fuente: CNMC y Orden IET/2446/2013

4.9 Evolución prevista de los peajes de transporte durante el periodo regulatorio

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe ii) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período

tarifario respecto al que se publica la información y en cada uno de los períodos tarifarios del resto del período regulatorio.

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

Respecto a las previsiones relativas a la evolución de la retribución del transporte para el periodo 2021-2026, se ha considerado que se aplica la metodología establecida en la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, considerando las previsiones de demanda recogidas en el Anexo I.

Cabe señalar que la evolución de los términos de capacidad de los puntos de entrada y de salida de la red de transporte registran reducciones similares entre sí y superiores a las derivadas de la propia evolución de la retribución del transporte en los dos primeros ejercicios e inferiores hasta el final del periodo regulatorio, motivado por la evolución de la capacidad contratada a lo largo del periodo regulatorio, para la que se estima una reducción a partir del ejercicio 2022, motivada por el aumento de la penetración de energía renovables[30].

Asimismo, se observa que la evolución de los términos de capacidad de los puntos de entrada y los puntos de salida es similar entre ellos mismos, sin que se aprecien diferencias significativas entre los puntos de entrada ni entre los puntos de salida. Ello es debido a que el escenario de previsión no estima variaciones significativas en la relación entre los puntos de entrada ni entre los puntos de salida.

Por último, en línea con la evolución prevista de la capacidad, durante el periodo regulatorio se estima reducciones moderadas de los términos variables de los peajes de entrada y de salida en los dos primeros ejercicios y aumentos a partir del tercer ejercicio hasta el final del periodo regulatorio, justificados por la evolución de la demanda y el mantenimiento de la retribución asociada al gas de operación.

[30] Para mayor detalle véase la Memoria que acompaña a la Propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/2765529_2.pdf

Cuadro 26. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte durante el periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión	435.183.402	404.825.944	361.618.424	327.870.539	294.119.411	254.614.505	217.629.514
Retribución O&M	139.052.576	127.703.312	126.087.669	129.003.388	131.636.153	135.657.480	139.145.618
Gas de Operación	19.127.531	19.114.359	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531
Total	**593.363.509**	**551.643.615**	**506.833.624**	**476.001.459**	**444.883.095**	**409.399.516**	**375.902.663**
% variación respecto del año anterior		-7,0%	-8,1%	-6,1%	-6,5%	-8,0%	-8,2%

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
VIP Francia	205.371	205.371	205.371	205.371	205.371	205.371	205.371
VIP Portugal	10.473	10.473	10.473	10.473	10.473	10.473	10.473
CI Tarifa	145.693	145.693	145.693	145.693	145.693	145.693	145.693
CI Almería	222.166	222.166	222.166	222.166	222.166	222.166	222.166
Plantas GNL	669.880	692.690	696.250	687.284	662.098	611.337	517.169
Yac. Poseidón	372	372	372	372	372	372	372
Yac. Marismas	4	4	4	4	4	4	4
Yac.Viura	5.766	5.766	5.766	5.766	5.766	5.766	5.766
PB Madrid	310	310	310	310	310	310	310
Total	**1.260.036**	**1.282.846**	**1.286.406**	**1.277.440**	**1.252.254**	**1.201.494**	**1.107.325**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
VIP Francia	43.289.276	39.453.299	35.911.641	33.699.268	31.768.937	29.962.923	28.771.688
VIP Portugal	3.788.331	3.447.119	3.144.140	2.959.701	2.797.606	2.645.415	2.561.659
CI Tarifa	43.851.590	39.907.284	36.494.376	34.476.321	32.750.132	31.192.450	30.828.270
CI Almería	60.287.277	55.092.452	50.364.640	47.498.636	45.162.617	43.103.714	42.753.677
Plantas GNL	134.812.556	127.372.111	117.035.192	108.955.988	99.600.917	87.480.905	72.755.935
Yac. Poseidón	108.667	98.803	90.306	85.273	80.901	76.900	75.607
Yac. Marismas	1.052	957	875	826	784	745	733
Yac.Viura	926.233	844.291	767.794	719.459	676.643	635.799	604.001
PB Madrid	53.007	48.313	44.083	41.492	39.245	37.141	35.994
Total	**287.117.989**	**266.264.628**	**243.853.047**	**228.436.964**	**212.877.782**	**195.135.992**	**178.387.566**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
VIP Francia	210,79	192,11	174,86	164,09	154,69	145,90	140,10
VIP Portugal	361,73	329,15	300,22	282,61	267,13	252,60	244,60
CI Tarifa	300,99	273,91	250,49	236,64	224,79	214,10	211,60
CI Almería	271,36	247,98	226,70	213,80	203,28	194,02	192,44
Plantas GNL	201,25	183,88	168,09	158,53	150,43	143,10	140,68
Yac. Poseidón	292,01	265,50	242,67	229,14	217,40	206,64	203,17
Yac. Marismas	283,38	257,73	235,62	222,52	211,18	200,77	197,47
Yac.Viura	160,63	146,42	133,15	124,77	117,34	110,26	104,75
PB Madrid	170,72	155,60	141,97	133,63	126,39	119,62	115,92
Peaje medio	**227,86**	**207,56**	**189,56**	**178,82**	**170,00**	**162,41**	**161,10**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
VIP Francia		-8,86%	-8,98%	-6,16%	-5,73%	-5,68%	-3,98%
VIP Portugal		-9,01%	-8,79%	-5,87%	-5,48%	-5,44%	-3,17%
CI Tarifa		-8,99%	-8,55%	-5,53%	-5,01%	-4,76%	-1,17%
CI Almería		-8,62%	-8,58%	-5,69%	-4,92%	-4,56%	-0,81%
Plantas GNL		-8,63%	-8,59%	-5,69%	-5,11%	-4,88%	-1,69%
Yac. Poseidón		-9,08%	-8,60%	-5,57%	-5,13%	-4,95%	-1,68%
Yac. Marismas		-9,05%	-8,58%	-5,56%	-5,10%	-4,93%	-1,65%
Yac.Viura		-8,85%	-9,06%	-6,30%	-5,95%	-6,04%	-5,00%
PB Madrid		-8,86%	-8,75%	-5,88%	-5,42%	-5,36%	-3,09%
Peaje medio		**-8,91%**	**-8,67%**	**-5,66%**	**-4,94%**	**-4,46%**	**-0,81%**

Fuente: CNMC

Cuadro 27. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida de la red de transporte durante el periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión	435.183.402	404.825.944	361.618.424	327.870.539	294.119.411	254.614.505	217.629.514
Retribución O&M	139.052.576	127.703.312	126.087.669	129.003.388	131.636.153	135.657.480	139.145.618
Gas de Operación	19.127.531	19.114.359	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531
Total	**593.363.509**	**551.643.615**	**506.833.624**	**476.001.459**	**444.883.095**	**409.399.516**	**375.902.663**
% variación respecto del año anterior		-7,0%	-8,1%	-6,1%	-6,5%	-8,0%	-8,2%

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	1.735.232	1.726.318	1.716.188	1.697.725	1.656.065	1.582.490	1.409.544
Plantas GNL (1)	-	-	-	-	-	-	-
VIP Francia	130.897	128.509	128.551	129.071	129.476	129.257	128.901
VIP Portugal	10.061	22.923	21.127	14.638	15.121	18.037	19.562
Total	**1.876.189**	**1.877.750**	**1.865.866**	**1.841.434**	**1.800.662**	**1.729.784**	**1.558.008**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	263.445.890	242.259.968	221.760.822	208.134.170	193.339.166	176.090.584	158.821.627
Plantas GNL (1)	-	-	-	-	-	-	-
VIP Francia	21.759.594	19.955.069	18.634.895	18.018.656	17.290.291	16.493.453	16.769.960
VIP Portugal	1.912.505	4.049.591	3.457.330	2.284.137	2.248.325	2.551.956	2.795.978
Total	**287.117.989**	**266.264.628**	**243.853.047**	**228.436.964**	**212.877.782**	**195.135.992**	**178.387.566**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional	151,82	140,33	129,22	122,60	116,75	111,27	112,68
Plantas GNL (1)	182,81	169,13	155,65	147,51	140,35	133,60	135,08
VIP Francia	166,23	155,28	144,96	139,60	133,54	127,60	130,10
VIP Portugal	190,09	176,66	163,65	156,04	148,69	141,49	142,93
Peaje medio	**153,03**	**141,80**	**130,69**	**124,05**	**118,22**	**112,81**	**114,50**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional		-7,57%	-7,92%	-5,12%	-4,77%	-4,69%	1,26%
Plantas GNL (1)		-7,48%	-7,97%	-5,23%	-4,85%	-4,81%	1,11%
VIP Francia		-6,59%	-6,65%	-3,70%	-4,34%	-4,45%	1,96%
VIP Portugal		-7,06%	-7,37%	-4,65%	-4,71%	-4,85%	1,02%
Peaje medio		**-7,34%**	**-7,83%**	**-5,08%**	**-4,70%**	**-4,58%**	**1,50%**

Fuente: CNMC

Cuadro 28. Evolución de los términos variables de los peajes de entrada a la red de transporte y de salida de la red de transporte durante el periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución a la inversión	435.183.402	404.825.944	361.618.424	327.870.539	294.119.411	254.614.505	217.629.514
Retribución O&M	139.052.576	127.703.312	126.087.669	129.003.388	131.636.153	135.657.480	139.145.618
Gas de Operación	19.127.531	19.114.359	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531	19.127.531
Total	**593.363.509**	**551.643.615**	**506.833.624**	**476.001.459**	**444.883.095**	**409.399.516**	**375.902.663**
% variación respecto del año anterior		-7,0%	-8,1%	-6,1%	-6,5%	-8,0%	-8,2%

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

Volumen demandado (MWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	390.170.074	397.018.736	398.473.279	395.151.824	387.342.449	371.394.603	341.575.865
Salida	387.385.717	394.267.068	395.849.449	392.690.136	385.056.790	369.303.005	339.730.041
Total	**777.555.790**	**791.285.805**	**794.322.728**	**787.841.960**	**772.399.239**	**740.697.608**	**681.305.905**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	50,2%	50,2%	50,2%	50,2%	50,1%	50,1%	50,1%
Salida	49,8%	49,8%	49,8%	49,8%	49,9%	49,9%	49,9%
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

3. Retribución asignada a entradas y salidas (€)

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	9.598.013	9.590.414	9.595.357	9.593.649	9.592.066	9.590.772	9.589.676
Salida	9.529.519	9.523.945	9.532.174	9.533.883	9.535.465	9.536.759	9.537.855
Total	**19.127.531**	**19.114.359**	**19.127.531**	**19.127.531**	**19.127.531**	**19.127.531**	**19.127.531**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Entrada	0,0245996	0,0241561	0,0240803	0,0242784	0,0247638	0,0258237	0,0280748
Salida	0,0245996	0,0241561	0,0240803	0,0242784	0,0247638	0,0258237	0,0280748
Peaje medio	**0,0245996**	**0,0241561**	**0,0240803**	**0,0242784**	**0,0247638**	**0,0258237**	**0,0280748**

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

Punto de Entrada	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Nacional		-1,80%	-0,31%	0,82%	2,00%	4,28%	8,72%
Plantas GNL (1)		-1,80%	-0,31%	0,82%	2,00%	4,28%	8,72%
Peaje medio		**-1,80%**	**-0,31%**	**0,82%**	**2,00%**	**4,28%**	**8,72%**

Fuente: CNMC

4.10 Modelo para el cálculo de los peajes de transporte

El artículo 30.2.b) del código de tarifas establece que la publicación de las tarifas debe ser acompañada por un modelo tarifario simplificado, que se actualizará regularmente, acompañado de la explicación de cómo se utiliza, que permita a los usuarios de la red calcular las tarifas de transporte aplicables en el período tarifario vigente y estimar su posible evolución más allá de ese período tarifario.

Teniendo en cuenta lo anterior, se acompaña la Circular por un libro Excel en que se los agentes puedan simular los peajes durante el periodo regulatorio, acompañado de las correspondientes explicaciones para su correcta utilización.

5. Asignación de la retribución asociada a las redes locales

5.1 Ámbito de aplicación

Teniendo en cuenta las observaciones realizadas por los agentes y el Ministerio en su informe, se aclara que los peajes de acceso a las redes locales serán de aplicación a todos los consumidores, excluidos los suministrados desde plantas unicliente, teniendo en cuenta la definición de la red troncal establecida en la Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural.

Asimismo, en línea con las alegaciones recibidas por los agentes y el Ministerio en su informe, se exime del pago de peajes de acceso a las redes locales a las inyecciones de gas desde las plantas de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás conectados en la red local.

5.2 Retribución considerada

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

En el Cuadro 29 se detalla la retribución prevista para el ejercicio 2020 de la actividad de transporte asociada a la red de influencia local, transporte secundario y distribución, estimada conforme a la metodología establecida en los Anexos IX y X de la Ley 18/2014. Se indica que, al ser el ejercicio 2020 el primer año en que se aplicaría la metodología, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores. En consecuencia, en el ejercicio 2020 se imputa a los peajes de distribución 1.665 M€, de los cuales el 10,0% corresponde a la red de influencia local, el 4,5% corresponde a la red de transporte secundario y el 85,5% corresponde a la red de distribución. Se indica que la retribución de la distribución no incluye la compensación por suministro de aire propanado en territorios insulares ni la retribución por el suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras en dichos territorios, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014.

Cuadro 29. Retribución asignada a los peajes de distribución correspondiente al ejercicio 2020

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución de la red de influencia local	**165.775.254**	***10,0%***
Retribución a la inversión	110.018.599	6,6%
Retribución O&M	53.576.919	3,2%
Gas de Operación	2.179.736	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	**74.540.643**	**4,5%**
Retribución a la inversión	55.730.057	3,4%
Retribución O&M	17.614.874	1,1%
Gas de Operación	1.195.711	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	**1.415.080.333**	**85,5%**
Retribución de las redes	1.415.080.333	85,5%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total	**1.655.396.229**	**100,0%**

Fuente: CNMC

5.3 Definición de los servicios

En coherencia con el ámbito de aplicación de los peajes, se define un único servicio de acceso a las redes locales que incluye el derecho al uso de las infraestructuras necesarias para transportar el gas desde los puntos de salida de la red de transporte troncal hasta los consumidores finales o desde las plantas satélites de GNL a los consumidores finales e inyección de biogás en redes locales.

5.4 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación

En línea con las observaciones realizadas por los agentes, se contemplan dos inductores de coste: la capacidad, en la medida en que la red se dimensiona para atender la demanda máxima de los consumidores, y los clientes, en la medida en que los costes de captación y del ciclo comercial (lectura, facturación y cobro) son función del número de suministros.

Por otra parte, considerando que, con carácter general, los costes fijos relacionados con la prestación de un servicio se deben recuperar a través del

término fijo del peaje, mientras que a través del término variable se deben recuperan los costes variables asociados a la prestación del servicio, se considera que las variables de facturación más adecuadas son la capacidad contratada en los puntos de salida de la red y el volumen de gas circulado en los puntos de salida de la red.

En consecuencia, los peajes de acceso a las redes locales constan de un término fijo, expresado en €/(kWh/día)/mes, y un término variable por kWh transportado, expresado en €/kWh.

No obstante, los peajes de acceso a las redes locales para los suministros que no contraten capacidad, por no disponer del equipo de medida necesario, constarán de un término fijo por cliente, expresado en €/consumidor y mes, y un término variable por kWh transportado, expresado en €/kWh.

No se plantea, la introducción de un término fijo por cliente a efectos de facturar aquellos componentes de coste cuyo inductor es el número de clientes, motivado porque complicaría la facturación e incrementaría los costes asociados a la misma, sin que aportar un beneficio para los consumidores que disponen de equipo de medida que permitan el registro diario del caudal máximo demandado.

5.5 Asignación de la retribución a los peajes de distribución

La metodología de asignación de la retribución asociada a las redes locales tiene en cuenta, por una parte, que las infraestructuras se dimensionan para atender la demanda punta anual de los consumidores y que cada consumidor debe pagar los costes de la red a la que está conectado más los costes de las redes de presión superior necesarias para su suministro y, por otra parte, que algunos componentes de coste son función del número de puntos de suministro.

No obstante, cabe señalar que una estructura de peajes diferenciados por nivel de presión (tales como los peajes vigentes o los considerados por la CNMC en su propuesta de Circular de 2014), presenta el inconveniente de que consumidores de las mismas características paguen peajes diferentes en función de la red destinada a su punto de suministro, lo que, a su vez, induce, por una parte, a los consumidores a solicitar la desconexión de la red a la que están conectados, para solicitar la conexión a redes de presión superior con objeto de reducir sus peajes. Y, por otra parte, al regulador a introducir peajes diferenciados para determinados colectivos de consumidores (por ejemplo, los peajes del grupo 2 bis o el peaje 3.5), a efectos de evitar mitigar en parte estas diferencias y evitar la duplicación de redes con el consiguiente coste para el sistema[31].

[31] Este aspecto fue puesto de manifiesto por diversos agentes en sus alegaciones a la propuesta de Circular de la CNMC del ejercicio 2014.

Para resolver este problema los reguladores han optado bien por aplicar un descuento en función de la proximidad a redes de presión de diseño superior (caso de Portugal, Reino Unido) bien por establecer una estructura tarifaria que no tenga en cuenta la presión de la red desde la que se suministra al consumidor (Alemania, Italia) o una combinación de ambas soluciones (Francia).

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Circular se establece una estructura de peajes para las redes locales que no tenga en cuenta la presión de la red desde la que se suministra el consumidor. A estos efectos se ha realizado una caracterización de los consumidores de gas natural y una segmentación de los mismos en función de las variables inductoras del coste.

En particular, para los consumidores de los que se dispone de información individualizada[32], se ha procedido a su clasificación en grupos homogéneos utilizando la técnica estadística de análisis multivariante denominada "análisis cluster" para el periodo 2014-2017. La segmentación de los consumidores para los que no se dispone de información individualizada se ha realizado tomando como referencia la información proporcionada por las empresas distribuidoras en el ámbito de los expedientes de tarifa y la información disponible en la base de datos de liquidaciones. En el Anexo III se presenta la caracterización de clientes que ha servido de base para realizar dicha segmentación.

En el Cuadro 30 se muestra la estructura de peajes que resulta de la segmentación de clientes, así como el número de suministros, capacidad y consumo incluido en cada grupo tarifario. Al respecto, se indica que en línea con las observaciones del Ministerio se ha ampliado el primer grupo tarifario para englobar a los suministros cuyo consumo anual es igual o inferior a 5.000 kWh.

Adicionalmente, teniendo en cuenta las alegaciones de varios agentes y a semejanza de lo establecido en la Circular de peajes eléctricos, se establece un peaje específico para los puntos de suministro dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos de gas natural de acceso público.

De forma simétrica al peaje introducido para la recarga de vehículos eléctricos, el peaje específico para la recarga de vehículos de gas natural tendrá carácter opcional y será de aplicación a solicitud del comercializador que abastezca a dicho punto de recarga hasta que en el punto de suministro el volumen de consumo anual supere los 5 GWh. A partir de dicho momento, el punto de suministro pasará al peaje general y no le volverá a ser de aplicación el peaje para para la recarga de vehículos de gas natural.

[32] Puntos de suministro con equipos de telemedida instalados y operativos

Cuadro 30. Estructura de peajes de distribución y número de suministros, capacidad y consumo anual previstos para el ejercicio 2020 en cada grupo tarifario.

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.640.370	68.437.845	10.719.892	42,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.906.238	147.382.237	20.794.338	38,7%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	334.079	47.368.017	6.675.992	38,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.243	38.383.035	6.088.277	43,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.296	80.520.107	12.641.485	43,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.276	46.418.898	7.890.278	46,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.179	57.409.990	9.987.800	47,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	712	85.807.711	18.074.325	57,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	328	104.217.498	25.985.200	68,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	170	187.565.705	51.306.840	74,9%
RL.11	C > 500.000.000	100	880.112.913	206.265.093	64,2%
Total		**7.962.993**	**1.743.623.955**	**376.429.520**	**59,1%**

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)

Cabe señalar que, algunos agentes en sus alegaciones han señalado que la eliminación de los niveles de presión podría inducir a una subvención cruzada entre los consumidores conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar y a redes de presión de diseño superiores, mientras que otros han señalado que la estructura de peajes propuesta podría ser adecuada, en la medida en que presenta la ventaja de desincentivar la desconexión de clientes de red hacia presiones de mayor presión, que tradicionalmente tenían mejores peajes. No obstante, estos mismos agentes han señalado el peligro de desconexión de los pequeños industriales, si el impacto de la metodología es relevante.

Esta Comisión considera adecuada la estructura de peajes propuesta, a efectos de maximizar la utilización de las redes existentes, no incurrir en inversiones adicionales que pudieran derivarse de las decisiones de consumidores de conectarse a redes de presión de diseño superior y asegurar que consumidores de características similares paguen peajes distintos dependiendo de la red a la que están conectados.

No obstante lo anterior, como se ha indicado, en línea con las observaciones realizadas por los agentes en sus alegaciones y el Ministerio se incluye en la metodología de asignación el número de suministros como inductor de coste. En particular, los agentes han propuesto asignar los costes relacionados con la captación de clientes y el ciclo comercial (lectura, facturación, gestión de impagos, atención de emergencias) en función del número de suministros. De esta manera, la metodología asigna una parte de la retribución de las redes en función del número de suministros y una parte en función de la capacidad demandada.

Así, una vez asignada la retribución de la red cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión teniendo en cuenta uso de las redes aguas arriba de cada nivel de presión, se factura a todos los consumidores en función del nivel de presión al que estén conectados y se agrupan conforme a la estructura de peajes definida, de forma que, por una parte, se tienen en cuenta los costes de la red que induce su suministro y, por otra parte, se evitan diferencias de peajes en consumidores con las mismas características.

Por otra parte, la retribución de la red cuyo inductor de coste es el cliente, se distribuye por grupo tarifario, en función del número de clientes, asignándose al término fijo del peaje de acceso a las redes locales correspondiente, bien por cliente, bien por caudal.

I. Asignación de la retribución por inductor de coste

Teniendo en cuenta las observaciones formuladas por los agentes, la retribución asociada a la red de transporte de influencia local y la retribución de la red de transporte secundaria se asigna considerando como único inductor de coste la capacidad, mientras que la retribución de la actividad de distribución se asigna considerando como inductores de coste la capacidad y el número de puntos de suministro. En particular, se considera que aquellos costes relacionados con el ciclo comercial y la captación deben asignarse en función del número de puntos de suministro y el resto de costes en función de la capacidad.

Dado que a la fecha de elaboración de la Circular no se dispone de una contabilidad regulatoria de costes, la retribución de la distribución se ha desglosado por inductor de coste con base en la información solicita en el ámbito de esta Circular a las empresas distribuidores. En particular, el pasado 18 de noviembre se solicitó a las empresas distribuidoras detalle de los costes operativos (gastos de personal, reparación y conservación, gastos de servicio al cliente y actividad comercial, otros servicios exteriores y gastos de gestión, gastos de estructura y tributos) desagregados por inductor de coste (red, número de suministros y costes indirectos) según datos de la contabilidad analítica, correspondientes a los años 2016, 2017 y 2018.

Conforme a la información proporcionada, el entre el 38% y el 44% de los costes operativos tienen como inductor de coste los clientes, entre el 20% y el 22% tiene como inductor de coste las redes y entre el 34% y el 42% son costes indirectos (véase Cuadro 31).

Cuadro 31. Estructura de los costes operativos de distribución por inductor de coste. Años 2016, 2017 y 2018.

Concepto	2016				2017				2018			
	Inductor del Coste				Inductor del Coste				Inductor del Coste			
	Indirectos	Suministros	Redes	Total	Indirectos	Suministros	Redes	Total	Indirectos	Suministros	Redes	Total
Gasto de personal	8,2%	8,2%	6,3%	22,6%	10,4%	9,3%	6,7%	26,5%	15,6%	14,1%	8,5%	38,1%
Reparación y conservación	0,0%	2,1%	8,6%	10,7%	0,0%	2,1%	6,4%	8,5%	0,0%	2,0%	6,0%	8,0%
Gastos servicio cliente y actividad comercial	0,4%	20,8%	0,0%	21,1%	0,1%	16,9%	0,0%	17,0%	0,1%	10,2%	0,0%	10,3%
Otros servicios exteriores y gastos de gestión	15,1%	13,1%	6,7%	34,9%	17,4%	13,6%	6,5%	37,5%	15,7%	11,8%	5,8%	33,4%
Tributos	10,6%	0,0%	0,0%	10,6%	10,4%	0,0%	0,0%	10,5%	10,1%	0,0%	0,0%	10,1%
TOTAL	**34,3%**	**44,1%**	**21,6%**	**100,0%**	**38,4%**	**42,0%**	**19,7%**	**100,0%**	**41,5%**	**38,2%**	**20,3%**	**100,0%**

Fuente: Empresas

Conforme a la información aportada por las empresas los costes operativos cuyo inductor son los clientes representan en promedio el 14,46% de la retribución de la actividad de distribución y se asignará proporcionalmente al número de puntos de suministros, mientras que el 85,54% de la retribución se asignará en función de la capacidad (véase Cuadro 32).

Cuadro 32. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año2020.

	Previsión 2020
Retribución asignada a los peajes de distribución (€) (A)	**1.415.080.333**

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
Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro	204.617.304
Retribución de la distribución asignada por capacidad	1.210.463.029
Total	**1.415.080.333**

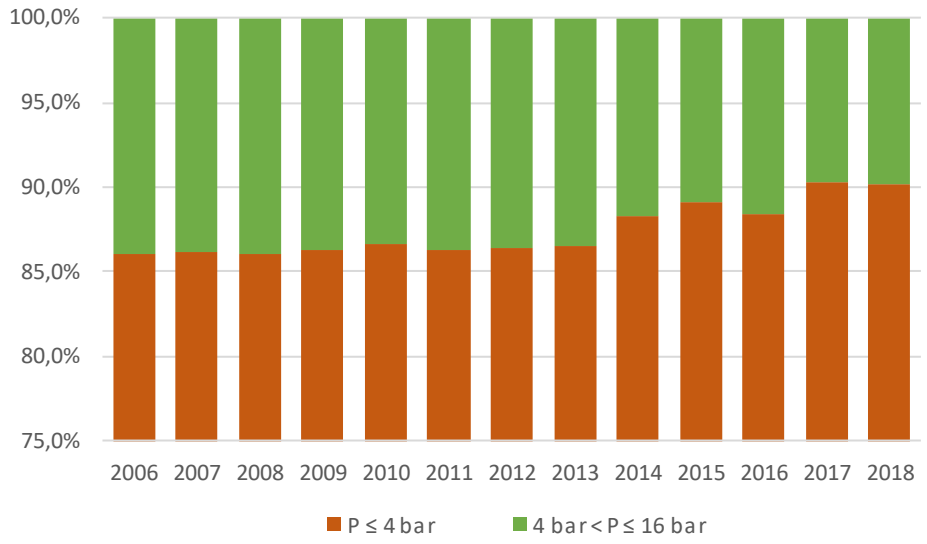
Fuente: CNMC

II. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión

Los usuarios deben sufragar los costes de las redes a las que están conectados y los costes de las redes de presión de diseño superior que se emplean para su suministro, para lo que se hace necesario desglosar, en primer lugar, la retribución de la distribución entre redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar (NP0) y redes de presión de diseño superior a 4 y 16 bar (NP1).

Análogamente, la retribución de la distribución se ha desglosado por nivel de presión con base en la información proporcionada por las empresas en el ámbito de los informes sobre las propuestas de peajes. En el Gráfico 8 se muestra el desglose de la retribución por nivel de presión, según dicha información para el periodo 2006-2018. Cabe señalar que, si bien se observa cierta estabilidad en la información proporcionada por las empresas para el periodo regulatorio, se ha tomado el promedio de los cuatro últimos años (2015-2018), resultando que el 89,5 y el 10,5% de la retribución corresponde a redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar y a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar, respectivamente.

Gráfico 8. Desglose de la retribución de la actividad de distribución por nivel de presión. Años 2006-2018



Fuente: Empresas distribuidoras

En el Cuadro 33 se muestra el resultado de aplicar los porcentajes obtenidos a la retribución de la actividad de distribución prevista para el ejercicio 2020 y en el Cuadro 34 la retribución de redes por nivel de presión asignada a los peajes de distribución. Se indica que 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 (véase Cuadro 29).

Cuadro 33. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año 2020

Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)	**1.210.463.029**

% 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	127.158.243
P ≤ 4 bar	1.083.304.787

Fuente: CNMC y empresas distribuidoras

Cuadro 34. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año 2020

Retribución de redes locales (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Presión (P) > 60 bar	163.595.518	11,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	73.344.931	5,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	127.158.243	8,8%
P ≤ 4 bar	1.083.304.787	74,8%
Total	**1.447.403.479**	**100,0%**

Fuente: CNMC y empresas distribuidoras

III. Asignación de la retribución de cada nivel de presión al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores

La retribución asociada a las redes locales, excluida la retribución asociada al gas de operación[33], se asigna por niveles de presión teniendo en cuenta en el flujo de gas que transita hacia niveles de presión inferiores el día de mayor demanda registrado en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio.

[33] Como se verá más adelante, la retribución asociada al gas de operación se asigna proporcionalmente al volumen.

En general, el coste de la red del nivel de presión NPi, se repartirá entre los niveles de presión NPj, con $j \leq i$, de acuerdo a unos coeficientes α_j^i:

$$CD_i^{NPj} = CD_i * \alpha_j^i$$

Siendo los coeficientes α_j^i:

$$\alpha_0^0 = 1$$

$$\alpha_1^1 = \frac{Q_1}{Q_1 + \omega_0^1}$$

$$\alpha_0^1 = \frac{\omega_0^1}{Q_1 + \omega_0^1}$$

$$\alpha_2^2 = \frac{Q_2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2}$$

$$\alpha_1^2 = \frac{\omega_1^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2} * \alpha_1^1$$

$$\alpha_0^2 = \frac{\omega_1^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2} * \alpha_0^1 + \frac{\omega_0^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2}$$

$$\alpha_3^3 = \frac{Q_3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3}$$

$$\alpha_2^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_2^2$$

$$\alpha_1^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_1^2 + \frac{\omega_1^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_1^1$$

$$\alpha_0^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_0^2 + \frac{\omega_1^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_0^1 + \frac{\omega_0^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3}$$

Donde,

$\alpha\omega_j^i$: Flujo de gas que transita desde el nivel de presión de diseño i al nivel de presión de diseño inferior j, en el día de máxima demanda registrado en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio.

Q_i: Caudal demandado en el nivel de presión i en el día de máxima demanda registrado en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio.

Los coeficientes de asignación de la retribución del nivel de presión i al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores se obtienen a partir de la agregación de los balances de capacidad demanda en el día de máxima demanda registrado en los cuatro años anteriores del periodo regulatorio proporcionados por las empresas distribuidoras (véase Anexo IV).

Se indica que, atendiendo a las alegaciones de los agentes, en lugar de actualizar el balance de capacidad demanda anualmente, se ha optado por mantener el escenario de flujos de gas durante todo el periodo regulatorio, con objeto de minimizar la variabilidad de los peajes que pudiera derivarse del distinto

funcionamiento de las centrales de ciclo combinado entre dos periodos tarifarios sucesivos.

En el Cuadro 35 se presentan los coeficientes α_j^i calculados conforme a la formulación anterior. Según los balances proporcionados por las empresas para el día de máxima demanda, el coste del NP1 se debe en un 40,7% a los consumidores conectados en el mismo nivel de presión y en un 59,3% a los consumidores conectados en redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar. Del mismo modo el coste del NP2 (redes cuya presión de diseño está comprendida entre 16 y 60 bar) se debe en un 41,1% a los consumidores conectados en el propio nivel de presión, en un 22,7% a los consumidores conectados en el NP1 y en un 36,3% a los consumidores conectados en NP0. Por último, el coste del NP3 (redes cuya presión de diseño es superior 60 bar) se debe en un 50,5% a los consumidores conectados en el propio nivel de presión, en un 5,2% a los a los consumidores conectados en el NP2, en un 17,8% a los consumidores conectados en el NP1 y en un 26,49% a los consumidores conectados en NP0.

Cuadro 35. Coeficientes de asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j

Nivel de presión tarifario	α^i_j	Asignación
NP0 (P ≤ 4 bar)	$\alpha^0_{0,p}$	1,0000
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	$\alpha^1_{1,p}$	0,4073
	$\alpha^1_{0,p}$	0,5927
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	$\alpha^2_{2,p}$	0,4105
	$\alpha^2_{1,p}$	0,2267
	$\alpha^2_{0,p}$	0,3629
NP3 (P > 60 bar)	$\alpha^3_{3,p}$	0,5046
	$\alpha^3_{2,p}$	0,0524
	$\alpha^3_{1,p}$	0,1780
	$\alpha^3_{0,p}$	0,2649

Fuente: CNMC

La asignación del coste del nivel de presión tarifario i a niveles de presión inferiores se obtiene como el producto del coste del nivel tarifario *i* por la matriz de coeficientes. En el Cuadro 36 se muestra el resultado de la asignación de la retribución asociada a cada nivel de presión al propio nivel de presión a niveles de presión inferiores.

Cuadro 36. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j

Nivel de presión tarifario	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asociada al nivel de presión, excluido el gas de operación (Cd_i) (€)	Nivel de presión a que se asigna la retribución del nivel de presión tarifario	α^i_j	Retribución asignada a cada nivel de tensión (€)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.083.304.787	NP0	1,0000	1.083.304.787
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	127.158.243	NP1	0,4073	51.796.434
		NP0	0,5927	75.361.809
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	73.344.931	NP2	0,4105	30.107.140
		NP1	0,2267	16.624.161
		NP0	0,3629	26.613.631
NP3 (P > 60 bar)	163.595.518	NP3	0,5046	82.555.663
		NP2	0,0524	8.576.630
		NP1	0,1780	29.128.128
		NP0	0,2649	43.335.097

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 37 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, tal y como se indica en el Anexo III de la Circular.

Cuadro 37. Retribución de redes locales o regionales a recuperar en cada nivel de presión

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 (€)
NP0	NP0	1.083.304.787
	NP1	75.361.809
	NP2	26.613.631
	NP3	43.335.097
	Total retribución	**1.228.615.323**
NP1	NP1	51.796.434
	NP2	16.624.161
	NP3	29.128.128
	Total retribución	**97.548.723**
NP2	NP2	30.107.140
	NP3	8.576.630
	Total retribución	**38.683.770**
NP3	NP3	82.555.663
	Total retribución	**82.555.663**

Fuente: CNMC

IV. Desagregación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión entre fijo y variable

En la propuesta de Circular de 2014, esta Comisión propuso recuperar los costes fijos a través de un término fijo y los costes variables a través de un término variable, entendiendo que los peajes deben reflejar la naturaleza de los costes. No obstante, en las alegaciones a la propuesta de Circular los agentes, con carácter general, se mostraron en desacuerdo, si bien por diversas razones. En particular, algunos agentes indicaron que no se incentivaba el consumo eficiente, mientras que otros señalaron que cargar significativamente el término fijo podría inducir a los consumidores, especialmente los de menor tamaño, a la sustitución del gas natural por fuentes de energía alternativas. Adicionalmente, algunos agentes señalaron la falta de información auditada sobre la naturaleza de los costes.

Teniendo en cuenta las alegaciones a la propuesta de Circular de 2014 y dado que en el trámite de audiencia los agentes, con carácter general, no han formulado observaciones, se ha optado por recuperar a través del término fijo la retribución de la red a la que está conectado el consumidor y a través del término variable la retribución de las redes de niveles de presión superior a la que están conectados los consumidores (véase Cuadro 38).

Cuadro 38. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la presión 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	1.083.304.787	1.083.304.787	
	NP1	75.361.809		75.361.809
	NP2	26.613.631		26.613.631
	NP3	43.335.097		43.335.097
	Total retribución	**1.228.615.323**	**1.083.304.787**	**145.310.536**
NP1	NP1	51.796.434	51.796.434	
	NP2	16.624.161		16.624.161
	NP3	29.128.128		29.128.128
	Total retribución	**97.548.723**	**51.796.434**	**45.752.289**
NP2	NP2	30.107.140	30.107.140	
	NP3	8.576.630		8.576.630
	Total retribución	**38.683.770**	**30.107.140**	**8.576.630**
NP3	NP3	82.555.663	82.555.663	
	Total retribución	**82.555.663**	**82.555.663**	**-**

Fuente: CNMC

V. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el caudal de cada nivel de presión por grupo tarifario

Como se ha comentado, una vez asignada la retribución de la red por nivel de presión teniendo en cuenta uso de las redes aguas arriba de cada nivel de presión, se procede a su posterior asignación por colectivos de consumidores de características similares, con objeto de que los usuarios de las redes de las mismas características paguen peajes similares.

A estos efectos se calcula, en primer lugar, los términos fijos y variables del peaje del correspondiente nivel de presión. En segundo lugar, se procede a facturar a todos los consumidores pertenecientes al mismo colectivo a los peajes que les corresponderían dado el nivel de presión al que están conectados. Por último, la retribución fija y variable de cada grupo tarifario resulta de agregar la facturación fija y variable de los consumidores que pertenecen al mismo grupo tarifario.

V.a) Determinación de los costes unitarios fijos y variables de cada nivel de presión

Los costes unitarios fijos de cada nivel de presión se obtienen como el cociente entre la retribución que se debe recuperar a través del término fijo y la capacidad prevista de ese nivel de presión. Análogamente, los costes

unitarios variables de cada nivel de presión se obtienen como el cociente entre la retribución que se debe recuperar a través del término variable y el volumen demandado por ese nivel de presión (véase Cuadro 39).

Cuadro 39. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año 2020

I. Retribución a recuperar

Nivel de presión	Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar mediante un término fijo (€) (A)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€) (B)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.083.304.787	145.310.536
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	51.796.434	45.752.289
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	30.107.140	8.576.630
NP3 (P > 60 bar)	82.555.663	-
Total	**1.247.764.024**	**199.639.455**

II. Variables inductoras del coste

Nivel de presión	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	445.950.079	68.041.697
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	380.992.247	95.201.901
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	121.881.107	35.975.207
NP3 (P > 60 bar)	794.800.522	177.210.715
Total	**1.743.623.955**	**376.429.520**

III. Coste unitarios fijos y variables

Nivel de presión	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (A) / (C)	Coste unitario variable (€/MWh) (B) / (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	2,429	2,136
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	0,136	0,481
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	0,247	0,238
NP3 (P > 60 bar)	0,104	-

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)

V.b) Facturación de los suministros a los peajes de su correspondiente nivel de presión

Una vez se dispone de los costes unitarios fijos y variables se procede a facturar a los consumidores a los peajes que le corresponderían dado la presión de diseño en la que están conectados.

Cuadro 40. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año 2020

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	68.380.463	56.796	2	584
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	147.367.535	14.659	-	44
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	47.288.764	74.478	3.397	1.379
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	37.915.318	447.463	4.390	15.864
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	77.399.241	2.991.901	74.265	54.699
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	35.069.815	11.015.506	251.446	82.131
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	18.948.752	36.692.363	1.520.273	248.602
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	11.667.083	69.812.695	3.666.982	660.950
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.913.109	92.315.285	6.980.264	3.008.839
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	127.655.017	28.631.922	31.278.765
RL.11	C > 500.000.000	-	39.916.084	80.748.166	759.448.663
Total		**445.950.079**	**380.992.247**	**121.881.107**	**794.800.522**

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)	2,4292	0,1360	0,2470	0,1039

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	166.110.258	7.721	0	61	166.118.041
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	357.986.158	1.993	-	5	357.988.156
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	114.874.168	10.125	839	143	114.885.275
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	92.104.132	60.833	1.084	1.648	92.167.698
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	188.018.731	406.753	18.345	5.682	188.449.511
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	85.191.819	1.497.574	62.112	8.531	86.760.036
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	46.030.430	4.988.379	375.539	25.822	51.420.169
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	28.341.753	9.491.134	905.820	68.653	38.807.360
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	4.647.336	12.550.393	1.724.269	312.527	19.234.526
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	17.354.880	7.072.674	3.248.915	27.676.468
RL.11	C > 500.000.000	-	5.426.648	19.946.458	78.883.678	104.256.783
Total		**1.083.304.787**	**51.796.434**	**30.107.140**	**82.555.663**	

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 41. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año 2020

		Volumen (MWh) (A)			
Peaje	Tamaño (kWh)	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	10.719.884	6	2	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	20.794.052	275	-	11
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.672.603	2.387	799	204
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.023.210	53.946	10.242	878
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.022.042	599.502	18.761	1.180
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.425.819	2.394.661	63.239	6.559
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.336.388	6.384.865	227.821	38.725
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.512.454	14.714.284	722.156	125.431
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	535.244	23.091.397	1.732.949	625.608
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	35.945.930	8.222.609	7.138.301
RL.11	C > 500.000.000	-	12.014.647	24.976.628	169.273.817
Total		**68.041.697**	**95.201.901**	**35.975.207**	**177.210.715**

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	2,1356	0,4806	0,2384	-

		Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
Peaje	Tamaño (kWh)	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	22.893.493	3	1	-	22.893.496
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	44.407.988	132	-	-	44.408.120
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	14.250.078	1.147	190	-	14.251.415
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	12.863.229	25.926	2.442	-	12.891.596
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	25.674.395	288.110	4.473	-	25.966.977
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.587.434	1.150.830	15.076	-	12.753.340
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	7.125.225	3.068.449	54.313	-	10.247.987
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5.365.622	7.071.415	172.165	-	12.609.203
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.143.073	11.097.303	413.142	-	12.653.518
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	17.274.955	1.960.302	-	19.235.257
RL.11	C > 500.000.000	-	5.774.019	5.954.526	-	11.728.545
Total		**145.310.536**	**45.752.289**	**8.576.630**	**-**	

Fuente: CNMC

V.c) Determinación de la retribución fija y variable que se debe recuperar por cada grupo tarifario

La retribución fija y variable de cada grupo tarifario resulta de agregar la facturación fija y variable de los consumidores que pertenecen al mismo grupo tarifario (véase Cuadro 42).

Cuadro 42. Retribución fija y variable a recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año 2020

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
RL.1	C ≤ 5.000	166.118.041	22.893.496
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	357.988.156	44.408.120
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	114.885.275	14.251.415
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	92.167.698	12.891.596
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	188.449.511	25.966.977
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	86.760.036	12.753.340
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	51.420.169	10.247.987
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	38.807.360	12.609.203
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	19.234.526	12.653.518
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.676.468	19.235.257
RL.11	C > 500.000.000	104.256.783	11.728.545
Total		**1.247.764.024**	**199.639.455**

Fuente: CNMC

VI. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el cliente grupo tarifario

Como se ha indicado, la retribución de los costes operativos cuyo inductor son los clientes se asigna al término fijo de cada grupo tarifario proporcionalmente al número de suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar (véase Cuadro 43).

Cuadro 43. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año 2020

Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)	**204.617.304**
Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)	**7.962.717**
Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)	**2,1414**

Peaje	Tamaño (kWh)	Numero de clientes (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente a recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	4.640.369	119.243.174
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.906.237	74.681.347
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	334.072	8.584.631
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.234	1.393.640
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.285	572.660
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.256	83.663
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.145	29.427
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	679	17.451
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	303	7.794
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	124	3.182
RL.11	C > 500.000.000	13	334
Total		**7.962.717**	**204.617.304**

Fuente: CNMC

VII. Asignación del coste asociado al gas de operación por grupo tarifario

El gas de operación se asigna al término variable de cada grupo tarifario proporcionalmente al volumen (véase Cuadro 44).

Cuadro 44. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año 2020

Retribución del gas de operación (€) (A)	**3.375.447**
Demanda suministrada desde redes locales (kWh)	**376.429.520**
Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)	**0,0007**

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	10.719.892	96.125
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	20.794.338	186.463
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.675.992	59.864
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.088.277	54.594
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.641.485	113.356
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.890.278	70.752
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.987.800	89.561
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	18.074.325	162.073
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.985.200	233.010
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	51.306.840	460.069
RL.11	C > 500.000.000	206.265.093	1.849.581
Total		**376.429.520**	**3.375.447**

Fuente: CNMC

VIII. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijos y variables de cada grupo tarifario

La retribución que se debe recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario resulta de agregar la retribución fija cuyo inductor de costes es el caudal que se debe recuperar mediante el término fijo y la retribución fija cuyo inductor de coste es el número de puntos de suministro. La retribución que se debe recuperar por el término variable de cada grupo tarifario resulta de la agregación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el caudal que se debe recuperar mediante el término variable y la retribución por grupo tarifario asociada al gas de operación (véase Cuadro 45).

Cuadro 45. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año 2020

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	166.118.041	119.243.174	285.361.215	22.893.496	96.125	22.989.621
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	357.988.156	74.681.347	432.669.503	44.408.120	186.463	44.594.583
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	114.885.275	8.584.631	123.469.906	14.251.415	59.864	14.311.279
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	92.167.698	1.393.640	93.561.338	12.891.596	54.594	12.946.190
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	188.449.511	572.660	189.022.172	25.966.977	113.356	26.080.333
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	86.760.036	83.663	86.843.699	12.753.340	70.752	12.824.092
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	51.420.169	29.427	51.449.596	10.247.987	89.561	10.337.548
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	38.807.360	17.451	38.824.811	12.609.203	162.073	12.771.275
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	19.234.526	7.794	19.242.320	12.653.518	233.010	12.886.527
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.676.468	3.182	27.679.650	19.235.257	460.069	19.695.326
RL.11	C > 500.000.000	104.256.783	334	104.257.117	11.728.545	1.849.581	13.578.126
Total		**1.247.764.024**	**204.617.304**	**1.452.381.328**	**199.639.455**	**3.375.447**	**203.014.902**

Fuente: CNMC

5.6 Determinación de los peajes

Una vez que la retribución fija y variable se han asignado por niveles de presión de diseño y grupo tarifario en función de las variables inductoras de coste (capacidad contratada, número de puntos de suministro y energía consumida), los términos fijos y variables del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtienen como resultado de dividir el coste fijo o variable asignado entre la previsión de la variable de facturación fija o variable, respectivamente.

En el Cuadro 46 se muestran los términos fijos y variables que resultan de aplicar la metodología de la Circular para el ejercicio 2020.

Cuadro 46. Términos fijos y variables de los peajes de distribución por grupo tarifario. Año 2020

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	285.361.215	22.989.621
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	432.669.503	44.594.583
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	123.469.906	14.311.279
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	93.561.338	12.946.190
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	189.022.172	26.080.333
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	86.843.699	12.824.092
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	51.449.596	10.337.548
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	38.824.811	12.771.275
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	19.242.320	12.886.527
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.679.650	19.695.326
RL.11	C > 500.000.000	104.257.117	13.578.126
Total		**1.452.381.328**	**203.014.902**

II. Variables inductoras del coste

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (kWh) (D)
RL.1	C ≤ 5.000	68.437.845	10.719.892.272
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	147.382.237	20.794.338.250
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	47.368.017	6.675.992.258
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	38.383.035	6.088.276.957
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	80.520.107	12.641.485.124
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	46.418.898	7.890.278.010
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	57.409.990	9.987.799.509
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	85.807.711	18.074.324.767
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	104.217.498	25.985.199.788
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	187.565.705	51.306.840.123
RL.11	C > 500.000.000	880.112.913	206.265.092.664
Total		**1.743.623.955**	**376.429.519.721**

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	4,170	0,002145
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,936	0,002145
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,607	0,002144
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,438	0,002126
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,348	0,002063
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,871	0,001625
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,896	0,001035
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,452	0,000707
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,185	0,000496
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,148	0,000384
RL.11	C > 500.000.000	0,118	0,000066

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)

Para los consumidores sin obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado se hace necesario sustituir el término fijo por caudal por un término fijo por cliente.

A estos efectos, se ha procedido de la siguiente forma:

1º Determinación del término fijo por cliente inicial

Se calcula un término fijo por grupo tarifario que resulta del cociente entre la retribución que se debe recuperar por el término fijo y el número de suministros del grupo tarifario correspondiente (véase Cuadro 47).

Cuadro 47. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año 2020

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	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (B) / (A) / 12
RL.1	C ≤ 5.000	4.640.370	68.437.845	10.719.892	285.361.215	5,12
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.906.238	147.382.237	20.794.338	432.669.503	12,41
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	334.079	47.368.017	6.675.992	123.469.906	30,80
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.243	38.383.035	6.088.277	93.561.338	143,74
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.296	80.520.107	12.641.485	189.022.172	706,49
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.276	46.418.898	7.890.278	86.843.699	2.209,25

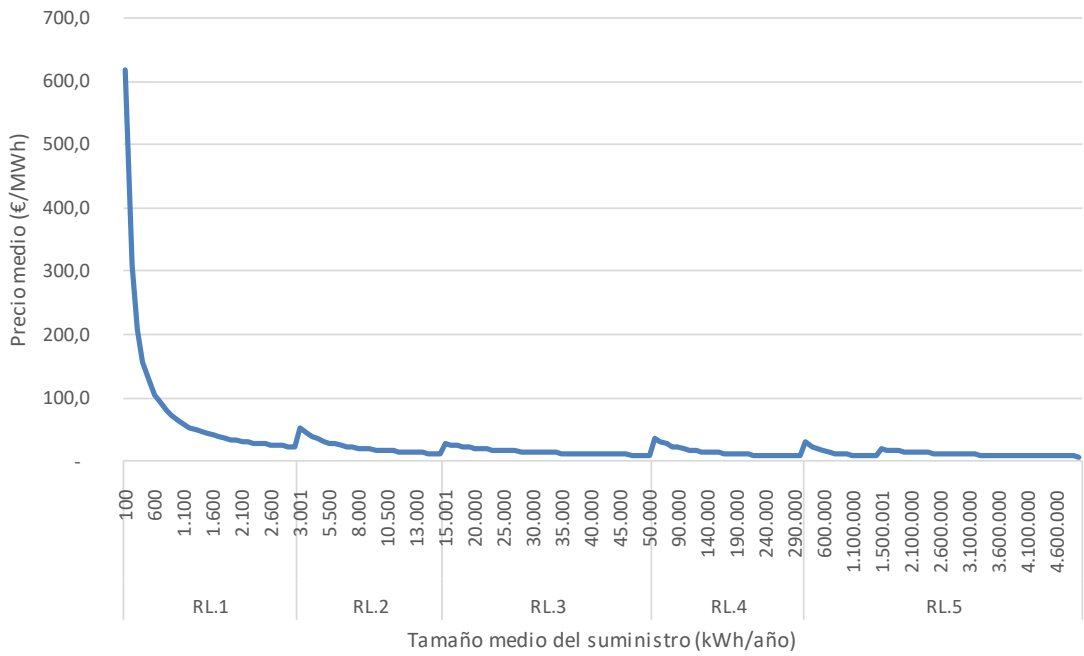
Fuente: CNMC

(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)

Como consecuencia de considerar el factor de carga medio del grupo tarifario, al convertir el término fijo por capacidad en un término fijo por cliente, se producen discontinuidades relevantes en la transición entre grupos tarifarios[34] (véase Gráfico 9).

[34] Este problema ya fue puesto de manifiesto por los agentes en sus alegaciones a la propuesta de Circular de la CNMC de 2014.

Gráfico 9. Precio medio por peajes de distribución en función del tamaño medio del consumidor



Fuente: CNMC

2º Determinación del término fijo por cliente final

A efectos de minimizar las discontinuidades derivadas de la falta de información sobre factores de carga, se impone que la facturación por el término fijo del consumidor de menor tamaño de un grupo tarifario se corresponda con la facturación total (esto es, fijo más variable) del consumidor de mayor tamaño del grupo tarifario inmediatamente anterior (véase Cuadro 48).

Cuadro 48. 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 2020

			Términos de facturación iniciales		Facturación por acceso a redes locales			Término de fijo final
Peaje	Tamaño (kWh)	Consumo (kWh) a efectos de diseño del peaje (A)	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (B)	Término variable (€/kWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B) * 12	Termino variable (€) (E) = (A)*(C)	Facturación total (€) (F) = ((D) + (E)	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (F) del grupo anterior /12
RL.1	C ≤ 5.000	5.000	5,12	0,002145	61,50	10,72	72,22	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.000	12,41	0,002145	148,88	32,17	181,04	6,02
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	50.000	30,80	0,002144	369,58	107,18	476,77	15,09
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	300.000	143,74	0,002126	1.724,84	637,92	2.362,76	39,73
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.500.000	706,49	0,002063	8.477,87	3.094,61	11.572,49	196,90
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1.500.000	2.209,25	0,001625	26.511,00	2.437,95	28.948,96	964,37

Fuente: CNMC

3º Determinación del término variable por cliente final

La retribución asignada a cada grupo tarifario no recuperada a través del término fijo se recupera a través del término variable (véase Cuadro 49).

Cuadro 49. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año 2020

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	4.640.370	10.719.892	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.906.238	20.794.338	6,02	209.883.403
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	334.079	6.675.992	15,09	60.483.213
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.243	6.088.277	39,73	25.861.515
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.296	12.641.485	196,90	52.680.053
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.276	7.890.278	964,37	37.908.692

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 (€)	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	477.264.086	209.883.403	267.380.683	0,012858
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	137.781.185	60.483.213	77.297.973	0,011578
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	106.507.528	25.861.515	80.646.013	0,013246
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	215.102.505	52.680.053	162.422.452	0,012848
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	99.667.792	37.908.692	61.759.099	0,007827

Fuente: CNMC

4º Determinación de los términos fijo y variable del peaje del grupo RL.1

Los términos fijo y variable del peaje RL.1 resultan de imponer la misma relación entre el término fijo y variable que resulta para el peaje RL.2 (véase Cuadro 50).

Cuadro 50. 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	209.883.403	44,0%
Término variable	267.380.683	56,0%
Total	**477.264.086**	**100,0%**

II. Determinación de los términos del peaje RL.1

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	**308.350.836**

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	**135.601.493**	**172.749.343**

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	**4.640.370**	**10.719.892**

	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (C) / (D) /12	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	**2,44**	**0,016115**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 51 se muestran los términos fijos y variables que resultan de la metodología de asignación de la Circular para el ejercicio 2020.

Cuadro 51. Términos de facturación de los peajes de redes regionales. Año 2020

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	2,435	0,016115	4,170	0,002145	0,02876	44,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	6,018	0,012858	2,936	0,002145	0,02295	44,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	15,087	0,011578	2,607	0,002144	0,02064	43,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	39,731	0,013246	2,438	0,002126	0,01749	24,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	196,897	0,012848	2,348	0,002063	0,01702	24,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	964,374	0,007827	1,871	0,001625	0,01263	38,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,896	0,001035	0,00619	83,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,452	0,000707	0,00285	75,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,185	0,000496	0,00124	59,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,148	0,000384	0,00092	58,4%
RL.11	C > 500.000.000			0,118	0,000066	0,00057	88,5%

Fuente: CNMC

Los términos por capacidad y volumen del peaje específico de aplicación a los puntos de suministro dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos de gas de acceso público se corresponderán con los términos por capacidad y volumen del grupo tarifario RL.7, con la particularidad de que en este caso en la determinación de la facturación del exceso de capacidad de los peajes de transporte y redes locales se contemplará como caudal máximo demandado el consumo medio diario registrado durante el periodo de facturación.

Se indica que los términos por capacidad y volumen se han establecido de forma que permita la penetración de este tipo de puntos de recarga. A los efectos se ha considerado que estos puntos de suministro serían rentables para un número de recargas superior a 19, supuesto que el 60% de los vehículos que repostan son turismos, el 21% camiones y el 19% furgonetas, con un tamaño medio por recarga de 15 kg, 150 kg y 30 kg, respectivamente. Así, con estas hipótesis se ha considerado el tamaño medio por recarga sería de 46,39 kg, lo que equivale a 730,58 kWh. Adicionalmente, se ha considerado que el factor de carga del punto de suministro sería del 30% para una recarga y aumentaría progresivamente con el incremento del número medio de recargas diarias hasta alcanzar el 55%.

Con estas hipótesis, el descuento, en términos medios, respecto del peaje de redes locales resultante de la metodología que le sería de aplicación estaría en el entorno del 75%.

Por último, para dar un orden de magnitud del número de puntos de suministro a los que se les podría a aplicar este descuento, se indica según los datos facilitados en la página web de GASNAM actualizados a 11 de mayo de 2020, hay 78[35] estaciones de GNC abiertas al público y 32 en construcción.

[35] En la web indica 83 pero luego en el listado 78.

5.7 Análisis de la variación de los peajes de distribución

Los peajes de acceso a las redes vigentes contemplan un peaje conjunto para las actividades de transporte y distribución con un término de reserva de capacidad y un término de conducción que engloba la salida de la red de transporte y distribución, sin que la metodología para establecer dichos términos sea pública. En consecuencia, no es posible analizar la variación del peaje de acceso a las redes locales que resulta de la metodología de la circular respecto del término de conducción del peaje de transporte y distribución vigente.

No obstante, a efectos ilustrativos, en el epígrafe VIII.2 se compara la suma de los peajes de transporte y acceso a las redes locales, reescalados para recuperar la totalidad de los costes asociados a los cargos, con el término de conducción del peaje de transporte y distribución vigente.

5.8 Evolución prevista de los peajes el periodo regulatorio

En el Cuadro 52 se muestran la evolución de la retribución asociada a las redes locales, las variables de facturación previstas, el resultado de la asignación y los términos de facturación que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio.

Cuadro 52. Evolución de los peajes de acceso a las redes locales durante el periodo regulatorio

1. Previsión de la retribución de redes locales

Retribución del transporte (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución de la red de influencia local	165.775.254	152.471.407	140.979.509	134.508.088	128.061.156	121.460.039	114.966.018
Retribución de la red de transporte secundario	74.540.643	73.766.106	69.289.527	65.696.699	62.121.729	58.470.682	54.872.000
Retribución de la red de distribución	1.415.080.333	1.390.859.045	1.346.836.397	1.297.407.175	1.258.232.146	1.206.977.001	1.166.055.744
Total	**1.655.396.229**	**1.617.096.558**	**1.557.105.433**	**1.497.611.962**	**1.448.415.031**	**1.386.907.723**	**1.335.893.762**

2. Previsión de las variables de facturación

Nº de clientes

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	4.640.370	4.655.771	4.676.905	4.694.774	4.708.503	4.717.580	4.720.371
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.906.238	2.915.582	2.928.189	2.938.879	2.947.055	2.952.447	2.954.048
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	334.079	335.154	336.603	337.833	338.773	339.393	339.578
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.243	54.774	55.456	56.064	56.530	56.832	56.908
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.296	22.586	22.956	23.289	23.546	23.715	23.761
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.276	3.315	3.364	3.410	3.447	3.474	3.486
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.179	1.190	1.204	1.217	1.229	1.239	1.248
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	712	718	725	732	740	746	753
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	328	331	334	337	341	344	347
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	170	172	173	175	177	178	180
RL.11	C > 500.000.000	100	101	102	102	103	104	105
Total		**7.962.993**	**7.989.692**	**8.026.010**	**8.056.812**	**8.080.443**	**8.096.054**	**8.100.785**

Capacidad contratada (MWh/día)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	68.437.845	67.669.242	66.642.757	65.557.423	64.404.761	63.182.499	61.874.355
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	147.382.237	145.711.131	143.470.587	141.110.884	138.611.018	135.967.669	133.146.111
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	47.368.017	46.832.182	46.113.484	45.356.182	44.553.537	43.704.487	42.797.900
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	38.383.035	38.260.443	38.055.442	37.771.428	37.357.499	36.803.920	36.072.521
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	80.520.107	80.418.879	80.175.394	79.740.762	78.991.333	77.903.428	76.387.114
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	46.418.898	46.456.000	46.421.788	46.252.155	45.889.681	45.323.491	44.513.464
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	57.409.990	58.135.967	58.973.156	59.620.313	60.019.625	60.146.860	59.949.589
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	85.807.711	87.213.806	88.847.316	90.152.094	91.078.432	91.599.153	91.654.187
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	104.217.498	105.920.279	107.928.733	109.505.772	110.582.279	111.123.269	111.016.083
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	187.565.705	189.749.914	192.307.100	194.104.864	194.743.390	193.977.675	189.823.856
RL.11	C > 500.000.000	880.112.913	868.339.420	855.687.286	837.014.829	798.287.277	731.145.023	570.566.214
Total		**1.743.623.955**	**1.734.707.264**	**1.724.623.042**	**1.706.186.708**	**1.664.518.833**	**1.590.877.474**	**1.417.801.394**

Volumen (MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	10.719.892	10.599.194	10.437.906	10.267.461	10.086.558	9.894.894	9.689.920
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	20.794.338	20.558.316	20.241.657	19.908.229	19.555.105	19.181.907	18.783.734
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.675.992	6.600.301	6.498.743	6.391.792	6.278.510	6.158.775	6.031.012
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.088.277	6.068.839	6.036.563	5.991.962	5.927.086	5.840.394	5.725.932
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.641.485	12.634.213	12.607.642	12.550.933	12.444.693	12.285.010	12.057.776
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.890.278	7.927.283	7.961.919	7.972.901	7.950.848	7.893.518	7.794.221
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.987.800	10.122.582	10.278.708	10.398.310	10.473.745	10.501.732	10.475.245
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	18.074.325	18.375.162	18.725.757	19.002.727	19.197.692	19.305.969	19.317.693
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.985.200	26.423.918	26.932.592	27.328.776	27.599.198	27.735.342	27.718.516
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	51.306.840	51.919.145	52.644.402	53.161.467	53.360.165	53.175.056	52.370.473
RL.11	C > 500.000.000	206.265.093	203.426.556	200.642.768	196.564.815	187.869.217	172.641.375	145.057.009
Total		**376.429.520**	**374.655.510**	**373.008.657**	**369.539.374**	**360.742.815**	**344.613.973**	**315.021.530**

3. Retribucíón asignada a cada grupo tarifario

Retribución asignada al término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	166.118.041	162.557.495	156.546.410	150.023.514	144.878.419	138.537.179	133.616.670
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	357.988.156	350.282.000	337.263.989	323.162.709	312.041.038	298.357.462	287.747.828
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	114.885.275	112.412.153	108.234.305	103.708.837	100.139.575	95.748.162	92.343.251
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	92.167.698	90.916.207	88.417.019	85.486.844	83.108.435	79.807.492	77.040.621
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	188.449.511	186.210.001	181.472.867	175.790.260	171.141.781	164.491.170	158.818.908
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	86.760.036	85.717.627	83.522.608	80.896.320	78.749.696	75.686.333	73.078.527
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	51.420.169	51.033.939	50.040.818	48.808.596	47.887.840	46.432.949	45.280.177
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	38.807.360	38.601.740	37.949.189	37.137.397	36.579.682	35.641.121	34.963.198
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	19.234.526	18.974.915	18.415.921	17.818.476	17.346.302	16.722.959	16.264.908
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.676.468	27.073.275	25.905.648	24.860.100	23.968.584	22.964.260	22.304.450
RL.11	C > 500.000.000	104.256.783	97.525.260	90.585.378	86.271.140	81.977.932	77.486.235	72.837.645
Total		**1.247.764.024**	**1.221.304.612**	**1.178.354.154**	**1.133.964.193**	**1.097.819.284**	**1.051.875.320**	**1.014.296.184**

Retribución asignada al término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	22.989.621	22.078.293	20.848.857	19.852.146	18.972.001	18.012.744	17.182.983
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	44.594.583	42.822.852	40.430.594	38.492.134	36.781.133	34.918.464	33.308.478
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	14.311.279	13.742.672	12.974.934	12.352.847	11.803.750	11.205.984	10.689.304
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	12.946.190	12.531.118	11.948.516	11.477.711	11.041.768	10.527.600	10.051.431
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	26.080.333	25.285.300	24.159.222	23.252.723	22.401.475	21.377.850	20.413.797
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	12.824.092	12.408.592	11.832.641	11.380.608	10.953.937	10.448.810	9.972.284
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	10.337.548	9.990.920	9.533.032	9.209.322	8.904.122	8.548.739	8.217.317
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	12.771.275	12.261.636	11.623.210	11.203.969	10.802.185	10.360.228	9.946.698
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	12.886.527	12.217.578	11.417.686	10.905.447	10.400.466	9.880.593	9.382.647
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	19.695.326	18.582.990	17.298.494	16.487.874	15.685.631	14.873.003	14.092.735
RL.11	C > 500.000.000	13.578.126	12.755.034	11.934.703	11.430.946	10.911.855	10.352.338	9.730.974
Total		**203.014.902**	**181.921.950**	**172.067.186**	**164.614.782**	**157.746.469**	**150.154.015**	**143.257.673**

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

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

Término fijo (€/cliente y mes)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	2,435	2,381	2,290	2,198	2,125	2,037	1,969
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	6,018	5,875	5,644	5,409	5,224	5,002	4,832
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	15,087	14,713	14,117	13,521	13,051	12,493	12,068
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	39,731	38,724	37,137	35,575	34,343	32,887	31,781
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	196,897	192,038	184,370	176,896	170,964	163,882	158,434
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	964,374	939,316	900,336	862,539	832,574	797,318	770,351

Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	0,016115	0,015929	0,015553	0,015132	0,014849	0,014446	0,014193
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012858	0,012693	0,012372	0,012022	0,011783	0,011454	0,011246
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,011578	0,011426	0,011134	0,010813	0,010594	0,010293	0,010102
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,013246	0,013079	0,012755	0,012406	0,012169	0,011837	0,011627
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,012848	0,012665	0,012326	0,011963	0,011713	0,011375	0,011159
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,007827	0,007676	0,007421	0,007157	0,006960	0,006711	0,006530

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

Término fijo (€/kWh/día y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	4,170	4,134	4,052	3,956	3,896	3,802	3,747
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,936	2,908	2,846	2,775	2,730	2,662	2,623
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,607	2,580	2,524	2,460	2,419	2,358	2,323
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,438	2,412	2,359	2,298	2,259	2,202	2,169
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,348	2,323	2,270	2,211	2,173	2,118	2,086
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,871	1,847	1,801	1,751	1,718	1,672	1,643
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,896	0,878	0,849	0,819	0,798	0,772	0,756
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,452	0,443	0,427	0,412	0,402	0,389	0,382
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,185	0,179	0,171	0,163	0,157	0,151	0,147
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,148	0,143	0,135	0,128	0,123	0,118	0,118
RL.11	C > 500.000.000	0,118	0,112	0,106	0,103	0,103	0,106	0,128

Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	0,002145	0,002083	0,001997	0,001934	0,001881	0,001820	0,001773
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,002145	0,002083	0,001997	0,001933	0,001881	0,001820	0,001773
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,002144	0,002082	0,001997	0,001933	0,001880	0,001820	0,001772
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,002126	0,002065	0,001979	0,001916	0,001863	0,001803	0,001755
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,002063	0,002001	0,001916	0,001853	0,001800	0,001740	0,001693
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001625	0,001565	0,001486	0,001427	0,001378	0,001324	0,001279
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,001035	0,000987	0,000927	0,000886	0,000850	0,000814	0,000784
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,000707	0,000667	0,000621	0,000590	0,000563	0,000537	0,000515
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,000496	0,000462	0,000424	0,000399	0,000377	0,000356	0,000338
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,000384	0,000358	0,000329	0,000310	0,000294	0,000280	0,000269
RL.11	C > 500.000.000	0,000066	0,000063	0,000059	0,000058	0,000058	0,000060	0,000067

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

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

Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26	Sep 26 sobre 2020
RL.1	C ≤ 5.000		-2,2%	-3,8%	-4,0%	-3,3%	-4,2%	-3,3%	-19,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-2,4%	-3,9%	-4,2%	-3,4%	-4,3%	-3,4%	-19,7%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-2,5%	-4,1%	-4,2%	-3,5%	-4,3%	-3,4%	-20,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-2,5%	-4,1%	-4,2%	-3,5%	-4,2%	-3,4%	-20,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-2,5%	-4,0%	-4,1%	-3,4%	-4,1%	-3,3%	-19,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-2,6%	-4,1%	-4,2%	-3,5%	-4,2%	-3,4%	-20,1%

Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26	Sep 26 sobre 2020
RL.1	C ≤ 5.000		-1,2%	-2,4%	-2,7%	-1,9%	-2,7%	-1,8%	-11,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-1,3%	-2,5%	-2,8%	-2,0%	-2,8%	-1,8%	-12,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-1,3%	-2,6%	-2,9%	-2,0%	-2,8%	-1,9%	-12,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-1,3%	-2,5%	-2,7%	-1,9%	-2,7%	-1,8%	-12,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-1,4%	-2,7%	-2,9%	-2,1%	-2,9%	-1,9%	-13,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-1,9%	-3,3%	-3,6%	-2,7%	-3,6%	-2,7%	-16,6%

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

Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26	Sep 26 sobre 2020
RL.1	C ≤ 5.000		-0,9%	-2,0%	-2,4%	-1,5%	-2,4%	-1,4%	-10,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-1,0%	-2,1%	-2,5%	-1,6%	-2,5%	-1,5%	-10,7%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-1,0%	-2,2%	-2,5%	-1,7%	-2,5%	-1,5%	-10,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-1,0%	-2,2%	-2,6%	-1,7%	-2,5%	-1,5%	-11,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-1,1%	-2,2%	-2,6%	-1,7%	-2,5%	-1,5%	-11,2%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-1,3%	-2,5%	-2,8%	-1,9%	-2,7%	-1,7%	-12,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-2,0%	-3,3%	-3,5%	-2,5%	-3,2%	-2,2%	-15,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		-2,1%	-3,5%	-3,6%	-2,5%	-3,1%	-2,0%	-15,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		-2,9%	-4,8%	-4,6%	-3,6%	-4,1%	-2,6%	-20,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		-3,3%	-5,6%	-4,9%	-3,9%	-3,8%	-0,7%	-20,4%
RL.11	C > 500.000.000		-5,2%	-5,7%	-2,6%	-0,4%	3,2%	20,5%	7,8%

Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26	Sep 26 sobre 2020
RL.1	C ≤ 5.000		-2,9%	-4,1%	-3,2%	-2,7%	-3,2%	-2,6%	-17,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-2,9%	-4,1%	-3,2%	-2,7%	-3,2%	-2,6%	-17,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-2,9%	-4,1%	-3,2%	-2,7%	-3,2%	-2,6%	-17,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-2,9%	-4,1%	-3,2%	-2,7%	-3,2%	-2,6%	-17,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-3,0%	-4,3%	-3,3%	-2,8%	-3,3%	-2,7%	-17,9%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-3,7%	-5,1%	-4,0%	-3,5%	-3,9%	-3,3%	-21,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-4,6%	-6,0%	-4,5%	-4,0%	-4,2%	-3,6%	-24,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		-5,6%	-7,0%	-5,0%	-4,6%	-4,6%	-4,0%	-27,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		-6,8%	-8,3%	-5,9%	-5,6%	-5,5%	-5,0%	-31,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		-6,8%	-8,2%	-5,6%	-5,2%	-4,9%	-3,8%	-29,9%
RL.11	C > 500.000.000		-4,8%	-5,1%	-2,2%	-0,1%	3,2%	11,9%	1,9%

Fuente: CNMC

6. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de regasificación

Los peajes deben reflejar el coste por el uso de las infraestructuras que el suministro de gas hace incurrir al sistema gasista. Teniendo en cuenta que las infraestructuras de regasificación engloban la prestación de varios servicios (descarga de GNL de buques, almacenamiento de GNL en tanque, regasificación y carga en cisterna, entre otros), se realiza una asignación del coste de los elementos de las infraestructuras a cada uno de los servicios que proporciona, a efectos de determinar los peajes correspondientes de cada uno de los servicios.

Con carácter general, los costes fijos relacionados con la prestación de un servicio se recuperan a través del término fijo del peaje mientras que a través del término variable se recuperarán los costes variables asociados a la prestación del servicio. Por otra parte, para que el peaje proporcione a los usuarios de los servicios de la planta la señal de precios adecuada, se debe identificar la variable inductora del coste para cada uno de los servicios prestados.

En los epígrafes siguientes se detalla el procedimiento de asignación de la retribución reconocida a la actividad de regasificación previstas para el ejercicio 2020 a los peajes y cánones correspondientes a la actividad de regasificación, así como la evolución prevista durante el periodo regulatorio.

6.1 Retribución incluida en el cálculo de los peajes

En el cálculo de los peajes de la actividad de regasificación se incluye la retribución reconocida a la actividad prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de regasificación de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes y cánones del ejercicio correspondiente, otros ingresos o costes liquidables correspondientes a la actividad de regasificación (tales como, ingresos por desbalances en plantas de GNL) y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En el Cuadro 53 se detalla la retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2020, de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

No se han considerado otros ingresos o costes liquidables imputables a la actividad de regasificación (tales como, los ingresos de desbalances en plantas), por no haberse realizado una previsión de los mismos. No obstante, a efectos informativos, se indica que los ingresos por desbalances registrados en el ejercicio 2018 ascendieron, aproximadamente a 0,4 M€ (el 0,1% de la retribución de la actividad de regasificación).

Adicionalmente, se indica que, conforme al procedimiento de liquidaciones, los ingresos correspondientes a un ejercicio facturados hasta el mes de febrero del ejercicio siguiente se incorporan en las liquidaciones de dicho ejercicio, mientras que los ingresos facturados en meses posteriores se incorporan en las liquidaciones del ejercicio siguiente. En consecuencia, en la determinación de los costes que debe imputarse a los peajes y cánones de la actividad de regasificación del ejercicio se tendrá en cuenta la diferencia entre los ingresos previstos y reales del ejercicio n-2. No obstante, al ser el ejercicio 2020 el primer año para el que se calculan los peajes y cánones resultantes de la metodología, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores.

En consecuencia, en el ejercicio 2020 la retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 450,3 M€, de los cuales el 34,3% se corresponde con la retribución por costes de inversión (incluyendo el gas talón), el 29,0% con la retribución por costes de operación y mantenimiento fijos, el 9,2% 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 (véase Cuadro 53).

Cuadro 53. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2020

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2020	% sobre total
Retribución por disponibilidad	**326.551.851**	**72,5%**
Retribución por inversión	152.677.365	33,9%
Retribución por OM& fijo	130.717.724	29,0%
Retribución por OM& variable	41.247.666	9,2%
Retribución financiera gas talón	1.909.096	0,4%
Retribución por continuidad del suministro	**88.006.664**	**19,5%**
Retribución Musel	**23.605.525**	**5,2%**
DA1ª Orden ETU/1283/2017	**12.176.578**	**2,7%**
Ingresos por desbalances	**n.a.**	**n.a.**
Desvíos de ejercicios anteriores	**n.a.**	**n.a.**
Total	**450.340.618**	**100,0%**

Fuente: CNMC

6.2 Definición de los servicios prestados en la instalación

Teniendo en cuenta las observaciones formuladas por los agentes, la infraestructura de regasificación presta los siguientes servicios:

- **Descarga de buques**: El servicio de descarga de GNL incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación.
- **Almacenamiento de GNL**: El servicio de almacenamiento de GNL incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación.
- **Regasificación**: El servicio de regasificación incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL en las plantas de regasificación.
- **Carga de cisternas**: El servicio de carga de cisternas incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisterna del GNL depositado en las plantas de regasificación.
- **Trasvase de GNL de planta a buque**: Este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transferir el GNL desde una planta de regasificación a un buque metanero.
- **Trasvase de GNL de buque a buque:** este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones de la planta de regasificación necesarias para transferir el GNL de un buque a otro buque.
- **Puesta en frio de buque**[36]: este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para que un buque metanero sin carga pueda recibir GNL de las plantas de regasificación y/o para realizar la purga del gas inerte (gassing up) de un buque, en las condiciones de seguridad apropiadas. El volumen de carga asociado al servicio de puesta en frío no podrá ser superior al talón del buque. Se entiende por talón la cantidad mínima de GNL que ha de conservarse en los tanques de carga de un buque metanero para mantener la temperatura de operación. Su valor dependerá de las características constructivas de los tanques y su valor no podrá superar el 2,5% de la capacidad total de almacenamiento del buque.
- **Licuefacción virtual**: dará derecho a la transferencia de gas desde el punto de intercambio virtual de la red de transporte hasta el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación, en forma de GNL.

Adicionalmente, la instalación ofrecerá algunos de los servicios anteriores con carácter agregado:

- **Servicio de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación, al almacenamiento de la totalidad o parte del GNL descargado durante el tiempo necesario hasta su regasificación completa y la regasificación de dicho GNL a un flujo constante,

[36] La operación de puesta en frío consiste en la inertización, gasificación y puesta en frío de los tanques del buque metanero hasta una temperatura de -160ºC.

en las condiciones que se definan 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.

- **Servicio de almacenamiento de GNL y regasificación:** dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL durante el tiempo necesario hasta su regasificación completa y la regasificación del GNL a un flujo constante, en las condiciones que se definan conforme a 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.

- **Servicio de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque** incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación, al almacenamiento de GNL descargado en la planta hasta un valor máximo definido y al uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL a buques desde dicha planta de regasificación, en las condiciones que se definan 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.

6.3 Asignación de la retribución a los servicios prestados en la planta

Respecto de la asignación de la retribución a los peajes de regasificación y al peaje por otros costes de regasificación, con carácter general, los agentes han mostrado su acuerdo con la misma.

Adicionalmente, algunos agentes han señalado que la parte de la retribución asociada a la sobreinversión relacionada con la seguridad de suministro también debería imputarse a los clientes finales.

Por el contrario, tres agentes han señalado que la retribución de la actividad de regasificación debe ser recuperada en su totalidad a través de los peajes de los usuarios de las plantas, ya que de lo contrario se establece una subvención cruzada entre las actividades de regasificación y transporte y distribución, lo que iría en contra del Reglamento (UE) 715/2009.

Al respecto cabe señalar que en el informe que ACER[37] ha elaborado sobre la implementación del Reglamento (UE) 2017/460, en cumplimiento del artículo 36,

[37] "El Mercado interior del gas en Europa: El papel de las tarifas de transporte" disponible en https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%20in%20Europe_The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf

se constata que en varios países del entorno europeo parte de los costes asociados a las instalaciones de almacenamiento subterráneo y regasificación son recuperados a través de los peajes de transporte.

En la nota de publicación del Informe de ACER[38] anteriormente mencionado, ACER considera relevante que los usuarios de plantas de GNL o almacenamiento subterráneo paguen el coste de las infraestructuras que se hayan dimensionado de forma eficiente. No obstante, ACER reconoce que los mecanismos implementados por los distintos países pueden ser muy útiles para mejorar la seguridad de suministro e incrementar la competencia en el mercado de gas, siempre que no se den señales a realizar inversiones ineficientes.

Esta Comisión, teniendo en cuenta las observaciones formuladas por los distintos agentes, y entendiendo que todas las infraestructuras son necesarias para asegurar la seguridad de suministro en las mismas condiciones, ha optado por mantener, con carácter general, la metodología sometida a trámite de audiencia, incorporando aquellos aspectos propuestos por los agentes que suponen una mejora de la misma.

La retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2020 resulta de aplicar la metodología establecida en el Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

De acuerdo con dicha metodología, la retribución de la actividad de regasificación tiene dos componentes: retribución por disponibilidad y retribución por continuidad de suministro. La retribución por disponibilidad se corresponde con la retribución reconocida a cada uno de los elementos por la inversión y los costes operativos fijos y variables. Por su parte la retribución por continuidad de suministro es un concepto retributivo adicional reconocido al titular de la inversión que no tiene una relación directa con los costes de inversión y los costes operativos.

Por otra parte, la retribución por disponibilidad incluye la retribución financiera y los costes operativos de la instalación hibernada correspondiente a El Musel. Este es un coste de naturaleza hundida que es independiente del uso de las instalaciones.

Finalmente, en la retribución del ejercicio se incluye, con carácter transitorio, el impacto de la Sentencia firme de 24 de octubre de 2016 de la Sección Tercera

[38] https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/The-European-Gas-Market-analysing-the-role-of-transmission-tariffs.aspx

de la Sala de lo Contencioso-administrativo del Tribunal Supremo[39]. El impacto de dicha Sentencia está recogido en la Disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017.

Teniendo en cuenta la distinta naturaleza de los componentes que integran la retribución de la actividad de regasificación, se propone recuperar a través de los peajes por el uso de las instalaciones de regasificación la retribución por inversión y la retribución por los costes operativos fijos y variables y a través de un peaje específico la parte de la retribución que no tiene una relación directa con los costes de inversión y costes operativos y aquellos costes de naturaleza hundida (esto es, la retribución por continuidad de suministro, la retribución asociada a Musel y el impacto de la Sentencia firme de 24 de octubre de 2016 de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-administrativo del Tribunal) (véase Cuadro 54).

Cuadro 54. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de regasificación

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2020	% sobre total
Retribución por disponibilidad	**326.551.851,07**	**72,5%**
Retribución por inversión	152.677.364,75	33,9%
Retribución por OM& fijo	130.717.724,33	29,0%
Retribución por OM& variable	41.247.665,70	9,2%
Retribución financiera gas talón	1.909.096,29	0,4%
Retribución por continuidad del suministro	**88.006.663,72**	**19,5%**
Retribución Musel	**23.605.524,58**	**5,2%**
DA1ª Orden ETU/1283/2017	**12.176.578,33**	**2,7%**
Total	**450.340.617,69**	**100,0%**

Retribución a recuperar a través de los peajes de regasificación por el uso de las instalaciones

Retribución a recuperar a través de los peajes por otros costes de regasificación

Fuente: CNMC

I. Asignación por servicio de la retribución por inversión y de la retribución asociada a los costes operativos fijos de la actividad de regasificación

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 que se presta en la planta con las siguientes hipótesis de reparto por el uso de las infraestructuras:

[39] La Sentencia procede a reconocer a Enagás Transporte S.A.U. la diferencia entre la retribución reconocida en la Resolución de 26 de octubre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se incluyen en el régimen retributivo diversas ampliaciones de plantas de regasificación de gas natural licuado propiedad de Enagás Transporte S.A.U., realizadas entre los años 2003 y 2005 y la que le corresponde de acuerdo a la citada sentencia, cantidad que se ha incrementado en los intereses devengados desde la fecha en que se hizo efectiva la liquidación de la resolución.

a) **Servicio de descarga de buques**: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye, parte de las instalaciones de descarga, parte de las instalaciones de conducción 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 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, 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, 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 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, 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 y parte del suministro eléctrico.

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, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

g) **Puesta en frío**: 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, 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 y parte del suministro eléctrico.

Dado que la retribución reconocida por elemento conforme a la Orden ITC/3994/2006 no recoge el detalle necesario para realizar la asignación descrita anteriormente, 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, para ello se ha tenido en cuenta el valor de reposición de cada una de las plantas y la información disponible en la CNMC de las auditorías de inversión, a efectos de su inclusión en los esquemas retributivos. En particular, en primer lugar, se calcula el valor de reposición de cada planta (véase Cuadro 55). En segundo lugar, se calcula la anualidad por amortización que correspondería aplicar dado el valor de reposición (véase Cuadro 56). En tercer lugar, desagrega el valor de reposición de las unidades no estandarizadas por elemento teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión. Asimismo, se desagrega la retribución asociada al tanque entre el propio tanque y las bombas primarias teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 57). En cuarto lugar, teniendo en cuenta ambos esquemas retributivos se establece la relación entre los mismos (véase Cuadro 58). Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio de cálculo de los peajes (véase Cuadro 59).

Cuadro 55. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación, resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las características técnicas de las plantas

	Planta						
	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Mugardos	Sagunto	TOTAL
Características técnicas							
Tanques de GNL							
Número	6	3	5	5	2	4	25
Capacidad (m^3)	760.000	450.000	587.000	610.000	300.000	600.000	3.307.000
Bombas secundarias							
Número	24	9	12	11	4	8	68
Capacidad (m^3/h)	6.000	2.949	3.480	3.300	1.600	2.320	19.649
Vaporización							
Agua de mar							
Número	13	4	9	10	2	5	43
Capacidad (m^3/h)	1.950.000	800.000	1.350.000	1.500.000	412.800	1.000.000	7.012.800
Combustión sumergida							
Número	2	1	2	4	1	1	11
Capacidad (m^3/h)	300.000	200.000	300.000	480.000	206.400	150.000	1.636.400
Cargaderos de cisternas							
Número	3	1	3	3	2	2	14
Capacidad (m^3/h)	51	15	48	51	35	40	
Compresor de boil-off procesado interno en planta							
Número	2	3	4	4	3	3	19
Capacidad (m^3)	31.323	18.396	30.000	35.000	27.096	34.617	176.432
Compresor de boil-off emisión directa a la red							
Número	2	-	2	2	-	1	7
Capacidad (m^3)	3.784	-	2.300	2.300	-	2.550	10.934
Relicuador de boil-off (kg/h)							
Número	1	1	1	1	1	1	6
Capacidad (kg/h)	20.830	10.000	19.000	32.230	13.000	25.376	120.436
Antorcha/combustor							
Número	1	1	1	2	1	1	7
Capacidad (kg/h)	172.000	185.000	80.000	190.000	15.000	241.500	883.500
Equipos de medida	EM G-1.000 EM G-4.000 EM G-6.500 EMU G-6.500	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 EMU 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
Relicuador boil off	28.329	13.600	25.840	43.833	17.680	34.511	163.793
Sistema de antorcha	1.874.800	2.016.500	872.000	2.071.000	163.500	2.632.350	9.630.150
ERM	-	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 56. 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 cisternas	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%
Relicuador 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 57. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas

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

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

Valor de reposición del tanque (€) (C)	75.842.738

Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorias de inversión (D)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (C) * (D)
Bombas primarias	3,1%	2.381.614
Tanque GNL	96,9%	73.461.124

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

Cuadro 58. 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/3994/2006 (€)					% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011			
Valor de reposición según el 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%
Relicuador 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	461.585				461.585	3,0%			
Adecuación de Terrenos	1.186.870				1.186.870	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 Almace	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 59. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020 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)	**23.754.508**	**1.679.875**	**42.033.038**	**203.520.696**	**270.988.117**

	% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (B)				Asignación por elemento de la retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A) * (B)				
Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
Unidades estandarizables	**0,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**94,1%**	**-**	**1.679.875**	**42.033.038**	**191.453.524**	**235.166.437**
Tanques de GNL				83,4%				169.647.458	169.647.458
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	80,7%	-	-	-	164.320.187	164.320.187
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%	-	-	-	5.327.271	5.327.271
Cargadero de cisternas		100,0%				1.679.875			1.679.875
Vaporizador agua de mar			87,4%				36.735.621		36.735.621
Vaporizador de combustión sumergida			11,7%				4.902.885		4.902.885
Bombas secundarias				3,9%				7.923.820	7.923.820
Sistema de antorcha				0,5%				1.077.051	1.077.051
Compresor boil off procesado interno de la planta				3,8%				7.819.767	7.819.767
Compresor boil off emisión directa a la red				2,4%				4.967.109	4.967.109
Relicuador boil off				0,0%				18.319	18.319
Sistemas de medida (1)			0,9%				394.532		394.532
Unidades no estandarizables	**100,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**5,9%**	**23.754.508**	**-**	**-**	**12.067.172**	**35.821.680**
Interconexiones de gas natural	12,0%				2.859.877				2.859.877
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%				320.888				320.888
Instalaciones de obra civil terrestre	36,5%				8.666.090				8.666.090
Infraestructura terrestre	25,7%				6.113.901				6.113.901
Edificios	3,0%				714.640				714.640
Adecuación de Terrenos	7,7%				1.837.549				1.837.549
Instalaciones de descarga				5,9%				12.067.172	12.067.172
Sistemas de gestión y control	8,1%				1.917.994				1.917.994
Servicios auxiliares	16,6%				3.947.128				3.947.128
Sistema de suministro eléctrico	6,2%				1.465.658				1.465.658
Sistema de captación de agua	17,3%				4.111.298				4.111.298
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	2,0%				465.575				465.575
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**23.754.508**	**1.679.875**	**42.033.038**	**203.520.696**	**270.988.117**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 60 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020 desagregada por elemento.

Cuadro 60. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020 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	**235.166.437**	**10.379.532**	**245.545.969**	**86,1%**
Tanque almacenamiento GNL.	164.320.187	9.455.757	173.775.944	60,9%
Bombas primarias	5.327.271	306.556	5.633.827	2,0%
Sistema de bombas secundarias.	7.923.820	348.299	8.272.119	2,9%
Vaporizadores de agua de mar.	36.735.621	-	36.735.621	12,9%
Vaporizadores de combustión sumergida.	4.902.885	-	4.902.885	1,7%
Sistema de medida u odorización (1)	394.532	-	394.532	0,1%
Sistema de antorcha y combustor.	1.077.051	-	1.077.051	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	7.819.767	268.920	8.088.688	2,8%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	4.967.109	-	4.967.109	1,7%
Relicuador de boil-off.	18.319	-	18.319	0,0%
Cargaderos de cisternas.	1.679.875	-	1.679.875	0,6%
Unidades no estandarizables	**35.821.680**	**1.913.788**	**37.735.468**	**13,2%**
Interconexiones de gas natural	2.859.877	-	2.859.877	1,0%
Interconexiones de gas natural licuado	320.888	159.824	480.712	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	8.666.090	-	8.666.090	3,0%
Instalaciones de descarga	12.067.172	-	12.067.172	4,2%
Sistemas de gestión y control	1.917.994	566.861	2.484.855	0,9%
Servicios auxiliares	3.947.128	309.912	4.257.040	1,5%
Sistema de suministro eléctrico	1.465.658	542.399	2.008.057	0,7%
Sistema de captación de agua	4.111.298	-	4.111.298	1,4%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	465.575	334.792	800.367	0,3%
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	**1.909.096**	**-**	**1.909.096**	**0,7%**
ERM	**113.652**	**-**	**113.652**	**0,0%**
Total	**273.010.865**	**12.293.320**	**285.304.185**	**100,0%**

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta las alegaciones de los agentes y el impacto en la operativa del conjunto del sistema, las instalaciones implicadas en la prestación de diferentes servicios en planta se han asignado teniendo en cuenta los criterios que se exponen a continuación.

Al respecto se indica que, se procede, en primer lugar, a la desagregación de la retribución del tanque de GNL en función de su uso, teniendo en cuenta el criterio de diseño del mismo para, a continuación, asignar la retribución asociada de cada elemento por servicio

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

La capacidad técnica de diseño del tanque de GNL ha de determinarse como la suma del gas talón, el stock de seguridad, el stock de flexibilidad logística (que es función de la frecuencia de llegada de los cargamentos programados y de la vaporización programada), y, en su caso, el almacenamiento a medio plazo.

Se propone asignar la retribución asociada al tanque de GNL por servicio teniendo en cuenta el criterio de diseño de los tanques de GNL.

El **gas talón** se corresponde con cantidad de gas que en ningún momento se puede reducir, salvo para sacar de servicio al tanque, ya sea de forma temporal o definitiva. Se considera que el gas talón es necesario para la prestación de los servicios en los que el tanque de GNL es un elemento activo, por lo que se

propone asignar la parte de la retribución del tanque de GNL asociada a almacenamiento del gas talón a los servicios de vaporización y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen del gas implicado en cada servicio. No se asigna la retribución asociada al gas talón al resto de los servicios prestados en la planta de GNL, en la medida en que no es necesario para la prestación de dichos servicios.

En el Cuadro 61 se resume el procedimiento determinación de la proporción de retribución del tanque de GNL asociada al gas talón.

Cuadro 61. Determinación de la proporción de retribución del tanque de GNL asociada al gas talón

Planta	Almacenamiento GNL a 31/12/2018 (MWh) (A)	Gas talón a 31/12/2018 (MWh) (B)
Barcelona	5.206.000	473.230
Huelva	4.178.500	385.720
Cartagena	4.020.950	356.160
Bilbao	3.078.000	280.233
Sagunto	4.059.000	182.540
Mugardos	2.055.000	123.300
TOTAL	**22.597.450**	**1.801.183**
% de los tanques de GNL dedicado al almacenamiento del gas talón (C) = (B)/(A)		**8,0%**
Retribución reconocida a los tanques de GNL (D)		**173.775.944**
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (E) = (C) * (D)		**13.902.076**

Fuente: CNMC

El **stock de seguridad** se corresponde con la capacidad de almacenamiento de que debe disponer una planta para hacer frente a la demanda no interrumpible durante el número de horas máximo que la planta pueda estar sin recibir GNL por causas no gestionables (normalmente el cierre de los puertos de origen y/o de destino).

Conforme a los criterios de planificación[40], para hacer frente a posibles contingencias meteorológicas, el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL de cada una de las plantas de regasificación debe disponer de una capacidad de almacenamiento operativa de GNL (adicional al nivel mínimo operativo de llenado) en relación con la producción de forma continuada a su capacidad nominal, tal que le permita con un nivel de llenado del 50% disponer de una autonomía mínima de 3 días, si la planta se encuentra ubicada en el Mediterráneo, o 4 días, si la planta en cuestión se encuentra emplazada en el Atlántico o en el Cantábrico.

Cuadro 62. Determinación de la proporción de retribución del tanque de GNL asociada al stock de seguridad

Planta	Capacidad de vaporización maxima demandada 2013-2018 (MWh/día) (A)	Capacidad de almacenamiento GNL a 31/12/2018 (MWh) (B)	Gas talón a 31/12/2018 (MWh) (C)	Días de almacenamiento por condiciones meteorologicas (D)	Stock de seguridad (MWh) (E) = [(A) * (D)] / 50%
Barcelona	382.233	5.206.000	473.230	3,00	2.293.397
Huelva	319.899	4.178.500	385.720	3,00	1.919.396,75
Cartagena	168.170	4.020.950	356.160	3,00	1.009.018,73
Bilbao	178.106	3.078.000	280.233	4,00	1.424.851,29
Sagunto	256.827	4.059.000	182.540	3,00	1.540.964,35
Mugardos	100.484	2.055.000	123.300	4,00	803.868,74
TOTAL	**1.405.720**	**22.597.450**	**1.801.183**		**8.991.497**

% del tanque asociado al stock de seguridad (F) = (E) / [(B) - (C)]	**43,2%**
Retribución reconocida a los tanques de GNL (€) (G)	**173.775.944**
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€) (H)	**13.902.076**
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€) [(F)*((G) - (H)]	**69.123.245**

Fuente: CNMC

Se señala que, en el cálculo del stock de seguridad se ha considerado la capacidad de vaporización máxima demandada en el periodo 2013-2018 en lugar de la capacidad nominal empleada en la planificación, a efectos de maximizar la utilización de los almacenamientos y minimizar el impacto del error de previsión en servicios sujetos a competencia internacional, lo que podría suponer una barrera al desarrollo del mercado interior del gas natural.

[40] Adicionalmente a la capacidad para hacer frente a contingencias meteorológicas, en la planificación del sector gasista se establece que las plantas de regasificación deben disponer de una capacidad de almacenamiento de GNL que permita una autonomía de al menos otros 3 días de producción nominal. No obstante, se considera que esta capacidad no está relacionada con el stock de seguridad por los que no se contempla en el criterio de asignación.

Se propone asignar parte de la retribución del tanque asociada al stock de seguridad al servicio de almacenamiento de GNL.

El **stock de flexibilidad logística** se corresponde con la capacidad que debe tener el tanque para permitir la descarga de barcos y la vaporización y carga en cisternas necesaria para satisfacer la demanda.

Dado que, en el caso español, en la planificación no se ha considerado necesario en el diseño de los tanques de GNL el almacenamiento a medio plazo, la retribución restante reconocida al tanque de GNL estaría asociado al stock de flexibilidad logística.

Cuadro 63. Determinación de la proporción de retribución del tanque de GNL asociada al stock de seguridad

Retribución reconocida a los tanques de GNL (€) (A)	173.775.944
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€) (B)	13.902.076
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€) (C)	69.123.245
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€) (D) = (A) - (B) - (C)	90.750.624

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que el stock de flexibilidad logística se determina para abastecer la demanda nacional, se propone su asignación a los servicios vaporización y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen de gas implicado en la prestación de los mismos.

b) Proporcional al volumen de gas implicado en el servicio

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 se asignan a los servicios de vaporización y carga en cisternas proporcionalmente al volumen del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 64).

Análogamente, la retribución reconocida por las tuberías de GNL a los servicios de descarga de GNL, carga en cisterna, trasvase de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío se asigna proporcionalmente al volumen del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 65).

Por último, la retribución reconocida a las instalaciones de descarga se asigna 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 del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 66).

Al respecto, se indica que, a efectos de establecer los precios de cada uno de los servicios, si en un ejercicio no hubiera previsión de volumen para las operaciones de trasvase 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[41], respectivamente, procediéndose, en su caso, a reescalar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

Cuadro 64. 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)	112.195.623
Stock de flexibilidad logística	90.750.624
Gas talón	13.902.076
Bombas primarias	5.633.827
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	1.909.096

Servicio	Volumen previsto 2020 (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	219.008.844	93,9%	219.008.844	93,9%	105.373.911
Carga en Cisternas	14.178.228	6,1%	14.178.228	6,1%	6.821.712
Total	**233.187.072**	**100,0%**	**233.187.072**	**100,0%**	**112.195.623**

Fuente: CNMC

Cuadro 65. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado

Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)	480.712

Servicio	Volumen previsto 2020 (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	236.625.045	50,0%	236.625.045	50,0%	240.257
Vaporización	219.008.844	46,3%	219.008.844	46,3%	222.370
Carga en Cisternas	14.178.228	3,0%	14.178.228	3,0%	14.396
Trasvase de GNL de planta a buque	3.387.313	0,7%	3.387.313	0,7%	3.439
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,0%	222
Puesta en frío	27.000	0,0%	27.000	0,0%	27
Total	**473.226.430**	**100,0%**	**473.445.430**	**100,0%**	**480.712**

Fuente: CNMC

[41] Se corresponde con el promedio registrado en los últimos cuatro años 2015-2018 para los servicios de trasvase de GNL de planta a buque y puesta en frío y con el promedio de las dos únicas operaciones registradas para el servicio de trasvase de GNL de buque a buque.

Cuadro 66. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)	12.067.172

Servicio	Volumen previsto 2020 (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	236.625.045	98,6%	236.625.045	98,5%	11.884.686
Trasvase de GNL de planta a buque	3.387.313	1,4%	3.387.313	1,4%	170.131
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	10.999
Puesta en frío	27.000	0,0%	27.000	0,0%	1.356
Total	**240.039.358**	**100,0%**	**240.258.358**	**100,0%**	**12.067.172**

Fuente: CNMC

c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio

Se propone asignar la retribución reconocida por cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de almacenamiento de GNL proporcionalmente a la retribución del tanque de GNL asignada a cada uno de los servicios.

Cuadro 67. 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)	800.367

Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	69.123.245	38,12%	305.120
Vaporización	105.373.911	58,12%	465.135
Carga en Cisternas	6.821.712	3,76%	30.112
Total	**181.318.868**	**100,00%**	**800.367**

Fuente: CNMC

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

El Boil-off es el gas generado en los tanques en exceso respecto de la cantidad de gas en equilibrio con el GNL. Este gas tiene que ser evacuado de los tanques para mantener la presión estable.

El boil-off se genera fundamentalmente por la evaporación del GNL contenido en el tanque como consecuencia del intercambio de calor con el exterior a través de

la superficie del tanque y por el desplazamiento del gas en equilibrio con el GNL almacenado durante el llenado del tanque.

El boil-off se comprime mediante compresores criogénicos y se envía al relicuador, donde se pone en contacto con GNL, y se condensa incorporándose nuevamente al proceso. De esta forma se evita su emisión a la atmósfera, y el consiguiente derroche.

En situaciones excepcionales o de emergencia, en las que el sistema de compresor y relicuador no son capaces de absorber todo el gas natural vaporizado, se dispone de una antorcha de seguridad diseñada para procesar todo el excedente de gas natural, evitando así su emisión directa a la atmósfera.

Teniendo en cuenta lo anterior y las alegaciones de varios miembros del CCH, 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 se asignan a cada uno de los servicios proporcionalmente al volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios. Se indica que en caso de que no haya previsión de prestación de servicio de trasvase de GNL de planta a buque, de buque a buque o puesta en frío para el ejercicio se consideran 50, 50 y 40 horas de funcionamiento, respectivamente, a efecto del cálculo de los peajes, procediéndose, en su caso, al reescalado de los precios para asegurar la suficiencia de ingresos (véase Cuadro 68).

El volumen de boil-off generado por servicio se ha estimado teniendo en cuenta la capacidad de generación teórica (según la información aportada por las empresas) y la utilización de las instalaciones prevista para el ejercicio.

Cuadro 68. 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)	14.151.167
Sistema de antorcha y combustor.	1.077.051
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	8.088.688
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	4.967.109
Relicuador de boil-off.	18.319

Servicio	Generación de BOG por servicio (GWh/h) (B)	Horas de funcionamiento previstas para 2020	Horas de funcionamiento previstas a efectos de la asignación (C)	Previsión boil-off 2020 (GWh) (D) = (B) * (C)	% sobre total (E)	Retribución asignada (€) (A) * (E)
Descarga de GNL	0,113	4.123	4.123	467	3,73%	527.149
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	68,13%	9.640.953
Carga de GNL en cisternas	0,035	72.048	72.048	2.506	19,97%	2.825.407
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,52%	780.889
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	1.352	1.352	295	2,35%	332.793
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,09%	12.310
Puesta en frío de buques	0,218	129	129	28	0,22%	31.665
Total				**12.550**	**100,00%**	**14.151.167**

Fuente: CNMC

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

Se asigna la retribución asociada a aquellos elementos de la planta que participan en la prestación de todos los servicios, sin que exista un inductor claro de coste, proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de los elementos. En particular, se asignan con este criterio la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico.

Cuadro 69. 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

	Asignación de la retribución de cada elemento por servicio							
Elemento retributivo	**Descarga de GNL**	**Almac. GNL**	**Vaporiz.**	**Carga en cisterna**	**Trasvase de GNL de planta a buque**	**Trasvase de GNL de buque a buque**	**Puesta en frío**	**Total**
Tanque de GNL		69.123.245	98.289.612	6.363.088				173.775.944
Bombas primarias			5.291.280	342.548				5.633.827
Retribución financiera del gas talón			1.793.020	116.077				1.909.096
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		305.120	465.135	30.112				800.367
Sistema de bombas secundarias.			8.272.119					8.272.119
Vaporizadores de agua de mar.			36.735.621					36.735.621
Vaporizadores de combustión sumergida.			4.902.885					4.902.885
Sistema de medida u odorización.			508.184					508.184
Sistema de captación de agua			4.111.298					4.111.298
Sistema de antorcha y combustor.	40.122	733.777	215.043	59.434	25.329	937	2.410	1.077.051
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	301.314	5.510.687	1.614.979	446.350	190.222	7.036	18.099	8.088.688
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	185.031	3.384.008	991.728	274.095	116.812	4.321	11.114	4.967.109
Relicuador de boil-off.	682	12.480	3.658	1.011	431	16	41	18.319
Cargaderos de cisternas.				1.679.875				1.679.875
Tuberías de gas natural			2.859.877					2.859.877
Tuberías de gas natural licuado	240.257		222.370	14.396	3.439	222	27	480.712
Instalaciones de descarga	11.884.686				170.131	10.999	1.356	12.067.172
Total	**12.652.092**	**79.069.317**	**166.276.807**	**9.326.984**	**506.363**	**23.532**	**33.048**	**267.888.144**
% de retribución asignado por servicio (B)	**4,72%**	**29,52%**	**62,07%**	**3,48%**	**0,19%**	**0,01%**	**0,01%**	**100,0%**
Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)	**822.542**	**5.140.483**	**10.810.048**	**606.369**	**32.920**	**1.530**	**2.149**	**17.416.042**
Obra civil	409.291	2.557.865	5.378.998	301.725	16.381	761	1.069	8.666.090
Sistemas de gestión y control	117.357	733.425	1.542.337	86.514	4.697	218	307	2.484.855
Servicios auxiliares.	201.056	1.256.499	2.642.323	148.216	8.047	374	525	4.257.040
Sistema de suministro eléctrico	94.839	592.694	1.246.391	69.914	3.796	176	248	2.008.057
Total	**13.474.635**	**84.209.800**	**177.086.856**	**9.933.353**	**539.283**	**25.062**	**35.197**	**285.304.185**

Fuente: CNMC

En el Cuadro 70 se resumen los criterios de asignación de cada elemento retributivo por servicio prestado en la planta y en el Cuadro 71 el resultado de la asignación por servicio.

Cuadro 70. Criterios de asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos

Asignación de la retribución por inversión	Criterio de asignación por servicio	Descarga de GNL	Almac. GNL	Carga de GNL en cisternas	Vaporiz.	Trasvase de GNL a buque	Trasvase de buque a buque	Puesta en frío de buques
Sistema de bombas secundarias.	**Directo**				**100%**			
Vaporizadores de agua de mar.	**Directo**				**100%**			
Vaporizadores de combustión sumergida.	**Directo**				**100%**			
Sistema de medida u odorización.	**Directo**				**100%**			
Sistema de captación de agua	**Directo**				**100%**			
Tuberías de gas natural	**Directo**				**100%**			
Cargaderos de cisternas.	**Directo**			**100%**				
Tanque almacenamiento GNL.								
Stock de seguridad	En función criterio diseño tanques y asignación directa		**100%**					
Stock flexibilidad logística	En función criterio diseño tanques y proporcional al volumen			SI	SI			
Talón del Tanque	En función criterio diseño tanques y proporcional al volumen			SI	SI			
Bombas primarias	En función de los volumenes involucrados			SI	SI			
Tuberías de gas natural licuado	En función de los volumenes involucrados	SI		SI	SI	SI	SI	SI
Instalaciones de descarga	En función de los volumenes involucrados	SI				SI	SI	SI
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	En función de los volumenes involucrados			SI	SI			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL	Proporcional a la retribución por los tanques asignado a cada actividad		SI	SI	SI			
Sistema de antorcha y combustor.	En función del boil-off generado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	En función del boil-off generado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Relicuador de boil-off.	En función del boil-off generado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	En función del boil-off generado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Instalaciones de obra civil terrestre								
Infraestructura terrestre	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Adecuación de Terrenos	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Edificios	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sistemas de gestión y control	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Servicios auxiliares.	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sistema de suministro eléctrico	Proporcional a la retribución asignada	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Fuente: CNMC

Cuadro 71. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos. Año 2020

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.474.635
Almacenamiento de GNL	84.209.800
Vaporización	177.086.856
Carga de GNL en cisternas	9.933.353
Trasvase de GNL de planta a buque	539.283
Trasvase de GNL de buque a buque	25.062
Puesta en frío de buques	35.197
Total	**285.304.185**

Fuente: CNMC

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

Los costes de operación y mantenimiento variables se asignan por servicio conforme a los porcentajes establecidos en el epígrafe 1.c del Anexo I de la Circular. Dichos porcentajes han sido obtenidos a partir de la información proporcionada por las empresas titulares de instalaciones de regasificación a esta Comisión, en el ámbito del informe sobre las propuestas de órdenes por las que se establecen los peajes y cánones, una vez ha sido contrastada con la información disponible de la Circular 1/2015[42]. En particular, se dispone de información sobre los costes de O&M fijos y variables correspondiente a los ejercicios 2006-2018 aportada por las empresas en el ámbito del informe sobre las propuestas de Ordenes e información correspondiente a los ejercicios 2016-2017 en el ámbito de la Circular 1/2015. De acuerdo con dichas fuentes de información, los costes operativos de regasificación variables representan aproximadamente el 25% de los costes operativos, siendo los principales componentes el coste asociado al suministro eléctrico y, en menor medida, el coste de odorización.

En el cálculo de los porcentajes de asignación por servicio se ha considerado el promedio de los últimos dos años 2017-2018. Cabe señalar que, dado que no se dispone de información sobre los costes variables de las operaciones de trasvase de buque a buque, para la determinación del porcentaje correspondiente se ha considerado el mismo coste unitario que el de la puesta en frío.

[42] Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad

En el Cuadro 72 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.

Cuadro 72. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para 2020 por servicio prestado en la planta.

Retribución variable O&M (€) (A)	41.247.666

Asignación de la retribución por servicio	% de asignación de retribución variable por servicio (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	10,0%	4.122.520
Almacenamiento de GNL	16,8%	6.926.016
Carga de GNL en cisternas	67,1%	27.672.130
Vaporización	5,8%	2.392.996
Trasvase de GNL a buque	0,2%	71.550
Trasvase de GNL de buque a buque	0,1%	58.537
Puesta en frío de buques	0,0%	3.917
Total	**100,0%**	**41.247.666**

Fuente: CNMC

III. Asignación de la retribución de regasificación no asociada al uso a de instalaciones

La retribución por continuidad de suministro, la retribución asociada a El Musel y el impacto de la Sentencia firme de 24 de octubre de 2016 de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-administrativo del Tribunal Supremo son conceptos retributivos de naturaleza hundida, cuya magnitud no depende de la demanda y en gran medida de carácter transitorio. En concreto, conforme a la Circular 9/2019 por la que se establece la metodología de retribución de las actividades de transporte y regasificación, está prevista la progresiva reducción de la retribución por continuidad de suministro durante el periodo regulatorio. Asimismo, conforme a la Disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017, el impacto de la Sentencia del Tribunal Supremo se lamina en el periodo comprendido entre los años 2018 y 2022, ambos inclusive.

Se considera que estos costes, dada su naturaleza, su carácter transitorio y teniendo en cuenta que se obedecen a decisiones nacionales, deben ser soportados en su totalidad por la demanda nacional, independientemente desde

dónde sea suministrada. Todo ello a efectos de maximizar la utilización de las instalaciones de regasificación en aquellos servicios sujetos a competencia internacional, lo que, a su vez, incidirá en la evolución de los peajes por el uso de las instalaciones.

En consecuencia, se asigna la retribución por continuidad de suministro, la retribución asociada a Musel y el impacto de la Sentencia del Tribunal Supremo a la demanda nacional y su recuperación a través de un peaje específico que conste de un único término variable en el caso de los consumidores suministrados desde planta monocliente o un término fijo en el caso de consumidores suministrados desde redes locales.

6.4 Determinación de los inductores de coste por servicio y de las variables de facturación

Una vez asignado el coste de cada uno de los elementos retributivos a cada uno de los servicios prestados por la planta, se identifica la variable inductora del coste y se determina la variable de facturación del servicio. En particular, teniendo en cuentas las observaciones realizadas por los agentes, se consideran como variables inductoras del coste y de facturación para cada uno de los servicios individuales prestados por la planta las siguientes.

- *Servicio de descarga*
  El servicio de descarga consiste en el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación. El coste asociado a este servicio incluye todas aquellas instalaciones implicadas en la descarga, que depende, fundamentalmente, de dos variables inductoras del coste: el tamaño del buque, en la medida en que condiciona el diseño del puerto y de los costes asociados a la transferencia del gas al tanque, que, a su vez, dependen del volumen de gas descargado. En consecuencia, se considera como variables de facturación un término fijo por buque en función del tamaño y un término variable por kWh descargado.

- *Servicio de almacenamiento de GNL*

  El servicio de almacenamiento de GNL incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación. El coste asociado al servicio depende del volumen de gas que como máximo puede ser almacenado y del volumen almacenado, por lo que se consideran como variables de facturación un término fijo por capacidad de almacenamiento contratada en kWh almacenado/día y un término variable por kWh almacenado.

- *Servicio de regasificación*

  El servicio de regasificación consiste en el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL. Se considera que el coste asociado a las instalaciones implicadas en el servicio de regasificación depende, fundamentalmente, de dos variables inductoras del coste: la capacidad de regasificación de la planta y el volumen de gas que se regasifica. Por tanto, se considera que la recuperación de los costes asociados a este servicio debe realizarse a través de dos variables de facturación: un término fijo por capacidad de regasificación contratada (kWh/día) y un término variable por kWh regasificado.

- *Servicio de carga de cisternas*

  El servicio de carga de cisternas incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisterna del GNL depositado en las plantas de regasificación para su transporte a las plantas satélites de regasificación. El coste de las instalaciones asociadas depende, fundamentalmente, de dos variables inductoras del coste: el número de cargaderos, que, a su vez, determina el número de camiones que pueden ser cargados en un periodo de tiempo, lo que, a su vez, depende de la capacidad de las cisternas, y los costes asociados a la transferencia del gas desde el tanque a la cisterna, que, a su vez, dependen del volumen de gas cargado. En consecuencia, se considera como variables de facturación un término fijo por capacidad (kWh/día) y un término variable por kWh cargado. Cabe señalar que, actualmente, el peaje de carga en cisterna contempla un término fijo en función de la capacidad contratada.

- *Servicio de trasvase de GNL de planta a buque*

  El servicio de trasvase de GNL de planta a buque incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para para transferir el GNL desde una planta de regasificación a un buque metanero. El coste asociado a este servicio incluye todas aquellas instalaciones implicadas en la carga de GNL desde el tanque de la planta al buque, que depende, fundamentalmente, de los costes asociados a la transferencia del gas desde el tanque al buque, que, a su vez, dependen del volumen de gas cargado. No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que i) la mayor parte de la retribución asignada a este servicio tiene naturaleza variable, ii) la retribución fija asignada al servicio se realiza en función de un criterio de volumen implicado en la prestación del servicio y iii) el servicio está sometido a competencia internacional, se considera como variable de facturación un término variable por kWh de GNL cargado.

- *Servicio de trasvase de GNL de buque a buque*

  El servicio de trasvase de GNL de buque a buque incluye el derecho al uso de las instalaciones de la planta de regasificación necesarias para transferir el GNL de un buque a otro buque. El coste asociado a la prestación del servicio incluye, por tanto, el coste de las instalaciones necesarias para el

atraque del barco, cuya variable inductora, como se ha comentado, es el tamaño del buque, en la medida en que condiciona el diseño del puerto y las instalaciones empleadas en la transferencia del gas de un buque a otro buque, cuya variable inductora es el volumen de gas transferido. En consecuencia, cabría considerar dos variables inductoras de facturación: un término fijo por buque en función del tamaño y un término variable por kWh descargado. No obstante, análogamente al servicio de trasvase de GNL de planta a buque, y por las mismas razones, se considera como variable de facturación un único término variable por kWh de GNL trasvasado.

- *Servicio de trasvase de GNL de puesta en frío*

  El servicio de puesta en frio de buques incluye el derecho al uso de las instalaciones para realizar las operaciones necesarias para que un buque metanero sin carga pueda recibir GNL de las plantas de licuefacción o regasificación, en las condiciones de seguridad apropiadas. El coste asociado a este servicio incluye todas aquellas instalaciones implicadas en la carga de GNL desde el tanque de la planta al buque, que depende, fundamentalmente, de los costes asociados a la transferencia del gas desde el tanque al buque, que, a su vez, dependen del volumen de gas cargado. No obstante, análogamente al servicio de trasvase de GNL de planta a buque y puesta en frío, y por las mismas razones, se considera como variable de facturación un único término variable por kWh de GNL trasvasado.

- *Servicio de licuefacción virtual*

  El servicio de licuefacción virtual permite transformar de forma virtual el gas natural en el punto de salida hacia una planta de regasificación en GNL. En consecuencia, es un servicio que carece de variable inductora del coste. No obstante, dado que el servicio implica una reducción del servicio de vaporización, se propone como término de facturación un término fijo por capacidad de licuefacción contratada (kWh/día).

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

6.5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual

Una vez que se han asignado los costes fijos y variables de la planta a cada uno de los servicios y se han determinado las variables de facturación a partir de los inductores de coste, el peaje de cada servicio prestado en la planta se obtiene como resultado de dividir el coste fijo o variable asignado a cada servicio entre la previsión de la variable de facturación fija o variable, respectivamente, con la excepción del peaje de descarga, para el que se ha asignado la retribución fija por tamaño del barco en función del tiempo de descarga y los peajes de trasvase de GNL de planta a buque, de buque a buque y puesta en frío para los que se

considera únicamente un término variable, a efectos de incentivar la utilización de los servicios.

En el Cuadro 73 se resume la retribución de la actividad de regasificación que se recupera mediante los peajes por el uso de los servicios prestados en la planta y en los cuadros siguientes se muestra la obtención de los términos de facturación de los peajes asociados a cada servicio.

Cuadro 73. Asignación de la retribución prevista para 2020 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	13.474.635	4.122.520	17.597.154
Almacenamiento de GNL	84.209.800	6.926.016	91.135.817
Vaporización	177.086.856	27.672.130	204.758.986
Carga de GNL en cisternas	9.933.353	2.392.996	12.326.349
Trasvase de GNL de planta a buque	539.283	71.550	610.833
Trasvase de GNL de buque a buque	25.062	58.537	83.599
Puesta en frío de buques	35.197	3.917	39.114
Total	**285.304.185**	**41.247.666**	**326.551.851**

Fuente: CNMC

Cuadro 74. 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)	13.474.635	4.122.520	17.597.154
%	77%	23%	100%

Variables de facturación

Tamaño del barco (T) (m3)	Nº de Barcos (B)	Tiempos medios de operación (horas) (C)	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)	52	11,83	27.859.576
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	150	16,49	152.230.677
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	50	17,52	54.237.178
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	1	27,83	2.297.614
TOTAL	**253**	**15,78**	**236.625.045**

Determinación del coste horario fijo por operación	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	13.474.635
Nº de barcos (B)	253
Tiempo medio ponderado (C)	16
Nº horas de operación (B) * (C)	3.994
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	3.373

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)	39.902	0,000017
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	39.902	0,000017
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	55.631	0,000017
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	59.099	0,000017
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	93.891	0,000017

Fuente: CNMC

Cuadro 75. 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)	84.209.800	6.926.016	91.135.817
%	92,4%	7,6%	100,0%

	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen almacenado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	14.463.390.344	4.372.506.361.295

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y mes)	Término variable (€/kWh almacenado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000485	0,000002

Fuente: CNMC

Cuadro 76. 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)	177.086.856	27.672.130	204.758.986
%	86,5%	13,5%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día)/mes	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	706.760.370	219.008.843.649

	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh regasificado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,020880	0,000126

Fuente: CNMC

Cuadro 77. 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)	9.933.353	2.392.996	12.326.349
%	80,6%	19,4%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	47.944.552	14.178.228.255

	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)
Términos de facturación (A)/(B)	0,017265	0,000169

Fuente: CNMC

Cuadro 78. 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)	539.283	71.550	610.833
%	88,3%	11,7%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	**26**	**3.387.312.839**

	Término variable (€/kWh travasado)
Términos de facturación (A)/(B)	**0,000180**

Fuente: CNMC

Cuadro 79. 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)	25.062	58.537	83.599
%	30,0%	70,0%	100,0%

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

	Término variable (€/kWh travasado)
Términos de facturación (A)/(B)	**0,000382**

Fuente: CNMC

Cuadro 80. 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)	35.197	3.917	39.114
%	90,0%	10,0%	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)	**0,0014487**

Fuente: CNMC

Cuadro 81. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	**177.086.856**
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	**10.810.048**
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	**6,1%**
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día) (D)	**0,020880**
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día) (D) * (C)	**0,001275**

Fuente: CNMC

Finalmente, los peajes aplicables a los servicios agregados resultan de la agregación de los peajes incluidos en la prestación del correspondiente servicio (véanse Cuadro 82, Cuadro 83 y Cuadro 84).

Cuadro 82. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y mes)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	39.902		0,000017
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	39.902		0,000017
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	55.631		0,000017
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	59.099		0,000017
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	93.891		0,000017
Almacenamiento de GNL		0,000485	0,000002
Vaporización		0,020880	0,000126

Fuente: CNMC

Cuadro 83. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y mes)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,000485	0,000002
Vaporización	0,020880	0,000126

Fuente: CNMC

Cuadro 84. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y mes)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	39.902		0,000017
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	39.902		0,000017
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	55.631		0,000017
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	59.099		0,000017
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	93.891		0,000017
Almacenamiento de GNL		0,000485	0,000002
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000180

Fuente: CNMC

6.5.2 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 85 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

Cuadro 85. 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

Como se ha comentado, el nivel de los multiplicadores ha de establecerse de forma que se asegure la recuperación de la retribución reconocida sin que suponga una barrera a la contratación de corto plazo. En consecuencia, análogamente a la actividad del transporte, el nivel de los multiplicadores para cada uno de los productos considerados resulta de la comparación entre la facturación que se obtendría de contratar capacidad en términos anuales con la que resultaría de contratar la capacidad en términos trimestral, mensual y diario. En línea con las observaciones de los agentes, se propone un único multiplicador para el producto intradiario, independientemente de la duración del contrato. El multiplicador del producto intradiario se ha calculado de forma que las facturaciones del producto diario e intradiario sean equivalentes dada una duración del contrato de 12 horas.

En los cuadros siguientes se muestran 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 2015-2018, 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, debido a que es el único ejercicio que cuenta con el impacto del plan invernal y del aplicable al servicio de carga en cisterna, para el que se

establece el mismo multiplicador que para el servicio de regasificación, en tanto no se disponga de la información necesaria para su cálculo.

Cuadro 86. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario

	Multiplicadores regasificación			
Multiplicador	**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

6.5.3 Peajes estándar de capacidad interrumpible

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, se contemplan peajes de regasificación de capacidad interrumpible para los servicios de regasificación, carga en cisternas y licuefacción virtual diarios e intradiarios.

Análogamente a los peajes interrumpibles de la actividad de transporte, se propone aplicar un descuento ex-post del triple del precio de reserva del producto correspondiente por el número de horas interrumpido. En particular, se propone:

$$DI = \frac{3 * Tf_S * V * N}{T}$$

Donde,

DI: Descuento por interrumpibilidad
Tf_S: Término fijo del peaje correspondiente (diario o intradiario)

V: Volumen no servido
N: número de horas de interrupción
T: tiempo total de la duración del contrato

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

Como se ha comentado, la retribución asociada aquellos costes de naturaleza hundida que no dependen del uso de las instalaciones se recupera a través de un peaje específico, a efectos de maximizar la utilización de las instalaciones de regasificación.

En línea con las observaciones de los miembros del CCH y teniendo en cuenta la naturaleza de los costes, se asigna la retribución asociada a la recuperación de otros costes de regasificación a un término fijo, con la excepción de los consumidores suministrados desde plantas uniclientes, a los que se aplica un término variable al no disponerse de información sobre la capacidad demandada por éstos.

En particular, en primer lugar, se asigna la retribución asociada a otros costes de regasificación entre los consumidores suministrados desde las redes locales y desde plantas uniclientes proporcionalmente al volumen (véase Cuadro 87).

Cuadro 87. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación. 2020

Retribución a recuperar (€) (A)	123.788.767
Retribución por continuidad de suministro	88.006.664
Hibernación MUSEL	23.605.525
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578

Variables de facturación previstas (kWh) (B)	388.112.595.947
Demanda consumidores nacionales conectados a la red de T&D	375.130.429.918
Demanda consumidores nacionales conectados a PS distribución	1.299.089.804
Demanda consumidores conectados PS unicliente	11.683.076.226

	Término variable (€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000319

Fuente: CNMC

Se indica que el término variable que resulta será el de aplicación a los comercializadores por los suministros a consumidores conectados a plantas satélite uniclientes.

En segundo lugar, la retribución que se debe recuperar a través de los términos fijos de los consumidores suministrados desde las redes locales se asigna por grupo tarifario proporcionalmente al número de suministros.

Para aquellos consumidores que dispongan de equipo de medida que permita el registro diario del caudal el término fijo por caudal (€/kWh/día)/año resulta del cociente de la retribución a recuperar por cada grupo tarifario y la capacidad prevista del mismo.

Para aquellos consumidores sin obligación de equipo de medida con registro del caudal máximo, el término fijo resulta del cociente entre la retribución que se debe recuperar a través de cada grupo tarifario y del número de suministros de dicho grupo.

En el Cuadro 88 se muestra el cálculo de los términos fijos del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para los consumidores conectados a redes locales para 2020.

Cuadro 88. Término fijo del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación aplicable a consumidores conectados a redes locales. 2020

Demanda consumidores nacionales conectados a la red locales (kWh) (A)	**376.429.519.721**
Demanda consumidores nacionales conectados a la red de T&D	375.130.429.918
Demanda consumidores nacionales conectados a PS distribución	1.299.089.804
Término variable asociado a otros costes de regasificación (B)	0,000319
Retribución a recuperar a través de consumidores conectados de redes locales (€) (C) = (A)*(B)	120.062.442

Grupo Tarifario	Número de suministros (N)	% número de suministros sobre total (D)	Retribución a recuperar por grupo tarifario (€) ($RV_{OC,RL,GTK}$) (E) = (D) * (C)	Capacidad contratada (kWh/día) (F)	Termino por cliente (€/año) (E) / (N)	Término por capacidad facturada (€/kWh/día)/año (E) / (F)
RL.1	4.640.370	58,274%	69.965.420	68.437.845	15,077552	1,022321
RL.2	2.906.238	36,497%	43.818.958	147.382.237	15,077552	0,297315
RL.3	334.079	4,195%	5.037.099	47.368.017	15,077552	0,106340
RL.4	54.243	0,681%	817.859	38.383.035	15,077552	0,021308
RL.5	22.296	0,280%	336.168	80.520.107	15,077552	0,004175
RL.6	3.276	0,041%	49.390	46.418.898	15,077552	0,001064
RL.7	1.179	0,015%	17.776	57.409.990		0,000310
RL.8	712	0,009%	10.739	85.807.711		0,000125
RL.9	328	0,004%	4.952	104.217.498		0,000048
RL.10	170	0,002%	2.568	187.565.705		0,000014
RL.11	100	0,001%	1.511	880.112.913		0,000002
Total	**7.962.993**	**100%**	**120.062.442**	**1.743.623.955**		

Fuente: CNMC

6.7 Análisis de la variación de los peajes de regasificación

En el Cuadro 89 se muestra el resultado de aplicar los peajes vigentes y los peajes de la Circular a la previsión de las variables de facturación para el ejercicio 2020. 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 29,4% y el 70,8%), con la excepción del peaje por el servicio de vaporización para el que resulta un incremento del 6,8%. 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.

Cabe señalar que la facturación que resulta de aplicar los peajes de regasificación por el uso de las instalaciones de la Circular recupera el 72,5% de la retribución de regasificación prevista para el ejercicio (450,3 M€), mientras que la facturación que resulta de aplicar los peajes vigentes representa el 84,3% de la retribución prevista.

Cuadro 89. Peajes de regasificación vigentes y peajes de regasificación por el uso de las instalaciones de la Circular. Año 2020

	Previsión variables de facturación 2020			Facturación (€)			Facturación media (€/MWh)		
Servicio	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	253		236.625.045	17.601.660	24.925.878	- 7.324.218	0,07	0,11	-29,4%
Almacenamiento de GNL		14.463.390	4.372.506.361	91.159.154	141.669.206	- 50.510.052	0,02	0,03	-35,7%
Vaporización		706.760	219.008.844	204.811.418	191.736.838	13.074.580	0,94	0,88	6,8%
Carga en Cisternas		47.945	14.178.228	12.329.506	18.997.566	- 6.668.060	0,87	1,34	-35,1%
Trasvase de GNL planta a buque	26		3.387.313	610.989	2.093.598	- 1.482.609	0,18	0,62	-70,8%
Puesta en frío	3		27.000	39.124	118.701	- 79.577	1,45	4,40	-67,0%
Trasvase de buque a buque	-		-	-	-	-	n.a.	n.a.	n.a.
Liquefacción Virtual			-	-	-	-	n.a.	n.a.	n.a.
Total (1)			**233.187.072**	**326.551.851**	**379.541.788**	**- 52.989.937**	**1,40**	**1,63**	**-14,0%**

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.

6.8 Evolución prevista de los peajes y cánones de regasificación durante el periodo regulatorio

En el Cuadro 90 se muestra la evolución de la retribución de la actividad de regasificación, de las variables de previsión y de los peajes por el uso de las infraestructuras de regasificación hasta el final del periodo regulatorio. Se observa que, con la excepción del peaje por el servicio de vaporización para el ejercicio 2020, los peajes de la actividad de regasificación experimentan reducciones durante los primeros años del periodo regulatorio.

Cuadro 90. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones

1. Previsión de la retribución regasificación

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución Inversión	154.586.461	157.488.436	154.111.954	149.510.690	141.543.934	134.403.294	121.789.775
Retribución O & M Fijo	130.717.724	132.657.179	137.247.127	142.171.927	146.879.127	151.368.727	155.640.727
Retribución O & M Variable	41.247.666	24.679.225	19.250.000	19.500.000	20.000.000	20.500.000	21.000.000
Retribución por Continuidad del suministro	88.006.664	84.826.642	70.405.331	57.204.331	44.003.332	30.802.332	17.601.333
Hibernación MUSEL	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578	12.168.193	12.134.969	3.058.673	-	-	-
Total	**450.340.618**	**435.425.198**	**416.754.906**	**395.051.146**	**376.031.917**	**360.679.878**	**339.637.360**
	-	-	-	-	-	-	-

2. Retribución por Servicio

Retribución fija

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	13.474.635	13.457.937	13.266.163	13.126.267	12.767.605	12.433.928	11.689.035
Almacenamiento de GNL	84.209.800	84.215.579	83.393.678	82.725.931	80.756.061	79.127.276	75.364.131
Vaporización	177.086.856	182.111.181	184.180.908	185.047.351	183.917.776	182.638.018	177.820.375
Carga de GNL en cisternas	9.933.353	9.621.848	9.579.619	9.693.928	9.777.274	10.239.184	11.104.349
Trasvase de GNL de planta a buque	539.283	679.637	880.492	1.031.647	1.148.193	1.278.002	1.397.926
Trasvase de GNL de buque a buque	25.062	24.565	24.062	23.886	23.575	23.817	24.376
Puesta en frío de buques	35.197	34.868	34.159	33.606	32.576	31.795	30.310
Total	**285.304.185**	**290.145.615**	**291.359.081**	**291.682.617**	**288.423.061**	**285.772.021**	**277.430.502**

Retribución variable

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	4.122.520	2.466.578	1.923.951	1.948.938	1.998.911	2.048.883	2.098.856
Almacenamiento de GNL	6.926.016	4.143.961	3.232.324	3.274.302	3.358.259	3.442.215	3.526.171
Vaporización	27.672.130	16.556.736	12.914.391	13.082.111	13.417.550	13.752.988	14.088.427
Carga de GNL en cisternas	2.392.996	1.431.773	1.116.795	1.131.299	1.160.306	1.189.314	1.218.322
Trasvase de GNL de planta a buque	71.550	42.810	33.392	33.825	34.693	35.560	36.427
Trasvase de GNL de buque a buque	58.537	35.024	27.319	27.674	28.383	29.093	29.802
Puesta en frío de buques	3.917	2.344	1.828	1.852	1.899	1.947	1.994
Total variables	**41.247.666**	**24.679.225**	**19.250.000**	**19.500.000**	**20.000.000**	**20.500.000**	**21.000.000**

3. Previsión de las variables de facturación

Servicio	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	Nº de Buques	Buques	253	261	263	259	250	233	200
	Volumen	MWh	236.625.045	243.999.691	245.597.825	242.348.494	234.172.732	217.833.063	187.293.083
Almacenamiento de GNL	Capacidad contratada	MWh/día/mes	14.463.390	14.992.350	15.132.259	14.999.000	14.452.537	13.322.844	11.235.692
	Volumen	MWh	4.372.506.361	4.532.418.912	4.574.715.792	4.534.429.462	4.369.225.078	4.027.701.531	3.396.723.275
Regasificación	Capacidad contratada	MWh/día/mes	706.760	730.746	735.039	726.139	698.902	643.862	542.265
	Volumen	MWh	219.008.844	225.434.193	225.455.181	221.440.432	212.807.601	196.019.778	165.041.979
Carga en Cisternas	Capacidad contratada	MWh/día/mes	47.945	48.243	48.671	49.093	49.500	49.880	50.230
	Volumen	MWh	14.178.228	14.266.609	14.393.149	14.517.892	14.638.322	14.750.654	14.854.070
Trasvase de planta a buque	Nº de Buques	Buques	26	34	44	54	63	73	82
	Volumen	MWh	3.387.313	4.247.491	5.697.938	6.338.938	6.676.394	7.013.850	7.351.307
Trasvase de buque a buque	Nº de Buques	Buques	-	-	-	-	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-	-	-	-	-
Puesta en frío	Nº de Buques	Buques	3	3	3	3	3	3	3
	Volumen	MWh	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
Licuefacción virtual	Capacidad contratada	MWh/día/mes	-	-	-	-	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-	-	-	-	-

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

Peajes sin reescalar

Servicio	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	TF	€/Buque	53.245	51.572	50.506	50.644	50.980	53.371	58.355
	TV	€/MWh	0,017422	0,010109	0,007834	0,008042	0,008536	0,009406	0,011206
Almacenamiento de GNL	TF	€/ (MWh/día) y año	0,485	0,46810	0,45925	0,45962	0,46564	0,49493	0,55896
	TV	€/MWh	0,002	0,00091	0,00071	0,00072	0,00077	0,00085	0,00104
Regasificación	TF	€/ (MWh/día) y año	250,56	249,21	250,57	254,84	263,15	283,66	327,92
	TV	€/MWh	0,12635	0,07344	0,05728	0,05908	0,06305	0,07016	0,08536
Carga en Cisternas	TF	€/ (MWh/día) y año	207,18	199,44	196,82	197,46	197,52	205,28	221,07
	TV	€/MWh	0,16878	0,10036	0,07759	0,07792	0,07926	0,08063	0,08202
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,18033	0,17009	0,16039	0,16808	0,17717	0,18728	0,19512
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	0,38173	0,27209	0,23461	0,23543	0,23725	0,24160	0,24739
Puesta en frío	TV	€/MWh	1,44866	1,37819	1,33287	1,31327	1,27687	1,24970	1,19647
Licuefacción Virtual	TF	€/ (MWh/día) y año	0,12746	0,12174	0,12090	0,12261	0,12785	0,13861	0,16460

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

Servicio	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	TF	€/Buque		-3,1%	-2,1%	0,3%	0,7%	4,7%	9,3%
	TV	€/MWh		-42,0%	-22,5%	2,7%	6,1%	10,2%	19,1%
Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año		-3,5%	-1,9%	0,1%	1,3%	6,3%	12,9%
	TV	€/MWh		-42,3%	-22,7%	2,2%	6,4%	11,2%	21,5%
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año		-0,5%	0,5%	1,7%	3,3%	7,8%	15,6%
	TV	€/MWh		-41,9%	-22,0%	3,1%	6,7%	11,3%	21,7%
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año		-3,7%	-1,3%	0,3%	0,0%	3,9%	7,7%
	TV	€/MWh		-40,5%	-22,7%	0,4%	1,7%	1,7%	1,7%
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh		-5,7%	-5,7%	4,8%	5,4%	5,7%	4,2%
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh		-28,7%	-13,8%	0,3%	0,8%	1,8%	2,4%
Puesta en frío	TV	€/MWh		-4,9%	-3,3%	-1,5%	-2,8%	-2,1%	-4,3%
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año		-4,5%	-0,7%	1,4%	4,3%	8,4%	18,8%

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

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	0,074	0,065	0,062	0,062	0,063	0,066	0,074
Almacenamiento de GNL	0,021	0,019	0,019	0,019	0,019	0,021	0,023
Vaporización	0,935	0,881	0,874	0,895	0,927	1,002	1,163
Carga de GNL en cisternas	0,869	0,775	0,743	0,746	0,747	0,775	0,830
Trasvase de GNL de planta a buque	0,180	0,170	0,160	0,168	0,177	0,187	0,195
Trasvase de GNL de buque a buque	-	-	-	-	-	-	-
Puesta en frío de buques	1,449	1,378	1,333	1,313	1,277	1,250	1,196
Licuefacción virtual							
Total (1)	**1,400**	**1,313**	**1,295**	**1,319**	**1,356**	**1,453**	**1,659**

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

Retribución regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	-29,4%	-12,2%	-5,2%	0,6%	1,4%	5,4%	10,7%
Almacenamiento de GNL	-35,7%	-6,5%	-2,9%	0,2%	1,5%	6,5%	13,3%
Vaporización	6,8%	-5,7%	-0,8%	2,3%	3,6%	8,0%	16,1%
Carga de GNL en cisternas	-35,1%	-10,9%	-4,1%	0,3%	0,2%	3,7%	7,1%
Trasvase de GNL de planta a buque	-70,8%	-5,7%	-5,7%	4,8%	5,4%	5,7%	4,2%
Trasvase de GNL de buque a buque	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Puesta en frío de buques	-67,0%	-4,9%	-3,3%	-1,5%	-2,8%	-2,1%	-4,3%
Licuefacción virtual	n.a.						
Total	**n.a.**	**-6,2%**	**-1,4%**	**1,8%**	**2,8%**	**7,2%**	**14,2%**

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.

Por otro lado, en el Cuadro 91 se muestra la evolución de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, la previsión de las variables de facturación y evolución de los términos de facturación de dicho peaje hasta el final del periodo regulatorio. Se indica así mismo la facturación media correspondiente a cada grupo tarifario así su variación porcentual.

Cuadro 91. Evolución durante el periodo regulatorio de peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

1. Previsión de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

Retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución por Continuidad del suministro	88.006.664	84.826.642	70.405.331	57.204.331	44.003.332	30.802.332	17.601.333
Hibernación MUSEL	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525	23.605.525
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	12.176.578	12.168.193	12.134.969	3.058.673	-	-	-
Total	**123.788.767**	**120.600.359**	**106.145.825**	**83.868.529**	**67.608.856**	**54.407.857**	**41.206.857**

2. Previsión de las variables de facturación

Demanda	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores nacionales conectados a la redes locales			**376.429.519.721**	**374.655.510.283**	**373.008.656.880**	**369.539.374.407**	**360.742.815.162**	**344.613.972.977**	**315.021.529.664**
RL.1	Volumen	kWh	10.719.892.272	10.599.194.397	10.437.906.169	10.267.461.263	10.086.557.759	9.894.894.463	9.689.919.662
RL.2	Volumen	kWh	20.794.338.250	20.558.316.040	20.241.657.362	19.908.228.750	19.555.104.615	19.181.907.372	18.783.734.129
RL.3	Volumen	kWh	6.675.992.258	6.600.301.490	6.498.743.010	6.391.792.357	6.278.510.121	6.158.774.677	6.031.012.451
RL.4	Volumen	kWh	6.088.276.957	6.068.839.024	6.036.563.069	5.991.961.691	5.927.085.800	5.840.394.243	5.725.932.211
RL.5	Volumen	kWh	12.641.485.124	12.634.213.321	12.607.641.771	12.550.933.464	12.444.693.204	12.285.009.595	12.057.775.580
RL.6	Volumen	kWh	7.890.278.010	7.927.282.794	7.961.918.543	7.972.900.727	7.950.847.668	7.893.518.195	7.794.220.926
RL.7	Volumen	kWh	9.987.799.509	10.122.581.797	10.278.707.859	10.398.310.080	10.473.744.928	10.501.732.251	10.475.244.554
RL.8	Volumen	kWh	18.074.324.767	18.375.162.063	18.725.757.225	19.002.727.342	19.197.692.080	19.305.968.735	19.317.693.199
RL.9	Volumen	kWh	25.985.199.788	26.423.917.749	26.932.591.840	27.328.775.855	27.599.197.509	27.735.342.380	27.718.515.896
RL.10	Volumen	kWh	51.306.840.123	51.919.145.269	52.644.401.566	53.161.467.442	53.360.164.684	53.175.055.958	52.370.472.532
RL.11	Volumen	kWh	206.265.092.664	203.426.556.338	200.642.768.466	196.564.815.436	187.869.216.795	172.641.375.107	145.057.008.524
Consumidores conectados PS unicliente	**Volumen**	**kWh**	**11.683.076.226**	**11.770.699.298**	**11.888.406.291**	**12.007.290.353**	**12.127.363.257**	**12.248.636.890**	**12.371.123.258**
Total Demanda	**Volumen**	**kWh**	**388.112.595.947**	**386.426.209.581**	**384.897.063.171**	**381.546.664.761**	**372.870.178.419**	**356.862.609.866**	**327.392.652.922**

Número suministros	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Suministros	Número	4.640.370	4.655.771	4.676.905	4.694.774	4.708.503	4.717.580	4.720.371
RL.2	Suministros	Número	2.906.238	2.915.582	2.928.189	2.938.879	2.947.055	2.952.447	2.954.048
RL.3	Suministros	Número	334.079	335.154	336.603	337.833	338.773	339.393	339.578
RL.4	Suministros	Número	54.243	54.774	55.456	56.064	56.530	56.832	56.908
RL.5	Suministros	Número	22.296	22.586	22.956	23.289	23.546	23.715	23.761
RL.6	Suministros	Número	3.276	3.315	3.364	3.410	3.447	3.474	3.486
RL.7	Suministros	Número	1.179	1.190	1.204	1.217	1.229	1.239	1.248
RL.8	Suministros	Número	712	718	725	732	740	746	753
RL.9	Suministros	Número	328	331	334	337	341	344	347
RL.10	Suministros	Número	170	172	173	175	177	178	180
RL.11	Suministros	Número	100	101	102	102	103	104	105
Total Suministros	**Suministros**	**Número**	**7.962.993**	**7.989.692**	**8.026.010**	**8.056.812**	**8.080.443**	**8.096.054**	**8.100.785**

Capacidad facturada	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Capacidad	kWh/día	68.437.845	67.669.242	66.642.757	65.557.423	64.404.761	63.182.499	61.874.355
RL.2	Capacidad	kWh/día	147.382.237	145.711.131	143.470.587	141.110.884	138.611.018	135.967.669	133.146.111
RL.3	Capacidad	kWh/día	47.368.017	46.832.182	46.113.484	45.356.182	44.553.537	43.704.487	42.797.900
RL.4	Capacidad	kWh/día	38.383.035	38.260.443	38.055.442	37.771.428	37.357.499	36.803.920	36.072.521
RL.5	Capacidad	kWh/día	80.520.107	80.418.879	80.175.394	79.740.762	78.991.333	77.903.428	76.387.114
RL.6	Capacidad	kWh/día	46.418.898	46.456.000	46.421.788	46.252.155	45.889.681	45.323.491	44.513.464
RL.7	Capacidad	kWh/día	57.409.990	58.135.967	58.973.156	59.620.313	60.019.625	60.146.860	59.949.589
RL.8	Capacidad	kWh/día	85.807.711	87.213.806	88.847.316	90.152.094	91.078.432	91.599.153	91.654.187
RL.9	Capacidad	kWh/día	104.217.498	105.920.279	107.928.733	109.505.772	110.582.279	111.123.269	111.016.083
RL.10	Capacidad	kWh/día	187.565.705	189.749.914	192.307.100	194.104.864	194.743.390	193.977.675	189.823.856
RL.11	Capacidad	kWh/día	880.112.913	868.339.420	855.687.286	837.014.829	798.287.277	731.145.023	570.566.214
Total capacidad fact	**Capacidad**	**kWh/día**	**1.743.623.955**	**1.734.707.264**	**1.724.623.042**	**1.706.186.708**	**1.664.518.833**	**1.590.877.474**	**1.417.801.394**

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

Servicio	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	0,000319	0,000312	0,000276	0,000220	0,000181	0,000152	0,000126
	TF cliente	(€/año)	15,07755	14,634709	12,816739	10,082050	8,094844	6,489632	4,894560
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	1,022321	1,006896	0,899463	0,722007	0,591798	0,484554	0,373404
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	0,297315	0,292831	0,261586	0,209976	0,172107	0,140918	0,108593
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	0,106340	0,104733	0,093555	0,075095	0,061551	0,050396	0,038836
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	0,021308	0,020951	0,018677	0,014965	0,012249	0,010021	0,007722
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	0,004175	0,004110	0,003670	0,002945	0,002413	0,001976	0,001523
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	0,001064	0,001044	0,000929	0,000743	0,000608	0,000497	0,000383
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	0,000310	0,000299	0,000262	0,000206	0,000166	0,000134	0,000102
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	0,000125	0,000120	0,000105	0,000082	0,000066	0,000053	0,000040
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	0,000048	0,000046	0,000040	0,000031	0,000025	0,000020	0,000015
	TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	0,000014	0,000013	0,000012	0,000009	0,000007	0,000006	0,000005
	TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	0,000002	0,000002	0,000002	0,000001	0,000001	0,000001	0,000001

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

Servicio	Variable	Unidad	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh		-2%	-12%	-20%	-18%	-16%	-17%
	TF cliente	(€/año)		-3%	-12%	-21%	-20%	-20%	-25%
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año		-2%	-11%	-20%	-18%	-18%	-23%
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año		-2%	-11%	-20%	-18%	-18%	-23%
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año		-2%	-11%	-20%	-18%	-18%	-23%
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año		-2%	-11%	-20%	-18%	-18%	-23%
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año		-2%	-11%	-20%	-18%	-18%	-23%
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año		-2%	-11%	-20%	-18%	-18%	-23%
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año		-3%	-13%	-21%	-19%	-19%	-24%
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año		-4%	-13%	-22%	-20%	-20%	-24%
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año		-4%	-13%	-22%	-20%	-19%	-24%
	TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año		-3%	-13%	-21%	-19%	-19%	-22%
	TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año		-1%	-10%	-19%	-15%	-12%	-3%

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

Facturación (€)		Variable facturación	2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente		kWh	3.726.325	3.673.536	3.278.551	2.639.346	2.198.935	1.867.447	1.557.076
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	Suministro	69.965.420	68.135.859	59.942.669	47.332.946	38.114.598	30.615.358	23.104.140
	RL.2	Suministro	43.818.958	42.668.698	37.529.830	29.629.923	23.855.947	19.160.294	14.458.765
	RL.3	Suministro	5.037.099	4.904.878	4.314.156	3.406.044	2.742.313	2.202.537	1.662.084
	RL.4	Suministro	817.859	801.605	710.759	565.237	457.600	368.821	278.541
	RL.5	Suministro	336.168	330.534	294.215	234.801	190.605	153.905	116.301
	RL.6	Capacidad	49.390	48.507	43.121	34.381	27.904	22.544	17.064
	RL.7	Capacidad	17.776	17.409	15.425	12.269	9.948	8.044	6.108
	RL.8	Capacidad	10.739	10.505	9.294	7.385	5.986	4.844	3.685
	RL.9	Capacidad	4.952	4.843	4.283	3.403	2.759	2.233	1.701
	RL.10	Capacidad	2.568	2.510	2.220	1.763	1.429	1.157	881
	RL.11	Capacidad	1.511	1.475	1.302	1.031	834	674	512
Total			**123.788.767**	**120.600.359**	**106.145.825**	**83.868.529**	**67.608.856**	**54.407.857**	**41.206.857**

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

Facturación media (€/kWh)		2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente		**0,000319**	**0,000312**	**0,000276**	**0,000220**	**0,000181**	**0,000152**	**0,000126**
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	0,006527	0,006428	0,005743	0,004610	0,003779	0,003094	0,002384
	RL.2	0,002107	0,002075	0,001854	0,001488	0,001220	0,000999	0,000770
	RL.3	0,000755	0,000743	0,000664	0,000533	0,000437	0,000358	0,000276
	RL.4	0,000134	0,000132	0,000118	0,000094	0,000077	0,000063	0,000049
	RL.5	0,000027	0,000026	0,000023	0,000019	0,000015	0,000013	0,000010
	RL.6	0,000006	0,000006	0,000005	0,000004	0,000004	0,000003	0,000002
	RL.7	0,000002	0,000002	0,000002	0,000001	0,000001	0,000001	0,000001
	RL.8	0,00000059	0,000000572	0,000000496	0,000000389	0,000000312	0,000000251	0,000000191
	RL.9	0,00000019	0,000000183	0,000000159	0,000000125	0,000000100	0,000000081	0,000000061
	RL.10	0,00000005	0,000000048	0,000000042	0,000000033	0,000000027	0,000000022	0,000000017
	RL.11	0,00000001	0,000000007	0,000000006	0,000000005	0,000000004	0,000000004	0,000000004

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

Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación		2020	Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente			-2,2%	-11,6%	-20,3%	-17,5%	-15,9%	-17,4%
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1		-1,5%	-10,7%	-19,7%	-18,0%	-18,1%	-22,9%
	RL.2		-1,5%	-10,7%	-19,7%	-18,0%	-18,1%	-22,9%
	RL.3		-1,5%	-10,7%	-19,7%	-18,0%	-18,1%	-22,9%
	RL.4		-1,7%	-10,9%	-19,9%	-18,2%	-18,2%	-23,0%
	RL.5		-1,6%	-10,8%	-19,8%	-18,1%	-18,2%	-23,0%
	RL.6		-2,2%	-11,5%	-20,4%	-18,6%	-18,6%	-23,3%
	RL.7		-3,4%	-12,7%	-21,4%	-19,5%	-19,4%	-23,9%
	RL.8		-3,8%	-13,2%	-21,7%	-19,8%	-19,5%	-24,0%
	RL.9		-3,8%	-13,2%	-21,7%	-19,7%	-19,4%	-23,8%
	RL.10		-3,4%	-12,8%	-21,4%	-19,2%	-18,8%	-22,7%
	RL.11		-1,0%	-10,5%	-19,1%	-15,4%	-12,1%	-9,6%

Fuente: CNMC

7. Procedimiento de liquidaciones

En la actualidad, y de conformidad con lo establecido en las disposiciones adicional octava, 2.c) y transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como en la disposición transitoria sexta del Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto,

por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la función de liquidación de las actividades reguladas del sector gasista está siendo realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, prevé en sus artículos 10, 17, 18 ,19 y 20, por una parte, la existencia de compensaciones entre gestores de la red de transporte cuando existe más de uno y la metodología de determinación de los peajes es única y, por otra parte, la conciliación de ingresos de los transportistas para la recuperación por defecto o por exceso de la retribución por los servicios de transporte.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la disposición adicional tercera se establece que en aplicación de lo establecido en el artículo 10 y en el capítulo IV del Reglamento (UE) 2017/460, de 16 de marzo, el sistema de liquidación establecido en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, tiene la consideración de mecanismo de compensación entre los gestores de la red de transporte y de procedimiento de conciliación de ingresos.

8. Periodo regulatorio y periodo tarifario

Respecto de la duración del periodo regulatorio, la metodología de la Circular tendrá una vigencia de seis años, acorde con el periodo regulatorio establecido en el artículo 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia para la retribución de las actividades reguladas.

No obstante lo anterior, las metodologías establecidas en la circular podrán revisarse, con carácter excepcional, siempre que se producen circunstancias especiales debidamente justificadas y, en particular, en caso de que se produzcan cambios regulatorios que afecten a los costes o modificaciones en la normativa europea que tengan impacto en las mismas, ya sea directo o indirecto.

Adicionalmente, se realizará un seguimiento, por una parte, de la evolución del uso de las plantas de GNL con el fin de asegurar que dichas medidas son suficientes para asegurar su contribución a la seguridad del suministro y, por otra parte, analizar la afección de los nuevos peajes a la evolución de los datos de consumo y su posible influencia en lo que hace a la competitividad industrial, a fin de, en su caso, tenerlo en consideración en la consulta pública que deberá hacerse con anterioridad al 31 de mayo de 2024 y a efectos de la revisión de la Circular prevista cada seis años.

Respecto del periodo tarifario, se indica que los peajes de acceso a las infraestructuras de transporte, redes locales y regasificación se establecerán

para el año de gas y, conforme al artículo 92 de la Ley 34/1998, tendrán una duración anual.

9. Régimen transitorio

La metodología establecida en la Circular realiza una asignación de la retribución diferente a la implícita en los peajes vigentes, es por tanto necesario, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, definir un periodo transitorio de forma que las variaciones del conjunto de peajes y cargos resultantes de las correspondientes metodologías sean absorbidas de forma gradual durante un periodo de cuatro años.

Por otra parte, la metodología establecida en la Circular introduce cambios respecto de la estructura de peajes de acceso vigentes. En particular, por una parte, se definen nuevos peajes como consecuencia de la introducción de nuevos servicios y, por otra parte, se modifica la estructura de los peajes de regasificación, transporte y distribución vigentes.

En consecuencia, se hace necesario proporcionar a los agentes un periodo de tiempo suficiente para adaptarse a los cambios introducidos por la Circular.

En particular, se contemplen los siguientes aspectos:

1. Periodo de convergencia gradual de los peajes vigentes a los peajes y cargos que resulten de las metodologías establecidas por la CNMC y el Gobierno.

   En el diseño del periodo de convergencia gradual de los peajes se tendrá en cuenta el impacto sobre los distintos grupos tarifarios, manteniendo la estructura de los peajes establecida en la Circular, considerando en caso necesario una diferenciación de los mismos por presión de diseño.

   Anualmente, se determinará el diferencial respecto de los peajes que serán de aplicación en el último año del periodo transitorio y se establecerá la convergencia.

   El diferencial de facturación que por este motivo no sea recuperada se asignará entre el resto de grupos tarifarios.

2. Adaptación de los contratos a la nueva estructura de peajes

   La modificación de la estructura de peajes tiene implicaciones sobre los contratos firmados por los usuarios con anterioridad a su entrada en vigor, por tanto, se hace necesario definir un periodo durante el cual los agentes tengan la posibilidad de adaptar sus contratos anuales a las nuevas señales de precio, independientemente de si del momento de contratación o

modificación de la capacidad contratada, con la excepción de los contratos referidos a conexiones internacionales.

3. Adaptación de los sistemas de información

   La modificación de la estructura de peajes hace necesaria la adaptación de los sistemas de facturación de las empresas a la nueva estructura de peajes.

En consecuencia, se hace necesario incluir en la Circular una serie de disposiciones transitorias en la que se establezcan los aspectos anteriores y habilite a la Comisión a su posterior desarrollo en la Resolución por la que se establezcan los correspondientes peajes de acceso a las infraestructuras regasificación, transporte y distribución.

Al respecto cabe señalar que, durante el proceso de consulta pública varios agentes han señalado como insuficiente el periodo transitorio propuesto en la Circular para adaptar los sistemas de información a la nueva estructura de peajes, proponiendo algunos de ellos retrasar su implementación hasta el 1 de octubre de 2021. No obstante, de igual forma una parte relevante de los agentes han señalado que aquellos aspectos relacionados con el mercado mayorista de gas deberían ser implementados el 1 de octubre de 2020.

Teniendo en cuenta las observaciones de los agentes durante el trámite de audiencia, se considera oportuno retrasar la entrada en vigor de las metodologías aplicable a la determinación de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación hasta el 1 de octubre de 2021, al objeto que las empresas transportistas y distribuidoras tengan tiempo suficiente para realizar las adaptaciones en los sistemas informáticos.

IX. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

Como se ha indicado, si bien conforme al artículo 92 de la Ley 34/1998, el responsable de establecer la metodología de cálculo de los peajes de acceso a los almacenamientos subterráneos y de los cargos por los costes no asociados al uso de las instalaciones es el Gobierno, en la presente Memoria se ha optado por realizar una asignación de los costes que se deben recuperar mediante los cargos, a efectos poder analizar el impacto sobre los usuarios de la metodología establecida en la Circular.

Se indica que en el análisis de impacto se ha considerado el canon de almacenamiento subterráneo establecido en la Propuesta de orden por la que se establece la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020.

En consecuencia, antes de proceder al análisis de impacto de la Circular, se describe la asignación de los costes que se debe recuperar mediante cargos. Se insiste en que el ejercicio de asignación realizado no vincula en absoluto al Gobierno en la definición de las metodologías para el establecimiento de los cargos.

1. Asignación de los costes asociados a los cargos

1.1 Tasa aplicable a la prestación de servicios en el sector de hidrocarburos gaseosos

Los términos fijos y variables de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas serán incrementados en 0,140%, como resultado de aplicar la tasa correspondiente a la prestación de servicios en el sector de hidrocarburos gaseosos, conforme se establece en el punto I.4.segundo del anexo de la Ley 3/2013.

1.2 Gestión Técnica del Sistema

El proyecto de Circular 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, establece que la retribución anual del GTS para el periodo regulatorio 2021-2023 se sitúa en un rango entre 25.935 miles € (en un escenario de cumplimiento mínimo de incentivos) y 26.925 miles € (en el caso del cumplimiento máximo de incentivos). Sin considerar incentivos, la retribución anual se sitúa en 26.432 miles €. De esta cantidad, 1.667 miles € anuales de la cuenta regulatoria, estarán sujetos a la acreditación documental de los costes incurridos.

A efectos de valorar el impacto sobre los consumidores, se considera un nivel de cumplimiento medio de incentivos y el uso del total de la cuenta regulatoria, con lo que la retribución del GTS en 2021-2023 se sitúa en 26.432 miles €. Para los años siguientes, se considera esta misma cantidad como mejor previsión existente a fecha actual.

La retribución reconocida al Gestor Técnico del Sistema se asigna como cuota uniforme sobre los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas. Por tanto, los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas serán incrementados en 0,900% (véase Cuadro 92).

Cuadro 92. Asignación de la retribución reconocida al Gestor Técnico del Sistema

Ingresos peajes y cánones servicios básicos (miles €) (A)	2.792.231.134
Regasificación	450.340.618
Transporte	593.363.509
Distribución	1.655.396.229
Almacenamiento subterráneo	93.130.778
Retribución Gestión Técnica del sistema (miles €)	**26.432.000**
Cuota Gestión Técnica del sistema (%) (B)/(A)	**0,900%**

Fuente: CNMC

1.3 Anualidades para la recuperación de los déficits de ejercicios anteriores y resto de coste a recuperar por los cargos

Los términos fijos y variables de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas serán reescalados, en un 3,400%, para asegurar la recuperación asociada a la retribución del operador del mercado, de las anualidades de los déficit de ejercicios anteriores, la retribución por el suministro a tarifa y el coste asociado a la adquisición de GLP para suministros insulares (véase Cuadro 93).

Cuadro 93. Asignación de las anualidades para la recuperación de los déficits de ejercicios anteriores y resto de coste a recuperar por los cargos

	2020
Ingresos peajes y cánones servicios básicos (miles €) (A)	**2.792.231.134**
Regasificación	450.340.618
Transporte	593.363.509
Distribución	1.655.396.229
Almacenamiento subterráneo	93.130.778
Anualidades y resto de costes a recuperar por los cargos (miles €)	**94.375.665**
Anualidades desajustes de ejercicios anteriores	**89.745.027**
Desajustes temporales anteriores a 31/12/2014	71.900.274
Desajustes Temporales 2016	17.844.753
Operador del Mercado Organizado de Gas	**3.515.507**
Suministro a tarifas	**110.000**
Adquisiciones GLP para suministros insulares	**1.005.132**
Cuota asociada a los cargos (%) (B)/(A)	**3,400%**

Fuente: CNMC

2. Impacto económico

Los peajes que resultan de la metodología de la Circular implican una asignación diferente entre los peajes de entrada[43] y los peajes de salida[44] respecto de los peajes de acceso vigentes. En particular, según la metodología de la Circular la retribución del transporte troncal se asigna entre entradas y salidas al 50% lo que implica un encarecimiento de las entradas respecto de los peajes vigentes. Asimismo, la asignación de la retribución de regasificación a los peajes de regasificación que resulta de la Circular difiere de la vigente. En consecuencia, no es posible valorar cuál será el impacto de la diferente asignación entre entradas y salidas que resulta de la metodología, en la medida en que son los comercializadores los que trasladan el coste de los peajes de regasificación y entrada a los consumidores finales.

[43] Los peajes por los servicios de las infraestructuras de regasificación y el peaje de entrada a la red de transporte son facturados por operadores de las infraestructuras a los comercializadores.

[44] Los peajes de salida de la red de transporte y los peajes asociados a las redes locales son facturados por transportistas y distribuidoras a los comercializadores teniendo en cuenta las características cada uno de los puntos de suministro.

Por otra parte, el impacto sobre los distintos colectivos de consumidores finales que resulte de la metodología de la CNMC dependerá de la metodología de asignación de los cargos que defina el Gobierno.

No obstante, a efectos de valorar mínimamente el impacto de la Circular sobre los distintos colectivos de consumidores se han realizado las siguientes hipótesis:

a) Se considera el mismo coste de la energía para todos los consumidores, independientemente del perfil de consumo. En particular, el coste de la energía se corresponde con el precio del gas natural registrado entre agosto de 2018 y julio de 2019 (20,03 €/MWh).
b) Se aplican los mismos peajes medios de entrada a todos los consumidores, independientemente del perfil de consumo.
c) En la salida de la red de transporte y redes locales se incluye el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación.
d) Los peajes que resultan de la metodología de la Circular se reescalan para cubrir la tasa aplicable a la prestación de servicios en el sector de hidrocarburos gaseosos, la retribución por la gestión técnica del sistema y las anualidades.

En los epígrafes siguientes, se muestra un análisis más detallado del impacto de la metodología de la Circular sobre los distintos colectivos de consumidores. Como se verá más adelante, el impacto más relevante afecta a los consumidores de tamaño intermedio (a los que corresponderían los peajes RL. 5 a RL.7) conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 60 bar y a los consumidores suministrados desde plantas satélites.

Al respecto cabe señalar que, como se ha indicado, de la metodología de la Circular resulta una asignación de costes por grupo tarifario que difiere de la implícita en los peajes vigentes. En la medida en que la asignación implícita en los peajes de acceso vigentes no es conocida no es posible justificar los motivos que dan lugar a los incrementos de peajes. No obstante, se indica que la metodología de asignación de las redes locales se han analizado diversos criterios de asignación (en función de la capacidad máxima demanda, de la capacidad contratada, del volumen de energía consumido, del número de suministro y del modelo de red, entre otros), optándose por el criterio que, teniendo en cuenta el reflejo de costes, minimizara el impacto sobre los consumidores. En este sentido cabe recordar que, a propuesta de las alegaciones formulados por los distintos agentes en al primer trámite de audiencia de la Circular se han introducido mejoras en la metodología de asignación de los costes de redes locales que han permitido mitigar en parte el impacto sobre estos colectivos de consumidores. Finalmente, en el diseño del periodo transitorio se tendrá en especial consideración el impacto de la metodología sobre los distintos grupos tarifarios.

2.1 Impacto económico resultante para los consumidores abastecidos desde la red de transporte y distribución

En el Cuadro 94 se muestra el resultado de facturar las variables de previsión del ejercicio 2020 a los peajes de la Circular y a los peajes vigentes. Se observa que, con las hipótesis anteriores, la factura de los consumidores de menor tamaño y los de mayor tamaño (ciclos combinados y grandes industrias que operan en el sector químico, papel y construcción, entre otros) se reducen entre el 2,3% y el 7,6%, mientras que la de los consumidores de tamaño intermedio (que representan el 0,3% de los suministros y el 8,0% del consumo total) aumentan entre el 7,2% y el 14,6%.

No obstante, teniendo en cuenta la evolución de la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución durante el periodo regulatorio, se indica que para el ejercicio tarifario de octubre de 2025 a septiembre de 2026 los peajes de los consumidores de tamaño intermedio aumentarían entre el 2,5% y el 7,1% (véase Cuadro 95).

Cuadro 94. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Año 2020. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.536.594	58,1%	10.490.052	2,8%	66.858	3,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.860.898	36,6%	20.459.366	5,5%	144.783	8,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	328.868	4,2%	6.568.503	1,8%	46.534	2,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	53.346	0,7%	5.969.372	1,6%	37.725	2,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.957	0,3%	12.391.673	3,3%	79.136	4,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.235	0,0%	7.772.073	2,1%	45.772	2,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.169	0,0%	9.885.898	2,6%	56.900	3,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	710	0,0%	18.036.360	4,8%	85.627	4,9%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	328	0,0%	25.985.200	6,9%	104.217	6,0%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	170	0,0%	51.306.840	13,7%	187.566	10,8%
RL.11	C > 500.000.000	100	0,0%	206.265.093	55,0%	880.113	50,7%
Total		**7.807.377**	**100,0%**	**375.130.430**	**100,0%**	**1.735.232**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,975	0,251	0,437	41,955	43,618	20,030	63,647
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,975	0,251	0,437	31,656	33,318	20,030	53,348
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,975	0,251	0,437	25,440	27,103	20,030	47,132
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,975	0,251	0,437	20,711	22,373	20,030	42,403
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,975	0,251	0,437	13,932	15,594	20,030	35,624
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,975	0,251	0,437	10,485	12,148	20,030	32,177
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,975	0,251	0,437	5,689	7,351	20,030	27,381
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,975	0,251	0,437	3,766	5,428	20,030	25,458
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,975	0,251	0,437	2,996	4,658	20,030	24,688
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,975	0,251	0,437	2,562	4,224	20,030	24,253
RL.11	C > 500.000.000	0,975	0,251	0,437	2,301	3,963	20,030	23,993
Total		**0,97**	**0,25**	**0,44**	**6,51**	**8,17**	**20,03**	**28,20**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,879	0,251	0,791	37,887	39,808	20,030	59,838
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,879	0,251	0,791	27,334	29,256	20,030	49,285
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,879	0,251	0,791	23,504	25,425	20,030	45,455
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,879	0,251	0,791	19,459	21,380	20,030	41,410
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,879	0,251	0,791	18,884	20,805	20,030	40,835
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,879	0,251	0,791	14,175	16,097	20,030	36,126
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,879	0,251	0,791	7,411	9,332	20,030	29,361
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,879	0,251	0,791	3,762	5,683	20,030	25,712
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,879	0,251	0,791	1,954	3,875	20,030	23,905
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,879	0,251	0,791	1,570	3,491	20,030	23,521
RL.11	C > 500.000.000	0,879	0,251	0,791	1,299	3,221	20,030	23,250
Total		**0,88**	**0,25**	**0,79**	**5,63**	**7,55**	**20,03**	**27,58**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-9,7%	-8,7%	0,0%	-6,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-13,7%	-12,2%	0,0%	-7,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-7,6%	-6,2%	0,0%	-3,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-6,0%	-4,4%	0,0%	-2,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-9,8%	0,0%	81,1%	35,5%	33,4%	0,0%	14,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	35,2%	32,5%	0,0%	12,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	30,3%	26,9%	0,0%	7,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-0,1%	4,7%	0,0%	1,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-34,8%	-16,8%	0,0%	-3,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-38,7%	-17,3%	0,0%	-3,0%
RL.11	C > 500.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-43,5%	-18,7%	0,0%	-3,1%
Total		**-9,8%**	**0,0%**	**81,1%**	**-13,5%**	**-7,6%**	**0,0%**	**-2,2%**

Fuente: CNMC

Cuadro 95. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Octubre 2025-septiembre 2026

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.607.458	58,1%	9.467.689	3,0%	60.347	4,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.904.959	36,6%	18.461.450	5,9%	130.646	9,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	333.936	4,2%	5.927.595	1,9%	41.996	3,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	55.914	0,7%	5.607.922	1,8%	35.420	2,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	23.380	0,3%	11.808.191	3,8%	75.004	5,3%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.440	0,0%	7.675.523	2,4%	43.865	3,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.237	0,0%	10.366.311	3,3%	59.406	4,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	751	0,0%	19.275.995	6,1%	91.455	6,5%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	347	0,0%	27.718.516	8,8%	111.016	7,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	180	0,0%	52.370.473	16,7%	189.824	13,5%
RL.11	C > 500.000.000	105	0,0%	145.057.009	46,2%	570.566	40,5%
Total		**7.931.707**	**100,0%**	**313.736.675**	**100,0%**	**1.409.544**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,920	0,270	0,445	43,601	45,236	20,030	65,265
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,920	0,270	0,445	32,874	34,508	20,030	54,537
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,920	0,270	0,445	25,877	27,511	20,030	47,540
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,920	0,270	0,445	21,548	23,182	20,030	43,212
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,920	0,270	0,445	14,064	15,698	20,030	35,728
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,920	0,270	0,445	10,197	11,831	20,030	31,861
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,920	0,270	0,445	5,566	7,201	20,030	27,230
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,920	0,270	0,445	3,763	5,397	20,030	25,427
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,920	0,270	0,445	2,995	4,629	20,030	24,659
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,920	0,270	0,445	2,571	4,206	20,030	24,235
RL.11	C > 500.000.000	0,920	0,270	0,445	2,169	3,803	20,030	23,833
Total		**0,92**	**0,27**	**0,44**	**7,01**	**8,65**	**20,03**	**28,68**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,955	0,270	0,579	30,195	31,999	20,030	52,029
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,955	0,270	0,579	23,015	24,819	20,030	44,849
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,955	0,270	0,579	20,287	22,091	20,030	42,121
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,955	0,270	0,579	16,992	18,796	20,030	38,826
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,955	0,270	0,579	16,444	18,248	20,030	38,277
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,955	0,270	0,579	11,887	13,691	20,030	33,721
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,955	0,270	0,579	6,066	7,870	20,030	27,900
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,955	0,270	0,579	3,026	4,830	20,030	24,860
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,955	0,270	0,579	1,472	3,276	20,030	23,306
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,955	0,270	0,579	1,186	2,990	20,030	23,019
RL.11	C > 500.000.000	0,955	0,270	0,579	1,090	2,894	20,030	22,924
Total		**0,96**	**0,27**	**0,58**	**5,08**	**6,88**	**20,03**	**26,91**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	3,9%	0,0%	30,2%	-30,7%	-29,3%	0,0%	-20,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	3,9%	0,0%	30,2%	-30,0%	-28,1%	0,0%	-17,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	3,9%	0,0%	30,2%	-21,6%	-19,7%	0,0%	-11,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	3,9%	0,0%	30,2%	-21,1%	-18,9%	0,0%	-10,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	3,9%	0,0%	30,2%	16,9%	16,2%	0,0%	7,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3,9%	0,0%	30,2%	16,6%	15,7%	0,0%	5,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3,9%	0,0%	30,2%	9,0%	9,3%	0,0%	2,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	3,9%	0,0%	30,2%	-19,6%	-10,5%	0,0%	-2,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	3,9%	0,0%	30,2%	-50,8%	-29,2%	0,0%	-5,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	3,9%	0,0%	30,2%	-53,9%	-28,9%	0,0%	-5,0%
RL.11	C > 500.000.000	3,9%	0,0%	30,2%	-49,7%	-23,9%	0,0%	-3,8%
Total		**3,9%**	**0,0%**	**30,2%**	**-27,6%**	**-20,4%**	**0,0%**	**-6,2%**

Fuente: CNMC

2.2 Impacto económico por nivel de presión para los consumidores abastecidos desde la red de transporte y distribución

En el Cuadro 96, Cuadro 97, Cuadro 98 y Cuadro 99 se muestra el resultado de facturar a las variables de previsión del ejercicio 2020 a los peajes de la Circular y a los peajes vigentes, para los niveles de presión de mayor de 60 bar, entre 16 bar y 60 bar, entre 4 bar y 16 bar y menor o igual a 4 bar, respectivamente.

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

En particular, la facturación de los consumidores conectados en la red de 60 bar se reduce, en términos medios, el 2,8%, registrándose incrementos en puntos de suministro con reducida utilización de la capacidad contratada (24 suministros cuyo consumo representa el 0,1% del consumo previsto para este nivel de presión). Se indica que estos suministros corresponden a estaciones de compresión y centros de transporte de gas natural, con la excepción de un único suministro, dedicado al transporte de pasajeros (véase Anexo III).

Asimismo, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar, se reducen en términos medios un 3,4%, si bien los de mayor tamaño (peajes RL.9, RL.10 y RL.11) se reducen entre el 2,9% y el 3,9% (que representan el 40% de los suministros y el 97% del volumen registrado en este nivel de presión), mientras que los consumidores de menor tamaño (RL.4, RL.5, RL.6 y RL.7) vería aumentada su facturación entre el 9,7% y el 44,2% (que representan el 40,5% de los suministros y el 0,9% del volumen de este nivel de presión).

De igual forma, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar registran reducciones respecto de la que resulta de aplicar los peajes vigentes, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes RL.5, RL.6 y RL.7 que registran incrementos comprendidos entre el 12,4% y el 28,7%.

Por último, la facturación de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar resultante de aplicar los peajes de la Circular se reduce, en términos medios, un 2,2%, con reducciones en todos los grupos tarifarios con la excepción de los acogidos a los peajes RL.5 y RL6 (que representan el 0,3% de los suministros y el 25,6% del volumen registrado en este nivel de presión) cuya facturación se incrementaría el 7,8% y el 14%%, respectivamente.

Cuadro 96. Facturación de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Año 2020. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	1	0,6%	0	0,0%	1	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	1	0,6%	11	0,0%	0	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6	4,5%	204	0,0%	1	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	8	6,4%	878	0,0%	16	0,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1	0,6%	1.180	0,0%	55	0,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2	1,3%	6.559	0,0%	82	0,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3	2,5%	38.725	0,0%	249	0,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	4	3,3%	125.431	0,1%	661	0,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	8	6,8%	625.608	0,4%	3.009	0,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	21	17,0%	7.138.301	4,0%	31.279	3,9%
RL.11	C > 500.000.000	70	56,3%	169.273.817	95,5%	759.449	95,6%
Total		**124**	**100,0%**	**177.210.715**	**100,0%**	**794.801**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,975	0,251	0,437	790,669	792,332	20,030	812,361
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,975	0,251	0,437	2,638	4,301	20,030	24,330
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,975	0,251	0,437	3,834	5,497	20,030	25,526
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,975	0,251	0,437	9,418	11,080	20,030	31,110
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,975	0,251	0,437	21,322	22,985	20,030	43,014
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,975	0,251	0,437	6,380	8,043	20,030	28,072
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,975	0,251	0,437	3,250	4,912	20,030	24,941
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,975	0,251	0,437	3,078	4,740	20,030	24,770
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,975	0,251	0,437	2,908	4,570	20,030	24,600
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,975	0,251	0,437	2,350	4,013	20,030	24,042
RL.11	C > 500.000.000	0,975	0,251	0,437	2,317	3,979	20,030	24,009
Total		**0,97**	**0,25**	**0,44**	**2,32**	**3,98**	**20,03**	**24,01**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,879	0,251	0,791	122,280	124,201	20,030	144,231
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,879	0,251	0,791	20,669	22,590	20,030	42,620
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,879	0,251	0,791	18,301	20,222	20,030	40,252
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,879	0,251	0,791	19,493	21,414	20,030	41,444
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,879	0,251	0,791	123,182	125,104	20,030	145,133
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,879	0,251	0,791	28,188	30,110	20,030	50,139
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,879	0,251	0,791	8,137	10,058	20,030	30,088
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,879	0,251	0,791	4,091	6,012	20,030	26,042
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,879	0,251	0,791	2,235	4,156	20,030	24,185
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,879	0,251	0,791	1,797	3,719	20,030	23,748
RL.11	C > 500.000.000	0,879	0,251	0,791	1,361	3,283	20,030	23,312
Total		**0,88**	**0,25**	**0,79**	**1,39**	**3,31**	**20,03**	**23,34**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-84,5%	-84,3%	0,0%	-82,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-9,8%	0,0%	81,1%	683,4%	425,3%	0,0%	75,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-9,8%	0,0%	81,1%	377,3%	267,9%	0,0%	57,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,8%	0,0%	81,1%	107,0%	93,3%	0,0%	33,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-9,8%	0,0%	81,1%	477,7%	444,3%	0,0%	237,4%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	341,8%	274,4%	0,0%	78,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	150,4%	104,8%	0,0%	20,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	32,9%	26,8%	0,0%	5,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-23,2%	-9,1%	0,0%	-1,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-23,5%	-7,3%	0,0%	-1,2%
RL.11	C > 500.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-41,2%	-17,5%	0,0%	-2,9%
Total		**-9,8%**	**0,0%**	**81,1%**	**-40,2%**	**-16,9%**	**0,0%**	**-2,8%**

Fuente: CNMC

Cuadro 97. Facturación de los consumidores conectados a presión comprendidas entre 16 y 60 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Año 2020. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	1	0,4%	2	0,0%	0	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	1	0,9%	799	0,0%	3	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2	1,2%	10.242	0,0%	4	0,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	10	6,6%	18.761	0,1%	74	0,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	18	12,1%	63.239	0,2%	251	0,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	31	20,2%	227.821	0,6%	1.520	1,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	29	19,1%	722.156	2,0%	3.667	3,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	17	11,0%	1.732.949	4,8%	6.980	5,7%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	26	16,8%	8.222.609	22,9%	28.632	23,5%
RL.11	C > 500.000.000	18	11,6%	24.976.628	69,4%	80.748	66,3%
Total		**152**	**100,0%**	**35.975.207**	**100,0%**	**121.881**	**100,0%**
		-		-			

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,975	0,251	0,437	4,685	6,347	20,030	26,376
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000							
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,975	0,251	0,437	14,666	16,328	20,030	36,358
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,975	0,251	0,437	3,217	4,880	20,030	24,909
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,975	0,251	0,437	5,397	7,060	20,030	27,089
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,975	0,251	0,437	4,655	6,317	20,030	26,347
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,975	0,251	0,437	5,989	7,651	20,030	27,681
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,975	0,251	0,437	3,788	5,450	20,030	25,480
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,975	0,251	0,437	2,944	4,607	20,030	24,636
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,975	0,251	0,437	2,566	4,228	20,030	24,258
RL.11	C > 500.000.000	0,975	0,251	0,437	2,204	3,866	20,030	23,896
Total		**0,97**	**0,25**	**0,44**	**2,38**	**4,05**	**20,030**	**24,08**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,879	0,251	0,791	30,356	32,278	20,030	52,307
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000					-		
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,879	0,251	0,791	12,529	14,450	20,030	34,480
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,879	0,251	0,791	13,976	15,898	20,030	35,927
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,879	0,251	0,791	12,526	14,447	20,030	34,477
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,879	0,251	0,791	10,130	12,052	20,030	32,081
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,879	0,251	0,791	8,415	10,337	20,030	30,366
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,879	0,251	0,791	3,970	5,891	20,030	25,921
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,879	0,251	0,791	1,960	3,881	20,030	23,911
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,879	0,251	0,791	1,516	3,437	20,030	23,467
RL.11	C > 500.000.000	0,879	0,251	0,791	1,007	2,929	20,030	22,958
Total		**0,88**	**0,25**	**0,79**	**1,30**	**3,22**	**20,030**	**23,25**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-9,8%	0,0%	81,1%	548,0%	408,6%	0,0%	98,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000							
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-14,6%	-11,5%	0,0%	-5,2%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,8%	0,0%	81,1%	334,4%	225,8%	0,0%	44,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-9,8%	0,0%	81,1%	132,1%	104,6%	0,0%	27,3%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	117,6%	90,8%	0,0%	21,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	40,5%	35,1%	0,0%	9,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	4,8%	8,1%	0,0%	1,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-33,4%	-15,8%	0,0%	-2,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-40,9%	-18,7%	0,0%	-3,3%
RL.11	C > 500.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-54,3%	-24,3%	0,0%	-3,9%
Total		**-9,8%**	**0,0%**	**81,1%**	**-45,4%**	**-20,4%**	**0,0%**	**-3,4%**

Fuente: CNMC

Cuadro 98. Facturación de los consumidores conectados a presión comprendidas entre 4 y 16 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Año 2020. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	53	1,4%	6	0,0%	57	0,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	23	0,6%	275	0,0%	15	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	57	1,6%	2.387	0,0%	74	0,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	291	8,0%	53.946	0,1%	447	0,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	750	20,6%	599.502	0,6%	2.992	0,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	751	20,6%	2.394.661	2,5%	11.016	2,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	712	19,5%	6.384.865	6,7%	36.692	9,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	574	15,8%	14.714.284	15,5%	69.813	18,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	295	8,1%	23.091.397	24,3%	92.315	24,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	124	3,4%	35.945.930	37,8%	127.655	33,5%
RL.11	C > 500.000.000	13	0,4%	12.014.647	12,6%	39.916	10,5%
Total		**3.644**	**100,0%**	**95.201.901**	**100,0%**	**380.992**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,975	0,251	0,437	23.630,895	23.632,557	20,030	23.652,586
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,975	0,251	0,437	139,768	141,430	20,030	161,460
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,975	0,251	0,437	89,848	91,510	20,030	111,540
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,975	0,251	0,437	23,550	25,213	20,030	45,242
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,975	0,251	0,437	7,210	8,872	20,030	28,902
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,975	0,251	0,437	5,131	6,793	20,030	26,823
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,975	0,251	0,437	4,416	6,078	20,030	26,108
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,975	0,251	0,437	3,664	5,326	20,030	25,356
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,975	0,251	0,437	2,985	4,647	20,030	24,677
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,975	0,251	0,437	2,602	4,265	20,030	24,294
RL.11	C > 500.000.000	0,975	0,251	0,437	2,280	3,943	20,030	23,972
Total		**0,97**	**0,25**	**0,44**	**3,05**	**4,71**	**20,030**	**24,74**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,879	0,251	0,791	471,221	473,142	20,030	493,172
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,879	0,251	0,791	21,835	23,756	20,030	43,786
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,879	0,251	0,791	17,556	19,477	20,030	39,507
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,879	0,251	0,791	17,246	19,167	20,030	39,197
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,879	0,251	0,791	15,232	17,153	20,030	37,183
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,879	0,251	0,791	11,449	13,370	20,030	33,400
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,879	0,251	0,791	7,401	9,322	20,030	29,352
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,879	0,251	0,791	3,760	5,681	20,030	25,711
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,879	0,251	0,791	1,949	3,870	20,030	23,900
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,879	0,251	0,791	1,538	3,459	20,030	23,488
RL.11	C > 500.000.000	0,879	0,251	0,791	1,033	2,954	20,030	22,983
Total		**0,88**	**0,25**	**0,79**	**2,66**	**4,58**	**20,030**	**24,61**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-98,0%	-98,0%	0,0%	-97,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-84,4%	-83,2%	0,0%	-72,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-80,5%	-78,7%	0,0%	-64,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-26,8%	-24,0%	0,0%	-13,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-9,8%	0,0%	81,1%	111,3%	93,3%	0,0%	28,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	123,1%	96,8%	0,0%	24,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	67,6%	53,4%	0,0%	12,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	2,6%	6,7%	0,0%	1,4%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-34,7%	-16,7%	0,0%	-3,1%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-40,9%	-18,9%	0,0%	-3,3%
RL.11	C > 500.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-54,7%	-25,1%	0,0%	-4,1%
Total		**-9,8%**	**0,0%**	**81,1%**	**-12,9%**	**-2,9%**	**0,0%**	**-0,5%**

Fuente: CNMC

Cuadro 99. Facturación de los consumidores conectados a presión iguales o inferiores a 4 bar suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Año 2020. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (€/MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.536.540	58,1%	10.490.044	15,7%	66.801	15,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.860.874	36,7%	20.459.080	30,7%	144.769	33,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	328.804	4,2%	6.565.114	9,8%	46.455	10,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	53.045	0,7%	5.904.305	8,8%	37.257	8,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.196	0,3%	11.772.230	17,6%	76.015	17,4%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.463	0,0%	5.307.614	8,0%	34.423	7,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	424	0,0%	3.234.487	4,8%	18.438	4,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	103	0,0%	2.474.490	3,7%	11.486	2,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	8	0,0%	535.244	0,8%	1.913	0,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RL.11	C > 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Total		**7.803.458**	**100,0%**	**66.742.608**	**100,0%**	**437.558**	**100,0%**
		-		-			

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,975	0,251	0,437	41,943	43,605	20,030	63,635
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,975	0,251	0,437	31,655	33,317	20,030	53,347
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,975	0,251	0,437	25,419	27,081	20,030	47,111
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,975	0,251	0,437	20,717	22,379	20,030	42,409
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,975	0,251	0,437	14,287	15,950	20,030	35,979
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,975	0,251	0,437	12,976	14,638	20,030	34,668
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,975	0,251	0,437	8,209	9,871	20,030	29,901
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,975	0,251	0,437	4,401	6,063	20,030	26,093
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,975	0,251	0,437	3,742	5,404	20,030	25,434
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000					-		-
RL.11	C > 500.000.000					-		-
Total		**0,97**	**0,25**	**0,44**	**24,77**	**26,43**	**20,030**	**46,46**

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

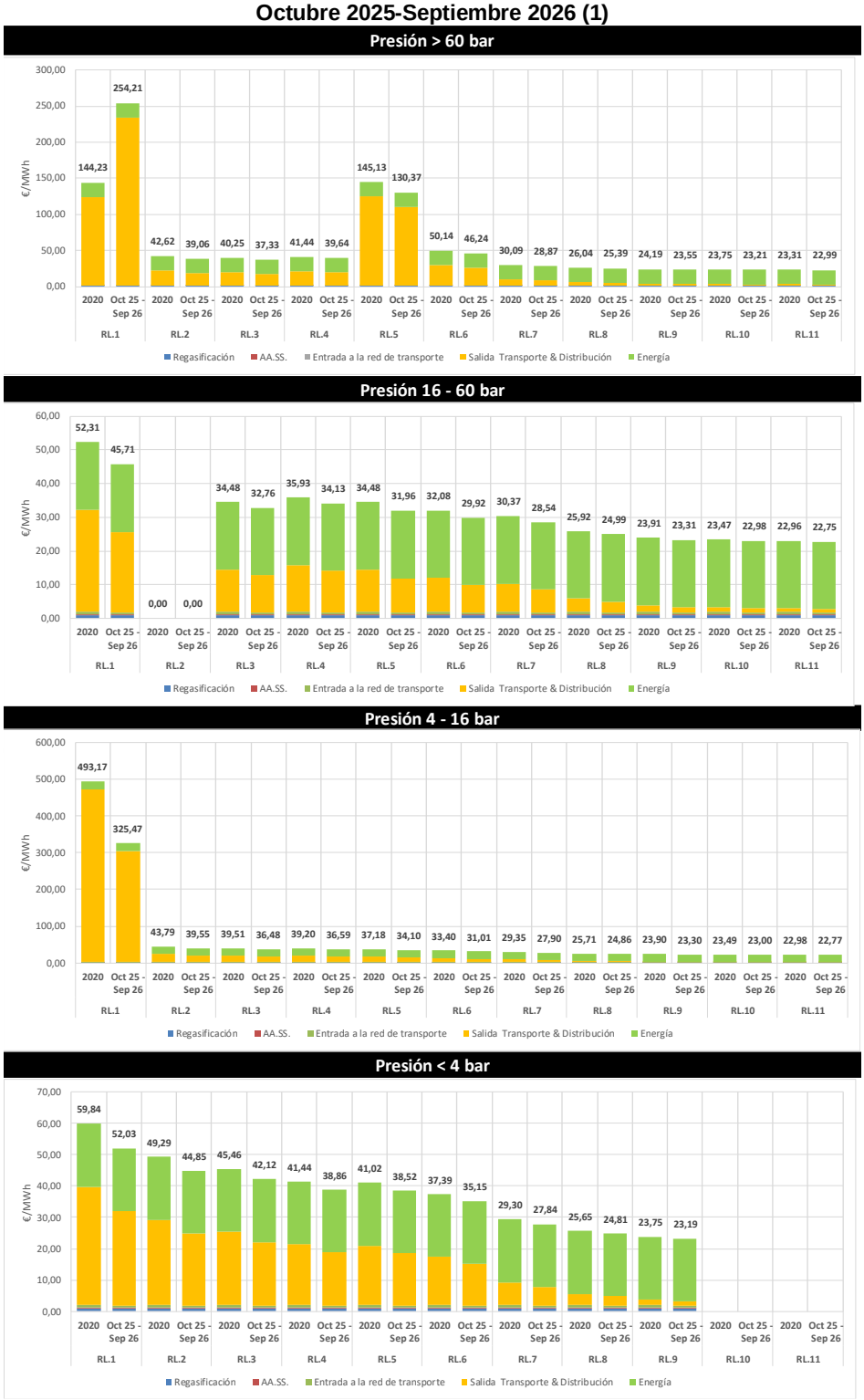
Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,879	0,251	0,791	37,887	39,808	20,030	59,838
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,879	0,251	0,791	27,335	29,256	20,030	49,285
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,879	0,251	0,791	23,508	25,429	20,030	45,459
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,879	0,251	0,791	19,488	21,410	20,030	41,439
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,879	0,251	0,791	19,070	20,991	20,030	41,021
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,879	0,251	0,791	15,436	17,357	20,030	37,387
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,879	0,251	0,791	7,350	9,272	20,030	29,301
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,879	0,251	0,791	3,695	5,616	20,030	25,646
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,879	0,251	0,791	1,800	3,722	20,030	23,751
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000					-		
RL.11	C > 500.000.000					-		
Total		**0,88**	**0,25**	**0,79**	**23,47**	**25,39**	**20,030**	**45,42**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Entrada a la red de transporte	Salida Transporte & Distribución	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-9,7%	-8,7%	0,0%	-6,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-13,6%	-12,2%	0,0%	-7,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-7,5%	-6,1%	0,0%	-3,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-5,9%	-4,3%	0,0%	-2,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-9,8%	0,0%	81,1%	33,5%	31,6%	0,0%	14,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	19,0%	18,6%	0,0%	7,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-10,5%	-6,1%	0,0%	-2,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-16,0%	-7,4%	0,0%	-1,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-9,8%	0,0%	81,1%	-51,9%	-31,1%	0,0%	-6,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000							
RL.11	C > 500.000.000							
Total		**-9,8%**	**0,0%**	**81,1%**	**-5,3%**	**-3,9%**	**0,0%**	**-2,2%**

Fuente: CNMC

Gráfico 10. Facturación final (€/MWh) de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución, por nivel de presión, a los peajes que resultan de la Circular. Año 2020 vs Octubre 2025-Septiembre 2026 (1)



Fuente: CNMC

(1) No incluyen impuestos ni margen de comercialización

2.3 Impacto económico para los consumidores conectados a redes locales alimentadas por plantas satélite

En el Cuadro 100 se muestra el resultado de facturar a los consumidores conectados a redes de suministradas desde plantas satélite a las variables previstas para el ejercicio 2020 a los peajes de la Circular y a los peajes vigentes.

En el impacto no se ha tenido en cuenta el servicio de transporte desde la planta de regasificación hasta la planta satélite, descarga en la planta satélite y operación de la planta satélite, de acuerdo con las condiciones económicas libremente establecidas por cada empresa distribuidora. Se indica que las empresas distribuidoras proporcionan los servicios de transporte desde la planta de regasificación hasta la planta satélite, descarga en la planta satélite y operación de la planta satélite, de acuerdo con las condiciones económicas libremente establecidas por cada empresa distribuidora. Los precios cobrados por estos servicios suelen constar de un término en función de la distancia entre la planta satélite y la planta de regasificación, aunque también suelen incorporar términos fijos[45]. Esta Comisión no dispone de la información necesaria para estimar el coste medio de transporte por carretera por grupo tarifario, por lo que se excluye del análisis.

Se observa que la facturación que resulta de aplicar los peajes de la Circular supera entre el 6,2% y el 24,6% a la que resulta de aplicar los peajes vigentes, registrándose el mayor impacto en los consumidores de menor tamaño.

Cabe señalar que la facturación media de acceso de los consumidores conectados a redes locales alimentadas desde plantas satélite a los peajes de acceso vigentes resulta entre el 29,6% y el 55,3% inferior a la de los consumidores suministrados conectados a redes locales alimentadas desde la red de transporte. En el caso de los peajes de la Circular, la facturación media de acceso de los consumidores suministrados desde plantas satélites resulta entre el 2,4% y el 26,6% inferior a la de los consumidores suministrados desde la red de transporte (véase Gráfico 11).

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

Cuadro 100. Facturación de los consumidores conectados a redes locales alimentadas desde plantas satélite a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular. Año 2020. Sin periodo transitorio

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	103.776	66,7%	229.841	17,7%	1.580	18,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	45.340	29,1%	334.972	25,8%	2.599	31,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	5.211	3,3%	107.489	8,3%	834	9,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	898	0,6%	118.905	9,2%	658	7,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	339	0,2%	249.812	19,2%	1.384	16,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	41	0,0%	118.205	9,1%	646	7,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	10	0,0%	101.901	7,8%	510	6,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2	0,0%	37.964	2,9%	181	2,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
Total		**155.616**	**100,0%**	**1.299.090**	**100,0%**	**8.392**	**100,0%**

2. Facturación a peajes vigentes (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Salida Redes locales	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,9746	0,2507	26,0227	27,248	20,030	47,278
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,9746	0,2507	19,2761	20,501	20,030	40,531
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,9746	0,2507	15,5640	16,789	20,030	36,819
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,9746	0,2507	13,3319	14,557	20,030	34,587
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,9746	0,2507	10,0038	11,229	20,030	31,259
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,9746	0,2507	8,8915	10,117	20,030	30,146
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,9746	0,2507	3,7498	4,975	20,030	25,005
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,9746	0,2507	1,4826	2,708	20,030	22,738
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
Total		**0,975**	**0,251**	**15,153**	**16,378**	**20,030**	**36,41**

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

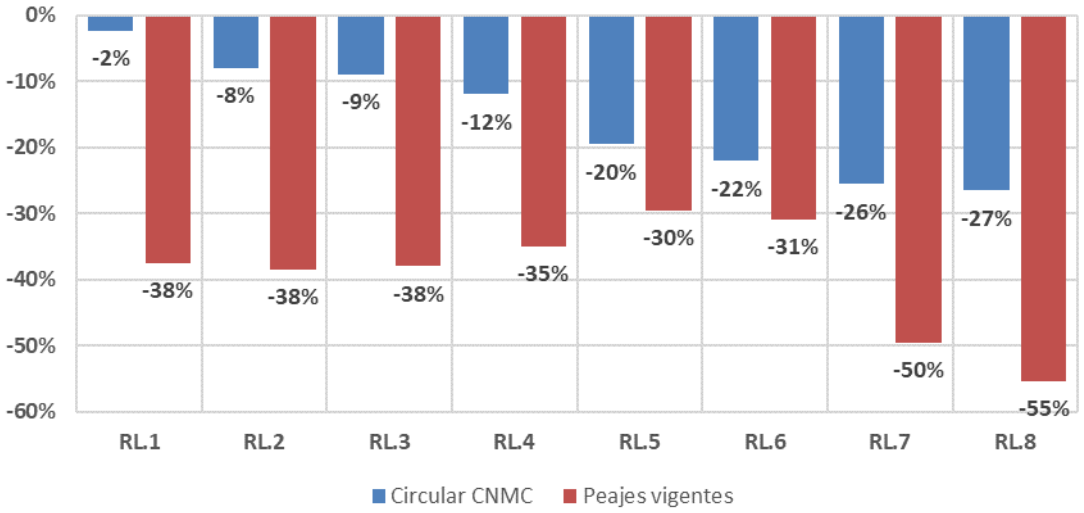
Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Salida Redes locales	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,8790	0,2507	37,7322	38,862	20,030	58,892
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,8790	0,2507	25,7778	26,908	20,030	46,937
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,8790	0,2507	22,0294	23,159	20,030	43,189
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,8790	0,2507	17,7172	18,847	20,030	38,877
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,8790	0,2507	15,7640	16,894	20,030	36,923
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,8790	0,2507	12,3923	13,522	20,030	33,552
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,8790	0,2507	5,7716	6,901	20,030	26,931
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,8790	0,2507	2,9951	4,125	20,030	24,154
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
Total		**0,879**	**0,251**	**21,466**	**22,60**	**20,030**	**42,63**

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	AA.SS.	Salida Redes locales	Total acceso	Energía	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-9,8%	0,0%	45,0%	42,6%	0,0%	24,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-9,8%	0,0%	33,7%	31,2%	0,0%	15,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-9,8%	0,0%	41,5%	37,9%	0,0%	17,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,8%	0,0%	32,9%	29,5%	0,0%	12,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-9,8%	0,0%	57,6%	50,4%	0,0%	18,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-9,8%	0,0%	39,4%	33,7%	0,0%	11,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-9,8%	0,0%	53,9%	38,7%	0,0%	7,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-9,8%	0,0%	102,0%	52,3%	0,0%	6,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
Total		**-9,8%**	**0,0%**	**41,7%**	**38,0%**	**0,0%**	**17,1%**

Fuente: CNMC

Gráfico 11. Diferencial de facturación de acceso de los consumidores suministrados desde plantas satélites respecto de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución, desagregado por grupo tarifario, a los peajes vigentes y a los peajes de la Circular. Año 2020.



Fuente: CNMC

2.4 Impacto sobre la estructura de los peajes de salida de la red de transporte y distribución hacia los consumidores finales

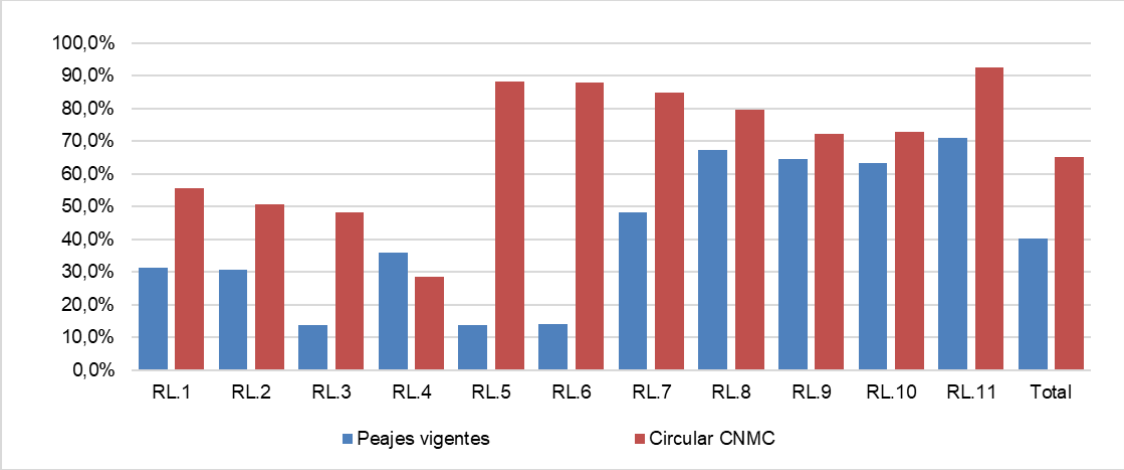
Algunos agentes en sus alegaciones han señalado que teniendo en cuenta la naturaleza de los costes, los peajes de acceso a las redes locales deberían constar únicamente de un término fijo.

Asimismo, el MITERD ha señalado en su informe que la metodología de peajes propuesta incrementa la volatilidad de los ingresos, motivado porque el porcentaje de los ingresos por peaje de redes que se recupera por el término fijo es inferior al que resulta de considerar el término de conducción de los peajes vigentes.

En el Gráfico 12 se compara proporción de la facturación por el término de conducción de los peajes vigentes con la proporción de la facturación obtenida a través del término fijo de los peajes de salida de la red de transporte, los peajes de acceso a las redes locales y peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación que resulta de la Circular, incrementados, como se ha indicado, por los porcentajes para recuperar los cargos. Se observa que, con la excepción del grupo tarifario RL.4, la proporción de la facturación recuperada a través del término fijo que resulta de los peajes de la Circular supera a la que resulta de considerar los peajes vigentes.

Adicionalmente, en el Gráfico 13 se muestra la misma comparación desagregada por nivel de presión.

Gráfico 12. Proporción de la facturación del término de conducción de los peajes vigentes y de los peajes de la Circular (1) recuperados a través del término fijo. Año 2020.



Fuente: CNMC

(1) Incluye la facturación por la salida de la red de transporte, redes locales y peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación que resulta de la Circular.

Gráfico 13. Proporción de la facturación del término de conducción de los peajes vigentes y de los peajes de la Circular (1) recuperados a través del término fijo, desagregado por nivel de presión. Año 2020.

Fuente: CNMC

(1) Incluye la facturación por la salida de la red de transporte, redes locales y peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación que resulta de la Circular.

2.5 Impacto económico por sector de actividad

A efectos de valorar el impacto de los peajes de la Circular sobre los distintos sectores económicos se ha procedido a facturar a los consumidores con información individualizada en la base de datos de liquidaciones a los peajes de acceso de la Circular y a los peajes de acceso vigentes correspondientes al ejercicio 2018 y se ha procedido a comparar la facturación de acceso y la facturación total (por acceso y energía, excluidos margen de comercialización e impuestos) que resulta de considerar los peajes de acceso vigentes y los peajes de acceso de la Circular.

Se indica que se ha excluido del análisis los consumidores suministrados desde planta satélite (7) y los consumidores sin CNAE (288). En particular, se han facturado 4.279 puntos de suministro de los que se dispone de información individualizada.

La **facturación de acceso** de los suministros cuyo sector de actividad es la generación de energía eléctrica se reduce respecto de los peajes vigentes, en términos medios, el 25%, registrándose aumentos únicamente en 4 de los 39 puntos de suministro.

En el caso del resto de sectores de actividad, se indica que el 30% (1.327) de los consumidores cuyo consumo representa el 87% del total del consumo experimentaría reducciones en su facturación de acceso, en términos medios, del 23%. Por el contrario, el 70% de los consumidores (2.978), cuyo consumo representa el 13% del consumo total registrado, experimentarían incrementos, en términos medios, del 45%. En el cuadro inferior se muestra el detalle por sector de actividad.

Cuadro 101. Facturación de acceso de los consumidores con información individualizada correspondiente al ejercicio 2018 a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular para el año 2020. Sin periodo transitorio

				Facturación (miles de €)		Precio medio (€/MWh)		Tasa de variación: propuesta circular vs vigente
CNAE	Grupo CNAE	Nº CUPS	Consumo (GWh)	Vigentes	Propuesta Circular	Vigentes	Propuesta Circular	
A	AGRICULTURA, GANADERÍA, SILVICULTURA Y PESCA	47	2.116	52.026	51.032	24,58	24,11	-1,9%
01	*Agricultura, ganadería, caza y servicios relacionados con las mismas*	45	1.922	47.262	46.419	24,59	24,15	-1,8%
	Otras actividades	2	194	4.764	4.613	24,57	23,80	-3,2%
B	INDUSTRIAS EXTRACTIVAS	24	2.367	57.517	56.194	24,30	23,75	-2,3%
C	INDUSTRIA MANUFACTURERA	2.896	156.060	3.783.632	3.718.516	24,24	23,83	-1,7%
10	*Industria de la alimentación*	617	15.380	385.558	383.714	25,07	24,95	-0,5%
11	*Fabricación de bebidas*	51	1.252	31.411	31.310	25,09	25,01	-0,3%
13	*Industria textil*	162	1.711	44.222	45.985	25,85	26,88	4,0%
17	*Industria del papel*	154	15.636	375.961	367.127	24,05	23,48	-2,3%
20	*Industria química*	256	32.046	769.177	748.567	24,00	23,36	-2,7%
21	*Fabricación de productos farmacéuticos*	67	1.164	29.164	29.531	25,06	25,38	1,3%
22	*Fabricación de productos de caucho y plásticos*	118	2.569	63.354	63.492	24,66	24,71	0,2%
23	*Fabricación de otros productos minerales no metálicos*	418	25.220	615.160	603.220	24,39	23,92	-1,9%
24	*Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y*	258	15.810	384.976	377.801	24,35	23,90	-1,9%
25	*Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo*	306	2.810	71.331	73.654	25,39	26,21	3,3%
28	*Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.*	179	2.892	74.453	73.848	25,74	25,53	-0,8%
29	*Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques*	55	424	11.243	11.725	26,52	27,66	4,3%
	Otras actividades	255	39.146	927.622	908.541	23,70	23,21	-2,1%
D	SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA, GAS, VAPOR Y AIRE	146	28.883	690.013	672.465	23,89	23,28	-2,5%
E	SUMINISTRO DE AGUA, ACTIVIDADES DE SANEAMIENTO, GESTIÓN DE	55	2.691	65.757	64.453	24,43	23,95	-2,0%
F	CONSTRUCCIÓN	61	6.471	156.745	153.466	24,22	23,72	-2,1%
41	*Construcción de edificios*	22	184	5.034	5.075	27,34	27,56	0,8%
42	*Ingeniería civil*	11	1.096	26.594	26.020	24,27	23,75	-2,2%
43	*Actividades de construcción especializada*	28	5.191	125.117	122.372	24,10	23,58	-2,2%
G	COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE	234	2.640	68.014	68.274	25,76	25,86	0,4%
H	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	136	2.116	53.488	53.879	25,28	25,47	0,7%
49	*Transporte terrestre y por tubería*	51	1.154	28.881	28.586	25,02	24,76	-1,0%
52	*Almacenamiento y actividades anexas al transporte*	84	911	23.257	24.017	25,52	26,36	3,3%
	Otras actividades	1	50	1.351	1.275	26,91	25,41	-5,6%
I	HOSTELERÍA	45	130	3.630	3.674	27,93	28,26	1,2%
J	INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	11	18	538	567	30,74	32,38	5,3%
K	ACTIVIDADES FINANCIERAS Y DE SEGUROS	14	498	12.365	12.175	24,84	24,46	-1,5%
L	ACTIVIDADES INMOBILIARIAS	16	74	2.093	2.176	28,11	29,23	4,0%
M	ACTIVIDADES PROFESIONALES, CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS	22	359	9.400	9.578	26,15	26,65	1,9%
N	ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS Y SERVICIOS AUXILIARES	39	338	9.045	9.279	26,75	27,45	2,6%
O	ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; SEGURIDAD SOCIAL	33	207	5.957	5.896	28,73	28,44	-1,0%
P	EDUCACIÓN	20	141	4.288	4.277	30,44	30,36	-0,3%
Q	ACTIVIDADES SANITARIAS Y DE SERVICIOS SOCIALES	114	1.351	36.981	36.265	27,38	26,85	-1,9%
R	ACTIVIDADES ARTÍSTICAS, RECREATIVAS Y DE ENTRETENIMIENTO	17	94	2.708	2.697	28,84	28,72	-0,4%
S	OTROS SERVICIOS	88	776	20.840	21.071	26,85	27,15	1,1%
94	*Actividades asociativas*	23	367	9.843	9.620	26,85	26,24	-2,3%
96	*Otros servicios personales*	65	410	10.997	11.451	26,85	27,95	4,1%
T	ACTIVIDADES DE LOS HOGARES	214	1.170	31.718	31.723	27,12	27,12	0,0%
U	ACTIVIDADES DE ORGANIZACIONES Y ORGANISMOS	7	114	3.079	3.026	26,96	26,50	-1,7%
TOTAL		4.239	208.614	5.069.835	4.980.683	24,30	23,88	-1,8%

Fuente: CNMC

Por último, teniendo en cuenta que el impacto de los peajes de la Circular depende de lo que representa el acceso sobre la factura total del consumidor, se compara la facturación total (esto es, facturación de acceso + coste de la energía) que resulta de considerar los peajes vigentes y los peajes de la Circular.

En el caso de los suministros cuya actividad es la generación de energía eléctrica, la facturación total de considerar los peajes de la Circular resultaría, en términos medios, un 4,4% inferior a la que resultaría de considerar los peajes vigentes.

En el caso del resto de sectores de actividad, la facturación total de los consumidores cuya facturación de acceso se reduce, experimentaría reducciones, en términos medios, del 3,0%, mientras que la facturación total de los consumidores para los que aumentaría la facturación de acceso se incrementaría en términos medios un 9%. En el cuadro inferior se muestra el impacto sobre la facturación total por sector de actividad.

Cuadro 102. Facturación total (acceso + energía) de los consumidores con información individualizada correspondiente al ejercicio 2018 a los peajes de acceso vigentes y a los peajes que resultan de la Circular para el año 2020. Sin periodo transitorio

				Facturación (miles de €)		Precio medio (€/MWh)		Tasa de variación: propuesta circular vs vigente
CNAE	Grupo CNAE	Nº CUPS	Consumo (GWh)	Vigentes	Propuesta Circular	Vigentes	Propuesta Circular	
A	AGRICULTURA, GANADERÍA, SILVICULTURA Y PESCA	47	2.116	52.026	51.032	24,58	24,11	-1,9%
01	*Agricultura, ganadería, caza y servicios relacionados con las mismas*	45	1.922	47.262	46.419	24,59	24,15	-1,8%
	Other activities	2	194	4.764	4.613	24,57	23,80	-3,2%
B	INDUSTRIAS EXTRACTIVAS	24	2.367	57.517	56.194	24,30	23,75	-2,3%
C	INDUSTRIA MANUFACTURERA	2.896	156.060	3.783.632	3.718.516	24,24	23,83	-1,7%
10	*Industria de la alimentación*	617	15.380	385.558	383.714	25,07	24,95	-0,5%
11	*Fabricación de bebidas*	51	1.252	31.411	31.310	25,09	25,01	-0,3%
13	*Industria textil*	162	1.711	44.222	45.985	25,85	26,88	4,0%
17	*Industria del papel*	154	15.636	375.961	367.127	24,05	23,48	-2,3%
20	*Industria química*	256	32.046	769.177	748.567	24,00	23,36	-2,7%
21	*Fabricación de productos farmacéuticos*	67	1.164	29.164	29.531	25,06	25,38	1,3%
22	*Fabricación de productos de caucho y plásticos*	118	2.569	63.354	63.492	24,66	24,71	0,2%
23	*Fabricación de otros productos minerales no metálicos*	418	25.220	615.160	603.220	24,39	23,92	-1,9%
24	*Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y*	258	15.810	384.976	377.801	24,35	23,90	-1,9%
25	*Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo*	306	2.810	71.331	73.654	25,39	26,21	3,3%
28	*Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.*	179	2.892	74.453	73.848	25,74	25,53	-0,8%
29	*Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques*	55	424	11.243	11.725	26,52	27,66	4,3%
	Other activities	255	39.146	927.622	908.541	23,70	23,21	-2,1%
D	SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA, GAS, VAPOR Y AIRE	146	28.883	690.013	672.465	23,89	23,28	-2,5%
E	SUMINISTRO DE AGUA, ACTIVIDADES DE SANEAMIENTO, GESTIÓN DE	55	2.691	65.757	64.453	24,43	23,95	-2,0%
F	CONSTRUCCIÓN	61	6.471	156.745	153.466	24,22	23,72	-2,1%
41	*Construcción de edificios*	22	184	5.034	5.075	27,34	27,56	0,8%
42	*Ingeniería civil*	11	1.096	26.594	26.020	24,27	23,75	-2,2%
43	*Actividades de construcción especializada*	28	5.191	125.117	122.372	24,10	23,58	-2,2%
G	COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE	234	2.640	68.014	68.274	25,76	25,86	0,4%
H	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	136	2.116	53.488	53.879	25,28	25,47	0,7%
49	*Transporte terrestre y por tubería*	51	1.154	28.881	28.586	25,02	24,76	-1,0%
52	*Almacenamiento y actividades anexas al transporte*	84	911	23.257	24.017	25,52	26,36	3,3%
	Other activities	1	50	1.351	1.275	26,91	25,41	-5,6%
I	HOSTELERÍA	45	130	3.630	3.674	27,93	28,26	1,2%
J	INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	11	18	538	567	30,74	32,38	5,3%
K	ACTIVIDADES FINANCIERAS Y DE SEGUROS	14	498	12.365	12.175	24,84	24,46	-1,5%
L	ACTIVIDADES INMOBILIARIAS	16	74	2.093	2.176	28,11	29,23	4,0%
M	ACTIVIDADES PROFESIONALES, CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS	22	359	9.400	9.578	26,15	26,65	1,9%
N	ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS Y SERVICIOS AUXILIARES	39	338	9.045	9.279	26,75	27,45	2,6%
O	ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; SEGURIDAD SOCIAL	33	207	5.957	5.896	28,73	28,44	-1,0%
P	EDUCACIÓN	20	141	4.288	4.277	30,44	30,36	-0,3%
Q	ACTIVIDADES SANITARIAS Y DE SERVICIOS SOCIALES	114	1.351	36.981	36.265	27,38	26,85	-1,9%
R	ACTIVIDADES ARTÍSTICAS, RECREATIVAS Y DE ENTRETENIMIENTO	17	94	2.708	2.697	28,84	28,72	-0,4%
S	OTROS SERVICIOS	88	776	20.840	21.071	26,85	27,15	1,1%
94	*Actividades asociativas*	23	367	9.843	9.620	26,85	26,24	-2,3%
96	*Otros servicios personales*	65	410	10.997	11.451	26,85	27,95	4,1%
T	ACTIVIDADES DE LOS HOGARES	214	1.170	31.718	31.723	27,12	27,12	0,0%
U	ACTIVIDADES DE ORGANIZACIONES Y ORGANISMOS	7	114	3.079	3.026	26,96	26,50	-1,7%
TOTAL		4.239	208.614	5.069.835	4.980.683	24,30	23,88	-1,8%

Fuente: CNMC

2.6 Entradas a la red de transporte desde plantas de GNL y por conexiones internacionales

En el cuadro inferior se compara la facturación media de acceso para el comercializador medio previsto para el ejercicio 2020, a efecto de analizar el impacto de la metodología propuesta sobre el diferencial de facturación de acceso que resulta de introducir gas en el sistema por las plantas de GNL o por las conexiones internacionales. Se observa que, el diferencial medio de se reduce un 18,6% respecto del que resulta de aplicar los peajes vigentes.

Cuadro 103. Facturación media de acceso resultante de introducir el gas en el sistema por plantas de GNL o conexiones internacionales a los peajes de acceso vigentes y a los peajes de la Circular. Año 2020.

	Peajes propuesta de Circular (incluye cargos)		Peajes vigentes		Tasa de variación	
Servicio	Entrada GNL	Entrada GN	Entrada GNL	Entrada GN	Entrada GNL	Entrada GN
Descarga GNL	0,08038	-	0,10534	-	-23,7%	
Canon de GNL	0,41792	-	0,60753	-	-31,2%	
Vaporización	1,00080	-	0,88704	-	12,8%	
Entrada red de Transporte	0,72331	0,92030	0,42649	0,42649	69,6%	115,8%
Total	**2,22241**	**0,92030**	**2,02641**	**0,42649**	**9,7%**	**115,8%**
Diferencial GNL - GN		**1,30211**		**1,59992**		**-18,6%**

Fuente: CNMC

2.7 Comparación internacional

A continuación, se analiza el impacto sobre la competitividad de los peajes de la Circular respecto de los peajes vigentes, de los peajes resultantes metodología propuesta para el año 2020 con los correspondientes peajes asociados a los distintos servicios prestados por las plantas de regasificación en otros países de nuestro entorno.

2.7.1 Alternativas para introducir gas en el punto Virtual de Balance de España a través de Portugal

En el Cuadro 104 se compara la facturación, en términos medios, que resultaría de introducir 1 TWh en el PVB español desde Portugal (planta de Sines) o por España a través de plantas de GNL a los peajes vigentes y a los peajes de la Circular, considerando las siguientes hipótesis:

- Nº de buques descargados: 1
- Volumen descargado (TWh): 1
- Regasificación plana durante 30 días

- Se considerada que se contratan servicios individuales de duración anual, con la excepción del canon del GNL para el que se considera una contratación diaria

Se observa que introducir gas en España desde la planta de Sines, a los peajes vigentes supone un ahorro para el comercializador de 0,76 €/MWh, mientras que con los peajes de la Circular dicha diferencia se reduce a 0,30 €/MWh, esto es un 60% menor.

Cuadro 104. Facturación del acceso al PVB español desde la planta de SINES y desde las plantas españolas.

	Peajes Vigentes								
	Entrada desde Portugal			Entrada desde España				Portugal vs España	
Servicio	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día /mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/MWh	%
Regasificación			**0,5747**				**1,3425**	**- 0,7678**	**-57%**
Descarga de Buques		0,00004003	0,0400	33.978		0,000069	0,1030	- 0,0629	-61%
Almacenamiento GNL	0,0005820		0,2774			0,000032	0,4698	- 0,1924	-41%
Regasificación	0,0041830	0,00011782	0,2573		0,019612	0,000116	0,7697	- 0,5125	-67%
Entrada - Portugal	**0,0002439**		**0,0081**					**0,0081**	
Salida - Portugal	**0,0000582**		**0,0019**					**0,0019**	
Entrada - España	**0,010848**	**-**	**0,3616**		**0,010848**	**-**	**0,3616**	**-**	**0%**
Total			**0,9464**				**1,7041**	**- 0,7577**	**-44%**

	Peajes CNMC								
	Entrada desde Portugal			Entrada desde España				Portugal vs España	
Servicio	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día /mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/MWh	%
Regasificación			**0,5747**				**1,3351**	**- 0,7603**	**-57%**
Descarga de Buques		0,00004003	0,0400	55.645		0,000017	0,0731	- 0,0330	-45%
Almacenamiento GNL	0,0005820		0,2774		0,000485	0,000002	0,4394	- 0,1620	-37%
Regasificación	0,0041830	0,00011782	0,2573		0,020885	0,000126	0,8226	- 0,5653	-69%
Entrada - Portugal	**0,0002439**		**0,0081**					**0,0081**	
Salida - Portugal	**0,0000582**		**0,0019**					**0,0019**	
Entrada - España	**0,0301440**	**0,000025**	**1,0294**		**0,016771**	**0,000025**	**0,5836**	**0,4458**	**76%**
Total			**1,6142**				**1,9187**	**- 0,3045**	**-16%**

Fuente: CNMC y ERSE

2.7.2 Alternativas para introducir gas en el punto Virtual de Balance de España a través de Francia

Análogamente al caso portugués, en el Cuadro 105 se compara la facturación, en términos medios, que resultaría de introducir 1 TWh en el PVB español desde Francia a través de la planta de Montoir-de-Bretagne o por España a través de plantas de GNL a los peajes vigentes y a los peajes de la Circular, considerando las mismas hipótesis que para el caso portugués. Adicionalmente se indica que se ha tomado los peajes correspondientes al servicio básico (que incluye descarga, almacenamiento de GNL y regasificación) de la planta de Montoir-de-Bretagne por ser la opción de menor coste.

Se observa que introducir gas en España a través de la planta de Montoir-de-Bretagne, a los peajes vigentes supone un sobrecoste para el comercializador de 1,41 €/MWh, mientras que con los peajes de la Circular dicha diferencia se incrementa a 1,45 €/MWh, esto es un 2,4% superior.

Cuadro 105. Facturación del acceso al PVB español desde la planta de Montoir-de-Bretagne y desde las plantas españolas.

	Peajes Vigentes									
	Entrada desde Francia				Entrada desde España				Francia vs España	
Servicio	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/MWh	%
Regasificación				**0,7860**				**1,3425**	**- 0,5565**	**-41%**
Descarga de Buques	90.000		0,000696	0,7860	33.978		0,000069	0,1030	0,6830	663%
Almacenamiento GNL							0,000032	0,4698	- 0,4698	-100%
Regasificación						0,019612	0,000116	0,7697	- 0,7697	-100%
Entrada - Francia		**0,006805**		**0,2268**					**0,2268**	
Salida - Francia		**0,052246**		**1,7415**					**1,7415**	
Entrada - España		**0,010848**	**-**	**0,3616**		**0,010848**	**-**	**0,3616**	**-**	**0%**
Total				**3,1160**				**1,7041**	**1,4118**	**83%**

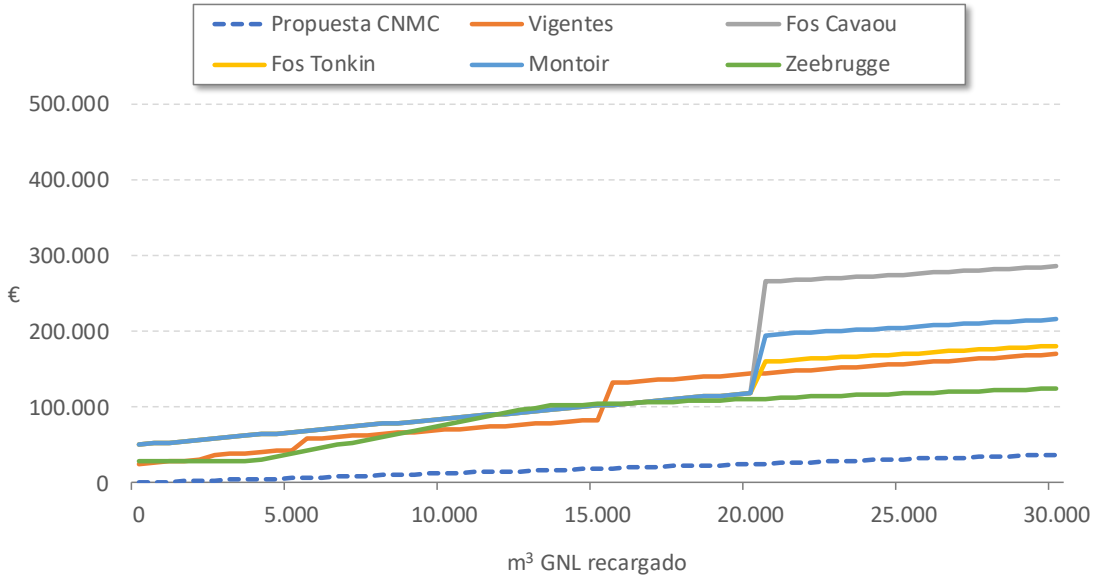
	Peajes CNMC									
	Entrada desde Francia				Entrada desde España				Francia vs España	
Servicio	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/MWh	%
Regasificación				**0,7860**				**1,3351**	**- 0,5491**	**-41%**
Descarga de Buques	90.000	-	0,000696	0,7860	55.645		0,000017	0,0731	0,7129	976%
Almacenamiento GNL						0,000485	0,000002	0,4394	- 0,4394	-100%
Regasificación						0,020885	0,000126	0,8226	- 0,8226	-100%
Entrada - Francia	**-**	**0,00681**	**-**	**0,2268**					**0,2268**	
Salida - Francia	**-**	**0,05225**	**-**	**1,7415**					**1,7415**	
Entrada - España		**0,017565**	**0,000025**	**0,6101**		**0,016771**	**0,000025**	**0,5836**	**0,0265**	**5%**
Total				**3,3645**				**1,9187**	**1,4458**	**75%**

Fuente: CNMC y CRE

2.7.3 Competitividad del servicio de trasvase de GNL de planta a buque

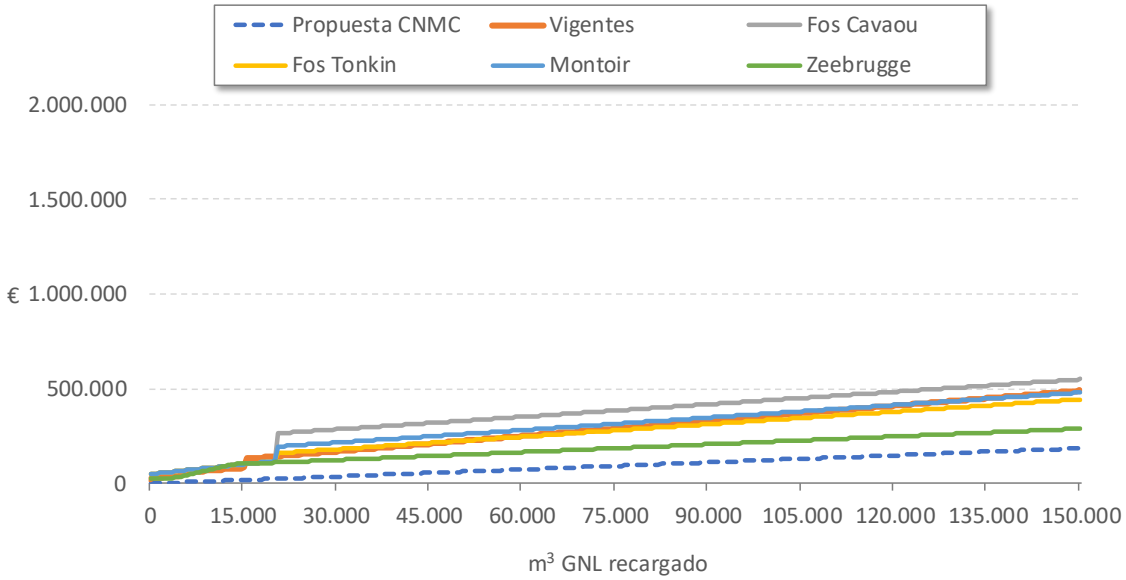
De forma adicional, en el Gráfico 14 y el Gráfico 15 se comparan la facturación asociada a la carga de GNL de los peajes vigente y de los de la Circular en el caso español, con el de otros terminales de GNL europeos. En particular, se incluyen en la comparación los terminales franceses de Fos Cavaou, Fos Tonkin y Montoir, y el terminal belga de Zeebrugge, que son terminales próximos, los más activos en operaciones de recarga de GNL y competencia de los terminales españoles en la prestación de este servicio. Otros terminales también bastante activos en este tipo de operaciones son el holandés, los ingleses o el de Dunkerque en Francia, si bien al estar exentos del acceso de terceros, no se dispone de la información sobre sus tarifas y no ha sido posible incluirlos en este análisis.

Gráfico 14. Comparación de los costes de las recargas de hasta 30.000 m3 GNL en diferentes terminales



Fuente: CNMC

Gráfico 15. Comparación de los costes de las recargas de hasta 150.000 m3 GNL en diferentes terminales



Fuente: CNMC

Se observa que, los peajes que resultan de la metodología para los terminales españoles se sitúan por debajo tanto de los peajes vigentes como de los peajes aplicados en los terminales europeos analizados para todos los volúmenes de carga analizados. Para una recarga de 15.000 m^3 el ahorro en los terminales españoles se sitúa en un valor superior al 80%.

Para volúmenes de recarga más elevados, típicos de operaciones de re-exportación de GNL a otros mercados (generalmente debido a arbitrajes/divergencias de precios entre regiones), las diferencias también son considerables. A modo de ejemplo, la recarga de 150.000 m^3 de GNL en el terminal españoles tiene un coste un 69% inferior al de un terminal de Zeebrugge.

3. Impacto sobre las políticas de orientación energética

La Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece en su apartado quinto las orientaciones de política energética que la CNMC debe seguir en la metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad.

Se considera que los peajes que resultan de la metodología de la Circular cumplen con las orientaciones de política energética porque, la metodología establece unas reglas explícitas para asignar la retribución reconocida a las actividades de regasificación, transporte y distribución de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las infraestructuras. En este sentido, se establecen peajes diferenciados para cada uno de los servicios prestados por la instalación teniendo en cuenta cuáles de ellos están sometidos a competencia internacional, a efectos de maximizar el uso de las infraestructuras, preservando en todo caso la suficiencia de ingresos para recuperar la retribución reconocida a cada una de las actividades.

Por otra parte, los multiplicadores de corto plazo se han definido de forma que se asegura la recuperación de la retribución reconocida sin que suponga una barrera a la contratación de corto plazo. Al respecto cabe señalar que los multiplicadores resultantes de la metodología de la Circular son inferiores a los multiplicadores establecidos en la normativa vigente. En consecuencia, los multiplicadores de la Circular no penalizan la formación de precios en el mercado mayorista, facilitando la electrificación de la economía.

A estos efectos ilustrativos se indica que, como resultado de facturar las variables de facturación registradas en el ejercicio 2018 correspondiente a los ciclos combinados, principales usuarios de los contratos de duración inferior a un año, se constata una reducción de la facturación de los peajes de salida de la red de transporte y redes locales, ajustados con las hipótesis recogidas en el epígrafe VIII.1, respecto del término de conducción de los peajes vigentes del 40,7%, en términos medios.

Por último, respecto de los peajes aplicables a la inyección de biometano y otros gases de origen renovable en la red de transporte troncal, se indica que el artículo 9 del Reglamento (UE) 2017/460 recoge que únicamente se pueden establecer peajes inferiores a los resultantes de la metodología en el caso (i) de las tarifas de transporte de entrada y salida de las instalaciones de

almacenamiento, (ii) en los puntos de entrada desde instalaciones de GNL y (iii) en los puntos de entrada y salida desde la infraestructuras construidas con objeto de poner fin al aislamiento de los Estados miembros, en lo que se refiere a sus sistemas de transporte de gas.

En este sentido ACER indicó en el informe sobre las tarifas de transporte de Alemania que "*La Agencia señala que la tarifa propuesta para las entradas de biogás y power to gas ("PtG") se establece en cero. La Agencia comprende la razón detrás de esta elección, que se deriva de políticas sobre el cambio climático. Al mismo tiempo, la Agencia señala que este enfoque no cumple con el Artículo 6 (3) de la NC TAR, que requiere que el RPM se aplique a todos los puntos de la red. Por esta razón, la Agencia invita a BNetzA a considerar si el apoyo a gas renovable se podría cumplir de una manera diferente a un descuento en la tarifa de entrada.*[46]"

En consecuencia, se ha optado por establecer únicamente la exención del pago de peaje a las inyecciones de biogás en las redes locales.

4. Impacto sobre la competencia

La metodología de peajes propuesta no tendrá impactos sobre la competencia interna, en la medida en que los consumidores de las mismas características deberán hacer frente a los mismos peajes por el uso de las redes de transporte y distribución.

Por otra parte, en la medida en que, como resultado de la metodología propuesta, se produce, con carácter general, una reducción de la factura de los consumidores, se estima que podría tener un impacto beneficioso sobre las industrias sometidas a competencia internacional y, en particular, en las más intensivas en el uso del gas natural, que verán reducido su coste antes de impuestos en, aproximadamente, entre 0,3 y 0,7 €/MWh.

5. Otros impactos

La propuesta de Circular por la que se establece por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural no presenta impactos por razón de género. Asimismo, ha de señalarse que la misma tiene impacto nulo en la infancia, en la adolescencia, así como en la familia.

[46] The Agency notes that the proposed tariff for entries from biogas and power-to-gas ('PtG') installations are set to zero. The Agency understands the rationale behind this choice, which is driven by policies on climate change. At the same time, the Agency remarks that this approach is not compliant with Article 6(3) of the NC TAR, which requires that the RPM be applied to all points of the network. For this reason, the Agency invites BNetzA to consider if the support to renewable gassescould be met in a different way than a discount on the entry tariff.

ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL PERIODO REGULATORIO

ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL PERIODO REGULATORIO

1. Sobre la previsión de cierre para 2019

Se ha actualizado la previsión de demanda de la CNMC para el ejercicio 2019 en base a la información disponible hasta la fecha.

En resumen, la actualización de la previsión consiste en:

- Actualización del cierre del ejercicio 2018 a valores reales.

- La previsión de demanda de gas natural destinada a generación eléctrica se ha actualizado debido al fuerte incremento observado a lo largo de 2019, motivado por el aumento de participación en el mix eléctrico de los ciclos combinados debido al cierre de las centrales de carbón y la situación actual de precios. En consecuencia, la demanda estimada destinada a generación eléctrica prevista para 2019 se eleva a 119 TWh frente a los 62 TWh registrados en 2018.

- La demanda industrial convencional se ha actualizado igualmente atendiendo a la última información disponible. La demanda industrial se estima que cerrará el año con un incrementado de un 2,1% frente a la real de 2018.

- En cuanto a la demanda doméstica, en base a la última información disponible se estima que cerrará el año con una variación de un -8,2% respecto a la de 2018.
- Se han actualizado los caudales contratados y facturados con la última información disponible y considerando la actualización de la demanda indicada.

- En relación con las entradas, se ha observado por un lado una fuerte disminución de las entradas por Tarifa compensado tan solo parcialmente por las entradas por el VIP Ibérico. Debido a los bajos precios en los mercados de GNL, las entradas de GNL se han incrementado fuertemente, abasteciendo la disminución de Tarifa y el aumento de la demanda.

A continuación, se expone el nuevo escenario previsto para el 2019.

En el Cuadro I.1 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada previstos por la CNMC para 2019. Se estima que la demanda del ejercicio 2019 alcanzará los 399,6 TWh, un 15,2% superior a la demanda registrada en el ejercicio 2018, justificado, fundamentalmente por el aumento previsto de la demanda del grupo 1 y en concreto la demanda destinada a generación eléctrica.

Asimismo, se estima un incremento de la capacidad contratada en 2019 del 12,6% sobre la de 2018, consecuencia del aumento del 22,8% de la capacidad contratada del grupo 1.

Cuadro I.1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para 2019

	2018 (A)			Previsión 2019 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
Grupo tarifario	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/dia)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/dia)	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	***129.236***	***123***	***567.238***	***185.631***	***121***	***696.696***	***43,6%***	***-1,6%***	***22,8%***
Grupo 2	***126.479***	***3.751***	***483.865***	***128.092***	***3.758***	***492.182***	***1,3%***	***0,2%***	***1,7%***
16 bar < P ≤ 60 bar	34.421	151	121.370	35.832	150	123.241	4,1%	-0,3%	1,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	92.058	3.600	362.495	92.260	3.607	368.941	0,2%	0,2%	1,8%
Grupo 3	***74.516***	***7.854.524***	***23.677***	***68.372***	***7.903.179***	***23.694***	***-8,2%***	***0,6%***	***0,1%***
3.1	12.848	4.777.158	-	10.850	4.607.521	-	-15,6%	-3,6%	
3.2	30.188	3.001.973	-	27.809	3.218.547	-	-7,9%	7,2%	
3.3	1.752	25.051	-	1.607	25.445	-	-8,3%	1,6%	
3.4	24.721	50.046	-	23.216	51.362	-	-6,1%	2,6%	
3.5	5.007	296	23.677	4.890	304	23.694	-2,3%	2,6%	0,1%
Grupo interrumpible	***189***	***1***	***650***	***182***	***1***	***650***	***-3,8%***	***0,0%***	***0,0%***
Materia prima	***5.992***	***2***	***20.100***	***6.043***	***2***	***20.100***	***0,8%***	***0,0%***	***0,0%***
GNL cliente final	***10.503***	***-***	***-***	***11.343***	***-***	***-***	***8,0%***		
Total	***346.915***	***7.858.399***	***1.095.530***	***399.663***	***7.907.060***	***1.233.322***	***15,2%***	***0,6%***	***12,6%***

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

Respecto del escenario de previsión, cabe señalar que está muy condicionado por la evolución de la demanda destinada a la **generación eléctrica**. Al respecto se señala que, se estima que la demanda destinada a generación eléctrica aumentará en 2019 un 88,9% sobre la registrada 2018, mientras que la capacidad contratada de dichos consumidores aumentará un 38,5%. Cabe señalar que se están observando aumentos de la capacidad contratada muy inferiores a los aumentos de demanda, consecuencia de un fuerte incremento del factor de carga del grupo 1 debido al aumento de utilización de los ciclos de manera sostenida.

Respecto a la **demanda convencional**, se prevé un incremento de la demanda convencional del grupo 1 y grupo 2 sobre la demanda de 2018 (de un 3,7% y de un 1,3 % respectivamente) y un incremento de la capacidad contratada por dichos consumidores de un 0,1% y 1,7% respectivamente.

En el Cuadro I.2 se muestra la demanda desglosada por nivel de presión de 2018 y prevista para el cierre de 2019.

Cuadro I.2. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para 2019

	2018 (A)			Previsión 2019 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
Volumen (GWh)	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	60.361	74.867	135.228	114.240	77.434	191.674	89,3%	3,4%	41,7%
16 bar < P ≤ *60 bar*	-	34.421	34.421	-	35.832	35.832		4,1%	4,1%
4 bar < P ≤ *16 bar*	137	92.110	92.247	69	92.373	92.443	-49,3%	0,3%	0,2%
P ≤ 4 bar	-	74.516	74.516	-	68.372	68.372		-8,2%	-8,2%
Total	***60.498***	***275.915***	***336.413***	***114.309***	***274.011***	***388.321***	***88,9%***	***-0,7%***	***15,4%***

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

En relación a la demanda de los consumidores conectados **a presión inferior a 4 bar**, se ha actualizado la previsión considerando las siguientes hipótesis:

Dadas las diferentes características de los consumidores conectados a plantas satélites y a la red de transporte-distribución se analiza de forma separada cada uno de los colectivos.

La demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar, es producto de la estimación del número de clientes de cada grupo de peajes por el tamaño medio de los mismos.

– ***Número de Clientes***: partiendo del número de clientes declarados por las empresas en la base de datos de liquidaciones gasistas para el año 2018, el aumento del número consumidores previsto es consecuencia de la tasa de crecimiento vegetativo y de la conversión prevista a gas natural de las redes de GLP adquiridas a REPSOL BUTANO, S.A. y de CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U. en 2015-2017 por varias distribuidoras de gas natural. Al respecto si bien la incertidumbre es elevada, se ha estimado que se convertirán de las redes adquiridas un total de 176.129 puntos de suministro, de los cuales 100.216 se considera que ya se han convertido a finales de 2018. En consecuencia, se estima que en el año 2019:

  - En el caso de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución, el incremento del número de clientes considerado es de 36.030 clientes de los cuales la conversión a gas natural de las redes de GLP adquiridas es de 19.696 puntos de suministro.

  - En el caso de los consumidores conectados a plantas satélite, el incremento considerado del número de clientes es de 12.626 de los cuales la conversión a gas natural de las redes de GLP adquiridas es de 4.246 puntos de suministro.

– ***Tamaños medios***: para los grupos 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 se ha calculado teniendo en cuenta lo valores reales registrados de enero a julio y para el resto del periodo se han considerado los tamaños medios promedios

registrados en el periodo 2016 – 2018. Respecto al grupo 3.5 se ha considerado una disminución del 2,3% de la demanda de dicho grupo, valores en línea con las tasas acumuladas registradas a julio de 2019.

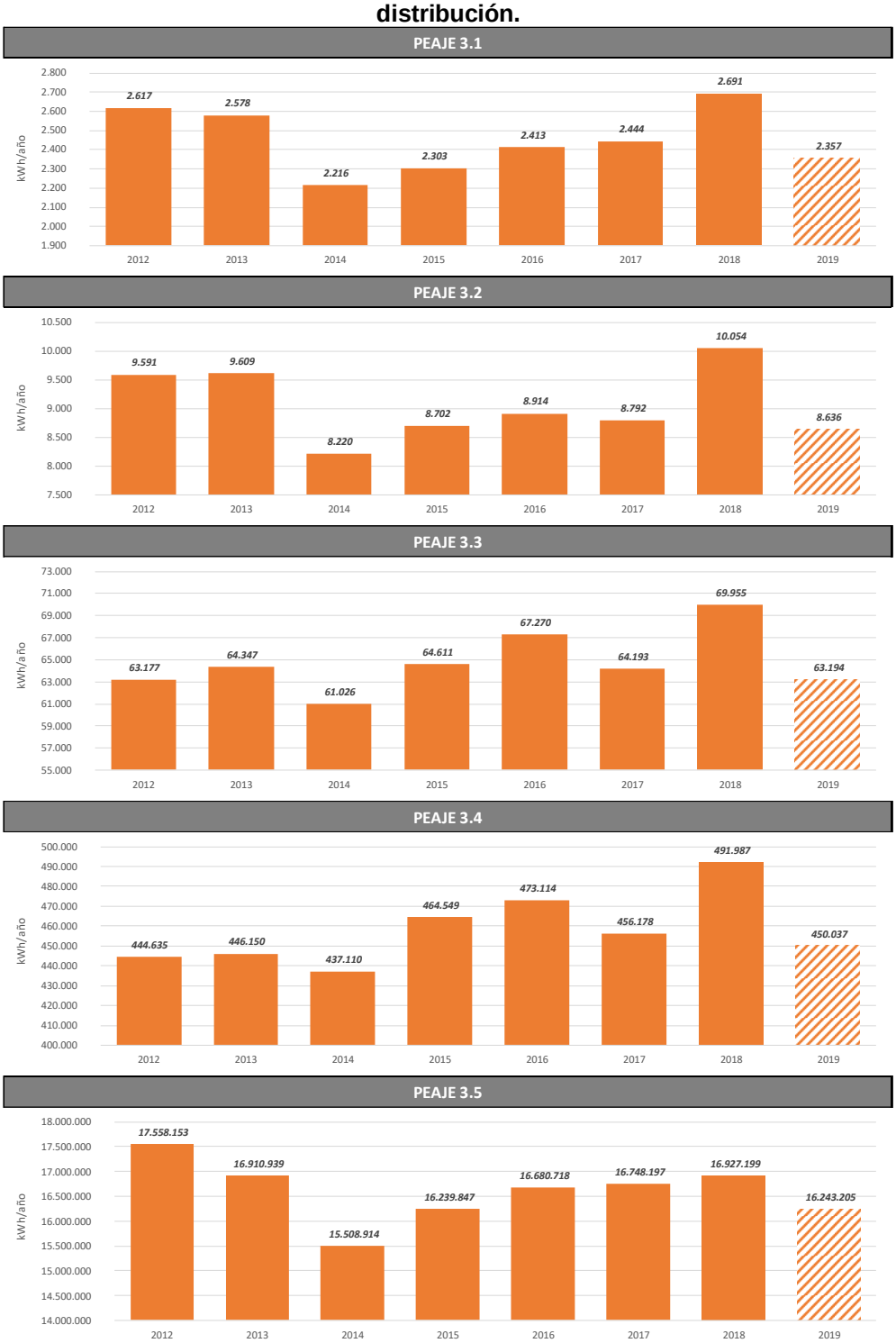
Teniendo en cuenta la sensibilidad de la demanda de este colectivo a la temperatura y a efectos de facilitar la valoración de las previsiones de los distintos agentes, se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2012, 2013 y 2018 como cálidos, 2011, 2014, 2015 y 2017 como extremadamente cálidos y 2016 como muy cálido.

Adicionalmente, se indica que los inviernos (diciembre-febrero) de los ejercicios 2011-2012 y 2014-2015 fueron fríos; los de los ejercicios 2010-2011, 2012-2013 y 2017-2018 fueron normales (éste último muy próximo al frio) y los de los ejercicios 2013-2014, 2015-2016 y 2018-2019 fueron cálidos. El invierno 2016-2017 fue calificado como muy cálido[47].

En el Gráfico I.1 y en el Gráfico I.2 se muestra la evolución de los tamaños medios de los consumidores del grupo 3 conectados a la red de transporte – distribución y de los suministrados desde plantas satélite respectivamente.

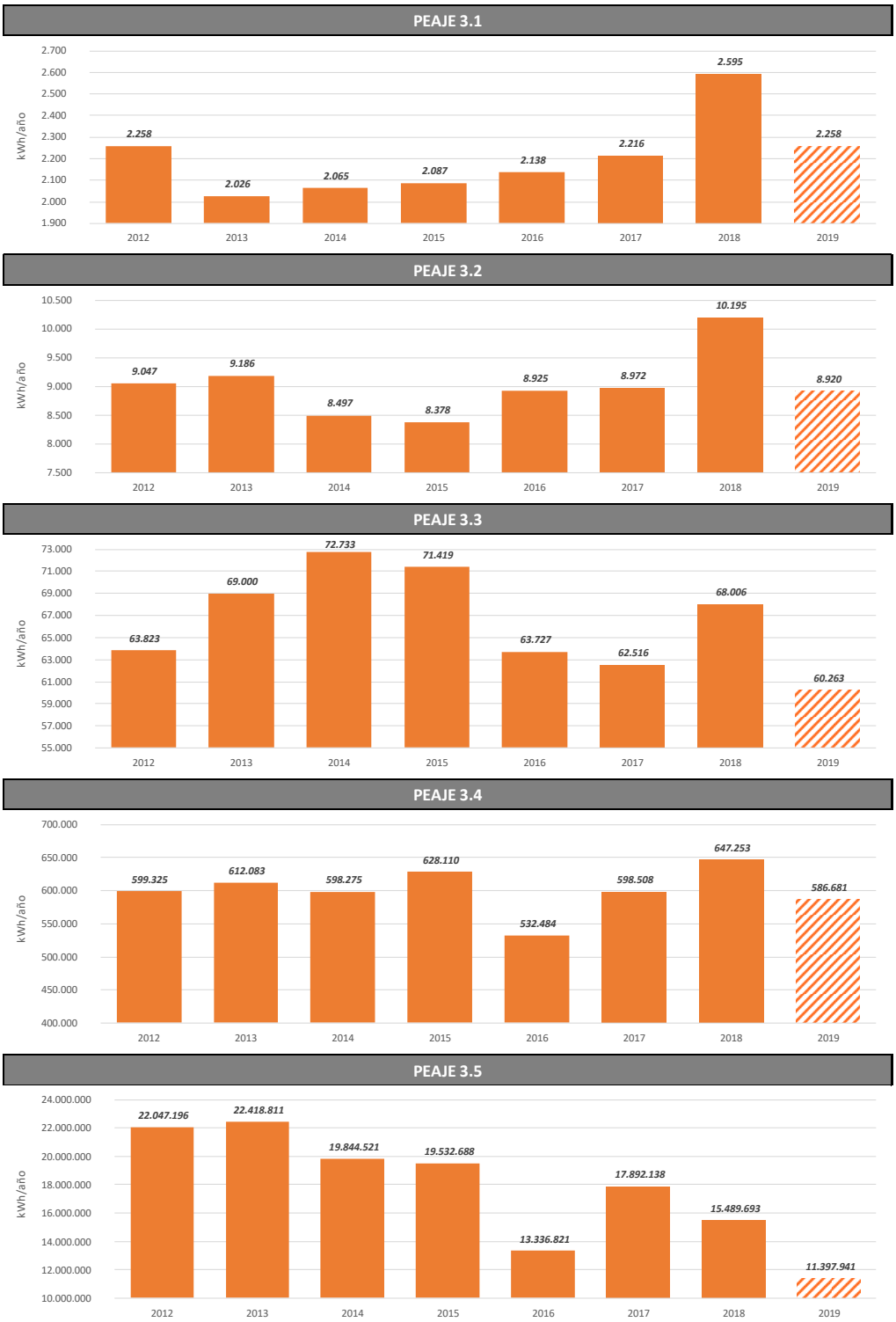
[47] Informes disponibles en:
http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

Gráfico I.1. Tamaños medios por peaje de acceso registrado entre 2012 y 2018 y previstos por la CNMC para 2019 de los suministros conectados a la red de transporte-distribución.



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

Gráfico I.2. Tamaños medios por peaje de acceso registrado entre 2012 y 2018 y previstos por la CNMC para 2019 de los suministros abastecidos desde plantas satélite



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

Como consecuencia de lo anterior, en el Cuadro I.3 se muestra para los consumidores abastecidos desde redes de presión inferior a 4 bar, la previsión para el cierre de 2019 del número de clientes y demanda del grupo 3, así como los registrados en 2018, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Según dichas previsiones el número de suministros aumentará en 2019 (un 0,6%, 48.655 clientes), mientras que la demanda de dichos consumidores se reducirá un 8,2% motivado fundamentalmente por las temperaturas más altas registradas de enero a junio de 2019 comparadas con el mismo periodo de 2018.

Cuadro I.3. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar

		Año 2018		Prevision cierre 2019		% variación 2019 sobre 2018	
Peaje	Volumen (MWh)	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
I. Conectada a Plantas Satélite							
3.1	<5	245.973	94.803	229.744	101.768	-6,6%	7,3%
3.2	<50	449.797	44.121	442.482	49.605	-1,6%	12,4%
3.3	<100	24.737	364	26.008	432	5,1%	18,6%
3.4	100 < C ≤ 8.000	412.300	637	436.246	744	5,8%	16,7%
3.5	>8.000	107.137	7	113.030	10	5,5%	43,4%
TOTAL		1.239.944	139.932	1.247.511	152.558	0,6%	9,0%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución							
3.1	<5	12.602.238	4.682.355	10.619.911	4.505.753	-15,7%	-3,8%
3.2	<50	29.738.295	2.957.852	27.366.593	3.168.943	-8,0%	7,1%
3.3	<100	1.726.994	24.687	1.580.683	25.013	-8,5%	1,3%
3.4	100 < C ≤ 8.000	24.308.492	49.409	22.779.973	50.618	-6,3%	2,4%
3.5	>8.000	4.899.958	289	4.777.459	294	-2,5%	1,6%
TOTAL		73.275.977	7.714.592	67.124.619	7.750.622	-8,4%	0,5%
III. Total							
3.1	<5	12.848.211	4.777.158	10.849.655	4.607.521	-15,6%	-3,6%
3.2	<50	30.188.091	3.001.973	27.809.075	3.218.547	-7,9%	7,2%
3.3	<100	1.751.731	25.051	1.606.691	25.445	-8,3%	1,6%
3.4	100 < C ≤ 8.000	24.720.793	50.046	23.216.219	51.362	-6,1%	2,6%
3.5	>8.000	5.007.095	296	4.890.489	304	-2,3%	2,6%
TOTAL		74.515.921	7.854.524	68.372.130	7.903.179	-8,2%	0,6%

Fuente: CNMC

Como se ha indicado con anterioridad, se han actualizado las previsiones de las entradas de gas natural con la información disponible de los contratos realizados en los meses de enero a octubre. En estos meses se observa una fuerte disminución de las entradas por Tarifa, que se ve parcialmente compensado por un aumento de las entradas por el VIP Ibérico.

Además, consecuencia de la actualización de la demanda y de las entradas de gas natural, se ha revisado el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para adaptarlo a la misma. Por otro lado, respecto al trasvase de GNL a buque y puestas en frío se han actualizado las previsiones en base a la información disponible para los meses de enero noviembre. En particular, se ha considerado que los trasvases de GNL a buque realizados en dicho periodo se mantienen para el resto del año, y que no se realizan más operaciones de puesta en frío en el año.

Para la adaptación al nuevo esquema de 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, se ha realizado una estimación de la capacidad contratada de almacenamiento de GNL. En primer lugar, se ha calculado cual hubiese sido el esquema de contratación óptimo, desglosando en productos anuales, trimestrales, mensuales y diarios, en base al del perfil diario de las existencias de GNL de 2018. El factor de carga resultante de dicho ejercicio se ha mantenido para la previsión de 2019. El volumen almacenado previsto para 2019 por su parte se ha calculado considerando la información disponible hasta noviembre.

Igualmente, para la aplicación en la metodología de transporte, se han estimado las capacidades equivalentes que hubiese sido necesario contratar de inyección y extracción considerando las inyecciones y extracciones diarias en AASS de 2018. Para ello se han realizado las siguientes hipótesis:

- La capacidad de almacenamiento de 2019 se ha estimado con la información de los primeros 11 meses del año, y para el resto del año se han supuesto los mismos valores que en 2018.
- Los volúmenes de inyección y de extracción previstos de 2019 se calculan aplicando la misma relación con la capacidad de almacenamiento implícita en la previsión del GTS.
- Se han calculado las capacidades equivalentes que hubiese sido necesario contratar de inyección y extracción en 2018 en base al perfil diario de inyección y extracción real, aplicando la contratación óptima, la cual ha resultado ser tanto para la inyección como para la extracción la contratación mediante productos diarios. Para obtener las capacidades de

inyección y extracción previstas de 2019 se ha aplicado el factor de carga de 2018[48].

–

Se han actualizado las previsiones de las capacidades facturadas, de especial relevancia en la metodología propuesta, al haberse considerado como mejor previsión de la capacidad contratada la capacidad facturada prevista, debido a que se estima que, como consecuencia de la eliminación del esquema de penalizaciones/descuentos vigentes, los agentes ajustaran sus capacidades contratadas a las realmente utilizadas, con la excepción de las conexiones bidireccionales con Portugal y Francia donde se prevé se mantendrán las capacidades contratadas actuales.

Las capacidades contratadas y facturadas del grupo 3 se han estimado considerando la información disponible de las curvas de carga de dichos consumidores de 2016-2018.

En el Cuadro I.4 se muestran el volumen y la capacidades de entrada al sistema, en el Cuadro I.5 el volumen y la capacidades de salida del sistema y en el Cuadro I.6 el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previstos para 2019.

Cuadro I.4. Volumen y capacidad contratada y facturada de entrada al sistema previstos para 2019

	Año 2018				Previsión Año 2019				% variación 2019 sobre 2018		
Punto de Entrada	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
TOTAL	**338.998**	**1.132.902**	**1.074.549**	**82,0%**	**400.335**	**1.299.204**	**1.218.095**	**84,4%**	**18,1%**	**14,7%**	**3,0%**
Conexión Internacional	**194.703**	**643.413**	**613.298**	**82,9%**	**164.580**	**592.676**	**545.202**	**76,1%**	**-15,5%**	**-7,9%**	**-8,2%**
Tarifa GME	75.114	242.534	230.753	84,9%	37.838	159.197	141.301	65,1%	-49,6%	-34,4%	-23,3%
MEDGAZ	79.293	238.200	231.367	91,2%	69.701	237.889	221.009	80,3%	-12,1%	-0,1%	-12,0%
VIP Pirineos	40.190	162.462	150.963	67,8%	55.121	188.879	176.778	80,0%	37,2%	16,3%	18,0%
VIP Ibérico	106	217	216	133,5%	1.920	6.711	6.114	78,4%	1714,6%	2991,3%	-41,3%
Desde planta de regasificación	**137.015**	**463.543**	**435.354**	**81,0%**	**229.638**	**687.753**	**654.000**	**91,5%**	**67,6%**	**48,4%**	**13,0%**
Barcelona	50.848	166.077	156.872	83,9%	60.960	187.904	180.789	88,9%	19,9%	13,1%	6,0%
Cartagena	6.665	21.098	19.869	86,6%	16.816	51.241	48.733	89,9%	152,3%	142,9%	3,9%
Huelva	39.924	148.418	137.971	73,7%	57.394	168.945	162.413	93,1%	43,8%	13,8%	26,3%
Bilbao	27.728	87.993	84.379	86,3%	61.034	178.794	175.727	93,5%	120,1%	103,2%	8,3%
Sagunto	537	1.697	1.595	86,7%	22.423	66.930	54.318	91,8%	4075,5%	3842,9%	5,9%
Mugardos	11.313	38.259	34.668	81,0%	11.011	33.939	32.021	88,9%	-2,7%	-11,3%	9,7%
Desde AASS	**6.215**	**22.699**	**22.699**	**75,0%**	**4.425**	**12.683**	**12.683**	**95,6%**	**-28,8%**	**-44,1%**	**27,4%**
AS Serrablo	2.614	9.506	9.506	75,3%	1.861	5.311	5.311	96,0%	-28,8%	-44,1%	27,4%
AS Gaviota	2.033	7.651	7.651	72,8%	1.448	4.275	4.275	92,8%	-28,8%	-44,1%	27,4%
AS Marismas	871	3.071	3.071	77,7%	620	1.716	1.716	99,0%	-28,8%	-44,1%	27,4%
AS Yela	697	2.471	2.471	77,3%	496	1.381	1.381	98,5%	-28,8%	-44,1%	27,4%
Otros	**1.064**	**3.247**	**3.198**	**89,8%**	**1.692**	**6.092**	**6.208**	**76,1%**	**58,9%**	**87,6%**	**-15,3%**
Marismas	56	186	186	82,0%	1	3	3	82,0%	-98,5%	-98,5%	0,0%
Poseidon	30	217	186	38,3%	45	319	284	38,3%	46,8%	47,0%	-0,2%
Viura	881	2.588	2.557	93,2%	1.547	5.505	5.646	77,0%	75,6%	112,7%	-17,5%
Madrid	98	256	269	104,3%	100	264	276	103,3%	2,1%	3,1%	-1,0%

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

[48] Existe una diferencia respecto a las cantidades de inyección y extracción de 2018 debido al empleo de distintas fuentes de información (para el perfil diario de inyección y extracción se han empleado los datos de GIE, Cuadro I.4 y Cuadro I.5; en el Cuadro I.6 se indican datos de Liquidaciones)

Cuadro I.5. Volumen y capacidad contratada y facturada de salida del sistema previstos para 2019

Punto de Salida	Año 2018				Previsión Año 2019				% variación 2019 sobre 2018		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Capacidad facturada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
TOTAL SALIDAS	**346.832**	**1.703.199**	**1.657.163**	**55,8%**	**403.712**	**1.838.195**	**1.811.435**	**60,2%**	**16,4%**	**7,9%**	**7,9%**
Conexión Internacional	**3.478**	**136.563**	**117.448**	**7,0%**	**3.548**	**139.321**	**119.819**	**7,0%**	**2,0%**	**2,0%**	**0,0%**
Cl Biriatou	437	126.900	108.175	0,9%	446	129.462	110.359	0,9%	2,0%	2,0%	0,0%
Cl Larrau											
Cl Badajoz	3.040	9.663	9.273	86,2%	3.102	9.858	9.460	86,2%	2,0%	2,0%	0,0%
Cl Tuy											
Almacenamiento Subterráneo	**6.942**	**28.084**	**28.084**	**67,7%**	**11.843**	**40.317**	**40.317**	**80,5%**	**70,6%**	**43,6%**	**18,8%**
AS Serrablo	1.857	7.515	7.515	67,7%	3.168	10.789	10.789	80,5%	70,6%	43,6%	18,8%
AS Gaviota	4.024	16.283	16.283	67,7%	6.865	23.376	23.376	80,5%	70,6%	43,6%	18,8%
AS Marismas	531	2.107	2.107	69,0%	905	3.025	3.025	82,0%	70,6%	43,6%	18,8%
AS Yela	531	2.178	2.178	66,7%	905	3.127	3.127	79,3%	70,6%	43,6%	18,8%
Salida nacional	**336.413**	**1.538.552**	**1.511.632**	**59,9%**	**388.321**	**1.658.557**	**1.651.298**	**64,1%**	**15,4%**	**7,8%**	**7,1%**
P > 60 bar	135.228	587.338	555.335	63,1%	191.674	716.796	714.577	73,3%	41,7%	22,0%	16,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.421	121.370	120.874	77,7%	35.832	123.241	121.325	79,7%	4,1%	1,5%	2,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	92.247	363.145	368.611	69,6%	92.443	369.591	366.958	68,5%	0,2%	1,8%	-1,5%
P ≤ 4 bar	74.516	466.698	466.812	43,7%	68.372	448.929	448.438	41,7%	-8,2%	-3,8%	-4,6%

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

Cuadro I.6. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para 2019

	Año 2018			Previsión Año 2019			% variación previsión 2019 sobre previsión cierre 2018		
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Caudal facturado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Caudal facturado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	
Regasificación	473.234	444.269	138.216	706.662	673.625	234.560	49,3%	69,7%	
Barcelona	165.998	156.805	50.848	189.854	183.402	60.960	14,4%	19,9%	
Huelva	148.450	138.002	39.912	173.131	166.163	57.394	16,6%	43,8%	
Cartagena	21.104	19.872	6.665	51.254	48.745	16.816	142,9%	152,3%	
Sagunto	1.703	1.599	2	66.962	54.327	22.423	3831,9%	1401827,4%	
Mugardos	38.260	34.669	11.313	33.947	32.029	11.011	-11,3%	-2,7%	
Bilbao	97.720	93.323	29.476	191.514	188.959	65.955	96,0%	123,8%	
	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques	
Descarga de buques	187	164.496		266	248.930		42,5%	51,3%	
Barcelona	74	61.114		72	65.230		-3,1%	6,7%	
Huelva	49	45.071		64	60.542		30,9%	34,3%	
Cartagena	15	11.072		22	19.809		46,7%	78,9%	
Sagunto	4	2.418		22	23.707		462,3%	880,3%	
Mugardos	13	12.943		17	12.413		30,0%	-4,1%	
Bilbao	32	31.878		69	67.229		116,7%	110,9%	
	Nº de buques	GWh trasvasados		Nº de buques	GWh trasvasados		Nº de buques	GWh trasvasados	
Trasvase de GNL a buque	**5**	**4.908**		**14**	**501**		**180,0%**	**-89,8%**	
	Nº de buques	GWh puesta en frío		Nº de buques	GWh puesta en frío		Nº de buques	GWh puesta en frío	
Puesta en frío	5	83		3	27		**-40,0%**	**-67,4%**	
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Caudal facturado (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Caudal facturado (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	
Carga en cisternas	34.663	36.341	11.728	46.434	45.403	13.829	**34,0%**	**17,9%**	
	nº días capacidad regasificación	Volumen medio de gas almacenado (MWh/día)	Capacidad contratada estimada (MWh/día)/mes	nº días capacidad regasificación	Volumen medio de gas almacenado (MWh/día)	Capacidad contratada estimada (MWh/día)/mes	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado	
Almacenamiento de GNL	17,06	8.049.237	8.680.230	17,92	12.661.995	13.617.283	**5,1%**	**57,3%**	
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
Almacenamiento de GN	22.065	6.194	5.777	25.252	11.843	4.425	14,44%	91,2%	-23,4%

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

Por último, se han calculado las capacidades facturadas teniendo en cuenta los multiplicadores de las contrataciones de productos de duración inferior al año, con el objeto de tener cuenta en el cálculo del peaje el impacto de la contratación de los mismos sobre los ingresos.

En el cálculo de las previsiones de las entradas por tipo de producto, se ha realizado una previsión por punto de entrada de los volúmenes, capacidades contratadas y capacidades facturadas considerando la información disponible de capacidades contratadas hasta el mes de noviembre y estimándose para el resto del periodo y teniendo en cuenta las necesidades de gas natural para abastecer la demanda prevista de 2019. Para las salidas por conexiones internacionales y regasificación y carga en cisternas se ha procedido de la misma manera.

Como se ha indicado, para la entrada y salida desde almacenamientos subterráneos, para incluir el efecto de los multiplicadores propuestos de los productos de corto plazo, se ha considerado la hipotética contratación óptima de 2018 y replicado dicho esquema de contratación a 2019, por lo que se ha supuesto que toda la capacidad se contrataría como producto diario.

En el cálculo de la previsión de demanda nacional desglosada por duración del contrato se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- La demanda de gas destinada a generación eléctrica peninsular, se ha desagregado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) y mes considerando valores reales de enero a julio disponibles en la base de datos de liquidaciones. Para estimar los meses restantes se considera que la relación anual entre el corto y largo plazo se corresponde con la acumulada a julio. Por último, la demanda de los contratos de corto se distribuye por tipo de contrato de corto plazo (trimestral, mensual, diario e intradiario) y mes manteniendo la estructura de los contratos por peaje de 2018.

- En el caso de la previsión de la demanda de gas destinada a generación eléctrica extrapeninsular se ha considerado que toda la demanda se abastece mediante contratos de largo plazo.

- El volumen y capacidad de la demanda convencional se ha distribuido por tipo de contrato (anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios) y mes considerando las siguientes hipótesis:

    - Para los meses de enero a julio se toman los datos reales disponibles en la base de datos de Liquidaciones.
    - La relación entre corto y largo plazo anual se corresponde con el promedio de la media móvil observada durante los últimos meses.
    - La demanda prevista de corto plazo para los meses de agosto a diciembre se distribuye por mes y tipo de contrato manteniendo la misma estructura de contratación que la de 2018 en dichos meses.
    - Las capacidades se estiman considerando el mismo factor de carga que el de dichos contratos en 2018 y aplicando los mismos factores de utilización que en 2018.

En el Cuadro I.7 se muestran las capacidades de entrada al sistema, en el Cuadro I.8 las capacidades por punto de salida, y en el Cuadro I.9 las capacidades del escenario de regasificación y almacenamiento de GNL previstos para 2019 teniendo en cuenta el multiplicador de cada producto.

Cuadro I.7. Capacidad facturada equivalente de entrada con multiplicadores

Punto de entrada	Capacidad facturada prevista 2019 (MWh/día)/mes	Capacidad facturada prevista (MWh/día)					Capacidad facturada prevista por punto de entrada teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores vigentes (MWh/día)	Capacidad facturada prevista por punto de entrada teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores propuestos por la CNMC (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria		
CI Tarifa	141.301	124.912	12.177	2.174	2.038	-	158.238	145.693
CI Medgaz	221.009	216.334	2.923	1.753	-	-	224.648	222.166
CI Biriatou (*)	186.266	149.298	11.388	10.393	13.898	1.290	231.683	205.371
CI Larrau (*)								
CI Badajoz (*)	6.711	1.504	-	3.472	1.283	453	15.575	10.473
CI Tuy (*)								
PR Barcelona	180.789	152.786	3.188	21.510	3.213	92	194.876	190.355
PR Cartagena	48.733	18.875	4.001	25.802	54	-	58.655	57.603
PR Huelva	162.413	135.626	5.419	19.255	2.066	48	174.384	170.904
PR Bilbao	175.727	137.762	7.529	30.286	139	11	184.284	186.824
PR Sagunto	54.318	2.125	1.925	49.506	748	14	69.554	70.556
PR Mugardos	32.021	18.165	3.254	9.291	1.312	-	38.567	36.332
Yac.Poseidón	284	-	-	281	2	-	424	372
Yac.Viura	5.646	5.405	-	154	80	6	5.962	5.766
Yac. Marismas	3	-	-	3	-	-	4	4
PB Madrid	276	175	-	89	12	-	342	310
AS Serrablo	5.311	-	-	-	5.311	-	N/A	8.339
AS Gaviota	4.275	-	-	-	4.275	-	N/A	6.712
AS Marismas	1.716	-	-	-	1.716	-	N/A	2.694
AS Yela	1.381	-	-	-	1.381	-	N/A	2.168
TOTAL	**1.228.179**	**962.967**	**51.802**	**173.968**	**37.529**	**1.914**	**1.357.195**	**1.322.643**

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

Cuadro I.8. Capacidad facturada equivalente de salida con multiplicadores

Punto de salida	Capacidad facturada prevista de salida (MWh/día)	Capacidad facturada prevista (MWh/día)					Capacidad facturada prevista por punto de salida teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores (MWh/día)	Capacidad facturada prevista por punto de salida teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores CNMC (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria		
Conexión Internacional (*)	**136.563**	**124.124**	**55**	**11.755**	**496**	**133**	**143.141**	**140.958**
CI Biriatou	126.900	115.478	-	10.950	358	114	132.981	130.897
CI Larrau								
CI Badajoz	9.663	8.646	55	805	138	19	10.160	10.061
CI Tuy								
Almacenamiento Subterráneo	**40.317**	**-**	**-**	**-**	**40.317**	**-**	**N/A**	**63.701**
AS Serrablo	10.789				10.789		N/A	17.047
AS Gaviota	23.376				23.376		N/A	36.935
AS Marismas	3.025				3.025		N/A	4.779
AS Yela	3.127				3.127		N/A	4.941
Salida nacional	**1.651.298**	**1.436.850**	**3.557**	**135.222**	**72.206**	**3.464**	**1.831.221**	**1.735.304**
P > 60 bar	714.577	514.083	2.500	123.774	70.789	3.432	886.698	794.385
16 bar < P ≤ 60 bar	121.325	120.766	67	486	4	3	121.540	121.453
4 bar < P ≤ 16 bar	366.958	353.829	963	10.746	1.392	28	374.372	370.923
P ≤ 4 bar	440.240	439.982	27	211	21	-	440.409	440.343
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.198	8.191	1	6	1	-	8.203	8.201
TOTAL SALIDAS	**1.828.179**	**1.560.974**	**3.612**	**146.977**	**113.019**	**3.596**	**1.974.362**	**1.939.962**

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

Cuadro I.9. Escenario de regasificación y almacenamiento de GNL asociado a la demanda prevista para 2019 con capacidades facturadas equivalente con multiplicadores

	Previsión Año 2019							
	Capacidad facturada prevista (MWh/día)	Capacidad facturada prevista (MWh/día)					Capacidad facturada multiplicadores vigentes (MWh/día)	Capacidad facturada multiplicadores CNMC (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria		
Regasificación	673.625	480.039	23.289	161.776	8.308	213	743.337	752.472
Barcelona	183.402	153.358	3.190	23.548	3.214	92	198.521	197.179
Huelva	166.163	135.635	5.420	22.993	2.067	48	179.832	178.775
Cartagena	48.745	18.882	4.003	25.806	55	0	58.670	59.923
Sagunto	54.327	2.132	1.925	49.510	743	17	69.573	75.355
Mugardos	32.029	18.170	3.255	9.292	1.312	0	38.576	37.708
Bilbao	188.959	151.863	5.496	30.628	918	55	198.165	203.532
Carga en cisternas	45.403	37.422	3.407	4.398	175	1	48.581	46.765
Barcelona	14.712	13.368	921	398	24	-	15.275	14.903
Huelva	9.319	7.174	248	1.883	13	-	9.607	9.731
Cartagena	8.778	7.759	601	313	104	1	9.678	8.985
Sagunto	4.472	2.409	1.170	866	26	0	5.260	4.784
Mugardos	4.081	3.689	35	353	4	0	4.280	4.159
Bilbao	4.041	3.022	431	584	3	1	4.481	4.204
Almacenamiento de GNL	13.617.283	9.778.950	2.645.354	331.474	861.505	-	N/A	15.287.437

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

2. Escenario previsto para el periodo 2020-2026 con la estructura vigente

Demanda en consumidor final

El escenario de demanda para el periodo 2020-2026 elaborado por la CNMC, se resume en el Cuadro I.10.

Cuadro I.10. Demanda en consumidor final. 2019 - 2026

GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda Total	**399.663**	**388.113**	**385.864**	**384.575**	**380.537**	**370.314**	**352.379**	**319.064**
Demanda generación eléctrica	**114.309**	**99.691**	**95.205**	**92.150**	**86.911**	**76.120**	**58.266**	**25.749**
Demanda Convencional	***285.354***	***288.421***	***290.659***	***292.425***	***293.626***	***294.194***	***294.113***	***293.315***
Industrial	***205.639***	***208.697***	***211.398***	***213.673***	***215.490***	***216.826***	***217.664***	***217.993***
P > 60 bar	77.434	77.577	77.720	77.863	78.007	78.151	78.295	78.440
16 < P ≤ 60 bar	35.832	35.975	36.155	36.336	36.518	36.700	36.884	37.068
4 < P ≤ 16 bar	92.373	95.144	97.523	99.473	100.965	101.975	102.485	102.485
Doméstica	***68.372***	***68.042***	***67.461***	***66.834***	***66.099***	***65.210***	***64.170***	***62.921***
GNL directo a cliente final	***11.343***	***11.683***	***11.800***	***11.918***	***12.037***	***12.157***	***12.279***	***12.402***

Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda Total	**14,6%**	**-2,9%**	**-0,6%**	**-0,3%**	**-1,0%**	**-2,7%**	**-4,8%**	**-9,5%**
Demanda generación eléctrica	**83,7%**	**-12,8%**	**-4,5%**	**-3,2%**	**-5,7%**	**-12,4%**	**-23,5%**	**-55,8%**
Demanda Convencional	***-0,4%***	***1,1%***	***0,8%***	***0,6%***	***0,4%***	***0,2%***	***0,0%***	***-0,3%***
Industrial	***2,1%***	***1,5%***	***1,3%***	***1,1%***	***0,9%***	***0,6%***	***0,4%***	***0,2%***
P > 60 bar	3,4%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
16 < P ≤ 60 bar	4,1%	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
4 < P ≤ 16 bar	0,3%	3,0%	2,5%	2,0%	1,5%	1,0%	0,5%	0,0%
Doméstica	***-8,2%***	***-0,5%***	***-0,9%***	***-0,9%***	***-1,1%***	***-1,3%***	***-1,6%***	***-1,9%***
GNL directo a cliente final	***8,0%***	***3,0%***	***1,0%***	***1,0%***	***1,0%***	***1,0%***	***1,0%***	***1,0%***

Fuente: CNMC

Las previsiones para el periodo 2020-2026 se han confeccionado considerando las siguientes hipótesis:

- Demanda destinada a la generación eléctrica: se ha diferenciado entre los ciclos combinados situados en la Península, Baleares, y Canarias.

  En relación con la demanda de gas natural de los ciclos situados en la Península para el ejercicio 2020, se ha reducido respecto a la de 2019 un - 17,1%) debido fundamentalmente al incremento previsto de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en dicho ejercicio. Para el periodo 2021-2026 se prevén reducciones anuales a lo largo del periodo del 5%, 3,5% 6,2% 13,6% 26,1% y 57,2%. motivados fundamentalmente por las previsiones de demanda de electricidad, y el

incremento previsto de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en línea con las previsiones realizadas del sector eléctrico (véase Anexo I de la Memoria que acompaña a la Propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y electricidad).

Respecto a la demanda de gas natural de los ciclos situados en Baleares, se prevé un fuerte incremento en 2020 (124,5%) como consecuencia del previsible cierre de los grupos de carbón de la central de Alcudia. Para el resto del periodo 2021-2025 las tasas de crecimiento previstas son más moderadas (un +1,4% en 2021 y valores entre -0,3% y +0,1% para 2022-2025). Finalmente, para el año 2026 se ha previsto un descenso de 46,9% debido a que se ha previsto que entre en funcionamiento un nuevo refuerzo del enlace peninsular.

En relación con la demanda de gas natural de los ciclos combinados situados en las Islas Canarias, no se ha considerado que entren en funcionamiento las plantas de regasificación en el archipiélago a lo largo del periodo considerado.

- Demanda convencional industrial: Se ha estimado una tasa de variación decreciente para el periodo 2020-2026 como consecuencia de unas previsiones decrecientes de las tasas de variación del PIB para 2020 y de una previsión de ganancias en eficiencia energética de la industria. Así, partiendo de una tasa de crecimiento del 2,1% en 2019, se prevé una disminución de la tasa de crecimiento anual a lo largo de periodo, partiendo de un 1,5% para 2020, y disminuyendo progresivamente hasta situarse en 2026 en un valor de 0,2%.

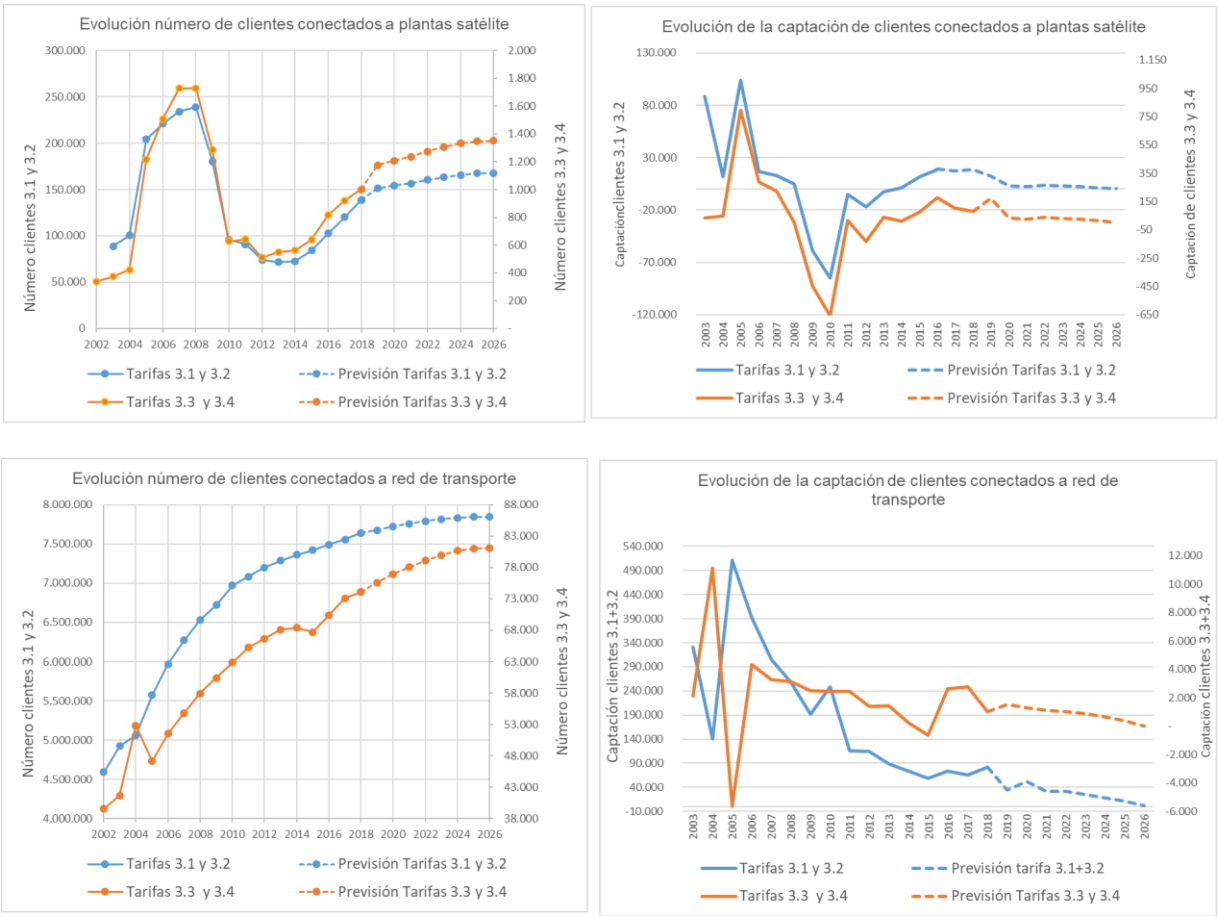
- Demanda del grupo 3: La demanda del grupo 3 resulta del producto del número de consumidores previstos para cada año, por el consumo medio estimado para dicho año, diferenciado entre los consumidores conectados a plantas satélite y los conectados a la red de transporte – distribución.

  El aumento del número consumidores previsto es consecuencia de la tasa de crecimiento vegetativo y de la conversión prevista a gas natural de las redes de GLP adquiridas a REPSOL BUTANO, S.A. y de CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U. en 2015-2017 por varias distribuidoras de gas natural. Si bien existe un alto grado de incertidumbre, se ha estimado que se convertirán un total de 176.129 puntos de suministro, de los cuales se considera que un 70% ya se habrán convertido en 2019, en torno a un 15% se transformará en 2020 y el resto gradualmente hasta 2026. Se ha considerado que el 65,7% de dichos puntos de suministro estarán conectados a la red de transporte y distribución, mientras que el 34,3% restante se suministrarán desde plantas satélite.

Respecto a la tasa de crecimiento vegetativo, se han considerado tasas decrecientes del 0,4% para 2020-2022 y se van reduciendo progresivamente hasta el 0% en 2026 propias de un mercado maduro.

En el Gráfico I. 3 se muestra la evolución del número y captación de consumidores de los grupos 3.1 y 3.2 y de 3.3 y 3.4, suministrados desde la red de transporte-distribución y desde plantas satélite, indicando la previsión para el periodo 2019-2026.

Gráfico I. 3. Evolución del número y captación de clientes de las tarifas 3.1 y 3.2 y 3.3 y 3.4 suministrados desde la red de transporte – distribución y desde plantas satélite



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

En consecuencia, el número final de consumidores del grupo 3 crece en 2020 un 0,7%, en 2021 un 0,4%, en 2022 un 0,5%, en 2023 un 0,4%, en 2024 un 0,3% y en 2025 un 0,2 %y 2026 un 0%

Los tamaños medios de los consumidores del grupo 3 conectados a plantas satélite y de los conectados a la red de transporte – distribución se estima experimentarán una reducción anual del entorno del 2% como consecuencia de medidas de eficiencia energética en los edificios.

En el Cuadro I.11 se indica el número de consumidores totales suministrados a presiones inferiores de 4 bar, los tamaños medios y demanda resultantes previstos para el periodo 2019-2026.

Cuadro I.11. Previsión de demanda Grupo 3 2019-2026

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Número de consumidores	**7.903.179**	**7.959.000**	**7.994.559**	**8.031.075**	**8.059.920**	**8.081.758**	**8.095.240**	**8.097.000**	**0,7%**	**0,4%**	**0,5%**	**0,4%**	**0,3%**	**0,2%**	**0,0%**
3.1	4.607.521	4.640.311	4.660.846	4.682.178	4.698.892	4.711.626	4.719.483	4.720.584	0,7%	0,4%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,0%
3.2	3.218.547	3.240.227	3.254.117	3.268.227	3.279.415	3.287.839	3.293.047	3.293.690	0,7%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,0%
3.3	25.445	25.722	25.930	26.133	26.303	26.427	26.504	26.509	1,1%	0,8%	0,8%	0,7%	0,5%	0,3%	0,0%
3.4	51.362	52.431	53.353	54.222	54.990	55.544	55.883	55.893	2,1%	1,8%	1,6%	1,4%	1,0%	0,6%	0,0%
3.5	304	309	313	316	320	322	323	323	1,6%	1,3%	1,2%	1,0%	0,7%	0,4%	0,0%
Tamaño medio (MWh/año)	**8,65**	**8,55**	**8,44**	**8,32**	**8,20**	**8,07**	**7,93**	**7,77**	**-1,2%**	**-1,3%**	**-1,4%**	**-1,5%**	**-1,6%**	**-1,8%**	**-2,0%**
3.1	2,35	2,31	2,27	2,22	2,18	2,13	2,09	2,04	-1,9%	-1,9%	-2,0%	-2,0%	-2,1%	-2,1%	-2,1%
3.2	8,64	8,48	8,31	8,15	7,98	7,82	7,66	7,49	-1,9%	-1,9%	-2,0%	-2,0%	-2,1%	-2,1%	-2,1%
3.3	63,14	61,98	60,78	59,58	58,38	57,17	55,97	54,78	-1,8%	-1,9%	-2,0%	-2,0%	-2,1%	-2,1%	-2,1%
3.4	452,02	444,29	435,71	427,13	418,55	409,96	401,36	392,78	-1,7%	-1,9%	-2,0%	-2,0%	-2,1%	-2,1%	-2,1%
3.5	16.085,17	16.083,80	16.082,72	16.080,51	16.078,77	16.077,16	16.076,30	16.075,99	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Consumo (MWh)	**68.372.130**	**68.041.697**	**67.461.005**	**66.834.108**	**66.098.836**	**65.210.301**	**64.169.935**	**62.920.668**	**-0,5%**	**-0,9%**	**-0,9%**	**-1,1%**	**-1,3%**	**-1,6%**	**-1,9%**
3.1	10.849.655	10.719.884	10.558.953	10.397.546	10.224.088	10.040.703	9.846.280	9.637.788	-1,2%	-1,5%	-1,5%	-1,7%	-1,8%	-1,9%	-2,1%
3.2	27.809.075	27.466.655	27.050.966	26.631.824	26.184.300	25.711.551	25.211.861	24.677.166	-1,2%	-1,5%	-1,5%	-1,7%	-1,8%	-1,9%	-2,1%
3.3	1.606.691	1.594.195	1.576.028	1.556.916	1.535.439	1.510.953	1.483.501	1.452.044	-0,8%	-1,1%	-1,2%	-1,4%	-1,6%	-1,8%	-2,1%
3.4	23.216.219	23.294.585	23.246.507	23.160.054	23.015.864	22.770.699	22.429.175	21.953.500	0,3%	-0,2%	-0,4%	-0,6%	-1,1%	-1,5%	-2,1%
3.5	4.890.489	4.966.378	5.028.550	5.087.769	5.139.145	5.176.396	5.199.118	5.200.169	1,6%	1,3%	1,2%	1,0%	0,7%	0,4%	0,0%

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

- GNL directo a cliente final: se estima que la demanda en 2020 crecerá un 3%, cifra algo superior al crecimiento estimado para la demanda industrial, manteniendo para el resto del periodo estimaciones de crecimiento del 1%.

Como resultado de las hipótesis anteriores, se estima que la demanda disminuya a lo largo del periodo 2020-2026, con una tasa del -2,9% en 2020, tasas no superiores al -1% entre 2021 y 2023, e incrementándose las reducciones el resto del periodo; -2,7% en 2024, -4,8% en 2025 y finalmente -9,5% en 2026.

En relación a la previsión de la capacidad que contratarán los agentes, se tiene en cuenta que como consecuencia de la eliminación del esquema de penalizaciones/descuentos vigentes, los agentes ajustarán sus capacidades contratadas a las realmente utilizadas, con la excepción de las conexiones bidireccionales con Portugal y Francia donde se estima que las capacidades contratadas se mantendrán. Por tanto, la previsión para el periodo 2020-2026 parte de la estimación de las capacidades facturadas de 2019.

Así mismo, se ha incluido en la previsión el impacto de los multiplicadores de los contratos de corto plazo propuestos en la metodología. La estimación resultante, para evitar confusiones, en adelante se denominará **capacidad contratada equivalente**.

Las capacidades contratadas equivalentes por peaje y tipo de consumidor (generación eléctrica, conectado a planta satélite y resto) se han estimado manteniendo los factores de carga implícitos en el escenario de previsión de la CNMC para 2019, la utilización media y considerando que la distribución implícita en los productos de corto y largo plazo se mantiene igual que la considerada para 2019.

En relación a las **exportaciones**, las capacidades contratadas equivalentes en las conexiones internacionales con Portugal y Francia previstas para 2020 se han considerado las variaciones sobre 2019 estimadas por las empresas y para el periodo 2021-2026 se ha considerado el promedio de los últimos tres años cerrados.

Por su parte, la estimación de la contratación de **capacidad en los AA.SS** se basa en el supuesto de que esta variará en función de las variaciones de demanda del ejercicio anterior en la medida que determinan las cantidades a almacenar para cumplir con los requisitos de existencias mínimas de seguridad. No se alcanzará la capacidad máxima de almacenamiento disponible en el horizonte de previsión. Las cantidades inyectadas y extraídas se han estimado aplicando la misma proporción sobre la capacidad de almacenamiento implícita en la previsión del GTS para 2020-2024 y mantenido para 2025 y 2026. En conclusión, en el Cuadro I.12 se resumen la capacidad de almacenamiento subterráneo y volúmenes inyectados y extraídos en los AA.SS durante 2020-2026. La previsión de capacidad equivalente de entrada y salida al sistema desde almacenamiento subterráneos se ha realizado manteniendo el factor de carga resultante de la previsión de 2019 para todo el periodo.

Cuadro I.12. Capacidad almacenamiento subterráneo y volúmenes inyectados y extraídos en los AA.SS. 2020 – 2026

AA.SS		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Capacidad almacenamiento	(GWh/mes)	28.317	27.638	27.503	27.425	27.191	26.605	25.579
Inyección	(GWh)	8.707	10.936	11.405	11.669	13.132	13.132	13.132
Extracción	(GWh)	8.972	9.332	10.921	11.039	11.542	11.542	11.542

Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Capacidad almacenamiento	12,1%	-2,4%	-0,5%	-0,3%	-0,9%	-2,2%	-3,9%
Inyección	-26,5%	25,6%	4,3%	2,3%	12,5%	0,0%	0,0%
Extracción	*102,7%*	*4,0%*	*17,0%*	*1,1%*	*4,6%*	*0,0%*	*0,0%*

Fuente: CNMC

Las necesidades de **regasificación** se determinan de forma separada para el sistema Peninsular-Balear, por una parte, y para el Sistema Canario por otra, con las siguientes hipótesis:

- La demanda prevista de gas a introducir en el sistema en el horizonte de previsión es el resultado de sumar a la demanda prevista para cada uno de los años incrementada por las mermas correspondientes[49], el saldo inyección-extracción previsto para cada ejercicio, excluyendo la demanda de los clientes conectados a una planta satélite.
- Una vez determinado el volumen de gas a introducir en el sistema, se determina la previsión del caudal equivalente aplicando para cada punto de entrada el factor de carga (73%) y la utilización (93%) de la capacidad contratada previstas para 2019, y considerando que se mantiene el esquema de contratación de productos anuales y de corto plazo previsto para 2019 al aplicar los multiplicadores propuestos.
- Se ha considerado como mejor previsión de las entradas por GN para el periodo 2020-2026 el volumen previsto para 2019 para cada punto de entrada, si bien la incertidumbre es elevada en relación a la posible evolución de los precios del GNL con el consiguiente impacto en las entradas de gas natural.

  Además, se ha considerado como nuevo punto de entrada de gas natural la inyección de biogás en distribución. La previsión de dicho volumen se ha realizado con base en la información facilitada por las empresas (véase Cuadro I.13).

Cuadro I.13. Previsión de inyección de biogás a la red de distribución. 2020 – 2026

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Inyección de biogás en distribución (GWh)	12	55	209	363	518	672	854

Fuente: Empresas

Así el volumen previsto de entrada de GN para el periodo 2020-2026 se incrementa desde 166.284 GWh en 2020 hasta 167.126 GWh en 2026. Las necesidades de regasificación globales se obtienen por diferencia y considerando para determinar el volumen de GNL las necesidades de GNL a cliente final (incluidas exportaciones de cisternas y bunkering).

- Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se determina la previsión de la capacidad equivalente de regasificación, manteniendo el factor de carga previsto para 2019 (79,5%), y la utilización de la capacidad contratada prevista para dicho año (98,1%). Dicha previsión se ha distribuido por planta de regasificación considerando que se implanta el esquema de Tanque Virtual de Balance en 2020, lo que supone que el almacenamiento, regasificación y licuefacción virtual se convierten en servicios no localizados. Con ello, se prevé que progresivamente los porcentajes de distribución por planta converjan progresivamente hasta alcanzar la distribución que se corresponde con

[49]Se han considerado las mermas establecidas en la Orden IET/2446/2013.

los porcentajes de capacidad de regasificación de cada planta sobre el total nacional en el año 2023.

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución y de las cargas de GNL a buque suministradas a través de cisternas, determina la previsión de **carga en cisternas**, considerando además las cisternas destinadas a bunkering, las cisternas con destino a otros países, y una vez excluidos los consumidores abastecidos por aire propanado en las Islas Canarias.

La capacidad equivalente de carga en cisternas se estima manteniendo el factor de carga previsto para 2019 (79,5%) y la utilización de la capacidad contratada prevista para dicho año (98,1%) y considerando que se mantiene el esquema de contratación de productos anuales y de corto plazo previsto para 2019 al aplicar los multiplicadores propuestos.

En relación al número de cisternas, se estima que se mantienen los tamaños medios de las cisternas declarados para 2018 para cada planta de regasificación.

El volumen de **almacenamiento de GNL** se ha previsto considerando por un lado que se mantiene el número de días de la capacidad contratada de regasificación (sin el efecto de los multiplicadores) de 2019. En la previsión de la capacidad equivalente, se ha mantenido el factor de carga de la previsión de 2019 para todo el periodo. Además, como consecuencia de la oferta de nuevos productos y servicios en las plantas de regasificación, se prevé un aumento del uso de estas instalaciones bajo las hipótesis que se explican a continuación.

Se han tenido en cuenta los siguientes conceptos:

- La Circular de balance establece una penalización por desbalance positivo equivalente a 2 veces el peaje de almacenamiento de GNL diario. Se estima que los agentes, para evitar dicha penalización, contratarán por sí mismos capacidad de almacenamiento diaria. Para determinar el volumen asociado a este uso se ha teniendo en cuenta la media anual de desbalances positivos en plantas de los tres últimos años (2016, 2017, 2018).
- Las previsiones de carga de buques como combustible (bunkering) se estima de acuerdo con el interés expresado por los agentes del sistema, en contrataciones de capacidad trimestral y mensual
- La contratación anual para el nuevo servicio de descarga, almacenamiento de GNL y carga a partir de 2021, estimando que hasta 2025 el 20% de la capacidad de almacenamiento de una planta estándar de 600.000 m3 GNL se emplearía para este servicio, incrementándolo al 50% en 2026.
- El uso del almacenamiento de GNL para arbitraje de precios entre cuentas y/o para almacenamiento estacional. Para estimar este valor

se ha tenido en cuenta el valor promedio de incremento del almacenamiento de GNL en los meses de verano en 2018 y 2019.

Respecto al **trasvase de GNL de planta a buque**, se ha supuesto que a lo largo del periodo se irá aumentando progresivamente el número de cargas de GNL debido al desarrollo del bunkering de GNL, hasta alcanzar cargas a 80 buques en el año 2026 de 5.279 m^3 de GNL de tamaño medio. Adicionalmente, se ha considerado que como consecuencia de los nuevos productos y servicios en las plantas de regasificación se realizaran entre 3 descargas adicionales en 2020 y 2021 y 5 en 2022 – 2026 a buques de gran tamaño.

Respecto al número de cargas de **puesta en frio** en el horizonte 2020-2026, se han mantenido las estimaciones de 2019.

El volumen de **GNL a descargar** en cada subsistema se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación y la previsión de trasvase de GNL a buque. El número de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los buques por planta de regasificación previstos para 2019.

A la hora de realizar dichas previsiones, no se ha considerado la entrada en funcionamiento de la planta del Musel ni se ha considerado que entren en funcionamiento las plantas de regasificación de Canarias.

En relación con al nuevo servicio de **licuefacción virtual**, se ha considerado una capacidad contratada nula, atendiendo tanto a las características del producto ofertado como a que no se dispone de un histórico que permita estimar la demanda de dicho servicio por parte de los agentes.

En el Cuadro I.14 se muestran las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de entrada al sistema, en el Cuadro I.15. las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de salida y en el Cuadro I.16 el escenario de regasificación y almacenamiento de GNL previstos para el periodo 2020-2026. Con el objeto de mostrar el impacto del cambio de los multiplicadores propuestos, para el año 2020 se indica además la capacidad equivalente con multiplicadores vigentes.

Cuadro I.14. Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada

Punto de entrada	2020			2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	Capacidad equivalente multiplcadores vigentes (MWh/día)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)
CI Tarifa	158.238	145.693	37.838	145.693	37.838	145.693	37.838	145.693	37.838	145.693	37.838	145.693	37.838	145.693	37.838
CI Medgaz	224.648	222.166	69.701	222.166	69.701	222.166	69.701	222.166	69.701	222.166	69.701	222.166	69.701	222.166	69.701
CI Biriatou	231.683	205.371	55.121	205.371	55.121	205.371	55.121	205.371	55.121	205.371	55.121	205.371	55.121	205.371	55.121
CI Larrau															
CI Badajoz	15.575	10.473	1.920	10.473	1.920	10.473	1.920	10.473	1.920	10.473	1.920	10.473	1.920	10.473	1.920
CI Tuy															
PR Barcelona	185.210	180.913	57.937	191.162	61.219	191.692	61.388	190.845	61.117	182.429	58.422	166.371	53.279	136.729	43.787
PR Cartagena	77.745	76.351	22.289	102.821	30.017	124.657	36.391	144.937	42.312	138.545	40.446	126.350	36.886	103.839	30.314
PR Huelva	157.807	154.658	51.938	155.456	52.206	148.137	49.748	139.992	47.013	133.819	44.940	122.040	40.984	100.297	33.682
PR Bilbao	145.898	147.909	48.320	125.898	41.130	96.674	31.582	67.661	22.104	64.677	21.129	58.984	19.270	48.475	15.836
PR Sagunto	72.916	73.966	23.507	85.238	27.089	92.367	29.355	98.621	31.342	94.272	29.960	85.974	27.323	70.656	22.455
PR Mugardos	38.301	36.082	10.936	39.717	12.037	41.376	12.540	42.689	12.938	40.807	12.367	37.215	11.279	30.584	9.269
Yac.Poseidón	424	372	45	372	45	372	45	372	45	372	45	372	45	372	45
Yac.Viura	5.962	5.766	1.547	5.766	1.547	5.766	1.547	5.766	1.547	5.766	1.547	5.766	1.547	5.766	1.547
Yac. Marismas	4	4	1	4	1	4	1	4	1	4	1	4	1	4	1
PB Madrid	342	310	100	310	100	310	100	310	100	310	100	310	100	310	100
AS Serrablo	15.886	16.906	3.773	17.586	3.925	20.579	4.593	20.802	4.643	21.749	4.854	21.749	4.854	21.749	4.854
AS Gaviota	12.787	13.608	2.935	14.155	3.053	16.564	3.572	16.743	3.611	17.506	3.775	17.506	3.775	17.506	3.775
AS Marismas	4.130	5.462	1.006	5.681	1.047	6.649	1.225	6.720	1.238	7.026	1.294	7.026	1.294	7.026	1.294
AS Yela	5.132	4.396	1.258	4.572	1.308	5.351	1.531	5.408	1.548	5.655	1.618	5.655	1.618	5.655	1.618
TOTAL	**1.352.689**	**1.300.407**	**390.170**	**1.332.443**	**399.302**	**1.334.200**	**398.197**	**1.324.575**	**394.137**	**1.296.641**	**385.078**	**1.239.025**	**366.834**	**1.132.672**	**333.157**

Fuente: CNMC

Cuadro I.15. Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de salida

Punto de salida	2020			2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	Capacidad equivalente multiplcadores vigentes (MWh/día)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)
Conexión Internacional	**143.042**	**140.958**	**3.548**	**154.923**	**12.861**	**147.929**	**12.861**	**142.302**	**12.861**	**145.361**	**12.861**	**147.938**	**12.861**	**148.639**	**12.861**
CI Biriatou CI Larrau	132.981	130.897	446	127.713	4.141	128.830	4.141	129.151	4.141	129.584	4.141	129.148	4.141	128.819	4.141
CI Badajoz CI Tuy	10.061	10.061	3.102	27.210	8.720	19.099	8.720	13.151	8.720	15.777	8.720	18.790	8.720	19.820	8.720
Planta de regasificación	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
PR Barcelona															
PR Cartagena															
PR Huelva															
PR Bilbao															
PR Sagunto															
PR Mugardos															
Almacenamiento Subterráneo	**89.222**	**46.834**	**8.707**	**58.818**	**10.936**	**61.345**	**11.405**	**62.765**	**11.669**	**70.633**	**13.132**	**70.633**	**13.132**	**70.633**	**13.132**
AS Serrablo	23.876	12.533	2.329	15.740	2.925	16.416	3.051	16.796	3.122	18.902	3.513	18.902	3.513	18.902	3.513
AS Gaviota	51.732	27.155	5.047	34.103	6.338	35.568	6.611	36.392	6.764	40.954	7.612	40.954	7.612	40.954	7.612
AS Marismas	6.694	3.514	666	4.413	836	4.603	872	4.709	892	5.299	1.004	5.299	1.004	5.299	1.004
AS Yela	6.920	3.632	666	4.562	836	4.758	872	4.868	892	5.478	1.004	5.478	1.004	5.478	1.004
Salida nacional	**1.816.350**	**1.743.624**	**376.430**	**1.731.735**	**374.064**	**1.722.252**	**372.657**	**1.700.831**	**368.500**	**1.652.415**	**358.157**	**1.570.365**	**340.100**	**1.366.947**	**306.662**
P > 60 bar	864.509	794.801	177.211	777.255	172.870	764.055	169.961	741.405	164.869	694.681	154.229	617.307	136.529	421.954	104.175
16 bar < P ≤ 60 bar	121.967	121.881	35.975	122.433	36.155	122.987	36.336	123.596	36.518	124.208	36.700	124.823	36.884	125.441	37.068
4 bar < P ≤ 16 bar	383.854	380.992	95.202	390.191	97.578	397.742	99.526	403.450	101.015	407.211	102.018	408.954	102.517	408.632	102.499
P ≤ 4 bar	437.625	437.558	66.743	433.469	66.161	429.018	65.523	423.915	64.784	417.865	63.897	410.915	62.869	402.699	61.641
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.394	8.392	1.299	8.388	1.300	8.450	1.311	8.465	1.315	8.450	1.313	8.366	1.301	8.221	1.279
TOTAL SALIDAS	**2.048.614**	**1.931.416**	**388.685**	**1.945.476**	**397.861**	**1.931.526**	**396.923**	**1.905.898**	**393.031**	**1.868.409**	**384.150**	**1.788.936**	**366.093**	**1.586.219**	**332.656**

Fuente: CNMC

Cuadro I.16. Previsión de la actividad de regasificación. 2020 - 2026

		2020		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Regasificación		Multiplicador vigente	Multiplicador CNMC						
Volumen	GWh	219.009		227.576	224.748	220.338	210.298	191.261	156.302
Capacidad contratada equivalente	MWh/día	697.867	706.760	738.741	733.805	723.583	690.675	628.257	513.601
Barcelona		188.675	187.399	198.014	198.563	197.686	188.968	172.335	141.631
Cartagena		77.766	79.427	106.964	129.678	150.775	144.126	131.440	108.022
Huelva		162.737	161.780	162.615	154.959	146.439	139.982	127.660	104.915
Bilbao		157.444	161.708	138.890	109.012	79.048	74.563	66.376	51.828
Sagunto		72.935	78.997	91.036	98.650	105.329	100.684	91.822	75.462
Mugardos		38.310	37.449	41.221	42.942	44.306	42.352	38.624	31.743
Carga en Cisternas		Multiplicador vigente	Multiplicador CNMC						
Volumen	GWh	14.178		14.296	14.426	14.549	14.668	14.778	14.879
Capacidad contratada equivalente	MWh/día	49.807	47.945	48.343	48.781	49.197	49.601	49.973	50.316
Almacenamiento de GNL									
Volumen almacenado	GWh/año	4.372.506		4.585.723	4.571.047	4.522.224	4.318.226	3.930.860	3.218.678
Nº días capacidad contratada	Nº días	17,92		17,92	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92
Capacidad contratada equivalente		14.463.390		15.168.669	15.120.123	14.958.626	14.283.840	13.002.512	10.646.752
Descarga de buques									
Volumen descargado	***GWh/año***	***236.625***		***246.458***	***245.311***	***241.361***	***231.777***	***213.185***	***178.662***
Barcelona		*62.006*		*64.582*	*64.282*	*63.247*	*60.735*	*55.864*	*46.817*
Cartagena		*18.830*		*19.612*	*19.521*	*19.207*	*18.444*	*16.964*	*14.217*
Huelva		*57.549*		*59.941*	*59.662*	*58.701*	*56.370*	*51.849*	*43.452*
Bilbao (con BBE)		*63.906*		*66.561*	*66.251*	*65.185*	*62.596*	*57.575*	*48.252*
Sagunto		*22.535*		*23.472*	*23.362*	*22.986*	*22.073*	*20.303*	*17.015*
Mugardos		*11.799*		*12.290*	*12.232*	*12.035*	*11.558*	*10.631*	*8.909*
Canarias		*0*		*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Nº buques		***253***		***264***	***262***	***258***	***248***	***228***	***191***
Barcelona		*68*		*71*	*71*	*70*	*67*	*61*	*51*
Cartagena		*21*		*22*	*22*	*21*	*20*	*19*	*16*
Huelva		*61*		*63*	*63*	*62*	*60*	*55*	*46*
Bilbao (con BBE)		*66*		*68*	*68*	*67*	*64*	*59*	*50*
Sagunto		*21*		*22*	*22*	*22*	*21*	*19*	*16*
Mugardos		*16*		*17*	*17*	*16*	*16*	*14*	*12*
Canarias		*0*		*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Trasvase de GNL a buques									
Volumen trasvado	GWh	3.387		4.534	6.086	6.423	6.761	7.098	7.436
Nº buques		26		36	47	56	66	75	85
Puesta en frío									
Volumen	GWh	27.000		27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
Nº buques		3		3	3	3	3	3	3

Fuente: CNMC

3. Escenario previsto para el periodo 2020-2026 con la estructura propuesta por la CNMC

Tras el análisis realizado de la caracterización de consumidores de gas natural para el ejercicio 2018 (véase Anexo III de la Memoria), y de segmentación de los mismos, se ha propuesto una nueva estructura de los peajes de distribución diferenciando los consumidores por niveles de consumo anual en lugar de considerar la presión de la red desde la que se suministran.

Por ello, se ha procedido a convertir la previsión de demanda realizada para el periodo 2020-2026 con la estructura vigente hasta la fecha, a la nueva estructura propuesta.

Esta conversión 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 contratadas y facturadas a los nuevos grupos tarifarios propuestos, distinguiendo a su vez entre demanda destinada a generación eléctrica, convencional y plantas satélite. En relación a las capacidades contratadas y facturadas del Grupo 3, se han estimado considerando la información disponible de las curvas de carga de dichos consumidores de 2016-2018.

De tal forma, la distribución resultante para el ejercicio 2018 para cada grupo tarifario vigente y tipo de consumo (generación eléctrica, convencional transporte-distribución y plantas satélite) se ha mantenido a lo largo de todo el periodo.

En el Cuadro I.17 se muestra la conversión de la demanda nacional por grupo tarifario de la estructura vigente a la nueva estructura propuesta para los años 2020 y 2021.

Cuadro I.17. Conversión de Previsión de demanda nacional del ejercicio 2020 y 2021 a estructura propuesta

			2020			2021		
			Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			**177.210.715**	**124**	**794.800.522**	**172.870.453**	**124**	**777.255.151**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	1	584	0	1	555
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	11	1	44	11	1	44
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	204	6	1.379	204	6	1.382
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	878	8	15.864	866	8	15.286
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	1.180	1	54.699	1.183	1	54.809
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	6.559	2	82.131	6.572	2	82.295
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	38.725	3	248.602	37.338	3	241.500
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	125.431	4	660.950	123.754	4	657.152
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	625.608	8	3.008.839	620.694	8	2.992.178
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	7.138.301	21	31.278.765	7.016.032	21	30.860.911
RL.11	C > 500.000.000	kWh	169.273.817	70	759.448.663	165.063.797	70	742.349.039
P<60 bar			**197.919.715**	**7.807.254**	**940.431.048**	**199.893.740**	**7.840.651**	**946.092.089**
16-60 Bar			**35.975.207**	**152**	**121.881.107**	**36.155.083**	**153**	**122.432.626**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	2	1	2	2	1	2
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	0	0	0	0	0	0
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	799	1	3.397	803	1	3.414
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	10.242	2	4.390	10.293	2	4.412
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	18.761	10	74.265	18.854	10	73.495
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	63.239	18	251.446	63.555	19	249.081
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	227.821	31	1.520.273	228.960	31	1.502.663
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	722.156	29	3.666.982	725.767	29	3.659.006
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	1.732.949	17	6.980.264	1.741.614	17	7.013.772
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	8.222.609	26	28.631.922	8.263.722	26	28.775.082
RL.11	C > 500.000.000	kWh	24.976.628	18	80.748.166	25.101.511	18	81.151.699
4-16 Bar			**95.201.901**	**3.644**	**380.992.247**	**97.577.633**	**3.680**	**390.190.879**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	6	53	56.796	6	53	57.432
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	275	23	14.659	282	23	14.794
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	2.387	57	74.478	2.446	58	75.043
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	53.946	291	447.463	55.295	294	451.320
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	599.502	750	2.991.901	614.489	758	3.018.535
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	2.394.661	751	11.015.506	2.454.404	759	11.135.302
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	6.384.865	712	36.692.363	6.543.997	719	37.583.248
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	14.714.284	574	69.812.695	15.082.159	580	71.553.850
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	23.091.397	295	92.315.285	23.665.992	298	94.545.180
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	35.945.930	124	127.655.017	36.843.493	125	130.841.990
RL.11	C > 500.000.000	kWh	12.014.647	13	39.916.084	12.315.069	13	40.914.185
<4 Bar			**66.742.608**	**7.803.458**	**437.557.694**	**66.161.024**	**7.836.817**	**433.468.583**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	10.490.044	4.536.540	66.800.914	10.330.304	4.555.576	65.783.685
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	20.459.080	2.860.874	144.768.573	20.146.480	2.872.729	142.556.610
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	6.565.114	328.804	46.454.783	6.464.803	330.167	45.744.986
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	5.904.305	53.045	37.257.362	5.876.575	53.731	37.088.252
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	11.772.230	21.196	76.015.247	11.746.058	21.566	75.846.588
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	5.307.614	2.463	34.423.391	5.296.139	2.506	34.351.315
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	3.234.487	424	18.438.433	3.253.750	431	18.532.628
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	2.474.490	103	11.485.883	2.505.059	104	11.627.776
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	535.244	8	1.913.109	541.857	8	1.936.743
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0
RL.11	C > 500.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN			**375.130.430**	**7.807.377**	**1.735.231.570**	**372.764.193**	**7.840.775**	**1.723.347.240**
PLANTA SATÉLITE <4 Bar			**1.299.090**	**155.616**	**8.392.385**	**1.299.981**	**157.817**	**8.387.794**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	229.841	103.776	1.579.549	228.650	105.275	1.571.366
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	334.972	45.340	2.598.962	332.869	45.944	2.582.647
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	107.489	5.211	833.981	106.814	5.280	828.745
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	118.905	898	657.955	119.329	916	660.309
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	249.812	339	1.383.994	251.205	347	1.391.710
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	118.205	41	646.424	118.948	42	650.375
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	101.901	10	510.319	103.464	10	517.920
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	37.964	2	181.200	38.702	2	184.720
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0
RL.11	C > 500.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL			**11.683.076**			**11.799.907**		
TOTAL SISTEMA			**388.112.596**	**7.962.993**	**1.743.623.955**	**385.864.081**	**7.998.592**	**1.731.735.034**

Fuente: CNMC

Una vez obtenida la previsión para el periodo 2020 - 2026 en la estructura propuesta, se ha adaptado la misma al año de gas multiplicando por 3/12 la demanda del primer año natural para obtener el equivalente a la demanda de octubre a diciembre y por 9/12 la demanda del segundo año natural para obtener la demanda de enero a septiembre.

Finalmente, en el Cuadro I.18 se muestran las entradas, en el Cuadro I.19 las salidas y en el Cuadro I.20 el escenario de regasificación y almacenamiento de GNL de la previsión para el periodo octubre 2020 a septiembre 2026 de acuerdo con la estructura propuesta.

Cuadro I.18. Previsión 2020-2026 de las entradas con estructura propuesta y año de gas

Punto de entrada	Oct 20 - Sep 21		Oct 21 - Sep 22		Oct 22 - Sep 23		Oct 23 - Sep 24		Oct 24 - Sep 25		Oct 25 - Sep 26	
	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	37.838.452	145.693	37.838.452	145.693	37.838.452	145.693	37.838.452	145.693	37.838.452	145.693	37.838.452	145.693
CI Medgaz	69.700.918	222.166	69.700.918	222.166	69.700.918	222.166	69.700.918	222.166	69.700.918	222.166	69.700.918	222.166
CI Biriatou	55.120.751	205.371	55.120.751	205.371	55.120.751	205.371	55.120.751	205.371	55.120.751	205.371	55.120.751	205.371
CI Larrau												
CI Badajoz	1.919.644	10.473	1.919.644	10.473	1.919.644	10.473	1.919.644	10.473	1.919.644	10.473	1.919.644	10.473
CI Tuy												
PR Barcelona	60.398.084	188.600	61.345.820	191.559	61.184.837	191.057	59.095.700	184.533	54.565.052	170.385	46.160.013	144.140
PR Cartagena	28.085.099	96.204	34.797.801	119.198	40.831.700	139.867	40.912.407	140.143	37.775.805	129.399	31.956.932	109.467
PR Huelva	52.139.183	155.256	50.362.848	149.967	47.696.931	142.029	45.458.230	135.362	41.973.117	124.985	35.507.702	105.732
PR Bilbao	42.927.413	131.401	33.969.246	103.980	24.473.765	74.914	21.373.159	65.423	19.734.558	60.407	16.694.705	51.102
PR Sagunto	26.193.478	82.420	28.788.165	90.585	30.845.185	97.057	30.305.487	95.359	27.982.078	88.048	23.671.801	74.486
PR Mugardos	11.761.907	38.809	12.414.233	40.961	12.838.474	42.361	12.510.105	41.277	11.551.002	38.113	9.771.720	32.242
Yac.Poseidón	44.551	372	44.551	372	44.551	372	44.551	372	44.551	372	44.551	372
Yac.Viura	1.546.559	5.766	1.546.559	5.766	1.546.559	5.766	1.546.559	5.766	1.546.559	5.766	1.546.559	5.766
Yac. Marismas	848	4	848	4	848	4	848	4	848	4	848	4
PB Madrid	99.709	310	99.709	310	99.709	310	99.709	310	99.709	310	99.709	310
AS Serrablo	3.886.882	17.416	4.425.870	19.831	4.630.164	20.746	4.801.092	21.512	4.853.927	21.749	4.853.927	21.749
AS Gaviota	3.023.130	14.018	3.442.343	15.962	3.601.239	16.699	3.734.183	17.315	3.775.277	17.506	3.775.277	17.506
AS Marismas	1.036.502	4.528	1.180.232	5.156	1.234.710	5.394	1.280.291	5.593	1.294.381	5.655	1.294.381	5.655
AS Yela	1.295.627	5.627	1.475.290	6.407	1.543.388	6.702	1.600.364	6.950	1.617.976	7.026	1.617.976	7.026
TOTAL	**397.018.736**	**1.324.434**	**398.473.279**	**1.333.761**	**395.151.824**	**1.326.981**	**387.342.449**	**1.303.624**	**371.394.603**	**1.253.429**	**341.575.865**	**1.159.260**

Fuente: CNMC

Cuadro I.19. Previsión 2020-2026 de las salidas con estructura propuesta y año de gas

			Oct 20 - Sep 21			Oct 21 - Sep 22			Oct 22 - Sep 23			Oct 23 - Sep 24			Oct 24 - Sep 25			Oct 25 - Sep 26		
			Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			**173.955.518**	**124**	**781.641.494**	**170.688.108**	**125**	**767.355.263**	**166.141.786**	**126**	**747.067.782**	**156.888.700**	**127**	**706.362.118**	**140.954.248**	**128**	**636.650.596**	**112.263.536**	**128**	**470.792.542**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	1	562	0	1	541	0	1	511	0	1	451	0	1	349	0	1	183
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	11	1	44	11	1	44	11	1	44	11	1	45	11	1	45	11	1	45
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	204	6	1.381	205	6	1.384	205	6	1.387	206	6	1.389	206	6	1.392	206	6	1.395
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	869	8	15.431	861	8	15.002	849	8	14.414	824	8	13.223	780	8	11.178	709	8	7.854
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	1.182	1	54.781	1.185	1	54.891	1.187	1	55.001	1.189	1	55.111	1.192	1	55.221	1.194	1	55.331
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	6.569	2	82.254	6.582	2	82.418	6.595	2	82.583	6.608	2	82.749	6.622	2	82.914	6.635	2	83.080
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	37.685	3	243.276	36.624	3	237.506	35.158	3	229.372	32.210	3	213.154	27.158	3	185.449	17.781	3	120.894
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	124.173	4	658.101	122.866	4	654.635	120.981	4	649.179	117.080	4	637.658	110.315	4	617.509	95.419	4	550.132
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	621.923	8	2.996.343	618.279	9	2.983.248	612.852	9	2.962.818	601.073	9	2.917.813	580.274	9	2.837.888	537.016	9	2.631.567
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	7.046.599	21	30.965.375	6.954.197	21	30.622.173	6.823.508	21	30.122.896	6.554.020	22	29.102.045	6.087.474	22	27.340.100	5.192.691	22	22.869.144
RL.11	C > 500.000.000	kWh	166.116.302	70	746.623.945	162.947.298	70	732.703.421	158.540.440	71	712.949.577	149.575.479	71	673.338.482	134.140.217	72	605.518.552	106.411.874	72	444.472.919
P<60 bar			**199.400.234**	**7.832.302**	**944.676.829**	**201.012.299**	**7.865.237**	**948.833.094**	**202.083.853**	**7.892.856**	**950.657.470**	**202.540.442**	**7.913.737**	**949.703.079**	**202.355.392**	**7.927.568**	**945.839.711**	**201.473.139**	**7.931.579**	**938.751.655**
16-60 Bar			**36.110.114**	**153**	**122.294.747**	**36.290.664**	**155**	**122.848.117**	**36.472.118**	**156**	**123.443.420**	**36.654.478**	**158**	**124.054.757**	**36.837.751**	**159**	**124.669.121**	**37.021.939**	**161**	**125.286.528**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	2	1	2	2	1	2	2	1	2	2	1	2	2	1	2	2	1	2
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	802	1	3.409	806	1	3.426	810	1	3.444	814	1	3.461	818	1	3.478	822	2	3.496
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	10.281	2	4.406	10.332	2	4.429	10.384	2	4.451	10.436	2	4.473	10.488	2	4.495	10.540	2	4.518
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	18.831	10	73.688	18.925	10	72.910	19.020	10	72.123	19.115	10	71.326	19.210	10	70.520	19.306	11	69.704
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	63.476	19	249.672	63.794	19	247.285	64.113	19	244.867	64.433	19	242.419	64.755	19	239.940	65.079	19	237.431
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	228.676	31	1.507.066	229.819	31	1.489.296	230.968	32	1.489.672	232.123	32	1.496.135	233.284	32	1.502.626	234.450	33	1.509.144
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	724.864	29	3.661.000	728.489	30	3.652.896	732.131	30	3.664.501	735.792	30	3.682.758	739.471	30	3.701.107	743.168	31	3.719.547
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	1.739.448	17	7.005.395	1.748.145	17	7.039.023	1.756.886	17	7.073.868	1.765.670	17	7.109.237	1.774.499	18	7.144.783	1.783.371	18	7.180.507
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	8.253.443	26	28.739.292	8.294.711	26	28.882.988	8.336.184	26	29.027.403	8.377.865	26	29.172.540	8.419.754	27	29.318.403	8.461.853	27	29.464.995
RL.11	C > 500.000.000	kWh	25.070.291	18	81.050.816	25.195.642	18	81.455.862	25.321.620	18	81.863.089	25.448.228	18	82.272.405	25.575.470	19	82.683.767	25.703.347	19	83.097.186
4-16 Bar			**96.983.700**	**3.671**	**387.891.221**	**99.039.053**	**3.708**	**395.853.981**	**100.642.817**	**3.745**	**402.023.180**	**101.767.202**	**3.782**	**406.270.899**	**102.391.947**	**3.820**	**408.518.310**	**102.503.070**	**3.858**	**408.712.392**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	6	53	57.273	6	53	57.694	6	54	57.823	6	55	57.657	6	55	57.195	6	56	56.443
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	280	23	14.760	286	24	14.839	291	24	14.841	294	24	14.767	296	24	14.616	297	25	14.392
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	2.432	57	74.902	2.483	58	75.177	2.523	59	75.062	2.552	59	74.554	2.568	60	73.660	2.571	60	72.391
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	54.958	294	450.356	56.124	297	452.483	57.035	299	452.275	57.676	302	449.718	58.036	305	444.839	58.108	309	437.698
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	610.742	756	3.011.876	623.707	763	3.026.968	633.830	771	3.026.465	640.952	779	3.010.279	644.952	787	2.978.561	645.755	794	2.931.703
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	2.439.468	757	11.105.353	2.491.155	765	11.185.064	2.531.482	772	11.208.629	2.559.741	780	11.174.502	2.575.419	788	11.082.676	2.578.156	796	10.933.941
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	6.504.214	717	37.360.527	6.641.903	724	38.134.749	6.749.281	731	38.737.169	6.824.386	739	39.154.279	6.865.801	746	39.378.121	6.872.493	753	39.403.121
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	14.990.190	579	71.118.562	15.308.403	585	72.623.961	15.556.893	590	73.798.440	15.731.700	596	74.623.262	15.829.881	602	75.084.535	15.849.596	608	75.173.590
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	23.522.343	298	93.987.706	24.019.663	301	95.953.106	24.406.942	304	97.495.748	24.676.104	307	98.566.686	24.821.471	310	99.142.230	24.838.372	313	99.203.286
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	36.619.102	125	130.045.247	37.395.494	126	132.801.938	38.001.776	127	134.954.565	38.428.280	129	136.468.805	38.667.828	130	137.319.172	38.715.928	131	137.489.717
RL.11	C > 500.000.000	kWh	12.239.964	13	40.664.659	12.499.828	13	41.528.003	12.702.755	13	42.202.163	12.845.510	13	42.676.391	12.925.688	14	42.942.705	12.941.788	14	42.996.110
<4 Bar			**66.306.420**	**7.828.477**	**434.490.861**	**65.682.582**	**7.861.375**	**430.130.996**	**64.968.919**	**7.888.955**	**425.190.878**	**64.118.762**	**7.909.797**	**419.377.423**	**63.125.693**	**7.923.589**	**412.652.280**	**61.948.130**	**7.927.559**	**404.752.735**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	10.370.239	4.550.817	66.037.992	10.208.544	4.569.653	65.008.317	10.038.168	4.585.362	63.923.354	9.858.130	4.597.227	62.776.867	9.668.807	4.605.099	61.571.252	9.467.681	4.607.401	60.290.478
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	20.224.630	2.869.765	143.109.601	19.907.822	2.881.432	140.867.866	19.574.871	2.891.235	138.511.904	19.223.296	2.898.642	136.024.156	18.853.670	2.903.536	133.408.681	18.461.142	2.904.933	130.631.153
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	6.489.881	329.826	45.922.436	6.388.220	331.167	45.203.085	6.281.380	332.294	44.447.081	6.168.563	333.145	43.648.787	6.049.954	333.708	42.809.508	5.923.995	333.868	41.918.227
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	5.883.508	53.559	37.130.530	5.849.010	54.213	36.918.199	5.802.782	54.796	36.631.217	5.737.196	55.239	36.220.773	5.651.061	55.526	35.679.218	5.538.565	55.595	34.969.432
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	11.752.601	21.474	75.888.753	11.710.401	21.825	75.616.622	11.641.662	22.141	75.173.139	11.527.832	22.382	74.438.530	11.365.832	22.538	73.392.910	11.141.935	22.574	71.947.645
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	5.299.007	2.496	34.369.334	5.280.324	2.536	34.250.630	5.249.695	2.573	34.054.604	5.198.766	2.601	33.727.135	5.126.148	2.619	33.259.203	5.025.653	2.623	32.610.691
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	3.248.934	429	18.509.079	3.265.210	435	18.585.405	3.275.875	441	18.628.759	3.276.572	445	18.613.857	3.266.356	448	18.535.375	3.241.588	448	18.372.489
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	2.497.416	104	11.592.302	2.526.547	105	11.727.517	2.552.392	106	11.847.484	2.572.059	107	11.938.774	2.584.768	107	11.997.764	2.587.813	108	12.011.897
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	540.204	8	1.930.834	546.505	8	1.953.356	552.095	8	1.973.338	556.349	8	1.988.543	559.098	8	1.998.369	559.757	8	2.000.723
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.11	C > 500.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN			**373.355.752**	**7.832.426**	**1.726.318.322**	**371.700.407**	**7.865.362**	**1.716.188.358**	**368.225.639**	**7.892.982**	**1.697.725.260**	**359.429.142**	**7.913.864**	**1.656.065.197**	**343.309.640**	**7.927.696**	**1.582.490.307**	**313.736.675**	**7.931.707**	**1.409.544.198**

			Oct 20 - Sep 21			Oct 21 - Sep 22			Oct 22 - Sep 23			Oct 23 - Sep 24			Oct 24 - Sep 25			Oct 25 - Sep 26		
			Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
PLANTA SATÉLITE <4 Bar			**1.299.758**	**157.266**	**8.388.942**	**1.308.250**	**160.647**	**8.434.684**	**1.313.735**	**163.830**	**8.461.448**	**1.313.673**	**166.579**	**8.453.635**	**1.304.333**	**168.358**	**8.387.167**	**1.284.855**	**169.078**	**8.257.196**
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	228.948	104.900	1.573.412	229.354	107.197	1.576.203	229.285	109.357	1.575.733	228.420	111.220	1.569.784	226.079	112.425	1.553.701	222.230	112.913	1.527.248
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	kWh	333.395	45.793	2.586.726	333.538	46.733	2.587.838	333.056	47.620	2.584.095	331.503	48.388	2.572.051	327.930	48.886	2.544.327	322.284	49.089	2.500.521
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	kWh	106.983	5.263	830.054	107.029	5.371	830.411	106.874	5.473	829.210	106.376	5.561	825.345	105.229	5.619	816.449	103.418	5.642	802.392
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	kWh	119.223	912	659.720	120.236	936	665.329	120.912	959	669.073	120.954	978	669.311	120.028	990	664.189	118.010	995	653.020
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	kWh	250.857	345	1.389.781	253.424	356	1.404.004	255.234	366	1.414.034	255.605	374	1.416.087	253.823	379	1.406.216	249.584	381	1.382.731
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	kWh	118.762	42	649.388	120.064	43	656.391	121.016	44	661.472	121.299	45	662.877	120.575	46	658.757	118.697	46	648.322
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	kWh	103.073	10	516.020	105.152	10	526.201	107.028	10	535.340	108.455	10	542.201	109.134	11	545.289	108.933	11	543.942
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	kWh	38.518	2	183.840	39.453	2	188.307	40.330	2	192.491	41.061	2	195.981	41.534	2	198.238	41.698	2	199.022
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.11	C > 500.000.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL			**11.770.699**			**11.888.406**			**12.007.290**			**12.127.363**			**12.248.637**			**12.371.123**		
CONEXIONES INTERNACIONALES			**10.532.781**		**151.431.768**	**12.861.112**		**149.677.230**	**12.861.112**		**143.708.617**	**12.861.112**		**144.596.531**	**12.861.112**		**147.293.540**	**12.861.112**		**148.463.968**
VIP Pirineos			3.217.308		128.508.933	4.141.084		128.550.549	4.141.084		129.070.660	4.141.084		129.475.764	4.141.084		129.256.707	4.141.084		128.901.477
VIP Ibérico			7.315.473		22.922.836	8.720.028		21.126.681	8.720.028		14.637.957	8.720.028		15.120.767	8.720.028		18.036.832	8.720.028		19.562.491
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS			**10.378.535**		**55.822.034**	**11.287.930**		**60.713.312**	**11.603.385**		**62.410.016**	**12.766.536**		**68.666.147**	**13.132.254**		**70.633.199**	**13.132.254**		**70.633.199**
Serrablo			2.776.423		14.938.235	3.019.701		16.247.164	3.104.090		16.701.210	3.415.252		18.375.379	3.513.087		18.901.771	3.513.087		18.901.771
Gaviota			6.015.584		32.366.176	6.542.686		35.202.188	6.725.529		36.185.954	7.399.712		39.813.322	7.611.689		40.953.838	7.611.689		40.953.838
Yela			793.264		4.188.151	862.772		4.555.128	886.883		4.682.427	975.786		5.151.804	1.003.739		5.299.386	1.003.739		5.299.386
Marismas			793.264		4.329.472	862.772		4.708.832	886.883		4.840.426	975.786		5.325.642	1.003.739		5.478.203	1.003.739		5.478.203
TOTAL SISTEMA			**407.337.526**	**7.989.692**	**1.941.961.066**	**409.046.105**	**8.026.010**	**1.935.013.584**	**406.011.161**	**8.056.812**	**1.912.305.341**	**398.497.826**	**8.080.443**	**1.877.781.511**	**382.855.976**	**8.096.054**	**1.808.804.212**	**353.386.019**	**8.100.785**	**1.636.898.561**

Fuente: CNMC

Cuadro I.20. Previsión 2020-2026 regasificación y almacenamiento de GNL con estructura propuesta y año de gas

		Oct 20 - Sep 21	Oct 21 - Sep 22	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques							
Numero Barcos	nº	261	263	259	250	233	200
Volúmen	(MWh)	243.999.691	245.597.825	242.348.494	234.172.732	217.833.063	187.293.083
Regasificación							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	730.746	735.039	726.139	698.902	643.862	542.265
Volúmen	(MWh)	225.434.193	225.455.181	221.440.432	212.807.601	196.019.778	165.041.979
Carga en cisterna							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	48.243	48.671	49.093	49.500	49.880	50.230
Número	nº	51.205	51.659	52.107	52.539	52.942	53.313
Volúmen	(MWh)	14.266.609	14.393.149	14.517.892	14.638.322	14.750.654	14.854.070
Trasvse de planta a buque							
Numero Barcos	nº	34	44	54	63	73	82
Volúmen	(MWh)	4.247.491	5.697.938	6.338.938	6.676.394	7.013.850	7.351.307
Trasvase de buque a buque							
Numero Barcos	nº	0	0	0	0	0	0
Volúmen	(MWh)	0	0	0	0	0	0
Puesta en frío							
Numero Barcos	nº	3	3	3	3	3	3
Volúmen	(MWh)	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
Almacenamiento de GNL							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	14.992.350	15.132.259	14.999.000	14.452.537	13.322.844	11.235.692
Volúmen	(MWh)	4.532.418.912	4.574.715.792	4.534.429.462	4.369.225.078	4.027.701.531	3.396.723.275
Licuefacción Virtual							
Capacidad equivalente	(MWh/día)	0	0	0	0	0	0
Volúmen	(MWh)	0	0	0	0	0	0

Fuente: CNMC

ANEXO II. METODOLOGÍA DE DISTANCIA PONDERADA POR CAPACIDAD

ANEXO II. METODOLOGÍA DE DISTANCIA PONDERADA POR CAPACIDAD

El artículo 26.1.a.vi del Reglamento (UE) 2017/460[50], 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, establece que en caso de que la metodología de precios de referencia propuesta no sea la de distancia ponderada por capacidad recogida en el artículo 8, se deberá incluir la comparación entre dicha metodología y la finalmente considerada.

En el presente Anexo se detallan los parámetros y el procedimiento de cálculo de los términos de capacidad de las tarifas de transporte según la metodología de distancia ponderada por capacidad.

Se incluye en el fichero denominado Modelo transporte.xls la siguiente información: (i) capacidades previstas para 2020 por punto de entrada y salida, (ii) distancia entre los puntos de entrada y salida, (iii) términos de capacidad de entrada y salida a la red de transporte resultantes de la metodología distancia ponderada por capacidad

1. Parámetros de la metodología

La metodología de distancia ponderada por capacidad establece el término de capacidad de un punto de entrada en función de la distancia de ese punto de entrada a cada uno de los puntos de salida ponderando dichas distancias por la capacidad contratada prevista en cada uno de los puntos de salida considerados. Análogamente, el término de capacidad de un punto de salida es función de la distancia de dicho punto de salida a cada uno de los puntos de entrada considerados ponderado por la capacidad contratada en cada punto de entrada. De esta forma los términos de capacidad serán más elevados cuanto mayor sea la distancia entre cada punto de entrada y cada punto de salida.

La aplicación de la metodología de distancia ponderada por capacidad requiere, por tanto, determinar con anterioridad (i) los puntos de entrada a la red de transporte, (ii) los puntos de salida de la red de transporte, (iii) la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte y (iv) la capacidad prevista en cada uno de los puntos de entrada y salida.

No obstante, cabe señalar que, conforme al código de tarifas, los puntos de entrada y salida pueden ser físicos o pueden ser una agrupación de los mismos, por lo que, con carácter previo, se hace necesario definir el modelo de red considerado.

[50] Disponible en: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0460&from=EN

1.1. Modelo de red de transporte

La red de transporte utilizada para determinar los términos de capacidad asociados puede diferir de la red de transporte física, esto es, se puede utilizar una red de transporte simplificada.

La utilización de una red de transporte simplificada facilita la aplicación de la metodología CWD, al reducir el número de distancias a calcular, pero si la simplificación es muy elevada puede no representar adecuadamente la red de transporte real y, por tanto, no reflejar los costes asociados a dicha red.

Adicionalmente, la simplificación de la red de transporte hace necesario tomar decisiones sobre: i) el procedimiento de cálculo de la distancia entre los puntos de entrada y salida considerados y ii) asignar las inyecciones y extracciones de los puntos físicos a los puntos virtuales considerados, lo que permite cierto grado de libertad en su aplicación.

Teniendo en cuenta lo anterior y la evolución de las técnicas de computación actuales se ha optado por considerar la red física. En particular, se ha considerado la red de transporte troncal[51] existente en el momento de elaboración del presente informe, con las siguientes simplificaciones.

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

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

1.2. Puntos de entrada a la red de transporte

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

1) Las conexiones internacionales con países terceros mediante gasoducto (Tarifa, Almería, Badajoz, Tuy, Biriatou y Larrau),
2) Las entradas desde una planta de regasificación[52]: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugardos.
3) Las entradas desde yacimientos: Marismas, Poseidón, Viura y Planta de biogás de Madrid
4) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas

1.3. Puntos de salida de la red de transporte

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

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

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

Una vez definidos el modelo de red de transporte, los puntos de entrada y salida, el cálculo de la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte se ha realizado empleando el algoritmo de Dijkstra[53].

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

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

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

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

1.5. Capacidad contratada prevista en cada punto de entrada

La capacidad contratada prevista por punto de entrada se corresponde con la capacidad facturada por punto de entrada contenida en el Anexo I de la Memoria.

Se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada la capacidad facturada prevista para el ejercicio 2020, debido a que se estima que como consecuencia de la eliminación del esquema de penalizaciones/descuentos vigentes los agentes ajustaran sus capacidades contratadas a las realmente utilizadas, con la excepción de las conexiones bidireccionales con Portugal y Francia para las que se ha considerado las capacidades contratadas.

La previsión de capacidad por punto de entrada de duración inferior al año se ha afectado por los correspondientes multiplicadores de corto plazo, con el objeto de tener cuenta en el cálculo del peaje el impacto de los mismos sobre los ingresos.

En el caso de los **puntos de interconexión virtuales** con Francia y Portugal se ha desagregado la capacidad contratada prevista en función de las capacidades técnicas de cada uno de los puntos físicos que integran los citados puntos virtuales, de acuerdo con la información aportada por el GTS (véase Cuadro I.1).

Cuadro II.1. Capacidad contratada prevista en los puntos de entrada de las conexiones internacionales

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad contratada prevista VIP (A)			10			205
Capacidad contratada técnica (1)	55	25	80	165	60	225
% sobre total (B)	69%	31%	100%	73%	27%	100%
Capacidad contratada prevista punto físico (A) * (B)	7	3	10	151	55	205

Fuente: GTS y CNMC
(1) La capacidad técnica de Irún/Biriatou incluye la capacidad coordinada y no coordinada

En el caso de la entrada desde los **almacenamientos subterráneos** (en adelante, AA.SS.), se ha estimado la capacidad contratada por punto de entrada con las siguientes hipótesis:

- La capacidad de almacenamiento de 2019 se ha estimado con la información de los primeros 11 meses del año.

- La capacidad de 2020 variará respecto la de 2019 en función de las variaciones de demanda del ejercicio anterior en la medida que determinan las cantidades a almacenar para cumplir con los requisitos de existencias mínimas de seguridad.
- El volumen de extracción se calcula aplicando la misma relación con la capacidad de almacenamiento implícita en la previsión el GTS.
- La capacidad es contratada por un único agente.
- La contratación de la capacidad de entrada se corresponde con la que minimizaría la facturación del peaje de transporte, teniendo en cuenta los multiplicadores de la Circular y el perfil de extracción diario desde los AA.SS previsto para el ejercicio 2020 se corresponde con el real registrado en 2018.
- La capacidad contratada prevista se distribuye por AA.SS. en función de las previsiones de extracción para el ejercicio 2018 proporcionada por el GTS.

Se indica que con las hipótesis anteriores la contratación de capacidad que minimiza la facturación del peaje de entrada a la red de transporte desde el almacenamiento subterráneo es la diaria.

En el Cuadro I.2 se muestran las capacidades contratadas previstas en cada punto de entrada.

Cuadro II.2. Capacidades de entrada previstas para 2020

Punto de entrada	Capacidad contratada prevista CNMC 2020 sin multiplicadores	Capacidad contratada prevista (MWh/día)					Capacidad contratada prevista teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores Porpuestos por la CNMC (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
CI Tarifa	141.301	124.912	12.177	2.174	2.038	-	145.693
CI Medgaz	221.009	216.334	2.923	1.753	-	-	222.166
CI Biriatou CI Larrau	186.266	149.298	11.388	10.393	13.898	1.290	205.371
CI Badajoz CI Tuy	6.711	1.504	-	3.472	1.283	453	10.473
PR Barcelona	171.821	145.208	3.029	20.443	3.054	87	180.913
PR Cartagena	64.594	25.019	5.303	34.200	72	-	76.351
PR Huelva	146.974	122.733	4.904	17.424	1.870	43	154.658
PR Bilbao	139.123	109.066	5.960	23.977	110	9	147.909
PR Sagunto	56.944	2.228	2.018	51.899	784	15	73.966
PR Mugardos	31.801	18.040	3.232	9.227	1.303	-	36.082
Yac.Poseidón	284	-	-	281	2	-	372
Yac.Viura	5.646	5.405	-	154	80	6	5.766
Yac. Marismas	3	-	-	3	-	-	4
PB Madrid	276	175	-	89	12	-	310
AS Serrablo	10.768	-	-	-	10.768	-	16.906
AS Gaviota	8.667	-	-	-	8.667	-	13.608
AS Marismas	3.479	-	-	-	3.479	-	5.462
AS Yela	2.800	-	-	-	2.800	-	4.396
TOTAL	**1.198.467**	**919.922**	**50.934**	**175.489**	**50.220**	**1.903**	**1.300.407**

Fuente: GTS y CNMC

1.6. Capacidad contratada prevista en cada punto de salida

Asimismo, la capacidad contratada prevista por puntos de salida de la red de transporte se ha estimado partiendo de la previsión de capacidad facturada por punto de salida para el ejercicio 2020, con las siguientes hipótesis.

En el caso de los **puntos de interconexión virtuales** con Francia y Portugal se han desagregado las capacidades contratadas por punto de salida en función de las capacidades técnicas de cada uno de los puntos físicos que integran los citados puntos virtuales, de acuerdo con la información aportada por el GTS (Cuadro I.3).

Cuadro II.3. Capacidad contratada prevista por los puntos de salida de los VIP por punto físico

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad contratada prevista VIP (A)			10			131
Capacidad contratada técnica (1)	134	10	144	165	60	225
% sobre total (B)	93%	7%	100%	73%	27%	100%
Capacidad contratada prevista punto físico (A) * (B)	9	1	10	96	35	131

Fuente: GTS y CNMC

En el caso de las **salidas hacia los AA.SS.**, de forma similar a la previsión de capacidad contratada de entrada, se ha estimado la capacidad prevista para minimizar el impacto de los peajes de salida de la red de transporte, suponiendo que el perfil de inyección del ejercicio 2018 se mantiene y que la contratación es realizada por un único agente.

Se indica que con las hipótesis anteriores la contratación de capacidad que minimiza la facturación del peaje de salida de la red de transporte hacia el almacenamiento subterráneo es la diaria.

En relación con la **salida hacia las plantas de regasificación** (licuefacción virtual) se ha considerado una capacidad contratada de salida nula, atendiendo tanto a las características del producto ofertado como a que no se dispone de un histórico que permita estimar la demanda de dicho servicio por parte de los agentes.

En el caso de las **salidas hacia consumidores nacionales**, dado que los comercializadores no contratan capacidad de salida en los puntos de interconexión de la red troncal con la red no troncal/secundaria o con la red de distribución, se ha desagregado la capacidad de salida prevista, excluidos los

consumidores suministrados desde plantas satélites[54], para el ejercicio por punto de salida en función de la información disponible por la CNMC.

En particular, se dispone de la siguiente información:

- Información individualizada sobre la ubicación del punto de suministro y las variables de facturación de consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar y de los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar con telemedida instalada (consumo anual superior a 5 GWh), en la base de datos de liquidaciones del sector gasista (SIFCO).
- Demanda desagregada por municipio y peaje de acceso, en SIFCO.
- Demanda diaria por punto de salida del ejercicio 2017 proporcionada por el GTS.
- Relación de CUPS de aquellos suministros con telemedida instalada por punto de salida correspondiente al ejercicio 2017, proporcionada por el GTS.
- Relación entre punto de salida de la red de transporte y municipio, publicada por el GTS[55].
- Curvas de carga diaria individualizada de los ciclos combinados, centrales térmicas, consumidores acogidos a peajes interrumpibles, consumidores acogidos al peaje de materia prima y curva de carga agregada por peaje de acceso de los consumidores con telemedida distintos de los anteriores, proporcionada por los transportistas y distribuidores correspondientes al ejercicio 2018.

Teniendo en cuenta la información anterior, la capacidad contratada prevista en cada punto de salida de la red de transporte se ha estimado como la agregación de la capacidad de los CUPS asociados a este punto de salida y de la capacidad del resto de consumidores abastecidos desde ese punto de salida.

La capacidad **contratada de los CUPS asociados a un punto de salida** de la red de transporte se corresponde con la capacidad facturada de los consumidores con telemedida instalada en el último año disponible (2018) teniendo en cuenta la duración de los contratos formalizados por el consumidor, según la información individualizada disponible en SIFCO.

La **capacidad contratada prevista para el resto de consumidores** abastecidos desde ese punto de salida se estima a partir de la capacidad

[54] Conforme al artículo 92 de la Ley 34/1998, los consumidores suministrados desde una planta satélite sólo deberán sufragar el coste de las redes de presión diseño que son utilizadas para su suministro.

[55] Disponible en http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/CalidadGas/OtraInformacionCalidadNueva

contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar y acogidos a los peajes 3.1 a 3.4[56], para lo que se ha procedido de la siguiente manera:

1º Se ha estimado el factor de carga de cada uno de los grupos tarifarios, como la relación entre el volumen máximo demandado en un día y el consumo anual registrado, considerando la información disponible de las curvas de carga de dichos consumidores de 2016-2018(véase Cuadro I.4).

Cuadro II.4. Factores de carga considerados para los peajes 3.1 a 3.4

Peaje	Factor de carga (%)
3.1	43,023%
3.2	38,719%
3.3	46,369%
3.4	42,442%

Fuente: CNMC

2º Se ha estimado la capacidad contratada por peaje de acceso y municipio como resultado de aplicar el factor de carga del peaje correspondiente a la demanda de los consumidores acogidos a dicho peaje en cada uno de los municipios abastecidos desde la red de transporte, de acuerdo con la información disponible en SIFCO.

3º La capacidad contratada se ha asignado por punto de salida en función de relación municipio-punto de entrega de la red de transporte publicada por el GTS en su página web.

Se indica que cuando un municipio es abastecido desde más de un punto de la red de transporte simultáneamente, la demanda asociada a dichos municipios se ha distribuido por punto de salida en función de la demanda registrada en el día de máxima demanda de 2017 (05/12/2017), de acuerdo con la información facilitada por el GTS.

Finalmente, una vez se dispone de la capacidad contratada correspondiente al ejercicio 2018 desagregada por punto de salida de la red de transporte, nivel de presión (presión > 60 bar, entre 4-16 bar, entre 16-60 bar y < 4 bar) y tipo de consumidor (destinado a generación eléctrica o convencional), la capacidad contratada de 2020 de los consumidores nacionales conectados a la red

[56] Ello implica obviar en la estimación a los consumidores sin telemedida instalada, cuya capacidad contratada representa el 0,5% de la capacidad contratada por los consumidores conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar y los acogidos al peaje 3.5.

transporte-distribución desglosada por nivel de presión y tipo de consumidor se distribuye por punto de salida proporcionalmente a la capacidad registrada en 2018.

En el Cuadro I.5 se muestran las capacidades contratadas previstas por punto de salida, con la excepción de la salida nacional para la que, a efectos de presentación, se han agregado los puntos de salida por presión de la red a la que están conectados los consumidores.

Cuadro II.5. Capacidades de salida previstas para 2020

	Capacidad contratada prevista por punto de salida del informe CNMC 2018 (MWh/día)	Capacidad contratada prevista (MWh/día)					Capacidad contratada prevista por punto de salida teniendo en cuenta el impacto de los multiplicadores (MWh/día)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
Conexión Internacional	**134.480**	**122.230**	**54**	**11.576**	**489**	**131**	**140.958**
CI Biriatou	124.911	113.668	-	10.778	353	112	130.897
CI Larrau							
CI Badajoz	9.569	8.562	54	797	137	19	10.061
CI Tuy							
Planta de regasificación	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
PR Barcelona							-
PR Cartagena							-
PR Huelva							-
PR Bilbao							-
PR Sagunto							-
PR Mugardos							-
Almacenamiento Subterráneo	**29.642**	**-**	**-**	**-**	**29.642**	**-**	**46.834**
AS Serrablo	7.932				7.932		12.533
AS Gaviota	17.187				17.187		27.155
AS Marismas	2.224				2.224		3.514
AS Yela	2.299				2.299		3.632
Salida nacional	**1.651.080**	**1.436.177**	**3.584**	**135.573**	**72.280**	**3.466**	**1.735.232**
P > 60 bar	714.951	514.351	2.501	123.838	70.826	3.434	794.801
16 bar < P ≤ 60 bar	121.753	121.191	67	487	4	3	121.881
4 bar < P ≤ 16 bar	376.920	363.435	989	11.038	1.429	29	380.992
P ≤ 4 bar (1)	437.456	437.199	27	209	21	-	437.558
TOTAL SALIDAS	**1.815.202**	**1.558.407**	**3.638**	**147.148**	**102.411**	**3.597**	**1.923.023**

Fuente: GTS y CNMC
Notas:
(3) Excluida la capacidad de consumidores suministrados desde plantas satélites

En el fichero anteriormente referido se detallan las capacidades contratada por punto de salida de la red de transporte y su desglose por nivel de presión.

2. Retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en capacidad

La metodología de distancia ponderada por capacidad se limita a la determinación de los términos de capacidad de los peajes de entrada y salida de la red de transporte troncal. Esto es, la retribución por servicios de transporte a recuperar mediante las tarifas de transporte basadas en capacidad se corresponde con la retribución por inversión y la retribución por costes operativos.

Conforme al artículo 8.1.e del Reglamento (UE) 2017/460, el 50% de dicha retribución se recuperará a través del peaje de entrada a la red troncal y el 50% a través del peaje de salida de la red troncal (véase Cuadro I.6).

Cuadro II.6. Retribución de los servicios de transporte a recuperar mediante las tarifas de transporte basadas en capacidad

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución a la inversión	435.183.402 (A)	75,8%
Retribución O&M	139.052.576 (B)	24,2%
Total	**574.235.978**	**100,0%**

Entrada	Salida
Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%	Término de capacidad [(A) + (B)] * 50%
217.591.701	217.591.701
69.526.288	69.526.288
287.117.989	**287.117.989**

Fuente: CNMC

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

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 8.2 del Reglamento (UE) 460/2017 el cálculo de los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal comprende los siguientes pasos:

1. Cálculo de la distancia ponderada desde cada punto de entrada de la red de transporte a todos los puntos de salida.

$$AD_{En} = \frac{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex}}$$

Donde:

– AD_{En} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de entrada o una agrupación de puntos de entrada;

- CAP_{Ex} es la capacidad contratada prevista en el punto de salida calculada en el punto 1.6 del presente anexo;

- $D_{En,Ex}$ es la distancia entre un punto de entrada y un punto de salida calculada en el punto 1.4 del presente anexo;

2. Cálculo de la ponderación del coste correspondiente a cada punto de entrada

$$W_{c,En} = \frac{CAP_{En} \times AD_{En}}{\sum_{all\ En} CAP_{En} \times AD_{En}}$$

Donde:

- $W_{c,En}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de entrada concreto;

- AD_{En} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de entrada;

- CAP_{En} es la capacidad contratada prevista en un punto de entrada calculada en el punto 1.5 del presente anexo.

3. Cálculo de la retribución a recuperar por cada punto de entrada

$$R_{En} = W_{c,En} \times R_{\Sigma En}$$

Donde:

- $W_{c,En}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de entrada concreto;

- $R_{\Sigma En}$ es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en todos los puntos de entrada definido en el punto 2 del presente anexo;

- R_{En} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de entrada o una agrupación de ellos.

4. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte por punto físico

$$T_{En} = \frac{R_{En}}{CAP_{En}}$$

Donde:

- T_{En} es el precio de referencia en un punto de entrada físico;
- CAP_{En} es la capacidad contratada prevista en un punto de entrada de acuerdo con lo establecido en el punto 1.5 del presente anexo;
- R_{En} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de entrada o una agrupación de ellos.

En el Cuadro I.7 se muestran los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por punto de entrada físico calculados de acuerdo al procedimiento descrito anteriormente.

Cuadro II.7. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.

Punto de Entrada	Capacidad contratada prevista (CAP_{En})	Distancia ponderada (AD_{En})	Ponderación del coste ($W_{C,En}$)	Retribución a recuperar (R_{En})	Término de capacidad de entrada (TEn)
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/(MWh/día) y año
CI Tarifa	145.693	891	0,138	39.684.150	272,4
CI Almería	222.166	803	0,190	54.557.869	245,6
CI Biriatou	54.766	665	0,039	11.127.061	203,2
CI Larrau	150.605	609	0,098	28.048.215	186,2
CI Badajoz	7.200	1.031	0,008	2.268.817	315,1
CI Tuy	3.273	1.159	0,004	1.159.489	N/A
PR Barcelona	180.913	611	0,118	33.807.280	186,9
PR Cartagena	76.351	689	0,056	16.087.287	210,7
PR Huelva	154.658	877	0,144	41.475.338	268,2
PR Bilbao	147.909	601	0,095	27.161.997	183,6
PR Sagunto	73.966	530	0,042	11.982.182	162,0
PR Mugardos	36.082	1.014	0,039	11.182.352	309,9
YAC Marismas	4	839	0,000	952	256,5
YAC Poseidón	372	865	0,000	98.340	264,3
YAC Viura	5.766	476	0,003	838.208	145,4
BI Madrid	310	505	0,000	47.970	154,5
AASS Serrablo	16.906	608	0,011	3.140.190	185,7
AASS Gaviota	13.608	593	0,009	2.468.276	181,4
AASS Yela	5.462	512	0,003	854.752	156,5
AASS Marismas	4.396	839	0,004	1.127.264	256,5
TOTAL	**1.300.407**	**722**	**1,000**	**287.117.989**	**220,8**

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

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

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

Fuente: CNMC

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

Una vez se dispone de los términos de capacidad por punto de entrada físico, es necesario determinar el precio de los puntos de interconexión virtual, conforme al artículo 22.b del Reglamento (UE) 2017/460. En particular, el precio de cada punto de interconexión virtual se calculará aplicando la siguiente formula:

$$P_{st,VIP} = \frac{\sum_i^n \left(P_{st,i} \times CAP_i\right)}{\sum_i^n CAP_i}$$

Donde:

- $P_{st,\ VIP}$ es el precio de reserva correspondiente a un determinado producto estándar de capacidad no agrupado en el punto de interconexión virtual;
- i es un punto de interconexión que contribuye al punto de interconexión virtual;
- n es el número de puntos de interconexión que contribuye al punto de interconexión virtual;
- $P_{st,\ i}$ es el precio de reserva correspondiente a un determinado producto estándar de capacidad no agrupado en el punto de interconexión;
- CAP_i es la capacidad técnica o la capacidad contratada prevista, según proceda, en el punto de interconexión.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que los AA.SS. y la regasificación se gestionan de forma conjunta por el GTS sin que los comercializadores tengan capacidad de decisión sobre la utilización de una instalación concreta, se ha optado por aplicar el mismo término de capacidad a las entradas a la red de transporte desde los AA.SS. y desde las plantas de regasificación, conforme al artículo 12 de 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. El procedimiento empleado para la nivelación de precios es el empleado en los puntos de interconexión virtual en las interconexiones con Francia y Portugal.

En el Cuadro I.8 se muestran los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte resultantes de considerar los puntos de entrada desde las interconexiones Virtuales, las plantas de GNL y los AA.SS.

Cuadro II.8. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Capacidad contratada prevista	Término de capacidad de entrada		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
VIP_FR	**205.371**	**190,75**	**-13,6%**	**39.175.275**
VIP_PT	**10.473**	**327,35**	**48,3%**	**3.428.306**
CI Tarifa	145.693	272,38	23,4%	39.684.150
CI Medgaz	222.166	245,57	11,2%	54.557.869
Plantas GNL	**669.880**	**211,53**	**-4,2%**	**141.696.436**
AA.SS	**40.372**	**188,01**	**-14,8%**	**7.590.481**
Yac.Poseidón	372	264,26	19,7%	98.340
Yac. Marismas	4	256,45	16,2%	952
Yac.Viura	5.766	145,36	-34,2%	838.208
PB Madrid	310	154,49	-30,0%	47.970
TOTAL	**1.300.407**	**220,79**	**0,0%**	**287.117.989**

Fuente: CNMC

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

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

		Términos tras ajustes sin reeescalar		Términos reescalados	
Punto de Entrada	Capacidad contratada	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes	Término de capacidad de entrada	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	miles de €	€/(MWh/día) y año	miles de €
VIP_FR	205.371	190,75	39.175.275	210,79	43.289.276
VIP_PT	10.473	327,35	3.428.306	361,73	3.788.331
CI Tarifa	145.693	272,38	39.684.150	300,99	43.851.590
CI Medgaz	222.166	245,57	54.557.869	271,36	60.287.277
Plantas GNL	669.880	182,12	122.000.631	201,25	134.812.556
Yac.Poseidón	372	264,26	98.340	292,01	108.667
Yac. Marismas	4	256,45	952	283,38	1.052
Yac.Viura	5.766	145,36	838.208	160,63	926.233
BI Madrid	310	154,49	47.970	170,72	53.007
TOTAL INGRESOS (A)	**1.260.036**	**206,21**	**259.831.703**	**227,86**	**287.117.989**
TOTAL RETRIBUCIÓN (			**287.117.989**		
Factor de ajuste (B)/(A)			**1,1050**		

Fuente: CNMC

3.2. Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal

Análogamente, conforme al artículo 8.2 del Reglamento (UE) 460/2017 el cálculo de los términos de capacidad del peaje de salida de la red de troncal comprende los siguientes pasos:

1. Cálculo de la distancia ponderada desde cada punto de salida de la red de transporte a todos los puntos de entrada.

$$AD_{Ex} = \frac{\sum_{all\ Ex} CAP_{En} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ En} CAP_{En}}$$

Donde:

– AD_{Ex} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de salida o una agrupación de puntos de salida;

- CAP_{En} es la capacidad contratada prevista en el punto de entrada, estimada según se detalla en el punto 1.5 del presente anexo

- $D_{En,Ex}$ es la distancia entre un punto de entrada y un punto de salida, calculada según se describe en el punto 1.4 del presente anexo

2. Cálculo de la ponderación del coste correspondiente a cada punto de salida

$$W_{c,Ex} = \frac{CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}$$

Donde:

- $W_{c,Ex}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de salida concreto

- AD_{Ex} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de salida

- CAP_{Ex} es la capacidad contratada prevista en un punto de salida calculada en el punto 1.6 del presente anexo

3. Cálculo de la retribución a recuperar por cada punto de salida

$$R_{Ex} = W_{c,Ex} \times R_{\Sigma Ex}$$

Donde:

- $W_{c,Ex}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de salida concreto;

- $R_{\Sigma Ex}$ es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en todos los puntos de salida definido en el punto 2 del presente anexo;

- R_{Ex} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de salida o una agrupación de ellos.

4. Término de capacidad del peaje de salida a la red de transporte por punto físico

$$T_{Ex} = \frac{R_{Ex}}{CAP_{Ex}}$$

Donde:

- T_{Ex} es el precio de referencia en un punto de salida físico;

- CAP_{Ex} es la capacidad contratada prevista en un punto de salida de acuerdo con lo establecido en el punto 1.6 del presente anexo;

- R_{Ex} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de salida o una agrupación de ellos.

En el Cuadro I.10 se muestran los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal por punto de salida físico calculados de acuerdo al procedimiento anterior. Se indica que, efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de salida nacionales agrupados. No obstante, en el libro Excel que acompaña a la Memoria de la propuesta de Circular se dispone del resultado por punto de salida físico.

Adicionalmente, en el Gráfico II.2 se muestran los precios que resultan para los puntos de salida nacionales agrupados por provincia. La metodología de distancia ponderada por capacidad no permite determinar los términos de capacidad de los puntos de salida a la red de transporte cuya capacidad de salida es nula, como las plantas de GNL. A efectos de evitar precios nulos en cualquier punto de salida, se ha optado por fijar el precio que correspondería en ese punto de salida en el caso de que la capacidad contratada fuera 1 MWh/día.

Se observa que los términos de capacidad del peaje de salida de los puntos localizados en el centro de la península resultan los menores, siendo los mayores los de la zona noroeste.

Cuadro II.10. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.

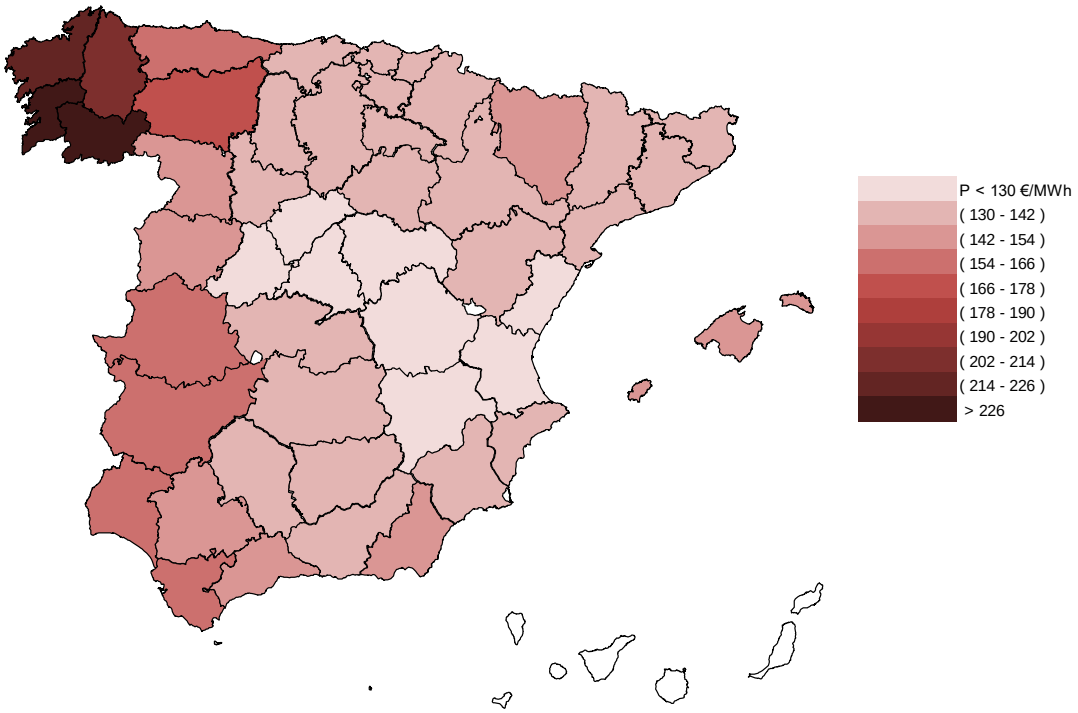
Punto de Salida	Capacidad contratada prevista en cada punto de salida (CAP_{Ex})	Distancia ponderada (AD_{Ex})	Ponderación del coste ($W_{C,Ex}$)	Retribución a recuperar (R_{Ex})	Término de capacidad de salida (TEx)
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/(MWh/día) y año
CI Biriatou	34.906	796	0,020	5.735.435	164,31
CI Larrau	95.991	782	0,054	15.497.185	161,44
CI Badajoz	9.362	869	0,006	1.678.629	179,30
CI Tuy	699	1.301	0,001	187.559	268,45
PR Barcelona	0	842	-	0	173,82
PR Cartagena	0	748	-	0	154,41
PR Huelva	0	975	-	0	201,13
PR Bilbao	0	792	-	0	163,50
PR Sagunto	0	647	-	0	133,53
PR Mugardos	0	1.182	-	0	243,91
AS Serrablo	12.533	754	0,007	1.951.031	155,67
AS Gaviota	27.155	704	0,014	3.943.904	145,24
AS Marismas	3.514	602	0,002	436.296	124,17
AS Yela	3.632	830	0,002	622.191	171,29
Salida nacional (1)	1.735.232	718	0,895	257.065.760	148,14
TOTAL	**1.923.023**	**723**	**1,000**	**287.117.989**	**149,31**

Fuente: CNMC

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

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

Gráfico II.2. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad



Fuente: CNMC
Nota: A efectos de la presentación del resultado se muestra los puntos de salida nacionales agrupados por provincia. En el libro Excel que acompaña a la Memoria de la propuesta de Circular se dispone del resultado por punto de salida físico.

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

Una vez se dispone de los términos de capacidad de los peajes de salida de cada uno de los puntos físicos considerados en el modelo de red, se procede al cálculo de los términos de capacidad de los puntos de interconexión virtual de Francia y Portugal, conforme al artículo 22.b del Reglamento (UE) 2017/460.

Adicionalmente, en coherencia con los términos de capacidad de los peajes de entrada, se ha procedido a la nivelación de precios de las salidas hacia los AA.SS. y las plantas de GNL.

Por último, teniendo en cuenta que ni comercializadores ni consumidores pueden seleccionar el punto de salida de la red de transporte desde el que se le suministra, se considera un único punto de salida hacia los consumidores conectados a redes locales.

La metodología empleada para la nivelación de precios de las salidas hacia los AA.SS. y de las salidas hacia consumidores nacionales se corresponde con la establecida en el artículo 22.b del Reglamento (UE) 2017/460.

En el Cuadro I.11 se muestran los términos de los peajes de salida de la red troncal que resultan para cada una de las agrupaciones de puntos considerada.

Cuadro II.11. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos

Punto de salida	Capacidad contratada prevista	Término de capacidad de salida		Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	Tasa de variación sobre la tarifa media (%)	miles de €
Nacional	1.735.232	148,14	-0,78%	257.065.760
VIP Pirineos	130.897	162,21	8,64%	21.232.620
VIP Ibérico	10.061	185,49	24,23%	1.866.188
AA.SS	46.834	148,47	-0,56%	6.953.421
Plantas GNL	-	178,38	19,48%	-
TOTAL	**1.923.023**	**149,31**		**287.117.989**

Fuente: CNMC

Análogamente al peaje de entrada a la red de transporte, se ha aplicado un descuento del 100% a las salidas hacia los AA.SS., por lo que se hace necesario ajustar los precios del resto de peajes de salida, a efectos de asegurar la recuperación de la retribución de la red troncal.

En el Cuadro I.12 se muestran los precios de salida de la red de transporte por punto de salida que resultan del ajuste previsto en el artículo 9 del Reglamento 2017/460. Se observa que el término de capacidad de salida hacia los consumidores nacionales es inferior al coste medio, mientras que los precios de salida por los puntos de interconexión virtual hacia Francia, Portugal y plantas de GNL, están por encima del coste medio.

Cuadro II.12. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte una vez aplicados los ajustes previsto en los artículos 6.4 y 9 del Reglamento 2017/460

		Términos tras ajustes sin reeescalar		Términos reescalados	
Punto de Salida	Capacidad contratada prevista	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes	Término de capacidad de salida	Ingresos resultantes
	Qd (MWh/día)	€/(MWh/día) y año	miles de €	€/(MWh/día) y año	miles de €
Nacional	1.735.232	148,14	257.065.760	151,82	263.445.890
VIP Pirineos	130.897	162,21	21.232.620	166,23	21.759.594
VIP Ibérico	10.061	185,49	1.866.188	190,09	1.912.505
Plantas GNL	-	178,38	-	182,81	-
TOTAL INGRESOS	**1.876.189**	**149,33**	**280.164.568**	**153,03**	**287.117.989**
TOTAL RETRIBUCIÓN			**287.117.989**		

Fuente: CNMC

ANEXO III. CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES

ANEXO III. CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES

Desde el punto de vista regulatorio, el principal objetivo que se pretende al establecer una metodología de asignación de costes es que cada segmento de consumidores pague a través de su factura una estimación lo más cercana posible a los costes que su suministro causa al conjunto del sistema. En cualquier caso, ello implica analizar con qué factores están correlacionados cada uno de los costes identificados, y, correspondientemente, determinar una segmentación adecuada de clientes[57] a efectos de definir una estructura de precios coherente.

1. Objeto

El objeto del presente anexo es realizar una caracterización de los clientes de gas natural, con el objetivo de realizar una segmentación de los mismos a efectos de definir la estructura de peajes de distribución. Para ello, a partir de la información disponible por la CNMC se ha procedido a analizar la distribución de clientes y su consumo por presión de diseño de la red a la que está conectado el punto de suministro, ubicación, actividad asociada, tamaño medio, capacidad demandada y utilización de la capacidad contratada.

2. Información utilizada

En la caracterización de la demanda se ha tenido en cuenta, fundamentalmente, la información disponible en el Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO) aportada por los distintos agentes a efectos de llevar a cabo las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector del gas natural. En lo que respecta a la demanda nacional, en la base de datos SIFCO las empresas transportistas y distribuidoras aportan mensualmente información agregada sobre el número de suministros, consumo, capacidad y facturación desagregada por nivel de presión y peaje de acceso.

Adicionalmente, las empresas transportistas y distribuidoras aportan mensualmente información agregada sobre el número de suministros y consumo desagregada por municipio y peaje de acceso.

Finalmente, las empresas transportistas y distribuidoras aportan mensualmente información individualizada sobre las variables de facturación de todos aquellos puntos de suministro conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar

[57] A los efectos de la caracterización de la demanda los términos cliente, consumidor y punto de suministro son equivalentes.

y de los suministros que conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar tengan obligación de disponer de equipos de telemedida[58].

Esta información ha sido contrastada y complementada con otras fuentes de información disponibles por la CNMC, tales como la información del Sistema de Información y Control del Sector Eléctrico (SINCRO), de la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía, de información para el mercado minorista español de gas natural, de la proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras a efectos de la elaboración de los informes preceptivos sobre las propuestas de órdenes por las que se establecen los peajes y cánones.

En la caracterización realizada las variables analizadas han sido no sólo el número de clientes y su consumo, sino los tamaños medios, los factores de carga, las capacidades facturadas, así como los tipos de contratación realizados. Cabe señalar que el número promedio de clientes declarados en SIFCO, con información individualizada, se sitúa alrededor de **4.574 CUPS** para el año 2018.

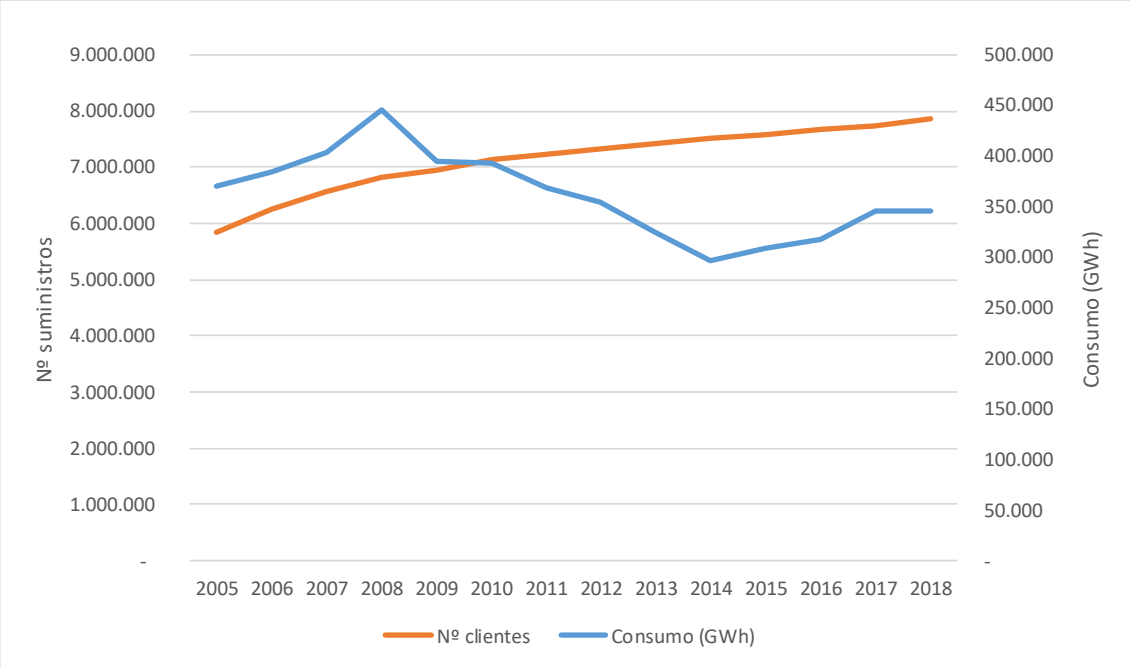
Para el resto de clientes, sin información individualizada, se han tomado datos agregados

3. Caracterización de la demanda

En el Gráfico III.1 se muestra la evolución de la demanda nacional de gas natural en términos de número de suministros y consumo. Se observa que, mientras que el número de suministros de gas natural no ha dejado de crecer durante todo el periodo de análisis, si bien lo incrementos son más relevantes en los primeros años, el consumo de los mismos aumentó rápidamente hasta 2008, para a partir de 2009 sufrir una recesión que se mantuvo hasta el ejercicio 2014, año a partir del cual se experimenta una cierta recuperación.

[58] Todos los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de telemedida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios.

Gráfico III.1 Evolución del número de suministro y la demanda nacional de gas natural



Fuente: CNMC (Información base de datos SIFCO)

En los epígrafes siguientes, se caracterizará a la demanda nacional en función de los diversos parámetros que pudieran ser empleados en la segmentación: nivel de presión, capacidad demandada y volumen de consumo.

Se indica que el análisis se centra en el ejercicio 2018, año en que la demanda nacional de gas natural alcanzó 346 TWh con, aproximadamente, 7,8 millones de puntos de suministro.

3.1. Análisis por nivel de presión

Uno de los parámetros utilizados más habitualmente en la segmentación de los clientes es la presión de diseño de la red a la que están conectados los consumidores, por ser una variable relevante de reflejo de costes.

Teniendo en cuenta la información de que se dispone, a continuación, se analiza cada uno de los colectivos de consumidores conectados en los niveles de presión implícitos en los peajes vigentes, esto es, mayor de 60 bar, entre 16 bar y 60 bar, entre 4 bar y 16 bar e inferior a 4 bar.

En el año 2018 estaban conectados a las redes de transporte o distribución 7.811.305 puntos de suministro y fueron suministrados mediante camiones

cisternas 763[59] plantas unicliente. La demanda nacional de gas natural alcanzó 346 TWh, de los cuales el 97% fue destinado al suministro de clientes conectados en las redes de transporte y distribución y el 3% a suministro de plantas unicliente. En términos de puntos de suministro, el colectivo más numeroso, con el 99,94% del total de puntos de suministro, estaba conectado a redes de presión de diseño inferior a 4 bar. Mientras que en términos de consumo el colectivo más representativo es el de los suministros conectados a redes de presión de diseño superior a 60 bar, cuyo consumo concentra casi el 39% del consumo registrado en el ejercicio, seguido del colectivo de consumidores conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar, cuyo consumo representa, aproximadamente, el 27% del consumo total. En coherencia, el tamaño medio de los consumidores es mayor cuanto mayor es el nivel de presión al que están conectados, pasando de 1.097 GWh/cliente para redes mayores de 60 bar a 10 MWh/cliente para los consumidores conectados a redes cuya presión de diseño es inferior a 4 bar.

Cuadro III.1 Demanda nacional de gas natural (GWh). Año 2018

Presión de diseño	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (MWh)
P (1) > 60 bar	123	0,002%	134.924	38,9%	1.096.941
16 bar < P ≤ 60 bar	153	0,002%	34.841	10,1%	227.717
4 bar < P ≤ 16 bar	3.677	0,047%	91.678	26,5%	24.933
P ≤ 4 bar	7.807.352	99,940%	74.495	21,5%	10
TOTAL	***7.811.305***	***99,990%***	***335.937***	***97,0%***	***43***
Plantas unicliente (*)	763	0,010%	10.498	3,0%	13.758
Total nacional	***7.812.068***	***100,000%***	***346.434***	***100,0%***	***44***

Fuente: CNMC (Información base de datos SIFCO)

Como se ha indicado a efectos de la caracterización se dispone información individualizada por punto de suministro e información agregada. En particular, en la base de datos SIFCO se dispone de información individualizada de 4.574 puntos de suministro, cuyo consumo representa, aproximadamente, el 80% de la demanda nacional de gas natural, si bien en términos de número de suministros apenas representa el 0,1% del total (Cuadro III.2).

[59] El número de plantas unicliente es el correspondiente al año 2017.

Cuadro III.2 Información agregada e individualizada de la demanda nacional de gas natural. Año 2018

	Información agregada		Información individualizada		Individualizada vs agregada	
Presión de diseño	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Nº Clientes	Consumo
P (1) > 60 bar	123	134.924	123	134.924	100,0%	100,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	153	34.841	153	34.841	100,0%	100,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.677	91.678	3.677	91.678	100,0%	100,0%
P ≤ 4 bar	7.807.352	74.495	621	6.260	0,0%	8,4%
3.1	4.748.216	12.902	-	-	0,0%	0,0%
3.2	2.982.119	30.135	-	-	0,0%	0,0%
3.3	27.386	1.779	-	-	0,0%	0,0%
3.4	49.320	24.698	309	1.278	0,6%	5,2%
3.5	312	4.981	312	4.981	100,0%	100,0%
Total	**7.811.305**	**335.937**	**4.574**	**267.702**	**0,1%**	**79,7%**

Fuente: CNMC (Información base de datos SIFCO)

Cabe señalar que, de los 4.574 suministros, 60 suministros tienen contratado caudal, pero no han consumido durante 2018.

En los siguientes epígrafes se caracteriza a los consumidores conectados en cada uno de los niveles de presión. Se indica que el análisis de los consumidores conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar y de los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 se ha realizado teniendo en cuenta la información individualizada disponible por la CNMC. La caracterización del resto de consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar se ha realizado teniendo en cuenta la información agregada.

3.1.1. Presión superior a 60 bar

En 2018 estaban conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar 123 suministros, cuyo consumo alcanzó 135 TWh, el 38,9% de la demanda nacional de gas natural.

3.1.1.1. Análisis por peaje

De acuerdo con la estructura de peajes vigentes, los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar se distribuyen en tres grupos tarifarios, en función de su nivel de consumo. Se indica que, a efectos de no distorsionar la caracterización, se ha clasificado los puntos de suministro por grupo tarifario teniendo en cuenta el consumo total de cada punto de suministro,

esto es, independientemente del peaje[60] a que se hayan facturado, en su caso, los contratos de corto plazo.

En el Cuadro III.3 se muestra la distribución del nº de suministros y su consumo conforme a la estructura de peajes de acceso vigentes. Se observa que el peaje 1.3 es el que concentra el mayor volumen de consumo 112 TWh (83% del total del consumo para este nivel de presión). Acorde con la definición de los peajes, estos consumidores son los que tienen un mayor tamaño medio, 2.669 GWh, frente a 1.097 GWh que es el tamaño medio de los clientes conectados a redes de más de 60 bar. Por el contrario, los consumidores acogidos al peaje 1.1 apenas representan el 1,1% del consumo total de este nivel de presión, aunque concentran el 35% de los puntos de suministro. Se observa que, los consumidores acogidos al peaje 1.1 son los que presentan factores de carga más elevados.

Cuadro III.3 Distribución del número de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo por peaje de acceso. Año 2018

Peaje	Tramo de consumo (GWh)	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
1.1	C ≤ 200 GWh	43	35%	1.487	1,1%	35	73%
1.2	200 GWh < C ≤ 1.000 GWh	38	31%	21.332	15,8%	561	57%
1.3	C > 1.000 GWh	42	34%	112.105	83,1%	2.669	69%
Total		***123***	***100%***	***134.924***	***100,0%***	***1.097***	***67%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.1.2. Análisis por Comunidad Autónoma

Al analizar la distribución de clientes conectados a redes de presión superiores a 60 bar por Comunidad Autónoma, se observa que Andalucía con el 23% del total es la comunidad con mayor número de puntos de suministro, seguida por Aragón con el 11% y Comunidad Valenciana y Castilla la Mancha con el 9%.

Respecto de la distribución del consumo, Andalucía concentra también el mayor volumen con un 28% (37.253 GWh). Murcia, con un 16% y Cataluña, con un 12%, ocupan el segundo y tercer puesto respectivamente en consumo. Cabe señalar que, en Andalucía, las provincias con mayor consumo son Cádiz y Huelva que concentran el 82% del consumo total de la comunidad autónoma. En

[60] Los contratos de corto plazo se facturan al peaje correspondiente al volumen implicado en el contrato. En consecuencia, a un consumidor con varios tipos de contrato se le puede estar facturando a distintos peajes. A efectos de la caracterización, los consumidores se han clasificado en cada peaje teniendo en cuenta el consumo anual total.

el caso de Cataluña, únicamente dos provincias registran consumos en este nivel de presión, Barcelona (87%) y Tarragona (13%).

Al analizar el tamaño medio por Comunidad, Murcia se sitúa a la cabeza con 2.339 GWh/cliente, seguida de Cataluña (1.763 GWh/cliente) y Baleares (1.514 GWh/cliente). Mientras que los consumidores de País Vasco y Aragón presentan los factores de carga más elevados (87,5% y 87,1%, respectivamente). Véase Cuadro III.4

Cuadro III.4 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	28	22,8%	37.253	28%	1.330	75,3%
Aragón	13	10,6%	5.053	4%	389	87,1%
Asturias	2	1,6%	1.298	1%	649	33,0%
Baleares	3	2,4%	4.542	3%	1.514	22,1%
Cantabria	4	3,3%	3.750	3%	937	73,3%
Castilla La Mancha	11	8,9%	10.894	8%	990	74,2%
Castilla y León	10	8,1%	3.984	3%	398	84,5%
Cataluña	9	7,3%	15.868	12%	1.763	69,1%
Extremadura	1	0,8%	0	0%	0	41,9%
Galicia	4	3,3%	5.386	4%	1.346	81,3%
La Rioja	3	2,4%	2.262	2%	754	44,6%
Madrid	7	5,7%	1.689	1%	241	62,4%
Murcia	9	7,3%	21.055	16%	2.339	69,7%
Navarra	3	2,4%	1.422	1%	474	31,6%
País Vasco	5	4,1%	7.455	6%	1.491	87,5%
Comunidad Valenciana	11	8,9%	13.013	10%	1.183	74,9%
TOTAL	***123***	***100,0%***	***134.924***	***100%***	***1.097***	***66,7%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.1.3. Análisis por Actividad

En el Cuadro III.5 se muestra la distribución del número de suministros conectados a redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo desagregado por actividad según la clasificación del CNAE 2009. Se observa que, dos actividades destacan claramente sobre las demás: la de industria manufacturera y la de suministro de energía eléctrica, que, aglutinan el 78% de los puntos de suministro y el 95% del consumo total. Cabe señalar que la actividad dedicada al suministro de energía eléctrica concentra el 52% del consumo y el 41% de los puntos de suministro, mientras que la industria manufacturera concentra el 43% del consumo total y el 37% de los puntos de suministro. El mayor tamaño medio de los consumidores se corresponde con el de la actividad de suministro de energía eléctrica con 1.400 GWh/cliente,

presentando, sin embargo, este colectivo menor factor de carga (57%) que el de resto de las actividades, con la excepción del suministro dedicado a Otras actividades profesionales, científicas y técnicas (51%) y el dedicado a Agricultura, ganadería y pesca (54%).

Cuadro III.5 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo por actividad. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	1	0,8%	326	0,2%	326	53,5%
Industrias extractivas	2	1,6%	894	0,7%	447	85,1%
Industria manufacturera	46	37,4%	57.898	42,9%	1.259	84,8%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	50	40,7%	69.993	51,9%	1.400	56,9%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	1	0,8%	1.176	0,9%	1.176	88,7%
Construcción	4	3,3%	4.252	3,2%	1.063	58,2%
Transporte y almacenamiento	18	14,6%	176	0,1%	10	77,6%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	1	0,8%	208	0,2%	208	50,7%
TOTAL	***123***	***100,0%***	***134.924***	***100,0%***	***1.097***	***66,7%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

A efectos de profundizar en la caracterización de los consumidores dedicados a la actividad de suministro de energía eléctrica, en el Cuadro III.6 se muestra la distribución de suministros por tipo de generación. Se observa el 72% de los puntos de suministro (36 clientes) se corresponden con centrales de ciclo combinado, cuyo consumo aglutina el 83% del consumo total para este sector. El 22% de los puntos de suministro son instalaciones de Cogeneración que concentran el 17% del consumo total y tienen un tamaño medio de 1.054 GWh. Cabe señalar que, a pesar de que los ciclos combinados registran el mayor tamaño medio (1.604 GWh), presentan el factor de carga (53%) más reducido de este colectivo.

Cuadro III.6 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo cuya actividad se desarrolla en el sector de suministro de energía eléctrica por tipo de generación. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Ciclo Combinado	36	72%	57.758	83%	1.604	53%
Central Térmica	1	2%	41	0%	41	90%
Cogeneración	11	22%	11.599	17%	1.054	87%
Tratamiento de residuos	2	4%	596	1%	298	92%
TOTAL	***50***	***100%***	***69.993***	***100%***	***1.400***	***57%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Análogamente, en el cuadro inferior se muestra con mayor grado de detalle las principales actividades desarrolladas en la Industria manufacturera. Las actividades que mayor volumen de consumo concentran son las dedicadas a Coquerías y refino de petróleo y la Industria química, con el 48% y el 29% del consumo registrado en este sector, respectivamente. Cabe señalar la mayor utilización de la capacidad de los consumidores dedicados a la Industria manufacturera respecto de los dedicados a la generación eléctrica.

Cuadro III.7 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo cuya actividad se desarrolla en la Industria manufacturera por actividad. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	4	9%	1.427	2%	357	83%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	2%	503	1%	503	88%
Industria del papel	6	13%	4.642	8%	774	78%
Coquerías y refino de petróleo	8	17%	27.759	48%	3.470	84%
Industria química	17	37%	16.556	29%	974	88%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	2%	53	0%	53	58%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	5	11%	1.661	3%	332	86%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	3	7%	4.676	8%	1.559	86%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	2%	621	1%	621	89%
TOTAL	***46***	***100%***	***57.898***	***100%***	***1.259***	***85%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Finalmente, se indica que el colectivo de consumidores dedicado a la actividad de Transporte y almacenamiento se corresponde con las estaciones de compresión y centros de transporte de gas natural, con la excepción de un único suministro cuya actividad está relacionada con el transporte de pasajeros (véase Cuadro III.8).

Cuadro III.8 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo cuya actividad está relacionada con el Transporte y Almacenamiento. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Transporte terrestre y por tubería	17	94%	5	3%	0	55%
Almacenamiento y actividades anexas al transporte	1	6%	171	97%	171	78%
TOTAL	***18***	***100%***	***176***	***100%***	***10***	***78%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Si bien la actividad principal de un consumidor puede no ser la producción de energía, existen numerosos puntos de suministro que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. En particular, según la información disponible en

la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 36 puntos de suministro, lo que representó el 29,3% de los suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y el 30,3% del consumo en ese nivel de presión.

Cabe señalar el alto grado de penetración de la cogeneración en la Industria extractiva y en la Industria manufacturera, en particular en las actividades de la madera y el corcho, la fabricación de otros productos minerales no metálicos, la industria de alimentación y del papel.

Cuadro III.9 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	% sobre total clientes conectados en redes P > 60 bar	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de clientes conectados en redes P > 60 bar	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	1	100,0%	326	100,0%	326	53,5%
Industrias extractivas	2	100,0%	894	100,0%	447	85,1%
Industria manufacturera	20	43,5%	26.548	45,9%	1.327	84,2%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	11	22,0%	11.599	16,6%	1.054	86,7%
Construcción	2	50,0%	1.503	35,3%	751	89,7%
TOTAL	***36***	***29,3%***	***40.870***	***30,3%***	***1.135***	***84,7%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO, Información individualizada de la base de datos SINCRO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Cuadro III.10 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad en la industria Manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº Clientes	% sobre total clientes en actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo registrado en actividad	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	2	50%	913	64%	456	81%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	100%	503	100%	503	88%
Industria del papel	3	50%	1.677	36%	559	66%
Coquerías y refino de petróleo	3	38%	14.991	54%	4.997	86%
Industria química	6	35%	6.628	40%	1.105	87%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	4	80%	1.659	100%	415	87%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	1	33%	176	4%	176	67%
TOTAL	***20***	***43%***	***26.548***	***46%***	***1.327***	***84%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.1.4. Análisis por duración del contrato

En el Cuadro III.11 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión superiores a 60 bar y su consumo en función del tipo de contratación. Se

observa que, el 67%, cuyo consumo representa el 48% del total, de los clientes únicamente realizan contratos a largo plazo, el 24% de los clientes, cuyo consumo representa el 48% del consumo total, combinan contratos a largo plazo y contratos de duración inferior al año y el 9% de los clientes, con un consumo próximo al 4%, únicamente realizan contratos a corto plazo. Cabe señalar que el colectivo de consumidores que presenta factores de carga más elevados es el que únicamente realiza contratación de corto plazo. El colectivo de mayor tamaño medio por cliente es el que combina contratación anual y de corto plazo.

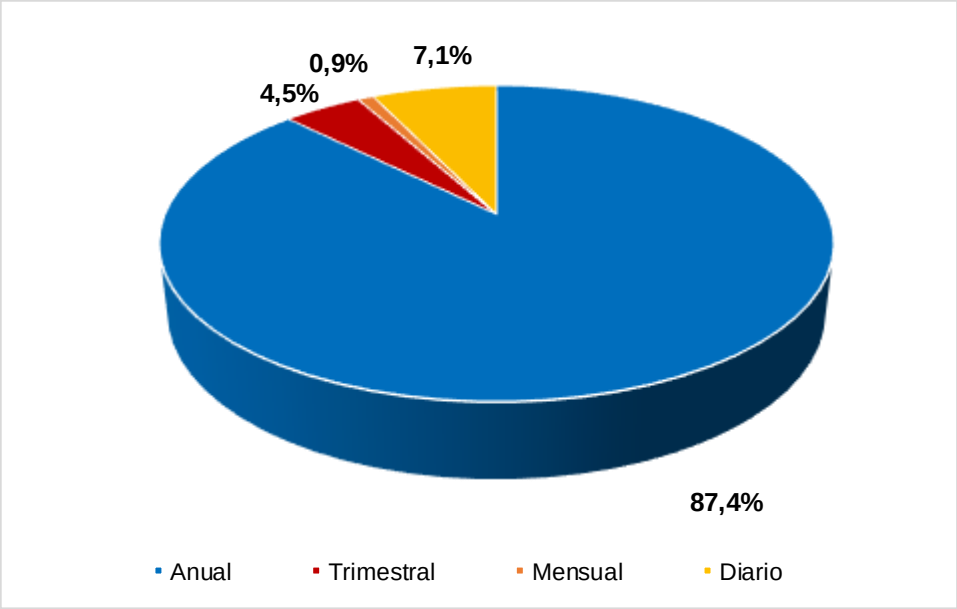
Cuadro III.11 Distribución del nº de suministros conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y su consumo por tipo de contratación. Año 2018

Tipo del contratación	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Anual	82	67%	64.838	48,1%	791	66%
Anual y corto plazo	30	24%	65.160	48,3%	2.172	68%
Corto plazo	11	9%	4.926	3,7%	448	69%
TOTAL	***123***	***100%***	***134.924***	***100,0%***	***1.097***	***67%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

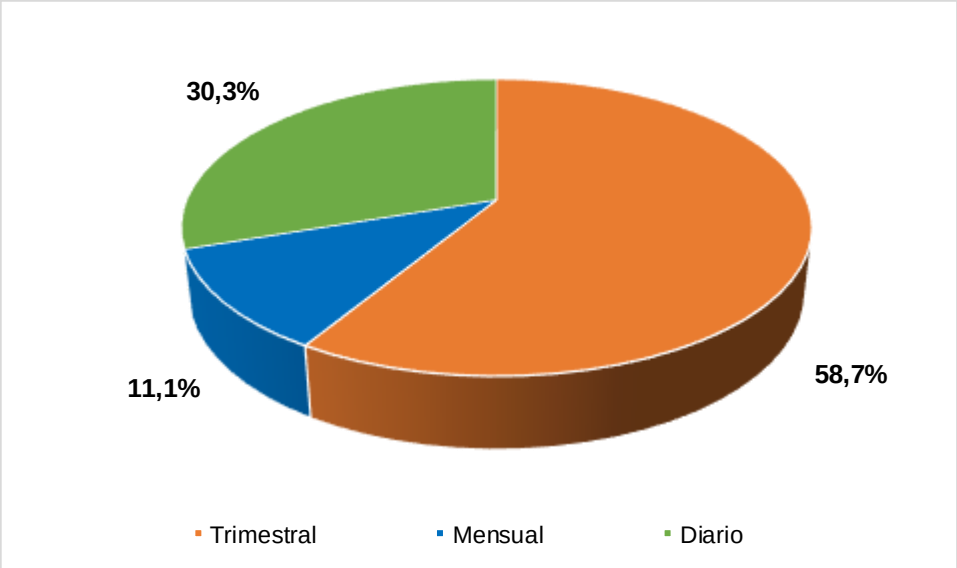
Los consumidores que combinan contratos anuales con contratos de corto plazo concentran el consumo, fundamentalmente, en contratos anuales (87,4%), diarios (7,1%) y trimestrales (4,5%), mientras que los consumidores que únicamente contratan a corto plazo concentran su consumo en contratos trimestrales (58,7%), diarios (30,3%) y mensuales (11,1%). No existe contratación intradiaria.

Gráfico III.2 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar que combinan contratos anuales y de corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

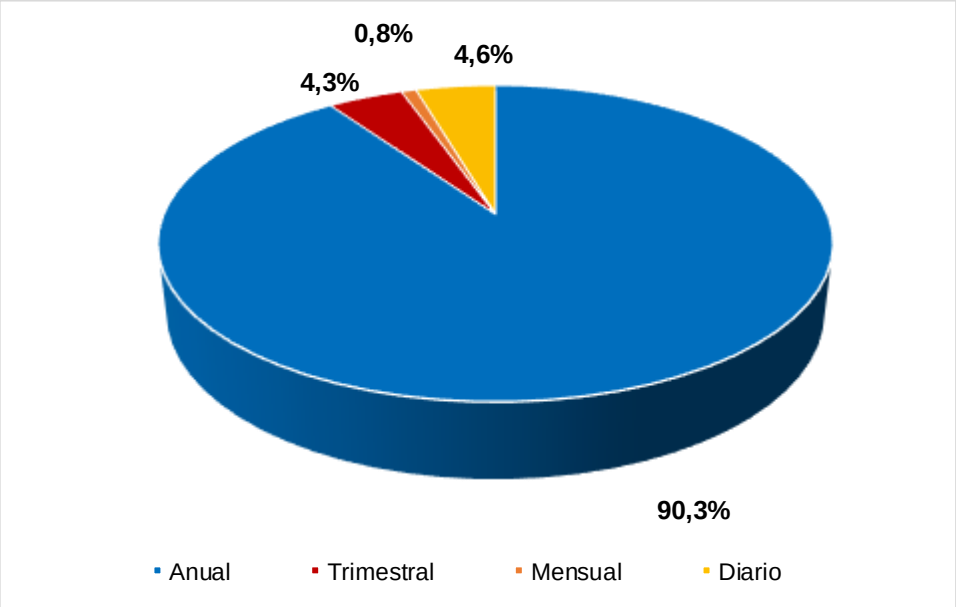
Gráfico III.3 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar que contratan a corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

En consecuencia, los contratos de duración anual representan el 90,3% del consumo total, seguidos de los contratos diarios (4,6%), contratos trimestrales (4,3%) y mensuales (0,8%).

Gráfico III.4 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar por tipo de contrato. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.1.5. Análisis por actividad y duración del contrato

Al analizar la tipología de contratación por actividad se observa que el Suministro de energía eléctrica es casi exclusivamente el único colectivo que presenta contratación a corto plazo (véase Cuadro III.12). La Industria manufacturera efectúa una contratación a corto plazo que alcanza el 0,8%.

Cuadro III.12 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar por tipo de contrato y actividad. Año 2018

Actividad	Anual	Trimestral	Mensual	Diario
Agricultura, Ganadería y Pesca	100,0%			
Industrias extractivas	100,0%			
Industria manufacturera	99,3%	0,2%	0,0%	0,6%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	81,9%	8,2%	1,6%	8,3%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	100,0%			
Construcción	100,0%			
Transporte y almacenamiento	100,0%			
Actividades profesionales, científicas y técnicas	100,0%			
TOTAL	***90,3%***	***4,3%***	***0,8%***	***4,6%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

La industria de suministro de energía eléctrica consume el 18,1% de su energía mediante contratos de corto plazo, destacando los contratos diarios con un 8,3% de la energía. Cabe señalar que del total de clientes de esta industria (50), 18 contratan únicamente a largo plazo, 22 compaginan contratación anual y de corto plazo y los restantes 10 realizan solo contratación a corto plazo.

Fuera de la actividad de suministro de energía eléctrica, la contratación en el corto plazo es residual, siendo el 99,3% del consumo efectuado a través de contratos de duración anual.

3.1.1.6. Análisis por Comunidad Autónoma y actividad

En el Cuadro III.13 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión superior a 60 bar y su consumo por Comunidad Autónoma y actividad. Se observa que las actividades más extendidas por el territorio nacional son las correspondientes a Suministro de energía eléctrica, Industria manufacturera y Transporte y almacenamiento.

En el sector del Suministro de energía eléctrica, Andalucía es la comunidad que concentra el mayor volumen de consumo (16,3% del total para este grupo de presión) y el mayor número de puntos de suministro (13,0% del total), seguida por Cataluña cuyo volumen de consumo y numero de suministros representar el 11,6% y el 4,9% del total, respectivamente. Cabe señalar que, en las Comunidades Autónomas de Asturias, Baleares y Cataluña representa prácticamente la totalidad del consumo en este nivel de presión.

En el sector de la Industria manufacturera, el segundo en importancia tanto en número de clientes como en consumo, las Comunidades de Murcia y Andalucía son las que concentran un mayor consumo (con un 11% y 10,6% respectivamente) y un mayor número de puntos de suministro (con un 4,9% y 8,9% respectivamente).

Por último, como se ha comentado anteriormente, los suministros que llevan a cabo su actividad en el sector del Transporte y almacenamiento se corresponden con las estaciones de compresión y los centros de transporte del sistema gasista, de ahí elevada presencia en el territorio nacional y su escasa representatividad en términos de consumo.

Cuadro III.13 Distribución del número de suministros y el volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar por Comunidad Autónoma y actividad. Año 2018

CC.AA	Agricultura, Ganadería y Pesca		Industrias extractivas		Industria manufacturera		Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado		Suministro de agua y actividades de saneamiento		Construcción		Transporte y almacenamiento		Actividades profesionales, científicas y técnicas		TOTAL CC.AA	
	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %
Andalucía					8,9%	10,6%	13,0%	16,3%			0,8%	0,7%					22,8%	27,6%
Aragón			0,8%	0,2%	4,9%	3,0%	4,1%	0,6%					0,8%	0,0%			10,6%	3,7%
Asturias							1,6%	1,0%									1,6%	1,0%
Baleares							2,4%	3,4%									2,4%	3,4%
Cantabria					2,4%	1,6%	0,8%	1,2%									3,3%	2,8%
Castilla La Mancha					4,1%	5,4%	1,6%	2,3%			0,8%	0,4%	2,4%	0,0%			8,9%	8,1%
Castilla y León			0,8%	0,5%	3,3%	1,4%	1,6%	1,0%					2,4%	0,0%			8,1%	3,0%
Cataluña							4,9%	11,6%					2,4%	0,1%			7,3%	11,8%
Extremadura													0,8%	0,0%			0,8%	0,0%
Galicia					0,8%	2,6%	2,4%	1,4%									3,3%	4,0%
La Rioja											0,8%	1,7%	1,6%	0,0%			2,4%	1,7%
Madrid	0,8%	0,2%			2,4%	0,6%					0,8%	0,4%	1,6%	0,0%			5,7%	1,3%
Murcia					4,9%	11,0%	2,4%	4,6%									7,3%	15,6%
Navarra							1,6%	1,1%					0,8%	0,0%			2,4%	1,1%
País Vasco					1,6%	3,7%	1,6%	0,9%	0,8%	0,9%							4,1%	5,5%
Comunidad Valenciana					4,1%	3,0%	2,4%	6,5%					1,6%	0,0%	0,8%	0,2%	8,1%	9,5%
TOTAL	***0,8%***	***0,2%***	***1,6%***	***0,7%***	***37,4%***	***42,9%***	***40,7%***	***51,9%***	***0,8%***	***0,9%***	***3,3%***	***3,2%***	***14,6%***	***0,1%***	***0,8%***	***0,2%***	***100,0%***	***100,0%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

Dada la especial relevancia de la Industria manufacturera, se procede a realizar un análisis más exhaustivo. A estos efectos, el Cuadro III.14 muestra la distribución de clientes y su consumo por Comunidad Autónoma y tipo de actividad en este sector.

Cabe señalar que, dentro de la Industria manufacturera el 47,9% del consumo corresponde a Coquerías y refino de petróleo. Este consumo se localiza en 8 únicos clientes que, por tanto, tienen un consumo medio muy elevado (3.470 GWh). Atendiendo a la Comunidad Autónoma, Murcia (17,2% del consumo), Andalucía (10,2%) y Castilla La Mancha (9,1%) son las que concentran el mayor volumen de consumo.

La Industria química es la segunda actividad de la Industria manufacturera más relevante, concentrando el 28,6% del consumo y el 37% de los clientes. Destacan, en términos de consumo, las Comunidades Autónomas de Andalucía (11,5%) y Murcia (6,4%). El tamaño medio de los clientes dedicados a esta actividad (974 GWh/año) es inferior al de los empleados en Coquerías y refino de petróleo.

La tercera actividad más representativa se corresponde con la Industria metalúrgica, que concentra el 8,1% del consumo y el 6,5% de los puntos de suministro. En este sector el tamaño medio es, aproximadamente, de 1.559 GWh/año.

Se observa que, con carácter general, todas las actividades desarrolladas en el sector de la Industria manufacturera presentan factores de carga elevados (85% para el conjunto de la industria). En la industria química este factor de carga alcanza con frecuencia valores superiores al 90% (como sucede en Castilla y León, Andalucía, Murcia y Castilla la Mancha).

Cuadro III.14 Distribución del número de suministros y el volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar de la Industria manufacturera por Comunidad Autónoma y tipo de actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	4	8,7%	1.427	2,5%	357	83%
Castilla y León	1	2,2%	318	0,5%	318	68%
Murcia	2	4,3%	515	0,9%	257	87%
Comunidad Valenciana	1	2,2%	595	1,0%	595	89%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles	1	2,2%	503	0,9%	503	88%
Castilla y León	1	2,2%	503	0,9%	503	88%
Industria del papel	6	13,0%	4.642	8,0%	774	78%
Andalucía	1	2,2%	651	1,1%	651	90%
Aragón	4	8,7%	3.613	6,2%	903	86%
Madrid	1	2,2%	378	0,7%	378	37%
Coquerías y refino de petróleo	8	17,4%	27.759	47,9%	3.470	84%
Andalucía	2	4,3%	5.878	10,2%	2.939	85%
Castilla La Mancha	3	6,5%	5.257	9,1%	1.752	82%
Murcia	1	2,2%	9.958	17,2%	9.958	87%
País Vasco	1	2,2%	5.029	8,7%	5.029	83%
Comunidad Valenciana	1	2,2%	1.636	2,8%	1.636	76%
Industria química	17	37,0%	16.556	28,6%	974	88%
Andalucía	6	13,0%	6.663	11,5%	1.110	91%
Aragón	1	2,2%	7	0,0%	7	64%
Cantabria	3	6,5%	2.146	3,7%	715	72%
Castilla La Mancha	1	2,2%	2.024	3,5%	2.024	91%
Castilla y León	1	2,2%	1.078	1,9%	1.078	94%
Madrid	2	4,3%	380	0,7%	190	84%
Murcia	2	4,3%	3.717	6,4%	1.858	91%
Comunidad Valenciana	1	2,2%	541	0,9%	541	83%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	2,2%	53	0,1%	53	58%
Castilla y León	1	2,2%	53	0,1%	53	58%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	5	10,9%	1.661	2,9%	332	86%
Aragón	1	2,2%	368	0,6%	368	94%
Castilla La Mancha	1	2,2%	24	0,0%	24	76%
País Vasco	1	2,2%	1	0,0%	1	7%
Comunidad Valenciana	2	4,3%	1.268	2,2%	634	85%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	3	6,5%	4.676	8,1%	1.559	86%
Andalucía	2	4,3%	1.137	2,0%	568	77%
Galicia	1	2,2%	3.540	6,1%	3.540	89%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	2,2%	621	1,1%	621	89%
Murcia	1	2,2%	621	1,1%	621	89%
TOTAL	***46***	***100,0%***	***57.898***	***100,0%***	***1.259***	***85%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.2. Presión superior a 16 bar e inferior a 60 bar

En 2018 estaban conectados a redes de presión superiores a 16 bar e inferiores a 60 bar 153 puntos de suministro, cuyo consumo ascendió a 34,8 TWh, el 10,1% de la demanda nacional de gas natural.

3.1.2.1. Análisis por peaje

En Cuadro III.15 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de los consumidores conectados en redes de presión de diseño

comprendida entre 16 y 60 bar conforme a la estructura de peajes vigentes[61]. Se observa que, los consumidores acogidos a los peajes 2.5 y 2.6 concentran el 95,4% del consumo total y el 34% del total de puntos de suministro. Estos consumidores tienen un tamaño medio superior al medio de este nivel de presión y registran elevados factores de carga (82% y 74% respectivamente). Por el contrario, los consumidores acogidos a los peajes 2.1 a 2.3 con el 53,6% del total de suministros conectados apenas representan el 2% del consumo total. Estos consumidores presentan factores de carga inferiores (entre el 34% y el 59%).

Cuadro III.15 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar conforme a la estructura de peajes vigentes. Año 2018

Peaje de acceso	Tramo de consumo (GWh)	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
2.1	C ≤ 500	6	3,9%	1	0,0%	0	34%
2.2	500 < C ≤ 5.000	29	19,0%	76	0,2%	3	59%
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	47	30,7%	591	1,7%	13	46%
2.4	30.000< C ≤ 100.000	19	12,4%	918	2,6%	48	60%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	34	22,2%	9.180	26,3%	270	74%
2.6	C > 500.000	18	11,8%	24.075	69,1%	1.337	82%
TOTAL		***153***	***100%***	***34.841***	***100%***	***228***	***78%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.2.2. Análisis por Comunidad Autónoma

Al analizar la distribución de clientes conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar por Comunidad Autónoma, Cataluña es la que concentra mayor volumen de consumo y mayor número de puntos de suministro (58,8% y 56,2% del total). En términos de consumo Galicia, con un 14,4%, y Aragón, con un 10,6%, ocupan el segundo y tercer puesto respectivamente. En términos de número de suministros la Comunidad Valenciana es la segunda en tamaño. Castilla y León es la comunidad que presenta un tamaño medio por cliente más elevado (1.024 GWh), mientras que las Comunidades Autónomas de Madrid y La Rioja presentan los tamaños medios más bajos (con 6 GWh/año). Desde el punto de vista de la utilización de la capacidad, las Comunidades Autónomas de Castilla y León y Galicia presentan los factores de carga más elevados (con el 92% y el 82%, respectivamente) mientras que La Rioja y Baleares presentan valores claramente inferiores (44% y 45% respectivamente) (véase Cuadro III.16).

[61] Ver nota (46)

Cuadro III.16 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	8	5,2%	2.151	6,2%	269	81%
Aragón	7	4,6%	3.685	10,6%	526	81%
Baleares	1	0,7%	11	0,0%	11	45%
Castilla y León	2	1,3%	2.048	5,9%	1.024	92%
Cataluña	86	56,2%	20.479	58,8%	238	77%
Galicia	5	3,3%	5.024	14,4%	1.005	82%
La Rioja	1	0,7%	6	0,0%	6	44%
Madrid	1	0,7%	6	0,0%	6	72%
Comunidad Valenciana	42	27,5%	1.432	4,1%	34	63%
TOTAL	***153***	***100,0%***	***34.841***	***100,0%***	***228***	***78%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.2.3. Análisis por Actividad

En el Cuadro III.17 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por actividad. El sector de actividad más relevante se corresponde con la Industria manufacturera que concentra el 81,5% del consumo y el 73,2% de los puntos de suministro. A continuación, se sitúa el Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire con el 12,8% del consumo y el 7,8% de los puntos de suministro.

En cuanto al tamaño medio de los consumidores, el sector dedicado al Suministro de energía es el que registra el mayor tamaño (372 GWh/año), seguido por los sectores dedicados a la Agricultura, ganadería y pesca (309 GWh/año) y la Industria manufacturera (254 GWh/año). Por el contrario, los consumidores de menor tamaño desarrollan su actividad en la Hostelería (0,2 GWh/año), Actividades, profesionales, científicas y técnicas (2,1 GWh/año) y Otros Servicios (3,3 GWh/año).

Desde el punto de vista de utilización de la capacidad, se observa que los consumidores que desarrollan su actividad en el sector del Suministro de energía eléctrica e Industrias extractivas son los que presentan los factores de carga más elevados (82% y 80%, respectivamente). Por el contrario, el único consumidor que desarrolla su actividad en el sector de la Hostelería registra el factor de carga más bajo (31%).

Cuadro III.17 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por sector de actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	2	1,3%	617	1,8%	309	77%
Industrias extractivas	3	2,0%	335	1,0%	112	80%
Industria manufacturera	112	73,2%	28.396	81,5%	254	78%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	12	7,8%	4.459	12,8%	372	82%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	4	2,6%	489	1,4%	122	57%
Comercio	10	6,5%	495	1,4%	50	72%
Transporte y almacenamiento	2	1,3%	25	0,1%	12	40%
Hostelería	1	0,7%	0	0,0%	0	31%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	1	0,7%	2	0,0%	2	44%
Administración Pública	1	0,7%	3	0,0%	3	73%
Actividades Sanitarias	2	1,3%	9	0,0%	5	48%
Otros Servicios	3	2,0%	10	0,0%	3	56%
TOTAL	***153***	***100%***	***34.841***	***100%***	***228***	***78%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Respecto de las actividades más relevantes en términos de consumo en el sector de la **Industria manufacturera** la Industria química (34,7%), Coquerías y refino del petróleo (26,9%) y la Industria del papel (17,5%) concentran los mayores consumos de la Industria manufacturera. En términos de puntos de suministro, la Industria química vuelve a situarse en cabeza con el 20,5% de los clientes, seguida de la Industria de la alimentación con el 19,6% de puntos de suministro, si bien ésta última solo concentra el 4% del consumo. Las Coquerías y el refino de petróleo cuentan con los clientes de mayor tamaño medio (1.530 GWh), mientras que el mayor factor de carga se da en la Fabricación de muebles (88%) (véase Cuadro III.18).

Cuadro III.18 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar de la Industria manufacturera por actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	22	19,6%	1.138	4,0%	52	68%
Industria textil	6	5,4%	37	0,1%	6	52%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	0,9%	535	1,9%	535	80%
Industria del papel	12	10,7%	4.958	17,5%	413	88%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	0,9%	141	0,5%	141	73%
Coquerías y refino de petróleo	5	4,5%	7.651	26,9%	1.530	77%
Industria química	23	20,5%	9.849	34,7%	428	79%
Fabricación de productos farmacéuticos	4	3,6%	58	0,2%	15	75%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	7	6,3%	48	0,2%	7	48%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	9	8,0%	1.497	5,3%	166	83%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	5,4%	1.378	4,9%	230	73%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	5	4,5%	38	0,1%	8	52%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	0,9%	13	0,0%	13	77%
Fabricación de material y equipo eléctrico	1	0,9%	6	0,0%	6	32%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	5	4,5%	1.045	3,7%	209	64%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	1	0,9%	1	0,0%	1	67%
Fabricación de muebles	2	1,8%	4	0,0%	2	88%
Reparación e instalación de maquinaria y equipo	1	0,9%	0	0,0%	0	5%
TOTAL	***112***	***100,0%***	***28.396***	***100,0%***	***254***	***78%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Respecto del sector dedicado al **Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado**, cabe señalar que todos los puntos de suministro se dedican a la generación de energía eléctrica. En particular, en la red de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar se encuentran conectados nueve cogeneradores y tres instalaciones de tratamiento de residuos. Las instalaciones de tratamiento de residuos son las que presentan el mayor tamaño medio (414 GWh/año) y los cogeneradores los que presentan un mayor factor de carga (84,8%). Véase Cuadro III.19.

Cuadro III.19 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar en el sector de Suministro de energía por actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Cogeneración	9	75%	3.218	72%	358	84,8%
Tratamiento de residuos	3	25%	1.241	28%	414	81,8%
TOTAL	***12***	***100%***	***4.459***	***100%***	***372***	***81,8%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por último, se indica que, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 47 puntos de suministro, lo que representó el 30,7% de los suministros conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar y el 63,0% del consumo de ese nivel de presión.

Cuadro III.20 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	2	100,0%	617	100,0%	309	76,9%
Industria manufacturera	30	26,8%	17.069	60,1%	569	82,3%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	11	91,7%	3.853	86,4%	350	81,0%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	1	25,0%	9	1,8%	9	43,3%
Comercio	2	20,0%	418	84,4%	209	87,5%
Otros Servicios	1	33,3%	0	0,0%	0	27,5%
TOTAL	***47***	***30,7%***	***21.966***	***63,0%***	***467***	***82,0%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO, Información individualizada de la base de datos SINCRO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por lo que se refiere a los clientes industriales, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 30 puntos de suministro, lo que representó el 27% de los suministros conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar y el 60% del consumo de ese nivel de presión. Es de destacar por su nivel de consumo el sector de Industria química donde el 57% de los puntos de suministro y casi el 81% del consumo utiliza cogeneración. Asimismo, se debe destacar también la importancia de la Industria del papel con el 42% de los puntos de suministro y el 70% del consumo total.

Cuadro III.21 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad en la industria Manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	1	5%	348	31%	348	72%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	100%	535	100%	535	80%
Industria del papel	5	42%	3.455	70%	691	87%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	100%	141	100%	141	73%
Coquerías y refino de petróleo	2	40%	2.658	35%	1.329	84%
Industria química	13	57%	7.954	81%	612	83%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	1	14%	26	55%	26	47%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	3	33%	907	61%	302	90%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	100%	13	100%	13	77%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	2	40%	1.033	99%	516	64%
TOTAL	***30***	***27%***	***17.069***	***60%***	***569***	***82%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.2.4. Análisis por duración del contrato

Atendiendo a la duración de los contratos de los clientes conectados a redes de presión entre 16 y 60 bar, se observa que el 92% de los consumidores, cuyo consumo representa casi el 98% del consumo de este nivel de presión, emplean únicamente contratación anual. El 5% de los suministros, cuyo consumo representa el 2% del consumo de este nivel de presión, combinan contratos anuales y contratos de duración inferior al año, mientras que el 3% de los suministros, cuyo consumo representa el 0,2% del consumo de este nivel de presión, únicamente contratan a corto plazo (véase Cuadro III.22).

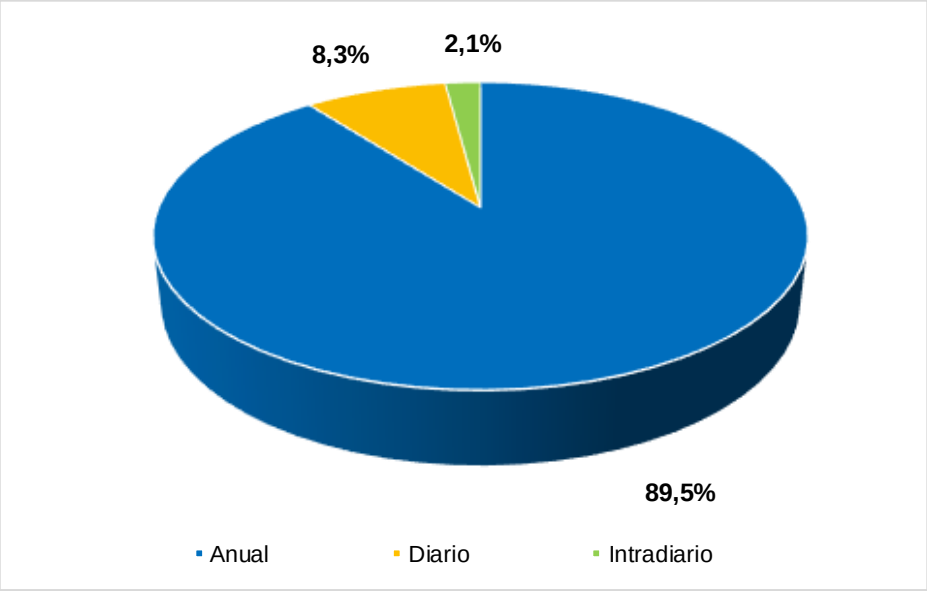
Cuadro III.22 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por tipo de contrato. Año 2018

Tipo del contratación	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Anual	141	92%	33.963	97,5%	241	78,6%
Anual y corto plazo	7	5%	802	2,3%	115	67,2%
Corto plazo	5	3%	75	0,2%	15	43,0%
TOTAL	***153***	***100%***	***34.841***	***100,0%***	***228***	***78,2%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Los consumidores que combinan contratos anuales con contratos de corto plazo concentran el consumo, fundamentalmente, en contratos anuales (89,5%) seguidos de contratos diarios (8,3%) e intradiarios (2,1%). Los consumidores que únicamente contratan a corto plazo sólo han empleado contratos diarios y trimestrales.

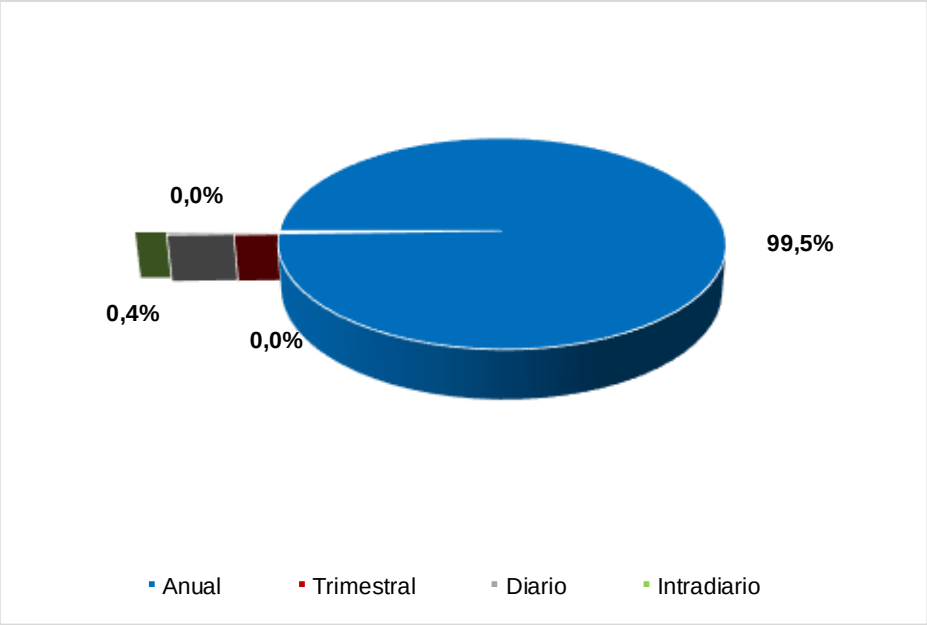
Gráfico III.5 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de comprendida entre 16 y 60 bar que combinan contratos anuales y de corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

En consecuencia, los contratos de duración anual representan el 99,5% del consumo total, seguidos de los contratos de duración diaria (0,4%). Los contratos trimestrales e intradiarios apenas alcanzan un 0,1% del consumo total.

Gráfico III.6 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar por tipo de contrato. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.2.5. Análisis por actividad y duración del contrato

Al analizar la duración de los contratos por actividad, se observa que la contratación a corto plazo se concentra en el Comercio, las Industrias extractivas y la Industria manufacturera (véase Cuadro III.23).

Cuadro III.23 Distribución del consumo de los suministros conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar por actividad y tipo de contrato. Año 2018

Actividad	Anual	Trimestral	Diario	Intradiario
Agricultura, Ganadería y Pesca	100,0%			
Industrias extractivas	97,7%		0,6%	1,7%
Industria manufacturera	99,5%	0,0%	0,4%	0,0%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	100,0%			
Suministro de agua y actividades de saneamiento	99,7%	0,1%	0,2%	
Comercio	97,4%	0,0%	2,6%	
Transporte y almacenamiento	100,0%			
Hostelería	100,0%			
Actividades profesionales, científicas y técnicas	100,0%			
Administración Pública	100,0%			
Actividades Sanitarias	100,0%			
Otros Servicios	100,0%		0,0%	
TOTAL	***99,5%***	***0,0%***	***0,4%***	***0,0%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.2.6. Análisis por Comunidad Autónoma y actividad

En el Cuadro III.24 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar y su consumo por Comunidad Autónoma y actividad. Se observa que el sector más extendido por el territorio nacional se corresponde con la Industria manufacturera.

Las Comunidades Autónomas de Cataluña y Valencia cuentan con representación en prácticamente la totalidad de los sectores analizados, mientras que Baleares, Castilla y León y La Rioja únicamente están representadas en un sector de actividad (Comercio, Industria manufacturera y Otros servicios, respectivamente).

Dentro del sector de la Industria manufacturera, Cataluña es la comunidad con mayor consumo (49,7% del total) y mayor número de puntos de suministro (41,2%). Galicia con un 13,2% del consumo total para este grupo de presión y, apenas un 2,6% de puntos de suministro, ocupa el segundo lugar en cuanto a consumo se refiere.

Dentro del sector de Suministro de energía eléctrica, Cataluña con un 7,1% y Andalucía con un 4,3% son las comunidades con representatividad en términos de consumo.

Respecto del resto de actividades, que si bien concentran casi el 19% de puntos de suministro apenas representan el 5,7% del consumo total de este grupo de presión, el sector más relevante es el de Agricultura, pesca y ganadería, con el 1,3% de puntos de suministro y el 1,8% del consumo, que se localiza en Andalucía, seguido por el Comercio, desarrollado en Baleares, Cataluña y Comunidad Valenciana, con el 6,5% de puntos de suministro y 1,4% del consumo y el de Suministro de agua y actividades de saneamiento, en Cataluña y Galicia, con el 2,6% de puntos de suministro y el 1,4% del consumo.

Cuadro III.24 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar por Comunidad Autónoma y sector de actividad. Año 2018

CC.AA	Industria manufacturera		Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado		Resto de actividades	
	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %
Andalucía	1,3%	0,1%	2,6%	4,3%	1,3%	1,8%
Aragón	3,3%	8,9%	0,7%	1,1%	0,7%	0,6%
Baleares					0,7%	0,0%
Castilla y León	1,3%	5,9%				
Cataluña	41,2%	49,7%	3,9%	7,1%	11,1%	2,0%
Galicia	2,6%	13,2%			0,7%	1,2%
La Rioja					0,7%	0,0%
Madrid	0,7%	0,0%				
Comunidad Valenciana	22,9%	3,7%	0,7%	0,3%	3,9%	0,1%
TOTAL	***73,2%***	***81,5%***	***7,8%***	***12,8%***	***19,0%***	***5,7%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

Profundizando en el sector de la Industria manufacturera (véase Cuadro III.25), la actividad más relevante se corresponde con la Industria química con el 34,7% del consumo y el 20,5% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla fundamentalmente en Cataluña, seguida por las comunidades de Galicia y Castilla y León. Al respecto cabe señalar que Tarragona aglutina el 52% de los puntos de suministros y 72% del consumo del total de suministros dedicados a esta actividad.

La segunda actividad en términos de consumo se corresponde con Coquerías y refino de petróleo con el 26,9% del consumo registrado en el sector de la Industria manufacturera. Esta actividad se desarrolla en Cataluña con el 19,3% del consumo y en Galicia con el 7,6% del consumo, y más concretamente en las provincias de Tarragona y La Coruña.

La tercera actividad en términos de consumo se corresponde con la Industria del papel, que concentra el 10,7% de los puntos de suministros y el 17,5% del consumo de la Industria manufacturera. Esta actividad se localiza fundamentalmente en las Comunidades Autónomas de Aragón, Cataluña y Castilla y León (con el 7,7%, 6,0% y 3,7%, respectivamente).

En término de número de suministros, la Industria de la alimentación es la segunda actividad más relevante de la industria manufacturera con un 19,6%, localizada fundamentalmente en la Comunidad Valenciana con el 11,6% de los suministros, seguida por Cataluña con el 6,3%.

Cuadro III.25 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar empleados en la Industria manufacturera por Comunidad Autónoma y actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	**2**	**1,8%**	**36**	**0,1%**	**18**	**42,9%**
Industria de la alimentación	1	0,9%	31	0,1%	31	42,8%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	0,9%	5	0,0%	5	43,1%
Aragón	**5**	**4,5%**	**3.096**	**10,9%**	**619**	**80,3%**
Industria de la alimentación	1	0,9%	456	1,6%	456	89,0%
Industria del papel	2	1,8%	2.176	7,7%	1.088	86,2%
Fabricación de material y equipo eléctrico	1	0,9%	6	0,0%	6	31,6%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	0,9%	458	1,6%	458	57,2%
Castilla y León	**2**	**1,8%**	**2.048**	**7,2%**	**1.024**	**91,9%**
Industria del papel	1	0,9%	1.062	3,7%	1.062	92,3%
Industria química	1	0,9%	987	3,5%	987	91,5%
Cataluña	**63**	**56,3%**	**17.304**	**60,9%**	**275**	**76,7%**
Industria de la alimentación	7	6,3%	406	1,4%	58	71,3%
Industria textil	3	2,7%	17	0,1%	6	67,6%
Industria del papel	8	7,1%	1.714	6,0%	214	88,6%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	0,9%	141	0,5%	141	72,5%
Coquerías y refino de petróleo	4	3,6%	5.484	19,3%	1.371	75,4%
Industria química	19	17,0%	7.735	27,2%	407	77,1%
Fabricación de productos farmacéuticos	3	2,7%	53	0,2%	18	80,7%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	5	4,5%	39	0,1%	8	44,0%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	3	2,7%	275	1,0%	92	87,8%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	3	2,7%	828	2,9%	276	70,6%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	3	2,7%	34	0,1%	11	49,5%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	2	1,8%	577	2,0%	288	71,1%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	1	0,9%	1	0,0%	1	67,4%
Reparación e instalación de maquinaria y equipo	1	0,9%	0	0,0%	0	4,6%
Galicia	**4**	**3,6%**	**4.607**	**16,2%**	**1.152**	**84,0%**
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y esparter	1	0,9%	535	1,9%	535	79,7%
Coquerías y refino de petróleo	1	0,9%	2.167	7,6%	2.167	82,2%
Industria química	1	0,9%	1.096	3,9%	1.096	84,2%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	1	0,9%	809	2,8%	809	92,2%
Madrid	**1**	**0,9%**	**6**	**0,0%**	**6**	**71,8%**
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	0,9%	6	0,0%	6	71,8%
Comunidad Valenciana	**35**	**31,3%**	**1.300**	**4,6%**	**37**	**63,7%**
Industria de la alimentación	13	11,6%	245	0,9%	19	47,1%
Industria textil	3	2,7%	20	0,1%	7	43,3%
Industria del papel	1	0,9%	7	0,0%	7	12,3%
Industria química	2	1,8%	32	0,1%	16	54,8%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	2	1,8%	8	0,0%	4	79,3%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	5	4,5%	413	1,5%	83	68,2%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	3	2,7%	550	1,9%	183	76,8%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1,8%	4	0,0%	2	92,6%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	0,9%	13	0,0%	13	77,4%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	0,9%	4	0,0%	4	77,0%
Fabricación de muebles	2	1,8%	4	0,0%	2	87,5%
TOTAL	***112***	***100,0%***	***28.396***	***100,0%***	***254***	***78,3%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.3. Presión superior a 4 bar e inferior a 16 bar

3.1.3.1. Análisis por peaje

En el Cuadro III.26 se muestra la distribución de los suministros conectados a redes de presión de diseño superior a 4 bar e inferior a 16 bar y su consumo, que representan el 0,05% y el 26,5% del número de suministros y el consumo total del sistema, respectivamente.

Se observa que, conforme a la estructura de peajes vigente[62], el colectivo más numeroso se corresponde con el que registra un tamaño medio comprendido entre 0,5 y 5 GWh/año, si bien el que concentra el mayor volumen de consumo (48%) se corresponde con los consumidores acogidos al peaje 2.5, que en término de números de suministro apenas representa el 5,8% de los conectados en redes de diseño comprendidas entre 4 bar y 16 bar. Asimismo, se observa que cuanto mayor es el tamaño más elevado es el factor de carga de la capacidad facturada (86%).

Cuadro III.26 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar conforme a la estructura de peajes vigentes. Año 2018

Peaje	Tramo de consumo (MWh)	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
2.1	C ≤ 500	695	18,9%	134	0%	0	33%
2.2	500 < C ≤ 5.000	1.359	37,0%	2.905	3%	2	57%
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	1.038	28,2%	13.618	15%	13	51%
2.4	30.000< C ≤ 100.000	357	9,7%	19.150	21%	54	65%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	215	5,8%	44.192	48%	206	76%
2.6	C > 500.000	13	0,4%	11.679	13%	898	83%
TOTAL		***3.677***	***100,0%***	***91.678***	***100%***	***25***	***68%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.3.2. Análisis por Comunidad Autónoma

Al analizar la distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar, se observa que, en términos de consumo, la Comunidad Valenciana es la de mayor consumo, con el 22% del total para este grupo de presión, seguida de Cataluña, con el 16%, y País Vasco, con el 13%.

En términos de número de suministros, Cataluña es la Comunidad Autónoma con mayor número, 861 (23,5%), seguida por la Comunidad Valenciana (16,2%) y País Vasco (15,1%).

[62] Ver Nota (46)

Asturias, Extremadura y Baleares son las comunidades cuyos clientes presentan el mayor tamaño medio, mientras que los consumidores de las Comunidades Autónomas de Navarra, Comunidad Valenciana y País Vasco son las que presentan los factores de carga más elevados y los de Baleares y Madrid los más reducidos (véase Cuadro III.27).

Cuadro III.27 CUPS Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	149	4,1%	4.962	5%	33,3	71%
Aragón	211	5,7%	4.036	4%	19,1	63%
Asturias	77	2,1%	5.272	6%	68,5	66%
Baleares	1	0,0%	56	0%	56,0	59%
Cantabria	60	1,6%	1.869	2%	31,2	70%
Castilla La Mancha	168	4,6%	4.485	5%	26,7	69%
Castilla y León	282	7,7%	7.583	8%	26,9	67%
Cataluña	861	23,4%	14.765	16%	17,1	68%
Extremadura	33	0,9%	1.861	2%	56,4	70%
Galicia	140	3,8%	3.350	4%	23,9	64%
La Rioja	48	1,3%	619	1%	12,9	65%
Madrid	250	6,8%	3.999	4%	16,0	59%
Murcia	76	2,1%	1.473	2%	19,4	60%
Navarra	172	4,7%	5.330	6%	31,0	73%
País Vasco	555	15,1%	12.166	13%	21,9	71%
Comunidad Valenciana	594	16,2%	19.851	22%	33,4	71%
TOTAL	***3.677***	***100,0%***	***91.678***	***100%***	***24,9***	***68%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.3.3. Análisis por Actividad

En el Cuadro III.28 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por Sector de actividad. Se indica que de los 3.667 de puntos de suministros conectados en este nivel de presión, la base de datos SIFCO no dispone de información sobre el sector de actividad de 241, lo que representa el 6,6% del número de suministros y el 1% del consumo de este nivel de presión.

El sector de actividad dedicado a la Industria manufacturera es el más representativo, con el 68,6% de los puntos de suministro y el 73,2% del consumo, seguido de lejos, en términos de puntos de suministro por el Sector dedicado al

Comercio (con el 5,4% de los puntos de suministro) y, en términos de consumo, por el Sector dedicado al Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire (con el 13,2% del consumo).

En términos de tamaño medio, el Suministro de energía presenta a los consumidores de mayor tamaño (107 GWh/año), seguido por la Industria extractiva (51,4 GWh/año) y la Construcción (44 GWh/año). Los sectores que concentran a los consumidores de menor tamaño son los de Información y comunicaciones y Hostelería.

En términos de utilización de la capacidad, los sectores dedicados al Suministro de energía, Construcción y Agricultura son los que presentan los factores de carga más elevados (79%, 79% y 71%, respectivamente).

Cuadro III.28 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por sector de actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	42	1,1%	1.093	1,2%	26,0	71%
Industrias extractivas	19	0,5%	976	1,1%	51,4	55%
Industria manufacturera	2.524	68,6%	67.128	73,2%	26,6	68%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	113	3,1%	12.092	13,2%	107,0	79%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	44	1,2%	931	1,0%	21,1	62%
Construcción	47	1,3%	2.088	2,3%	44,4	79%
Comercio	197	5,4%	1.730	1,9%	8,8	61%
Transporte y almacenamiento	108	2,9%	1.859	2,0%	17,2	61%
Hostelería	35	1,0%	51	0,1%	1,4	58%
Información y comunicaciones	10	0,3%	11	0,0%	1,1	58%
Actividades financieras	12	0,3%	456	0,5%	38,0	70%
Actividades Inmobiliarias	13	0,4%	50	0,1%	3,8	48%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	16	0,4%	46	0,1%	2,9	27%
Actividades Administrativas	25	0,7%	203	0,2%	8,1	58%
Administración Pública	23	0,6%	106	0,1%	4,6	46%
Educación	10	0,3%	21	0,0%	2,1	46%
Actividades Sanitarias	37	1,0%	451	0,5%	12,2	63%
Actividades Artísticas	10	0,3%	31	0,0%	3,1	50%
Otros Servicios	51	1,4%	501	0,5%	9,8	66%
Actividades de los hogares	97	2,6%	908	1,0%	9,4	53%
Actividades de organizaciones	3	0,1%	43	0,0%	14,3	43%
Sin especificar	241	6,6%	903	1,0%	3,7	50%
TOTAL	***3.677***	***100,0%***	***91.678***	***100,0%***	***24,9***	***68%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por su relevancia, en el Cuadro III.29 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar de la Industria manufacturera. En término de números de suministro, la Industria de la alimentación concentra el 20,2% de los clientes seguida de la Fabricación de otros productos minerales no metálicos con el 15,8% y la Fabricación de productos metálicos con el 11,2%. En términos de consumo, la Industria de fabricación de otros productos minerales

no metálicos (32,8%) es la más relevante, seguida de la Industria de la alimentación (17,4%), la Metalurgia (14,2%) y la Industria química (8,2%). Exceptuando la Industria del tabaco que, con un solo cliente, registra el mayor tamaño medio (126 GWh), la Fabricación de otros productos minerales no metálicos es la actividad cuyos clientes tienen el mayor tamaño medio (55 GWh).

En términos de utilización de la capacidad, los consumidores dedicados a la Industria del tacaco, la Fabricación de productos de caucho y plásticos y la Fabricación de otros productos minerales no metálicos son los que registran los factores de carga más elevados.

Cuadro III.29 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar de la Industria manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	509	20,2%	11.675	17,4%	22,9	65%
Fabricación de bebidas	44	1,7%	1.196	1,8%	27,2	69%
Industria del tabaco	1	0,0%	126	0,2%	125,5	82%
Industria textil	138	5,5%	1.489	2,2%	10,8	56%
Confección de prendas de vestir	17	0,7%	76	0,1%	4,4	48%
Industria del cuero y del calzado	19	0,8%	163	0,2%	8,6	56%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	25	1,0%	831	1,2%	33,2	70%
Industria del papel	127	5,0%	5.922	8,8%	46,6	75%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	21	0,8%	56	0,1%	2,7	69%
Coquerías y refino de petróleo	13	0,5%	371	0,6%	28,5	66%
Industria química	206	8,2%	5.487	8,2%	26,6	70%
Fabricación de productos farmacéuticos	56	2,2%	1.000	1,5%	17,9	70%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	102	4,0%	2.408	3,6%	23,6	76%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	398	15,8%	21.997	32,8%	55,3	76%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	231	9,2%	9.514	14,2%	41,2	64%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	282	11,2%	1.963	2,9%	7,0	58%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	26	1,0%	86	0,1%	3,3	45%
Fabricación de material y equipo eléctrico	36	1,4%	277	0,4%	7,7	59%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	165	6,5%	1.724	2,6%	10,4	42%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	48	1,9%	378	0,6%	7,9	51%
Fabricación de otro material de transporte	14	0,6%	45	0,1%	3,2	28%
Fabricación de muebles	18	0,7%	39	0,1%	2,2	67%
Otras industrias manufactureras	23	0,9%	305	0,5%	13,2	72%
Reparación e instalación de maquinaria y equipo	5	0,2%	3	0,0%	0,7	29%
TOTAL	***2.524***	***100,0%***	***67.128***	***100,0%***	***26,6***	***68%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Respecto del sector dedicado al **Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado**, cabe señalar que el 81,4% de los puntos de suministro y el 97,5% del consumo se dedica a la generación de energía eléctrica. En particular, en la red de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar se encuentran conectados tres centrales térmicas, 7 instalaciones de tratamiento de residuos, 46 cogeneradores, así como 1 instalación de biomasa. Además, la producción, transporte y distribución de energía eléctrica presenta 35 puntos de suministro, la Producción y distribución de combustibles gaseosos 17 y el Suministro de vapor y aire acondicionado 5. Los cogeneradores son los que presentan el mayor número de puntos de suministro (41%), el mayor consumo

(53%). La única instalación de biomasa presenta el mayor tamaño medio (322 GWh) y el mayor factor de carga (87%) (véase Cuadro III.30).

Cuadro III.30 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar dedicados al Suministro de energía. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Central Térmica	3	2,7%	137	1,1%	45,7	22%
Tratamiento de residuos	7	6,2%	1.507	12,5%	215,4	86%
Cogeneración	46	40,7%	6.428	53,2%	139,7	81%
Biomasa	1	0,9%	322	2,7%	322,4	87%
Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	35	31,0%	3.396	28,1%	97,0	82%
Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos	17	15,0%	29	0,2%	1,7	81%
Suministro de vapor y aire acondicionado	4	3,5%	271	2,2%	67,9	75%
TOTAL	***113***	***100,0%***	***12.092***	***100,0%***	***107,0***	***79%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por último, se indica que, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración[63] en sus procesos productivos 568 puntos de suministro, lo que representó el 15,4% de los suministros conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar y el 40,8% del consumo de ese nivel de presión.

[63] La cogeneración incluye la propia cogeneración, la biomasa, los residuos y el tratamiento de residuos

Cuadro III.31 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	12	28,6%	954	87,2%	79	74%
Industrias extractivas	6	31,6%	810	82,9%	135	57%
Industria manufacturera	299	11,8%	23.915	35,6%	80	74%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	72	63,7%	8.558	70,8%	119	82%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	12	27,3%	333	35,8%	28	77%
Construcción	8	17,0%	301	14,4%	38	86%
Comercio	24	12,2%	572	33,1%	24	69%
Transporte y almacenamiento	46	42,6%	798	43,0%	17	72%
Hostelería	4	11,4%	23	45,2%	6	64%
Actividades financieras	2	16,7%	106	23,2%	53	77%
Actividades Inmobiliarias	2	15,4%	26	52,4%	13	53%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	5	31,3%	17	36,7%	3	67%
Administración Pública	2	8,7%	26	24,8%	13	42%
Educación	2	20,0%	8	38,5%	4	41%
Actividades Sanitarias	8	21,6%	244	54,0%	30	69%
Actividades Artísticas	1	10,0%	3	9,7%	3	77%
Otros Servicios	6	11,8%	71	14,2%	12	60%
Actividades de los hogares	17	17,5%	448	49,4%	26	51%
Actividades de organizaciones	1	33,3%	25	57,1%	25	38%
Sin especificar	39	16,2%	168	18,6%	4	48%
TOTAL	***568***	***15,4%***	***37.406***	***40,8%***	***66***	***74%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO, Información individualizada de la base de datos SINCRO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por lo que se refiere a los clientes industriales, según la información disponible en la CNMC, en 2017 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 299 puntos de suministro, lo que representó el 12% de los suministros conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar y el 36% del consumo de ese nivel de presión. Es de destacar, por su nivel de consumo la Fabricación de otros productos minerales no metálicos donde el 44% del consumo y el 23% de los puntos de suministro utiliza cogeneración. El porcentaje más elevado de cogeneración se da en la Industria de la madera con un 84% del consumo que utiliza cogeneración.

Cuadro III.32 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad en la industria Manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	66	13%	5.817	50%	88	73%
Fabricación de bebidas	4	9%	471	39%	118	93%
Industria textil	17	12%	637	43%	37	62%
Confección de prendas de vestir	1	6%	13	17%	13	36%
Industria del cuero y del calzado	4	21%	91	56%	23	55%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	10	40%	700	84%	70	77%
Industria del papel	33	26%	3.510	59%	106	78%
Industria química	15	7%	464	8%	31	53%
Fabricación de productos farmacéuticos	3	5%	351	35%	117	78%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	13	13%	1.424	59%	110	89%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	91	23%	9.691	44%	106	75%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	11	5%	161	2%	15	56%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	13	5%	161	8%	12	68%
Fabricación de material y equipo eléctrico	1	3%	16	6%	16	43%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	12	7%	200	12%	17	44%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	3	6%	15	4%	5	25%
Otras industrias manufactureras	2	9%	193	63%	97	81%
TOTAL	***299***	***12%***	***23.915***	***36%***	***80***	***74%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.3.4. Análisis por duración del contrato

Atendiendo a la duración de los contratos, se observa que el 94% de los consumidores conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar, cuyo consumo representa el 89,9% del consumo registrado, realizan contratos anuales, el 3% (que concentran el 7,8% del consumo) emplean tanto contratos anuales como contratos de duración inferior al año y el 3% (con un consumo del 2,4% del total registrado) únicamente emplean contratos de duración inferior al año (véase Cuadro III.33).

Cabe señalar que los usuarios que se suministran a través de contratos de largo y corto plazo tienen mayor tamaño medio. El mayor factor de carga lo presentan los usuarios que únicamente realizan contratos de largo plazo.

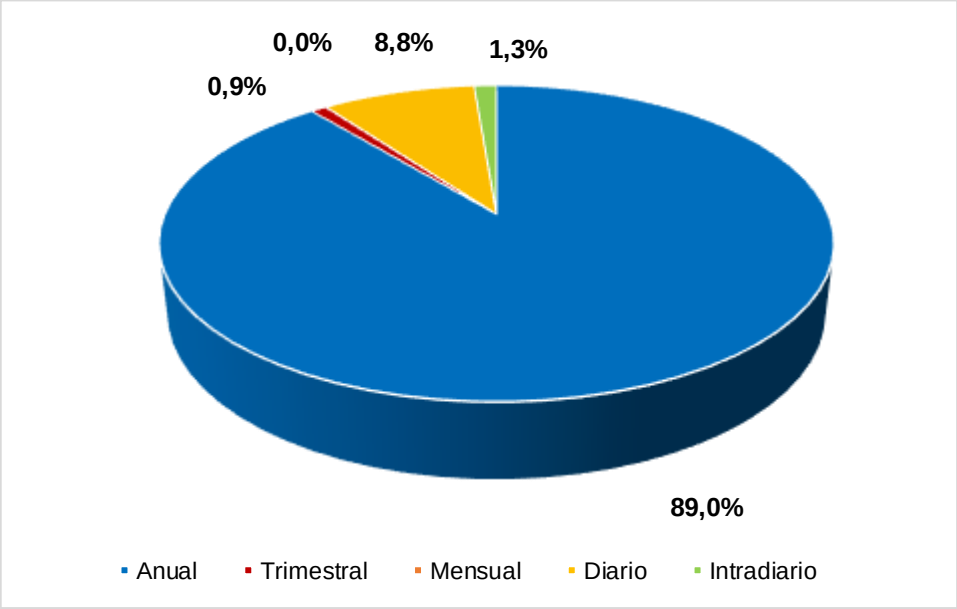
Cuadro III.33 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por tipo de contrato. Año 2018

Tipo del contratación	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Anual	3.469	94%	82.387	89,9%	24	68,9%
Anual y corto plazo	115	3%	7.135	7,8%	62	66,5%
Corto plazo	93	3%	2.155	2,4%	23	58,9%
TOTAL	***3.677***	***100%***	***91.678***	***100,0%***	***25***	***68,4%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

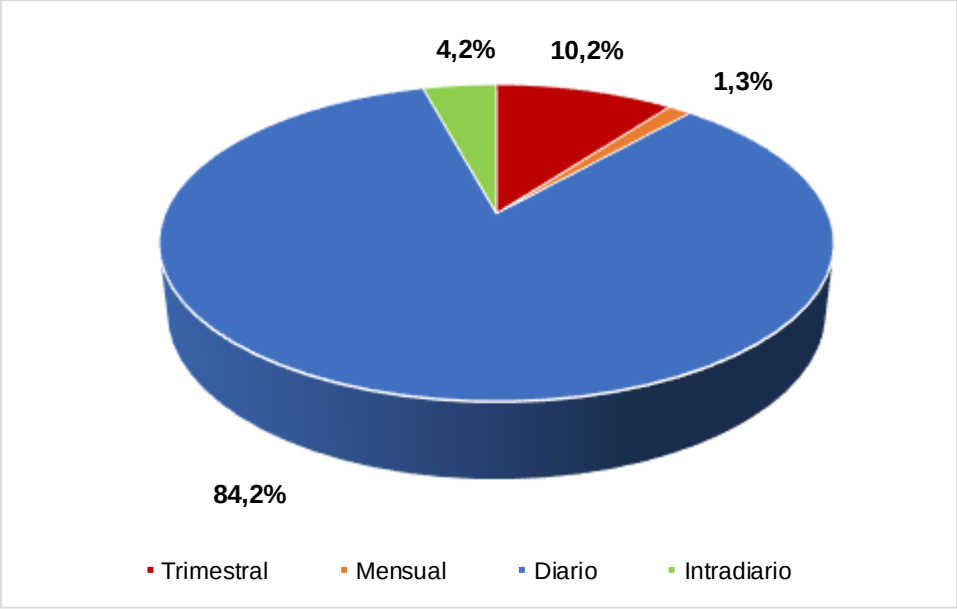
Los consumidores que combinan contratos anuales con contratos de corto plazo concentran el consumo, fundamentalmente, en contratos anuales (89%) y diarios (8,8%), mientras que los consumidores que únicamente contratan a corto plazo concentran su consumo en contratos diarios (84,2%) y trimestrales (10,2%) (véanse Gráfico III.7 y Gráfico III.8).

Gráfico III.7 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar que combinan contratos anuales y de corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

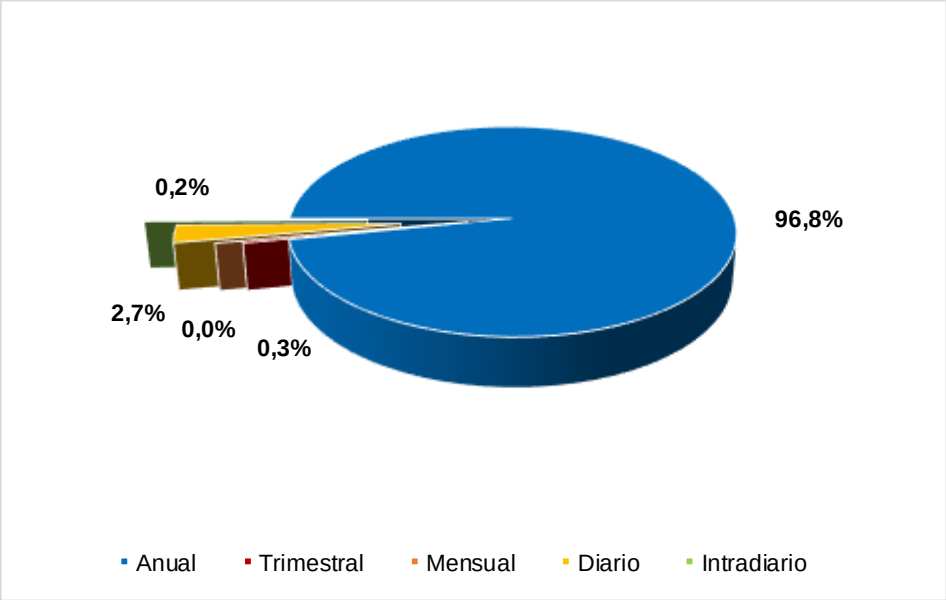
Gráfico III.8 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar que contratan a corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

En consecuencia, los contratos de duración anual representan el 96,8% del consumo total, seguidos de los contratos diarios (2,7%), mientras que la suma de contratos trimestrales, mensuales e intradiarios apenas superan el 0,5% del consumo registrado en este nivel de presión (véase Gráfico III.9).

Gráfico III.9 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por tipo de contrato. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.3.5. Análisis por actividad y duración del contrato

Al analizar la tipología de contratación por actividad se observa que el sector de Agricultura, ganadería y pesca es el que presenta una mayor incidencia de la contratación a corto plazo (13,4%). Sin embargo, el consumo de este sector es bastante residual representando únicamente el 5% del consumo total de corto plazo para este grupo de presión. La Industria manufacturera ocupa el primer lugar en valor absoluto, en cuanto a contratación a corto plazo, alcanzando un 84,2% del consumo total de corto plazo en este grupo de presión.

Cuadro III.34 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar por tipo de contrato y actividad. Año 2018

Actividad	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Agricultura, Ganadería y Pesca	86,6%	0,5%		11,8%	1,1%
Industrias extractivas	99,9%	0,1%			
Industria manufacturera	96,3%	0,3%	0,0%	3,2%	0,2%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	98,2%	0,8%	0,2%	0,6%	0,1%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	96,5%	0,3%		1,9%	1,2%
Construcción	100,0%			0,0%	
Comercio	98,9%	0,1%		1,0%	0,1%
Transporte y almacenamiento	99,6%				0,4%
Hostelería	100,0%				
Información y comunicaciones	100,0%				
Actividades financieras	100,0%				
Actividades Inmobiliarias	100,0%				
Actividades profesionales, científicas y técnicas	100,0%				
Actividades Administrativas	100,0%				
Administración Pública	100,0%				
Educación	100,0%				
Actividades Sanitarias	100,0%			0,0%	
Actividades Artísticas	100,0%				
Otros Servicios	99,9%	0,1%			
Actividades de los hogares	98,9%	0,0%	0,0%	0,6%	0,5%
Actividades de organizaciones	100,0%				
Sin especificar	96,3%	0,0%		2,3%	1,4%
TOTAL	***96,8%***	***0,3%***	***0,0%***	***2,7%***	***0,2%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.3.6. Análisis por Comunidad Autónoma y actividad

En el Cuadro III.35 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 4 bar y 16 bar y su consumo por Comunidad Autónoma y actividad. Se observa que el sector más extendido por el territorio nacional se corresponde con la Industria manufacturera.

Dentro del sector de la Industria manufacturera, la Comunidad Valenciana es la comunidad con mayor consumo (19,6% del total) y Cataluña la que cuenta con mayor número de puntos de suministro (16,3%). Cataluña con un 10,7% del consumo total para este grupo de presión ocupa el segundo lugar en cuanto a consumo se refiere seguido por el consumo del País Vasco (10,3%).

Dentro del sector de Suministro de energía eléctrica, Cataluña con un 3,6% y País Vasco con un 2,0% son las comunidades con mayor representatividad en términos de consumo.

Respecto del resto de actividades, que concentra el 28,3% de puntos de suministro y que representa el 13,6% del consumo total de este grupo de presión, el sector más relevante es el de Construcción, con el 1,3% de puntos de suministro y el 2,3% del consumo, que se localiza en Navarra, Castilla y León y Madrid, seguido por el de Transporte y almacenamiento, con el 2,9% de los puntos de suministro y el 2% del consumo que se localiza en Madrid, Murcia y Cataluña y el del Comercio, con el 5,4% de los puntos de suministro y el 1,9% del consumo desarrollado en Comunidad Valenciana, Cataluña y País Vasco.

Cuadro III.35 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar por Comunidad Autónoma y sector de actividad. Año 2018

CC.AA	Industria manufacturera		Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado		Resto de actividades	
	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %
Andalucía	2,7%	2,8%	0,3%	1,7%	1,0%	0,9%
Aragón	3,4%	2,2%	0,2%	1,5%	2,1%	0,7%
Asturias	1,6%	5,1%	0,1%	0,3%	0,4%	0,4%
Baleares	0,0%	0,1%				
Cantabria	1,1%	1,8%	0,1%	0,0%	0,5%	0,2%
Castilla La Mancha	3,2%	3,7%	0,3%	0,4%	1,1%	0,8%
Castilla y León	5,2%	5,2%	0,3%	1,6%	2,1%	1,5%
Cataluña	16,3%	10,7%	0,6%	3,6%	6,5%	1,7%
Extremadura	0,6%	1,9%			0,3%	0,2%
Galicia	2,4%	3,0%	0,1%	0,1%	1,3%	0,6%
La Rioja	0,9%	0,4%	0,1%	0,2%	0,3%	0,1%
Madrid	3,6%	1,7%	0,1%	0,3%	3,1%	2,3%
Murcia	1,0%	0,8%	0,0%	0,2%	1,1%	0,6%
Navarra	3,9%	4,1%	0,2%	0,7%	0,6%	1,1%
País Vasco	10,2%	10,3%	0,4%	2,0%	4,5%	1,0%
Comunidad Valenciana	12,5%	19,6%	0,4%	0,5%	3,3%	1,6%
TOTAL	***68,6%***	***73,2%***	***3,1%***	***13,2%***	***28,3%***	***13,6%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Profundizando en el sector de la Industria manufacturera (véase Cuadro III.36), la actividad más relevante se corresponde con la Fabricación de otros productos minerales no metálicos con el 32,8% del consumo y el 15,8% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla fundamentalmente en la Comunidad Valenciana, seguida a cierta distancia por Cataluña y Castilla La Mancha. Al respecto cabe señalar que Castellón aglutina el 43% de los puntos de suministro y 60% del consumo del total de suministros dedicados a esta actividad.

La segunda actividad en términos de consumo corresponde a la Industria de la alimentación con el 17,4% del consumo registrado en el sector de la Industria manufacturera y el 20,2% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla en Cataluña, Castilla León, País Vasco y Extremadura (con un 29%, 14%, 7% y 7% respectivamente sobre el consumo). Barcelona y Lérida aglutinan el 73% del consumo de Cataluña para esta actividad, y el 21% del consumo total del sector de la alimentación a nivel nacional.

La tercera actividad en términos de consumo se corresponde con la Metalurgia, que concentra el 9,2% de los puntos de suministro y el 14,2% del consumo de la Industria Manufacturera. Esta actividad se localiza fundamentalmente en las Comunidades Autónomas de País Vasco, Asturias y Cantabria (con el 33,0%, 26,3% y 7,3% del consumo total del sector de la metalurgia a nivel nacional, respectivamente).

Cuadro III.36 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar empleados en la Industria manufacturera por Comunidad Autónoma y actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	101	4%	2.541	4%	25	66%
Industria de la alimentación	24	1%	630	1%	26	59%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	821	1%	26	77%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	365	1%	61	64%
Resto	39	2%	724	1%	19	62%
Aragón	144	6%	2.017	3%	14	61%
Industria de la alimentación	24	1%	208	0%	9	56%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	272	0%	9	64%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	235	0%	39	64%
Resto	82	3%	1.302	2%	16	61%
Asturias	87	3%	4.643	7%	53	70%
Industria de la alimentación	24	1%	445	1%	19	84%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	949	1%	30	85%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	2.502	4%	417	63%
Resto	25	1%	748	1%	30	74%
Baleares	32	1%	56	0%	2	59%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	56	0%	2	59%
Cantabria	80	3%	1.646	2%	21	71%
Industria de la alimentación	24	1%	327	0%	14	76%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	220	0%	7	70%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	690	1%	115	72%
Resto	18	1%	409	1%	23	66%
Castilla La Mancha	112	4%	3.395	5%	30	72%
Industria de la alimentación	24	1%	635	1%	26	60%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	1.485	2%	46	80%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	155	0%	26	68%
Resto	50	2%	1.121	2%	22	72%
Castilla y León	156	6%	4.759	7%	31	63%
Industria de la alimentación	24	1%	1.675	2%	70	63%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	835	1%	26	85%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	363	1%	60	63%
Resto	94	4%	1.887	3%	20	57%
Cataluña	475	19%	9.836	15%	21	65%
Industria de la alimentación	24	1%	3.378	5%	141	68%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	1.493	2%	47	80%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	524	1%	87	68%
Resto	413	16%	4.441	7%	11	60%
Extremadura	64	3%	1.707	3%	27	70%
Industria de la alimentación	24	1%	782	1%	33	65%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	417	1%	13	96%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	455	1%	76	63%
Resto	2	0%	53	0%	27	58%
Galicia	109	4%	2.716	4%	25	65%
Industria de la alimentación	24	1%	622	1%	26	70%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	157	0%	5	62%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	434	1%	72	63%
Resto	47	2%	1.503	2%	32	64%
La Rioja	76	3%	340	1%	4	58%
Industria de la alimentación	24	1%	163	0%	7	52%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	65	0%	2	79%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	7	0%	1	64%
Resto	14	1%	105	0%	7	58%
Madrid	135	5%	1.583	2%	12	56%
Industria de la alimentación	24	1%	328	0%	14	57%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	265	0%	8	60%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	200	0%	33	52%
Resto	73	3%	790	1%	11	56%
Murcia	75	3%	765	1%	10	54%
Industria de la alimentación	24	1%	534	1%	22	54%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	6	0%	0	54%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	46	0%	8	83%
Resto	13	1%	179	0%	14	50%
Navarra	148	6%	3.759	6%	25	68%
Industria de la alimentación	24	1%	452	1%	19	55%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	421	1%	13	67%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	247	0%	41	61%
Resto	86	3%	2.639	4%	31	73%
País Vasco	305	12%	9.401	14%	31	71%
Industria de la alimentación	24	1%	864	1%	36	80%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	793	1%	25	87%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	3.141	5%	524	63%
Resto	243	10%	4.603	7%	19	73%
Comunidad Valenciana	249	10%	17.964	27%	72	72%
Industria de la alimentación	24	1%	633	1%	26	59%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	32	1%	13.741	20%	429	75%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	0%	151	0%	25	73%
Resto	187	7%	3.439	5%	18	66%
Total	***2.524***	***100%***	***67.128***	***100%***	***27***	***68%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.4. Presión inferior a 4 bar

Los consumidores conectados a redes de presión inferiores a 4 bar conforman el grupo más numeroso dentro del sistema gasista con 7.807.360 puntos de suministro.

Teniendo en cuenta la información disponible para la caracterización, se ha optado por caracterizar de forma separada a los clientes acogidos al peaje 3.5, para los que se dispone de información individualizada, del resto de consumidores conectados en este nivel de presión.

3.1.4.1. Análisis por peaje

Del total de puntos de suministro conectadas en redes de presión de diseño inferior a 4 bar, el 99% están acogidos al peaje 3.1 o 3.2 y representan un consumo del 57,8% del total para este grupo de presión. Los clientes acogidos al peaje 3.4 representan el 33,2% del consumo total, aunque sólo suponen el 0,6% de los puntos de suministro, mientras que los clientes acogidos al peaje 3.5 son los que presentan un mayor tamaño medio 15.965,7 MWh.

Del total de puntos de suministro acogidos al peaje 3.4 un 0,6% (309) cuyo consumo representa un 5,2% (1.278 GWh) del consumo total de este peaje presentan información individualizada en la base de datos SIFCO.

Cuadro III.37 Distribución del número de suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y su consumo por peaje de acceso. Año 2018

PEAJE	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio Cliente (MWh)
3.1	4.748.216	60,8%	12.902	17,3%	2,7
3.2	2.982.119	38,2%	30.135	40,5%	10,1
3.3	27.386	0,4%	1.779	2,4%	65,0
3.4	49.320	0,6%	24.698	33,2%	500,8
3.5	312	0,0%	4.981	6,7%	15.965,7
TOTAL	***7.807.352***	***100,0%***	***74.495***	***100%***	***9,5***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO e información agregada)

3.1.4.2. Análisis por Comunidad Autónoma

Al analizar distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferiores a 4 bar por Comunidad Autónoma, analizaremos en primer lugar aquellos peajes (3.1, 3.2, 3.3, 3.4) de los que únicamente se tiene información agregada. En el caso de los clientes acogidos al peaje 3.5 el análisis se realizará en base a la información individualizada de la base de datos SIFCO.

Se observa que, en términos de consumo, Madrid es la Comunidad Autónoma con mayor consumo, con el 28% del total para este grupo de presión, seguida de Cataluña, con el 23%, y Castilla León, con el 9%.

En términos de número de suministros, Cataluña es la Comunidad Autónoma con mayor número, 2,2 millones (28%), seguida de Madrid, 1,8 millones (23%) y la Comunidad Valenciana, 0,7 millones (9%).

Si exceptuamos Canarias, cuyo consumo medio es muy superior al del resto de comunidades autónomas, Navarra, Aragón y Castilla y León son las comunidades cuyos clientes presentan el mayor tamaño medio (véase Cuadro III.38).

Cuadro III.38 Distribución del número de suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogidos a los peajes 3.1 a 3.4 y su consumo por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (MWh)
Andalucía	460.307	5,9%	2.419	3%	5,3
Aragón	212.192	2,7%	3.011	4%	14,2
Asturias	219.510	2,8%	2.009	3%	9,2
Baleares	98.797	1,3%	843	1%	8,5
Canarias	56	0,0%	42	0%	751,8
Cantabria	178.963	2,3%	1.059	2%	5,9
Castilla La Mancha	265.841	3,4%	2.832	4%	10,7
Castilla y León	481.056	6,2%	6.579	9%	13,7
Cataluña	2.208.841	28,3%	16.028	23%	7,3
Extremadura	79.581	1,0%	569	1%	7,1
Galicia	278.790	3,6%	2.177	3%	7,8
La Rioja	87.091	1,1%	1.044	2%	12,0
Madrid	1.770.601	22,7%	19.786	28%	11,2
Murcia	98.570	1,3%	528	1%	5,4
Navarra	146.139	1,9%	2.358	3%	16,1
País Vasco	544.023	7,0%	5.161	7%	9,5
Comunidad Valenciana	676.685	8,7%	3.072	4%	4,5
TOTAL	***7.807.040***	***100,0%***	***69.513***	***100%***	***8,9***

Fuente: CNMC (Información agregada)

Respecto de los **clientes acogidos al peaje 3.5** se observa que, en términos de consumo, Madrid es la Comunidad Autónoma con mayor consumo, con el 22% del total para este peaje (1,5% del total para este grupo de presión), seguida de Cataluña, con el 20%, y Castilla León, con el 15% (véase Cuadro III.39).

En términos de número de suministros, Madrid es la Comunidad Autónoma con mayor número, 68 (21%), seguida por Cataluña, 64 (20%) y Castilla y León, 36 (11%).

Las comunidades autónomas de Baleares, Castilla y León y Murcia son las que presentan clientes con el mayor tamaño medio y Extremadura, Castilla la Mancha y Cantabria las de menor tamaño medio.

El mayor factor de carga lo alcanzan las comunidades de Baleares, Extremadura y Cantabria (78%, 66% y 66% respectivamente).

Cuadro III.39 Distribución del número de suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogidos al peaje 3.5 y su consumo por Comunidad Autónoma. Año 2018

CC.AA	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	19	6%	272	5%	14	54%
Aragón	10	3%	190	4%	19	52%
Asturias	14	4%	206	4%	15	58%
Baleares	5	2%	125	3%	25	78%
Cantabria	4	1%	46	1%	11	66%
Castilla La Mancha	20	6%	279	6%	14	63%
Castilla y León	36	12%	739	15%	21	60%
Cataluña	64	21%	992	20%	15	62%
Extremadura	4	1%	41	1%	10	66%
Galicia	12	4%	165	3%	14	57%
La Rioja	6	2%	89	2%	15	54%
Madrid	68	22%	1.091	22%	16	51%
Murcia	2	1%	39	1%	19	55%
Navarra	15	5%	183	4%	12	52%
País Vasco	19	6%	322	6%	17	63%
Comunidad Valenciana	14	4%	203	4%	15	57%
TOTAL	***312***	***100,0%***	***4.981***	***100%***	***16***	***58%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.4.3. Análisis por Actividad

En el Cuadro III.40 se muestra la distribución del número de suministros conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar y su consumo desagregado por actividad según la clasificación del CNAE 2009 para aquellos clientes de los que se dispone de información desagregada (peaje 3.5). Se observa que, dos actividades destacan claramente sobre las demás: la Industria manufacturera y las Actividades sanitarias, que, aglutinan el 59,6% de los puntos de suministro y el 58,4% del consumo total. Cabe señalar que la Industria manufacturera concentra el 44,3% del consumo total y el 46,2% de los puntos de suministro y el sector de las Actividades sanitarias concentra el 14,1% del consumo y el 13,5% de los puntos de suministro. El mayor tamaño medio de los consumidores se corresponde con el de la actividad de Agricultura, ganadería y pesca con 40 GWh/cliente. Las actividades que presentan un mayor factor de carga son el Suministro de agua y actividades de saneamiento y las Actividades financieras (92% y 77% respectivamente).

Cuadro III.40 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogido al peaje 3.5 por sector de actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Agricultura, Ganadería y Pesca	2	0,6%	79	1,6%	40	67%
Industria manufacturera	144	46,2%	2.209	44,3%	15	60%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	10	3,2%	264	5,3%	26	62%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	2	0,6%	62	1,3%	31	92%
Construcción	6	1,9%	108	2,2%	18	48%
Comercio	17	5,4%	352	7,1%	21	60%
Transporte y almacenamiento	4	1,3%	53	1,1%	13	33%
Hostelería	4	1,3%	69	1,4%	17	71%
Actividades financieras	2	0,6%	42	0,8%	21	77%
Actividades Inmobiliarias	1	0,3%	12	0,2%	12	45%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	3	1,0%	96	1,9%	32	60%
Actividades Administrativas	11	3,5%	115	2,3%	10	55%
Administración Pública	4	1,3%	55	1,1%	14	52%
Educación	6	1,9%	97	1,9%	16	31%
Actividades Sanitarias	42	13,5%	702	14,1%	17	61%
Actividades Artísticas	5	1,6%	56	1,1%	11	44%
Otros Servicios	15	4,8%	170	3,4%	11	60%
Actividades de los hogares	9	2,9%	119	2,4%	13	43%
Actividades de organizaciones	3	1,0%	66	1,3%	22	67%
Sin especificar	22	7,1%	255	5,1%	12	53%
TOTAL	***312***	***100%***	***4.981***	***100%***	***16***	***58%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por su relevancia, en el Cuadro III.41 se muestra la distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 de la industria manufacturera. En términos de número de suministros, la Industria de la alimentación concentra el 35,4% de los clientes seguida de la Industria textil y la Industria metalúrgica, ambas con un 9,7% de puntos de suministro. En términos de consumo, la Industria de la alimentación (43,4%) es la más relevante, seguida de la

Metalurgia (9,8%) y la Fabricación de productos metálicos (7,5%). La industria química y la industria de la alimentación presentan los tamaños medios más elevados (19,6 y 18,8 GWh/cliente respectivamente).

En términos de utilización de la capacidad, la industria de la madera y del corcho presenta el factor de carga más elevado (99,2%) seguida por la actividad de las Artes gráficas (85,6%).

Cuadro III.41 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogidos al peaje 3.5 de la Industria manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	51	35,4%	959	43,4%	18,8	62,8%
Fabricación de bebidas	3	2,1%	39	1,8%	12,9	49,9%
Industria textil	14	9,7%	162	7,3%	11,5	57,2%
Confección de prendas de vestir	1	0,7%	11	0,5%	10,6	63,3%
Industria del cuero y del calzado	1	0,7%	14	0,6%	14,2	63,7%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	0,7%	11	0,5%	10,9	99,2%
Industria del papel	6	4,2%	87	3,9%	14,5	62,6%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	0,7%	14	0,6%	14,3	85,6%
Coquerías y refino de petróleo	2	1,4%	37	1,7%	18,6	59,6%
Industria química	7	4,9%	137	6,2%	19,6	65,4%
Fabricación de productos farmacéuticos	4	2,8%	41	1,9%	10,3	71,0%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	6	4,2%	90	4,1%	15,0	53,6%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	7	4,9%	57	2,6%	8,2	73,1%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	14	9,7%	217	9,8%	15,5	70,7%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	13	9,0%	165	7,5%	12,7	53,9%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	0,7%	9	0,4%	9,3	53,1%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	6	4,2%	104	4,7%	17,3	43,0%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	2	1,4%	23	1,0%	11,3	47,2%
Fabricación de otro material de transporte	3	2,1%	24	1,1%	8,0	39,6%
Fabricación de muebles	1	0,7%	9	0,4%	9,0	41,1%
TOTAL	***144***	***100,0%***	***2.209***	***100,0%***	***15,3***	***60,2%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por lo que respecta a los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar y acogidos al peaje 3.4 de los que se dispone información individualizada en la Base de datos SIFCO (309 puntos de suministro y 1.278 GWh de consumo), la Industria manufacturera se sitúa a la cabeza con el 32,3% del consumo y el 23,3% de los puntos de suministro. En segundo lugar, se situaría el sector de las Actividades sanitarias con el 14,7% del consumo y el 10,7% de los puntos de suministro. El mayor tamaño medio de los consumidores se corresponde con el de la Administración pública con 8,5 GWh/cliente.

Por último, se indica que, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración[64] en sus procesos productivos 48 puntos de suministro, lo que representó el 15,4% de los suministros conectados en redes

[64] La cogeneración incluye la propia cogeneración, la biomasa, los residuos y el tratamiento de residuos

de presión de diseño inferior a 4 bar y el 17,3% del consumo de ese nivel de presión.

Cuadro III.42 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad. Año 2018

Sector de actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria manufacturera	12	8,3%	204	9,2%	17	65%
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	7	70,0%	198	74,9%	28	59%
Suministro de agua y actividades de saneamiento	1	50,0%	32	50,7%	32	85%
Construcción	1	16,7%	12	11,5%	12	56%
Comercio	2	11,8%	70	20,0%	35	75%
Transporte y almacenamiento	2	50,0%	21	39,8%	10	30%
Hostelería	2	50,0%	20	29,2%	10	70%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	1	33,3%	10	10,9%	10	87%
Actividades Administrativas	3	27,3%	39	34,1%	13	54%
Educación	1	16,7%	18	18,2%	18	42%
Actividades Sanitarias	6	14,3%	123	17,5%	20	80%
Actividades Artísticas	1	20,0%	19	33,3%	19	84%
Otros Servicios	1	6,7%	9	5,6%	9	58%
Actividades de los hogares	3	33,3%	36	30,3%	12	36%
Sin especificar	5	22,7%	48	18,8%	10	67%
TOTAL	***48***	***15,4%***	***859***	***17,3%***	***18***	***62%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO, Información individualizada de la base de datos SINCRO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Por lo que se refiere a los clientes industriales, según la información disponible en la CNMC, en 2018 utilizaron la cogeneración en sus procesos productivos 12 puntos de suministro, lo que representó el 8% de los suministros conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar. Es de destacar por su nivel de consumo la Fabricación de otros productos minerales no metálicos donde el 61% del consumo y el 29% de los puntos de suministro utiliza cogeneración. La Industria de la madera y la de las Artes gráficas que cuentan cada una de ellas con un cliente utilizan un 100% de cogeneración, sin embargo, su consumo no es significativo.

Cuadro III.43 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 que emplean la cogeneración en el desarrollo de su actividad en la industria Manufacturera. Año 2018

Actividad	Nº clientes	% sobre total clientes de la actividad	Consumo (GWh)	% sobre total consumo de la actividad	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Industria de la alimentación	4	8%	90	9%	22	60%
Industria textil	1	7%	25	15%	25	62%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1	100%	11	100%	11	99%
Industria del papel	1	17%	8	9%	8	57%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	100%	14	100%	14	86%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	2	29%	35	61%	17	83%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	1	7%	10	5%	10	47%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	8%	11	7%	11	63%
TOTAL	***12***	***8%***	***204***	***9%***	***17***	***65%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

3.1.4.4. Análisis por duración del contrato

Atendiendo a la duración de los contratos, se observa que el 96% de los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar y de los que se tiene información individualizada (peaje 3.5) (que concentran el 97,5% del consumo), realizan contratos anuales, el 2% (que concentran el 1,7% del consumo) emplean tanto contratos anuales como contratos de duración inferior al año y el 2% (con un consumo del 0,8% del total registrado) únicamente emplean contratos de duración inferior al año (véase Cuadro III.44).

Cabe señalar que los usuarios que se suministran a través de contratos de largo y corto plazo tienen mayor tamaño medio. Los usuarios que tienen sólo contratos de largo plazo presentan el mayor factor de carga (57,9%).

Cuadro III.44 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 por tipo de contrato. Año 2018

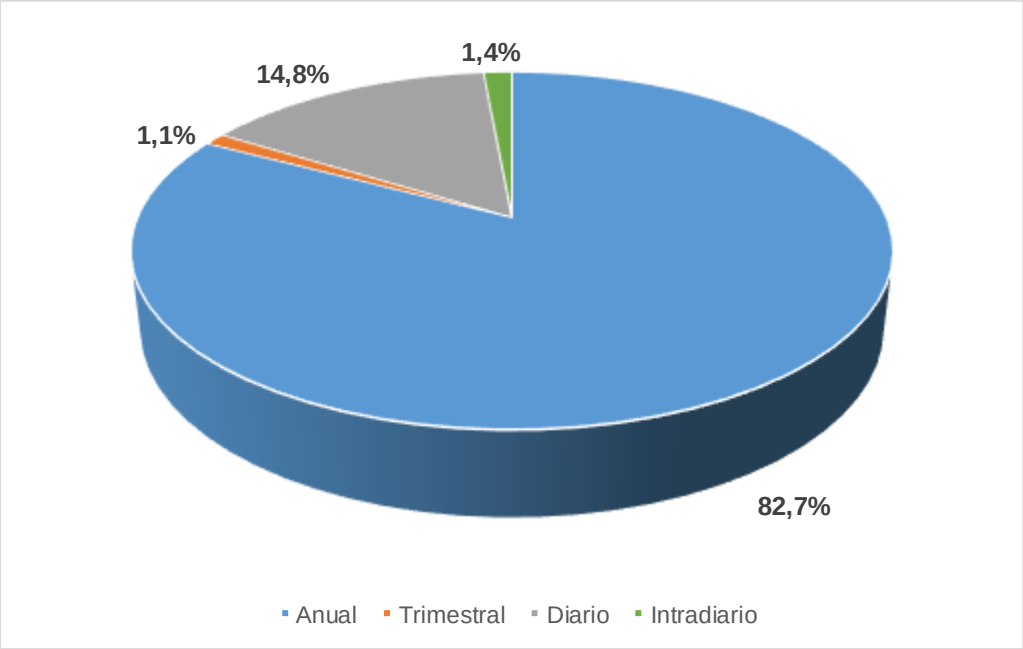
Tipo del contratación	Nº Clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio por cliente (GWh)	Factor carga (1)
Anual	301	96%	4.856	97,5%	16	57,9%
Anual y corto plazo	5	2%	86	1,7%	17	48,9%
Corto plazo	6	2%	39	0,8%	7	46,8%
TOTAL	***312***	***100%***	***4.981***	***100,0%***	***16***	***57,6%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)
(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Los consumidores que combinan contratos anuales con contratos de corto plazo concentran el consumo, fundamentalmente, en contratos anuales (82,7%),

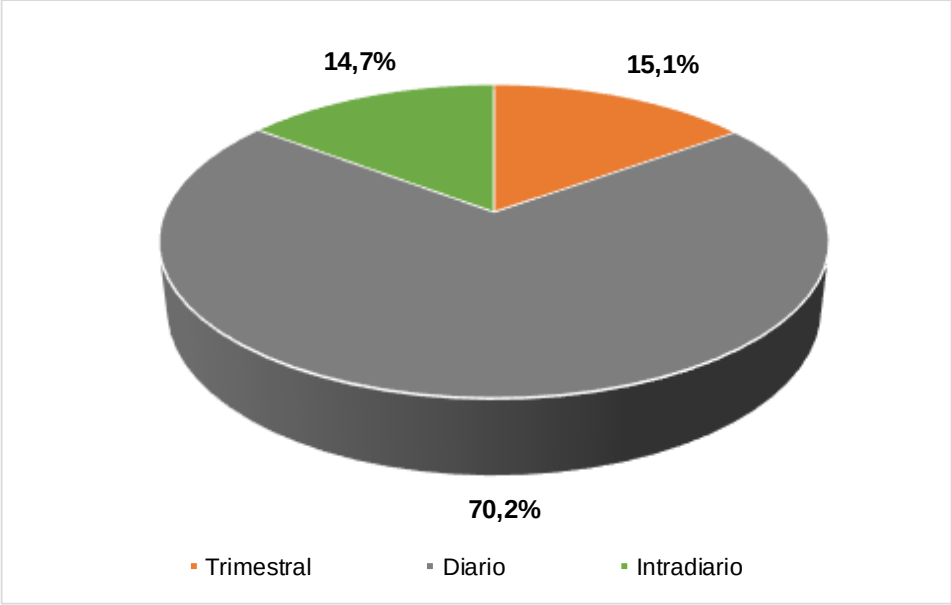
diarios (14,8%), intradiarios (1,4%) y trimestrales (1,1%), mientras que los consumidores que únicamente contratan a corto plazo concentran su consumo en contratos diarios (70,2%), trimestrales (15,1%) e intradiarios (14,7%) y (véase Gráfico III.10 y Gráfico III.11).

Gráfico III.10 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar (peaje 3.5) que combinan contratos anuales y de corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

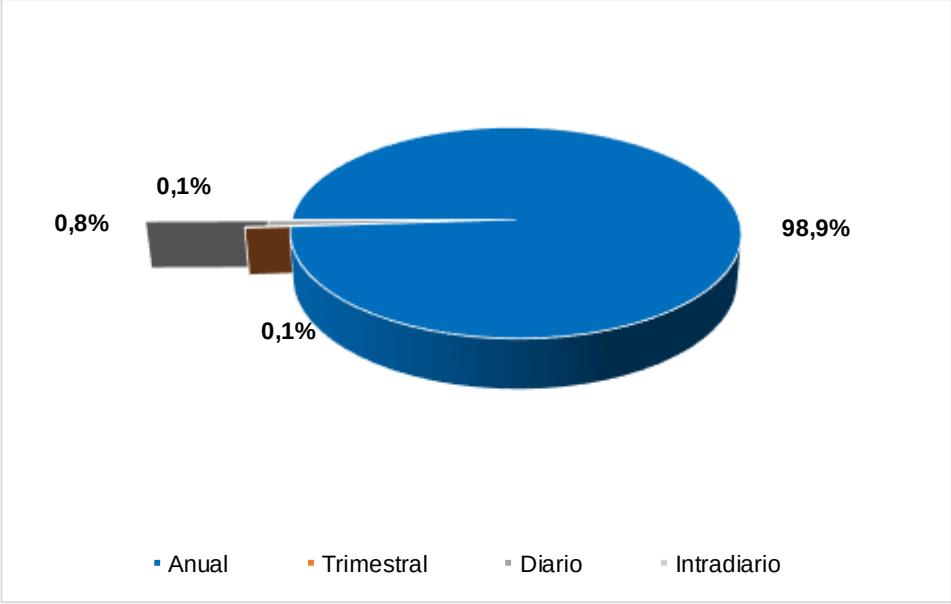
Gráfico III.11 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar (peaje 3.5) que contratan a corto plazo. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

En consecuencia, los contratos de duración anual representan el 98,9% del consumo total, seguidos de los contratos diarios (1,4%), mientras que los contratos trimestrales e intradiarios apenas superan el 0,2% del consumo registrado en este nivel de presión (véase Gráfico III.12).

Gráfico III.12 Distribución del volumen de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar (peaje 3.5) por tipo de contrato. Año 2018



Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.4.5. Análisis por actividad y duración del contrato

Al analizar la tipología de contratación por actividad se observa que el colectivo agrupado bajo la etiqueta "Sin especificar" debido a que carecen de CNAE en la Base de Datos SIFCO es el que presenta una mayor incidencia de la contratación a corto plazo (11,6% del total de su consumo) y, que representa el 55% del consumo total de corto plazo en este grupo de presión. (véase Cuadro III.45). La Industria manufacturera ocupa el segundo lugar en valor absoluto en cuanto a contratación a corto plazo, alcanzando un 37,6% del consumo total de corto plazo en este grupo de presión. Analizando más en profundidad la Industria manufacturera por su importancia, se puede destacar que son únicamente 5 clientes los que realizan contratación a corto plazo. La Fabricación de ladrillos, tejas y productos de tierras cocidas para la construcción aglutina casi el 40% del consumo de corto plazo de la Industria manufacturera y concentra a 2 de los 5 clientes que realizan consumos de corto plazo. El sector del procesado y conservación de frutas y hortalizas realiza un 29% del consumo de corto plazo de la industria manufacturera.

Cuadro III.45 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 por tipo de contrato y actividad. Año 2018

Actividad	Anual	Trimestral	Diario	Intradiario
Agricultura, Ganadería y Pesca	98,2%		1,8%	
Industria manufacturera	99,1%	0,3%	0,6%	
Suministro de energia eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	100,0%			
Suministro de agua y actividades de saneamiento	100,0%			
Construcción	100,0%			
Comercio	100,0%			
Transporte y almacenamiento	100,0%			
Hostelería	100,0%			
Actividades financieras	100,0%			
Actividades Inmobiliarias	100,0%			
Actividades profesionales, científicas y técnicas	100,0%			
Actividades Administrativas	100,0%			
Administración Pública	100,0%			
Educación	100,0%			
Actividades Sanitarias	100,0%			
Actividades Artísticas	100,0%			
Otros Servicios	100,0%			
Actividades de los hogares	97,7%	0,4%	0,9%	1,0%
Actividades de organizaciones	100,0%			
Sin especificar	88,4%	0,0%	9,3%	2,3%
TOTAL	***98,9%***	***0,1%***	***0,8%***	***0,1%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

3.1.4.6. Análisis por Comunidad Autónoma y actividad

En el Cuadro III.46 se muestra la distribución de clientes conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 y su consumo por

Comunidad Autónoma y actividad. Se observa que el sector más extendido por el territorio nacional se corresponde con la Industria manufacturera.

Dentro del sector de la Industria manufacturera, Cataluña es la comunidad con mayor consumo (14,8% del total) y con mayor número de puntos de suministro (13,5%). Castilla y León con un 7,4% del consumo total para este grupo de presión ocupa el segundo lugar en cuanto a consumo se refiere.

Dentro del sector de las Actividades sanitarias, Madrid con un 3,4% y Baleares con un 2,1% son las comunidades con mayor representatividad en términos de consumo.

Respecto del resto de actividades, que concentra el 40,4% de puntos de suministro y que representa el 41,6% del consumo total de este grupo de presión, el sector más relevante es el de Comercio, con el 5,4% de puntos de suministro y el 7,1% del consumo, que se localiza en Castilla y León, País Vasco y Madrid, seguido por el Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado, con el 3,2% de los puntos de suministro y el 5,3% del consumo que se localiza en Madrid, Andalucía y Castilla y León y el de Otros servicios, con el 4,8% de los puntos de suministro y el 3,4% del consumo desarrollado en Madrid, País Vasco y Comunidad Valenciana.

Cuadro III.46 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 por Comunidad Autónoma y sector de actividad. Año 2018

CC.AA	Industria manufacturera		Actividades Sanitarias		Resto de actividades	
	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %	Clientes %	Consumo %
Andalucía	1,9%	1,4%	0,6%	0,8%	3,5%	3,2%
Aragón	1,3%	1,5%	0,3%	0,8%	1,6%	1,5%
Asturias	2,6%	2,6%	1,0%	0,7%	1,0%	0,9%
Baleares			1,0%	2,1%	0,6%	0,4%
Cantabria	0,6%	0,5%	0,3%	0,1%	0,3%	0,3%
Castilla La Mancha	1,6%	0,8%	1,6%	1,2%	3,2%	3,6%
Castilla y León	6,1%	7,4%	1,9%	1,9%	3,5%	5,5%
Cataluña	13,5%	14,8%	1,0%	0,8%	6,1%	4,2%
Extremadura	0,6%	0,4%	0,6%	0,4%		
Galicia	1,0%	1,0%	0,3%	0,3%	2,6%	2,0%
La Rioja	1,6%	1,4%	0,3%	0,4%		
Madrid	7,1%	5,0%	2,9%	3,4%	11,9%	13,5%
Murcia	0,3%	0,4%			0,3%	0,4%
Navarra	2,9%	2,2%	0,6%	0,4%	1,3%	1,1%
País Vasco	3,2%	3,4%	0,3%	0,2%	2,6%	2,9%
Comunidad Valenciana	1,9%	1,7%	0,6%	0,4%	1,9%	2,0%
TOTAL	***46,2%***	***44,3%***	***13,5%***	***14,1%***	***40,4%***	***41,6%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

Profundizando en el sector de la Industria manufacturera (véase Cuadro III.47), la actividad más relevante se corresponde con la Industria de alimentación con el 43,4% del consumo y el 35,4% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla fundamentalmente en Cataluña, seguida por Castilla y León y Navarra (con un 18%, 10% y 3% respectivamente sobre el consumo). Gerona, Barcelona, y Tarragona son las provincias con mayor consumo dentro de la Industria de la alimentación, concentrando un 40,6% del consumo total de la Industria de la alimentación para este grupo de presión y peaje.

La segunda actividad en términos de consumo se corresponde con la Metalurgia con el 9,8% del consumo registrado en el sector de la Industria manufacturera y el 9,7% de los puntos de suministro. Esta actividad se desarrolla fundamentalmente en Asturias y País Vasco (con un 5% y 3% respectivamente sobre el consumo de la Industria metalúrgica).

La tercera actividad en términos de consumo se corresponde con la Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo, que concentra el 9% de los puntos de suministro y el 7,5% del consumo de la Industria Manufacturera. Esta actividad se localiza fundamentalmente en las Comunidades Autónomas de Madrid, La Rioja y Castilla y León (con el 2,0%, 1% y 1% de consumo respectivamente sobre el total del consumo de la Industria manufacturera).

Cuadro III.47 Distribución del número de suministros y el consumo de los clientes conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar acogidos al peaje 3.5 empleados en la Industria manufacturera por Comunidad Autónoma y actividad. Año 2018

Actividad	Nº clientes	Clientes (%)	Consumo (GWh)	Consumo (%)	Tamaño medio cliente (GWh)	Factor carga (1)
Andalucía	6	4%	72	3%	12	45%
Industria de la alimentación	4	3%	42	2%	10	48%
Fabricación de bebidas	1	1%	12	1%	12	48%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	1%	18	1%	18	38%
Aragón	4	3%	74	3%	18	61%
Industria de la alimentación	1	1%	7	0%	7	34%
Fabricación de bebidas	1	1%	18	1%	18	82%
Industria química	1	1%	39	2%	39	71%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	1	1%	10	0%	10	44%
Asturias	8	6%	127	6%	16	54%
Industria de la alimentación	1	1%	15	1%	15	71%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	6	4%	107	5%	18	66%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	1%	5	0%	5	9%
Cantabria	2	1%	24	1%	12	69%
Industria de la alimentación	2	1%	24	1%	12	69%
Castilla La Mancha	5	3%	39	2%	8	60%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	3	2%	10	0%	3	90%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	2	1%	30	1%	15	54%
Castilla y León	19	13%	367	17%	19	58%
Industria de la alimentación	9	6%	222	10%	25	65%
Industria del papel	1	1%	11	0%	11	55%
Industria química	1	1%	7	0%	7	54%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	1%	14	1%	14	78%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	2	1%	37	2%	18	55%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	25	1%	13	65%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	1%	36	2%	36	36%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	1	1%	14	1%	14	38%
Fabricación de otro material de transporte	1	1%	-	0%	-	0%
Cataluña	42	29%	739	33%	18	63%
Industria de la alimentación	16	11%	399	18%	25	65%
Industria textil	12	8%	143	6%	12	56%
Confección de prendas de vestir	1	1%	11	0%	11	63%
Industria del cuero y del calzado	1	1%	14	1%	14	64%
Industria del papel	1	1%	32	1%	32	103%
Industria química	3	2%	60	3%	20	61%
Fabricación de productos farmacéuticos	2	1%	18	1%	9	56%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	2	1%	22	1%	11	61%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	2	1%	17	1%	9	70%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	22	1%	11	54%
Extremadura	2	1%	19	1%	9	97%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	2	1%	19	1%	9	97%
Galicia	3	2%	50	2%	17	59%
Industria de la alimentación	2	1%	42	2%	21	60%
Industria del papel	1	1%	8	0%	8	57%
La Rioja	5	3%	68	3%	14	53%
Industria de la alimentación	1	1%	13	1%	13	58%
Fabricación de bebidas	1	1%	9	0%	9	29%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	1	1%	17	1%	17	56%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	28	1%	14	66%
Madrid	22	15%	249	11%	11	59%
Industria de la alimentación	6	4%	45	2%	8	69%
Industria textil	1	1%	8	0%	8	131%
Industria del papel	3	2%	36	2%	12	49%
Coquerías y refino de petróleo	2	1%	37	2%	19	60%
Industria química	2	1%	30	1%	15	74%
Fabricación de productos farmacéuticos	1	1%	9	0%	9	117%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	2	1%	17	1%	9	53%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	33	2%	17	65%
Fabricación de otro material de transporte	2	1%	24	1%	12	40%
Fabricación de muebles	1	1%	9	0%	9	41%
Murcia	1	1%	21	1%	21	48%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	1%	21	1%	21	48%
Navarra	9	6%	109	5%	12	53%
Industria de la alimentación	6	4%	72	3%	12	54%
Fabricación de productos de caucho y plásticos	1	1%	14	1%	14	42%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	1	1%	13	1%	13	62%
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	1	1%	9	0%	9	53%
País Vasco	10	7%	169	8%	17	83%
Industria de la alimentación	1	1%	49	2%	49	71%
Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espart	1	1%	11	0%	11	99%
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	4	3%	75	3%	19	85%
Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	2	1%	17	1%	9	110%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	1%	8	0%	8	85%
Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	1	1%	9	0%	9	80%
Comunidad Valenciana	6	4%	84	4%	14	60%
Industria de la alimentación	2	1%	29	1%	14	58%
Industria textil	1	1%	10	0%	10	51%
Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1	1%	14	1%	14	86%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	1	1%	19	1%	19	72%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1	1%	11	1%	11	41%
Total	***144***	***100%***	***2.209***	***100%***	***15***	***60%***

Fuente: CNMC (Información individualizada de la base de datos SIFCO)

(1) El factor de carga se ha obtenido como la relación entre el consumo medio y la capacidad facturada promedio anual

ANEXO IV. BALANCE DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA

ANEXO IV. BALANCE DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (5 DE DICIEMBRE 2017) (kWh)

CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA