



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA
CIRCULAR DE LA COMISIÓN NACIONAL DE
LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR
LA QUE SE ESTABLECE LA
METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE
LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y
DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD**

15 de enero de 2020

CIR/DE/002/19

Índice

1. OBJETO	3
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	3
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD	7
4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	7
5. NORMAS AFECTADAS	9
6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	10
6.1. Informe del Ministerio para la Transición Ecológica	11
6.2. Alegaciones recibidas	14
6.3. Conformidad con el Dictamen del Consejo de Estado	15
7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	18
7.1. Ámbito de aplicación	18
7.2. Estructura de los peajes de transporte y distribución	21
7.3. Periodos horarios	27
7.4. Metodología de asignación de la retribución de las actividades de transporte y distribución	28
7.4.1. Información necesaria para la determinación de los peajes de transporte y distribución	28
7.4.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución	29
7.4.3. Asignación de la retribución a los peajes de transporte y distribución	33
7.4.4. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución	68
7.4.5. Excesos de potencia	82
7.4.6. Energía reactiva	88
7.4.7. Peajes de duración inferior al año	90
7.5. Coeficientes de pérdidas estándares	95
7.6. Régimen transitorio	100
7.7. Modelo de cálculo	101
8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR	102
8.1. Impacto económico	102
8.1.1. Análisis de los peajes resultantes de la metodología de la Circular	109
8.1.2. Análisis de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes	112
8.1.3. Variación de los peajes hasta el final del periodo regulatorio	117
8.2. Impacto sobre la competencia	119
8.3. Otros impactos	119
ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2020-2025	120
ANEXO II. ANÁLISIS DE LOS PERIODOS HORARIOS	161
ANEXO III. BALANCES DE POTENCIA	223
ANEXO IV. BALANCES DE ENERGÍA	225
ANEXO V. RESUMEN DE ALEGACIONES	227

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR 3/2020, DE 15 DE ENERO, 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 Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

1. OBJETO

Constituye el objeto de la presente Circular el establecimiento de la metodología para el cálculo anual de los precios de los peajes acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad, en los términos previstos el artículo 16.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

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

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, establece entre las funciones reconocidas a los reguladores, la de fijar o aprobar, de acuerdo con criterios transparentes, los peajes de transporte y distribución o las metodologías para su cálculo. En particular, se establece que deberán ser públicas, fijarse o aprobarse con suficiente antelación respecto a su entrada en vigor, reflejar los costes y no ser discriminatorias. Dicha Directiva se halla precedida de la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 por la que se establecen normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Adicionalmente, se establece que, con el fin de aumentar la transparencia en el mercado y ofrecer a todas las partes interesadas toda la información necesaria, decisiones o propuestas de decisiones relativas a las tarifas de transporte y de distribución las autoridades reguladoras pondrán a disposición de los participantes en el mercado la metodología detallada y los costes subyacentes utilizados para el cálculo de las tarifas de acceso a la red correspondientes, respetando el carácter confidencial de la información sensible desde el punto de vista comercial.

El Reglamento 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la energía, considera que la condición previa para una competencia efectiva en el mercado es el establecimiento de peajes no discriminatorios, transparentes y adecuados por la utilización de la red, incluidas las líneas de conexión en la red de transporte.

En particular, en el artículo 18 del citado Reglamento establece que, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 15, apartados 1 y 6, de la Directiva 2012/27/UE, y en los criterios del anexo XI de dicha Directiva, el método empleado para determinar las tarifas de la red apoyará de manera neutral la eficiencia global de la red a largo plazo mediante señales de precios para clientes y productores y, en particular, se aplicará de modo que no discrimine, ni positiva ni negativamente, entre la producción conectada al nivel de la distribución y la producción conectada al nivel del transporte.

Asimismo, establece que cuando los Estados miembros hayan desplegado sistemas de medición inteligente, las autoridades reguladoras considerarán la posibilidad de introducir tarifas de acceso a la red moduladas en el tiempo cuando fijen o aprueben las tarifas de transporte y distribución o cuando aprueben sus metodologías para calcular las tarifas de transporte o de distribución de conformidad con el artículo 59 de la Directiva (UE) 2019/944 y, en su caso, podrán introducir tarifas de acceso a la red moduladas en el tiempo para que reflejen la utilización de la red, de forma transparente, rentable y previsible para el cliente final.

Por otra parte, recoge que los peajes de la red no deberán discriminar, ni positiva ni negativamente, contra el almacenamiento de energía ni contra la agregación, ni desincentivar la autogeneración, el autoconsumo o la participación en la respuesta de la demanda.

Finalmente, establece que, cuando corresponda, la cuantía de las tarifas aplicadas a los productores, o a los clientes finales, o a ambos, proporcionará incentivos de ubicación a nivel de la Unión y tendrá en cuenta la cantidad de pérdidas de la red y la congestión causadas, así como los costes de inversión en infraestructura

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE establece que la Autoridad Reguladora Nacional en el procedimiento de establecimiento de tarifas de red debe tener en cuenta los criterios del artículo 15 y Anexo XI. En particular, las tarifas de red deben tener en cuenta el ahorro derivado de las medidas de gestión de la demanda y la generación distribuida, así como señales de precios a efectos de desplazar la demanda de las horas de punta a las horas de valle.

La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables establece en su artículo 21 que los autoconsumidores de energías renovables, de manera individual o mediante agregadores, tienen derecho a generar energía renovable, incluido para su propio consumo, almacenar y vender su excedente de producción de electricidad renovable, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable, acuerdos comerciales con

proveedores de electricidad y entre pares, sin estar sujetos a, en relación con la electricidad que consumen de la red o vierten a la red, procedimientos y cargos discriminatorios o desproporcionados y a tarifas de la red que no reflejen los costes.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción original, incluye en su artículo 7.1.a) entre las funciones de la Comisión Nacional de Energía, 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 la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución, de acuerdo con el marco tarifario y retributivo establecido en la Ley 54/1997 y en su normativa de desarrollo.

Asimismo, señala que, a estos efectos, se entenderá como metodología de cálculo de los peajes la asignación eficiente de los costes de transporte y distribución establecidos en costes a los consumidores y a los generadores.

Con fecha 28 de diciembre de 2013 entró en vigor la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La citada Ley 24/2013, en su redacción original, introduce en el artículo 16 la diferenciación de los peajes de acceso hasta entonces vigentes en dos conceptos: los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos necesarios para cubrir el resto de los costes. Esta diferenciación de conceptos tiene su inspiración en la normativa comunitaria y pretende, según la Exposición de Motivos de la Ley, diferenciar los pagos por contribución a la cobertura de la retribución de las actividades de transporte y distribución (peajes) de los pagos relacionados con otros aspectos regulados del sistema (cargos).

Teniendo en cuenta lo anterior, el 19 de julio de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2014, de 2 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 y distribución de electricidad. En la Circular 3/2014, teniendo en cuenta las alegaciones presentadas por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad a la propuesta de Circular remitida a trámite de audiencia y el nuevo marco competencial introducido en la Ley 24/2013¹, se definen una nueva estructura y periodos horarios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de los consumidores, manteniéndose la estructura del peaje de transporte y distribución de aplicación a los generadores.

¹ Para mayor detalle véase la Memoria justificativa de la Circular 3/2014, de 2 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 y distribución de electricidad, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1185712_8.pdf

Con posterioridad, la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, introduce mediante su disposición final segunda una modificación en el apartado segundo del artículo 16 a efectos de establecer que el Gobierno es el responsable de definir la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de los consumidores y generadores, dejando en suspenso la aplicación de la ya citada Circular 3/2014.

En febrero de 2015 la Comisión Europea envió una carta de emplazamiento a España sobre la incorrecta aplicación de las Directivas 2009/72/EC y 2009/73/EC al ordenamiento español y el 29 de septiembre de 2016² la Comisión Europea remitió al Gobierno un dictamen motivado en el que instaba a que cumpliera plenamente las disposiciones del tercer paquete energético, dándole un plazo de dos meses para que modificara la normativa española, tras lo cual, la Comisión podría decidir remitir el asunto al Tribunal de Justicia de la UE.

En relación con las metodologías para el establecimiento de precios regulados, en el dictamen motivado se cuestiona la correcta trasposición en cuanto a las funciones de la Autoridad Reguladora Nacional, entendiéndose que es ésta la que debe determinar la retribución de las actividades reguladas que se financian con cargo a peajes, la estructura de tarifas y las condiciones de aplicación de las mismas y las reglas de asignación de la retribución a los precios regulados.

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.

En relación con los peajes de transporte y distribución, 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 acuerdo con las orientaciones de política energética la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución.

² La nota de prensa de la CE sobre dicho asunto se encuentra disponible en: [http://europa.eu/rapid/press-release MEMO-16-3125 es.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-3125_es.htm).

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 transporte y distribución de electricidad. En particular, conforme a las orientaciones de política energética, la metodología de cálculo de los peajes de transporte debería:

- 1º Incentivar el proceso de electrificación de la economía
- 2º Contribuir a fomentar la movilidad eléctrica
- 3º Contribuir al ahorro y la eficiencia energética en el consumo final de la energía
- 4º Deben tener en cuenta la competitividad del sector industrial
- 5º Deben ser suficientes para garantizar la retribución de las actividades de transporte y distribución

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, modifica las competencias de la CNMC como autoridad reguladora nacional en relación a la metodología para el establecimiento de los peajes de transporte y distribución. En particular, establece que la CNMC deberá fijar, 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 redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución.

Por otra parte, 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 2020, se hace necesario disponer de una metodología de asignación que sirva para determinar los correspondientes peajes de acceso a las redes eléctricas, 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, de 4 de junio, 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 las orientaciones de política energética publicados por el Ministerio para la Transición Ecológica.

4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

La Circular consta de catorce artículos, tres disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, una disposición final única y tres Anexos.

Acompaña a la Circular la presente Memoria justificativa con objeto de detallar y explicar el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución, así como la justificación de las decisiones adoptadas.

En particular, los artículos 1 a 4 recogen las condiciones generales de la Circular, tales como, el objeto, el ámbito de aplicación, la terminología y los principios generales que rigen el establecimiento de la metodología. Los artículos 5 a 8 recogen el procedimiento de cálculo de los peajes. En particular, el artículo 5 define la retribución considerada en el cálculo de los peajes, mientras que el artículo 6 establece la estructura de los peajes de transporte y distribución, el artículo 7 los periodos horarios y el artículo 8 la metodología de asignación. El artículo 9 establece las condiciones de facturación de los peajes. El artículo 10 establece coeficientes para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los contratos de duración inferior a un año. Finalmente, los artículos 11, 12, 13 y 14 establecen las necesidades de información a efectos de la aplicación de la metodología y obligación de la publicación de la información y los parámetros empleados en el cálculo de los peajes.

La disposición adicional primera establece el periodo de durante el cual la metodología de asignación está vigente y las condiciones de su revisión.

La disposición adicional segunda se refiere a los peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

La disposición adicional tercera establece la aprobación de un procedimiento de aplicación de los peajes a los consumos propios de instalaciones de producción.

La disposición transitoria primera establece el régimen transitorio en tanto las empresas no adapten los equipos, contratos y sistemas de facturación a las condiciones establecidas en la Circular.

La disposición transitoria segunda establece la facturación por energía capacitiva en el período de valle.

La disposición transitoria tercera se refiere al régimen transitorio de convergencia de la presente metodología de peajes de transporte y distribución y la metodología de cálculo de cargos.

En la disposición derogatoria se deroga la Circular 3/2014, de 2 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 y distribución de electricidad.

En la disposición final única se recoge la entrada en vigor de la Circular.

Finalmente, en los Anexos I a III se recoge detalladamente la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución y los parámetros aplicables durante el primer periodo regulatorio.

5. NORMAS AFECTADAS

La Circular deja sin efectos cualquier disposición normativa dictada con anterioridad que se oponga a lo dispuesto en la misma. En particular, deja sin efecto los artículos relativos a los peajes de acceso a las redes eléctricas incluidos en la siguiente normativa:

- Artículos 1, 2, 3, 6 en lo relativo a las condiciones económicas, 7, 8, 9 y disposición adicional segunda del **Real Decreto 1164/2001**, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Anexo III de la **Orden IET/107/2014**, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- Apartado tercero y Anexo II de la **Orden ITC/2794/2007**, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.
- Disposiciones adicional segunda y tercera de la **Orden ITC/3801/2008**, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.
- Artículos 17, 18, 19, 20 de la **Orden ITC/1659/2009**, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.
- La disposición adicional décima del **Real Decreto 871/2007**, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007.
- Disposición adicional primera y segunda y disposición transitoria primera del **Real Decreto 647/2011**, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- El **Real Decreto 1544/2011**, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, con la excepción de la disposición final segunda y cuarta.
- Disposición adicional sexta, disposición transitoria segunda y disposición final segunda del **Real Decreto 1054/2014**, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del

sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.

- **Resolución de 17 de marzo de 2003**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se clasifican los consumos a considerar como «consumos propios» y la información a remitir por las empresas para ser incluidos como tales a efectos de la aplicación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

Asimismo, cabe señalar que queda desplazada cualquier disposición normativa en la que se establezcan reducciones sobre los peajes de transporte y distribución resultantes en la presente Circular.

6. 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 transporte y distribución de electricidad, la CNMC indicó lo siguiente:

<i>Circular de desarrollo normativo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)</i>	<i>Fecha prevista de adopción</i>
Circular, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.	Metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Entre otros, está previsto analizar los periodos horarios, la estructura de peajes por nivel de tensión y por términos de facturación (fijo/variable), la asignación de costes por nivel de tensión y el peaje de generación.	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 del calendario de circulares de carácter normativo, entre las que se encontraba la previsión de esta circular, con indicación de su contenido y objetivos, incorporándose al expediente las observaciones realizadas, 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 de peajes de transporte y distribución de electricidad. En particular, conforme a las orientaciones de política energética:

- 1º La estructura y metodología para establecer los peajes debería incentivar el proceso de electrificación de la economía española necesario para la transición energética, de manera que se favorezca la descarbonización de la economía, no se penalicen los consumos eléctricos frente a otros combustibles ni se desincentiven transformaciones energéticas que puedan resultar medioambiental o económicamente adecuadas.
- 2º La metodología para establecer los peajes y, en particular, el diseño de los periodos horarios, debería contribuir al fomento de la movilidad eléctrica y la electrificación de usos finales de energía.
- 3º El diseño de los peajes debería ser tal que contribuya, en la medida de lo posible, al ahorro y la eficiencia en el consumo final de energía eléctrica.
- 4º Los peajes deberían garantizar los ingresos necesarios para la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, incluyendo los activos autorizados y planificados hasta ese momento, fomentar el uso de las infraestructuras existentes y asegurar el despliegue coste eficiente de nuevas redes.
- 5º El diseño de los peajes debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.
- 6º La metodología utilizada para determinar las cantidades a que se hace referencia en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, cuando se establece que, a efectos de autoconsumo compartido en instalaciones próximas, se podrán establecer cantidades por el uso de la red, deberá responder a los mismos principios que se apliquen para establecer la metodología de los peajes de transporte y distribución de electricidad a la par que se favorece el uso eficiente de la red, la energía y se facilita la instalación de energía de origen renovable.
- 7º Los precios deberán fomentar la eficiencia energética en el consumo y la sostenibilidad medioambiental.

6.1. Informe del Ministerio para la Transición Ecológica

El 2 de agosto de 2019, en cumplimiento del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las

exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, 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 indica que *“con carácter general está fundamentada y cumple con los estándares regulatorios internacionales”*.

No obstante, el Ministerio ha indicado que se incumplen las orientaciones primera, tercera y séptima y parcialmente la segunda, motivado fundamentalmente, porque a su entender la asignación de los costes al término fijo no incentiva el desarrollo del autoconsumo, la penetración del vehículo eléctrico y el almacenamiento de energía, así como la eficiencia energética y la sostenibilidad medioambiental.

Al respecto, el Ministerio en su informe señaló los siguientes aspectos:

- La metodología propuesta no proporciona con la suficiente intensidad las señales de precios correctas en un entorno de transición energética. En particular, no comparte que la asignación de los costes de baja tensión se recupere íntegramente a través de un término de potencia. En este sentido, señala que la alternativa que propone la Circular de repartir los costes un 75% a través del término de potencia y un 25% a través del término de energía, aun siendo insuficiente, se considera más adecuada.
- Señala como mejor inductor de coste la potencia demandada en momentos de congestión y, en tanto no se disponga de información, proponen elevar la asignación de costes al término de energía.
- Considera que la estructura del peaje de aplicación al consumidor doméstico es compleja y puede dificultar la transmisión de la señal de precios a este colectivo.
- Considera que se incumple el fomento de la movilidad eléctrica dado que el elevado término fijo podría suponer una barrera a la recarga de vehículos de flotas y el establecimiento de puntos de recarga rápida y ultrarrápida.
- Señala que no consideran adecuado delegar en el diseño de los cargos todo el esfuerzo para el establecimiento de las señales de precios necesarias para la transición ecológica.

Por el contrario, el informe considera que la propuesta se adecua a las orientaciones cuarta, quinta y parcialmente la segunda, en la medida en que la metodología propuesta:

- Cumple con el criterio de suficiencia,

- Supone una reducción de peajes para la industria motivada, fundamentalmente, por la reducción de la retribución y la supresión del peaje de generación
- Contempla la aplicación de peajes a los autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próxima a través de red, si bien señala la conveniencia de no denominarlos peajes.
- Considera que cumple con el fomento de la movilidad eléctrica para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW.

También señala como competencias propias el desarrollo reglamentario del procedimiento de liquidaciones y la regulación de suministro de las instalaciones auxiliares.

Finalmente, ha de indicarse, que, con fecha 27 de noviembre de 2019, se reunió 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, procediéndose, en consecuencia, a redactar el texto del proyecto de circular conforme a las conclusiones alcanzadas en dicha Comisión de Cooperación.

En particular, a efectos de cumplir con las orientaciones de política energética primera, tercera y séptima, se acuerdan las siguientes modificaciones:

- Imponer una estructura de peajes del 75%-25% entre el término de potencia y energía a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, manteniéndose la imputación de costes al término de potencia (100%) al resto de consumidores de baja tensión.
- Simplificación de los periodos horarios para los consumidores de baja tensión y potencia contratada inferior a 15 kW.

En relación con la orientación de política energética segunda, se introduce un peaje específico aplicable a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

Por último, en lo que se refiere a las cuestiones competenciales se introducen los siguientes cambios:

- Supresión de las disposiciones relativas a la liquidación para peajes de transporte y distribución.
- Sustitución de exención de realizar contratos de peajes de los denominados consumos propios por la exención del pago de peajes de acceso.

6.2. Alegaciones recibidas

El 25 de julio de 2019 fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE) la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, sometiéndose también a información pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 16 de septiembre de 2019.

Se indica que han formulado observaciones a la propuesta de Circular 52 agentes.

Con carácter general, todos los agentes han valorado positivamente la oportunidad de participar en la elaboración de la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución, si bien han señalado la necesidad de coordinación de las metodologías para el establecimiento de peajes de transporte y distribución y cargos, así como la imposibilidad de valorar el impacto de la propuesta hasta que no se disponga de ambas metodologías.

Respecto de la metodología de asignación propuesta en la Circular, asimismo con carácter general los agentes han mostrado su conformidad con la misma, con la excepción de la asignación del coste de redes a los términos fijo y variable, si bien han propuesto las siguientes mejoras:

- Exceptuar del pago de peajes a los consumos propios de generación.
- Simplificar la estructura de peajes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW.
- En coherencia, revisar los periodos horarios aplicables a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW.
- Mantener el control de potencia de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW con Interruptor de Control de Potencia (ICP) o maxímetro (en el caso de los suministros no interrumpibles).
- Mantener el esquema de facturación por potencia demandada vigente para los consumidores sin equipo de medida cuartohoraria.
- Facilitar la carga de vehículos eléctricos de acceso público.
- Necesidad de publicar los coeficientes de pérdidas.
- Aclarar el ámbito de aplicación y las condiciones de facturación de los peajes aplicables a contratos de duración inferior al año.
- Ampliar el periodo transitorio hasta al menos 6 meses, manteniendo la facturación de peajes vigentes hasta la entrada en vigor de peajes y cargos.
- Recoger expresamente en la Circular la normativa que queda derogada por la misma.

Respecto de la metodología de asignación de la retribución a los términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución, se indica que la mitad de los agentes que se han manifestado al respecto han mostrado su conformidad con el criterio de la Circular, motivado porque la imputación en mayor medida al término de potencia es coherente con la naturaleza del coste, al tiempo que se

complementa con una mayor diferenciación de precios, tanto en el término fijo como en el variable, reforzando la señal de precios dada a los consumidores para que realicen un uso de las redes más eficiente.

Por el contrario, la otra mitad de los agentes, han indicado la necesidad de asignar el coste de las redes en mayor medida al término variable a efectos de proporcionar a los consumidores señales de precio que conduzcan a comportamientos eficientes y facilitar la penetración del autoconsumo, del almacenamiento de energía y las comunidades locales de energía.

Finalmente, los agentes han propuesto una serie de mejoras sobre diversos aspectos no directamente relacionados con la Circular, tales como la necesidad de revisar el formato de las facturas, los pagos por capacidad y las condiciones para cumplir prestar el servicio de interrumpibilidad.

En el apartado 7 de la presente memoria se analizan las alegaciones formuladas por los distintos agentes.

Teniendo en cuenta que el artículo 18.9 del Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, ACER debe elaborar un **informe de buenas prácticas sobre metodologías de fijación de tarifas de transporte y distribución**, en el Anexo V de la memoria se recoge un resumen detallado de las alegaciones recibidas por parte de los agentes, a efectos de contemplar de forma simétrica lo establecido en 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.

6.3. Conformidad con el Dictamen del Consejo de Estado

En su Dictamen de 19 de diciembre de 2019, 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 orientaciones de política energética formuladas por el Ministerio para la Transición Ecológica, en particular al haberse incorporado los acuerdos de la Comisión de Cooperación celebrada.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consejo de Estado realiza unas observaciones particulares.

De estas observaciones, el Dictamen da valor esencial a la que se refiere a la disposición adicional segunda (facturación de consumos propios de instalaciones de producción), así como a la disposición transitoria tercera (facturación de energía reactiva), de la versión remitida al Consejo de Estado.

La disposición adicional segunda de dicha versión remitida para Dictamen, se refiere a la facturación de los peajes por consumos propios de las instalaciones

de producción de energía eléctrica. Como señala el Dictamen, la facturación de peajes por consumos propios reviste cierta complejidad por el hecho de que algunas de estas instalaciones cuentan con frecuencia con varios puntos de conexión a las redes. Por ese motivo, algunas entidades solicitaron durante el procedimiento que la circular diese cobertura a las recomendaciones propuestas por el Operador del Sistema en marzo de 2016. En atención a ello, se introdujo en el proyecto la disposición adicional segunda, sobre un mandato al Operador del Sistema para remitir a la CNMC una propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de facturación de peajes de acceso a las redes por tales consumos propios, la cual aprobaría la CNMC mediante resolución. El Dictamen manifiesta dudas sobre la competencia material de la CNMC, así como sobre la idoneidad de una resolución como instrumento para su aprobación. El Consejo de Estado señala que la citada disposición adicional se refiere tanto a “*criterios homogéneos a efectos de facturación de los peajes*” como a la regulación de un “*procedimiento de facturación*”. En el primer caso (criterios homogéneos de facturación), si la regulación se refiere a la estructura o metodología aplicable al cálculo de peajes, precisaría una circular de la CNMC. En caso de que se ciña al “procedimiento de facturación”, debería tenerse en cuenta que el Gobierno continúa siendo competente al respecto. En vista de ello, el Consejo de Estado sugiere, o bien ponderar la conveniencia de mantener la disposición adicional segunda, o bien precisar con claridad cuál es el objeto de la resolución que la CNMC aprobaría, teniendo en consideración que si ese objeto presenta contenido normativo debería aprobarse por circular.

Las observaciones anteriores se han tenido en cuenta en la nueva disposición adicional tercera de la circular, con la rúbrica “*Procedimiento de aplicación de los peajes de acceso a los consumos propios de instalaciones de producción de electricidad*”. El apartado 1 de dicha disposición adicional aclara que el objeto de la regulación se limita al procedimiento de “aplicación” de los peajes, sin que se pretenda establecer un peaje específico para los consumos propios. En vista de que se tratará de un mero procedimiento de aplicación de peajes (sin afectar a la estructura o a otros aspectos de la metodología de peajes), dicho contenido podrá establecerse mediante resolución, del modo que la circular dispone.

Por lo que respecta a la disposición transitoria tercera, el Dictamen señala que su propósito es hacer frente a los problemas técnicos en la red provocados por la energía reactiva. En particular, la versión remitida para Dictamen incluyó la citada disposición transitoria tercera con la finalidad de solventar los problemas de sobretensión causados por la energía reactiva y registrados en la red durante los períodos valle, estableciendo una regulación transitoria a la espera de los resultados de un grupo de expertos en control de tensión que se encuentra constituido. El Dictamen considera que dicha regulación carecería de la debida seguridad jurídica en tanto el ámbito de aplicación temporal de la regulación no queda delimitado con claridad. En vista de ello, el Dictamen sugiere optar por delimitar con nitidez el ámbito temporal de la disposición, o bien por suprimirla.

La anterior observación esencial del Dictamen del Consejo de Estado se ha tenido en consideración mediante una nueva disposición transitoria segunda que delimita temporalmente su ámbito de aplicación al primer período regulatorio que se desarrollará entre los ejercicios 2020 y 2025.

Asimismo, se ha modificado la circular y la memoria de la misma de acuerdo con el resto de observaciones particulares –no esenciales- realizadas por el Consejo de Estado:

- Se ha incluido en el preámbulo una justificación de las principales medidas regulatorias establecidas por medio de la presente circular, que han sido adoptadas en cumplimiento de los principios de buena regulación mencionados en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, de Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.
- Se indica en la presente memoria (apartado 7.1) que la definición de consumos propios de la circular deberá incorporarse en el resto de normas que regulan el funcionamiento de los instrumentos de medida para el cálculo de la facturación de peajes y, en particular, en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y sus normas técnicas complementarias.
- Se modifica la rúbrica del artículo 5 para hacer constar que lo tenido en cuenta a efectos de la determinación de los peajes son los costes de la actividad de transporte y distribución.
- En la disposición adicional primera se establecen con carácter tasado las circunstancias especiales que permiten revisar la metodología de la circular, con carácter excepcional. Asimismo, se añade una previsión genérica acerca de la composición del grupo de trabajo cuyos resultados podrían dar lugar, en su caso, a la revisión de la metodología.
- En la disposición transitoria primera se fija el 1 de noviembre de 2020 como fecha antes de la cual se deberán adaptar los equipos de medida, sistemas de facturación y contratos. A su vez, la CNMC adaptará los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores en un plazo de tres meses desde la publicación de la circular. Finalmente, se realizan en la disposición las mejoras de redacción y otras aclaraciones que se indican en el Dictamen.
- Se hace constar que la regulación del peaje especial para puntos de recarga de vehículos de acceso público no constituye un contenido transitorio, sino adicional, pasando a ser la disposición adicional segunda.
- Se adapta la rúbrica de la disposición transitoria tercera (cuarta de la versión remitida al Consejo de Estado) de conformidad con lo indicado en el Dictamen.
- Se hace constar que la disposición final es única.
- Se suprime el último inciso de la disposición final de la circular.
- Finalmente, se atiende a las observaciones de carácter formal que señala el informe y que consisten, en esencia, en correcciones de erratas y mejoras de redacción de distintos artículos de la circular.

7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

7.1. Ámbito de aplicación

La Circular será de aplicación para la determinación de los precios de los peajes de acceso a las redes transporte y distribución de los consumidores, los autoconsumidores por la energía consumida de la red y por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red, las instalaciones de generación por sus consumos propios y los intercambios de energía eléctrica que se realicen con destino en países no miembros de la Unión Europea.

En consecuencia, quedan exentos del pago de peajes por el acceso a las redes de transporte y distribución los productores de energía eléctrica por cada una de sus instalaciones por la energía neta generada vertida a la red, las empresas transportistas y distribuidoras por sus consumos propios, la energía consumida por los bombeos de uso exclusivo para la producción de energía eléctrica y las baterías de almacenamiento de energía conectadas en la red de transporte o distribución.

Respecto de la obligación del pago de peajes de los **consumos propios de generación**, los agentes que se han manifestado han solicitado que se declaren exentos, en la medida en que al final es necesario realizar el traslado del coste a los consumidores en el componente de energía y la repercusión indirecta es más ineficiente y afecta en mayor medida al precio final de la energía. Adicionalmente, han señalado la necesidad de establecer un procedimiento para la facturación de los peajes de los consumos propios de generación, en caso de mantenerse su aplicación.

Esta Comisión considera que a los efectos de los consumos propios una instalación de generación es equiparable a cualquier consumidor en la medida en que hace uso de las redes para abastecerse. No obstante, entendiendo la complejidad de la configuración de las medidas en algunas instalaciones de generación, motivado en algunos casos por motivos de flexibilidad y seguridad de suministro, considera necesario analizar con mayor profundidad el coste o beneficio para el conjunto del sistema de la obligación de pago de peajes por los consumos propios.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha optado por mantener la aplicación de peajes de transporte y distribución a las instalaciones de generación por los consumos propios, posponiendo para el siguiente periodo regulatorio la decisión de excluirles o no del ámbito de aplicación de los peajes, a efectos de disponer de mejor información.

Adicionalmente, en línea con las alegaciones de los miembros del CCE, se incorpora una disposición adicional en la que se solicita al operador del sistema

una propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

Por último, se indica que la definición de los consumos propios se corresponde con los establecidos en la Resolución de 17 de marzo de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se clasifican los consumos a considerar como «consumos propios» y la información a remitir por las empresas para ser incluidos como tales a efectos de la aplicación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

Al respecto, en línea con lo señalado por el Consejo de Estado en su informe, se indica que la definición de consumos propios de la Circular deberá incorporarse en el resto de normas que regulan el funcionamiento de los instrumentos de medida para el cálculo de la facturación de peajes. En particular, el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y sus normas técnicas complementarias.

En relación con los **peajes de aplicación en las interconexiones**, de conformidad con las observaciones de un miembro del CCE, se ha modificado la redacción a efectos de diferenciar los intercambios con terceros países no miembros de la UE directamente conectados y los intercambios con terceros países no miembros que se realizan a través de terceros países miembros de la UE en el caso de que no estén dentro del Acuerdo ITC (Inter-Transmission System Operator Compensation Mechanism) previsto en el Reglamento (UE) No 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010.

Respecto de los **peajes de acceso a las redes por parte de los generadores**, cabe señalar que la justificación de establecer un peaje a los generadores está basada en la necesidad de introducir algún tipo de señal económica y/u operativa que incentive la localización de la generación en nudos de la red favorables y desincentive aquellos que pudieran derivar mayores ineficiencias.

La ubicación en la red de los generadores es un aspecto relevante para el sistema, en la medida en que las redes dan lugar a pérdidas de energía e imponen restricciones técnicas que limitan el funcionamiento de los generadores. Asimismo, cabe señalar que, si las decisiones de inversión de una nueva planta no tuvieran en cuenta, a la hora de elegir su ubicación, los costes de las redes, podría existir un riesgo de que las nuevas plantas de generación se concentraran en zonas de bajo coste de energía primaria (zonas portuarias, terminales de gas, zonas de viento, etc.), lo que podría redundar en mayores costes de inversión en red para transportar la energía hasta los puntos de demanda.

En España, donde en la actualidad existe un exceso de capacidad de generación y no hay problemas importantes de congestión en la red de transporte, la finalidad del peaje de los generadores no sería tanto proporcionar señales de

localización para la instalación de nueva capacidad de generación sino la de contribuir, junto con la demanda, a la financiación de los costes totales de la red de transporte, de acuerdo al nivel máximo fijado en la actualidad por la regulación europea (0,5 €/MWh).

Al respecto, cabe señalar que, conforme se establece en el 5 del Anexo B del citado Reglamento (EU) Nº 838/2010, ACER publicó en abril de 2014 su opinión sobre los valores adecuados para el peaje de generación³. En dicho dictamen, ACER consideraba que el incremento de la interconexión e integración del mercado europeo incrementaba el riesgo de que valores diferentes del peaje G pudieran distorsionar la competencia⁴. Al objeto de limitar los riesgos anteriores, ACER recomendaba que las tarifas G fueran reflejo de costes, se aplicaran apropiadamente y eficientemente y, en la medida de lo posible, de forma armonizada en la Unión Europea.

En relación con la estructura del peaje, ACER señalaba que (i) no se consideraba adecuado establecer un peaje con un término variable por MWh producido para recuperar los costes de infraestructuras, (ii) se consideraba más adecuado para proporcionar señales de localización a los generadores peajes con un término fijo por instalación (€/año) o peajes con un término fijo por potencia contratada (€/MW) y (iii) no se consideraba oportuno establecer límites a los peajes cuando constasen de un término fijo ya sea por instalación o por potencia contratada (€/MW).

Por otra parte, cabe indicar que, el principio de peaje único a nivel nacional, establecido en el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, impide la utilización del peaje de generadores para proporcionar señales a la localización.

Al respecto se indica que una parte de los agentes han valorado positivamente la supresión del peaje de generación, en la medida en que resulta ineficiente y es trasladado automáticamente al consumidor en el componente de energía, mientras que otra parte se ha mostrado en contra debido a que consideran que el generador no va a trasladar la reducción del coste al consumidor en el componente de energía.

En consecuencia, teniendo en cuenta que, en la situación actual en España no es posible proporcionar señales de localización a la generación, que el actual peaje a los productores está establecido en un término variable, lo que facilita su traslado al consumidor y que la Comisión en ámbito sus competencias establecerá los mecanismos de supervisión y seguimiento necesarios para

³ Disponible en

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

⁴ Cabe señalar que en Portugal existe un peaje de entrada a la red de transporte aplicables a los productores en régimen ordinario y especial de 0,5 €/MWh. Véase [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%202019%20\(Dez2018\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%202019%20(Dez2018).pdf)

garantizar el traslado de esta reducción en sus ofertas, en la Circular se propone asignar la totalidad del coste de las redes a la demanda.

Respecto de los **consumos propios de las empresas de transporte y distribución** de energía eléctrica se propone excluirlas del ámbito de aplicación de los peajes de redes, motivado porque el tratamiento de los consumos propios como pérdidas de la actividad de redes introduce una señal de eficiencia para su reducción, en la medida en que, al no suponer un coste reconocido, no implica su traslado a los consumidores.

Cabe señalar que, esta Comisión ya propuso este tratamiento en su Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico⁵, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 10 de marzo de 2015.

Se indica que la definición de los consumos propios se corresponde con los establecidos en la Resolución de 17 de marzo de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se clasifican los consumos a considerar como «consumos propios» y la información a remitir por las empresas para ser incluidos como tales a efectos de la aplicación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

Finalmente, en línea con las alegaciones del CCE el informe del MITECO, la Directiva (UE) 2019/944⁶ y el Reglamento (UE) 943/2019, se establece la exención del pago de peajes a las compras de energía de las **instalaciones de bombeo** de uso exclusivo a la producción y a **las baterías de almacenamiento** de energía conectadas en la red de transporte o distribución.

7.2. Estructura de los peajes de transporte y distribución

Según el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en el marco de las orientaciones de política energética adoptadas por el Ministerio para la Transición Ecológica, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante circular, la metodología, para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los usuarios de las mismas. Adicionalmente, en el citado artículo se establece que los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución deberán ser únicos a nivel nacional.

⁵ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipnde00115>

⁶ La Directiva 2019/944 establece en el artículo 1 que “La presente Directiva establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución, almacenamiento de energía y suministro de electricidad, así como normas relativas a la protección de los consumidores, con vistas a la creación en la Unión de unos mercados de la electricidad competitivos realmente integrados, centrados en el consumidor, flexibles, equitativos y transparentes.”

El apartado cuarto de 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 relación con la estructura de peajes establece que la misma debería incentivar el proceso de electrificación de la economía, señalando en particular, que en el diseño de los peajes, se deberían proporcionar señales de precios adecuadas por periodos horarios, de tal forma que se facilite el fomento de la movilidad eléctrica y el ahorro y la eficiencia en el consumo final de la energía.

La Circular 3/2014, de 2 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 y distribución de electricidad, establece una estructura de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución diferenciadas por niveles de tensión y periodos horarios, similar a la estructura de peajes vigente en ese momento. En particular, la Circular 3/2014 diferencia los peajes de transporte y distribución por los siguientes niveles de tensión: NT0: tensiones inferiores a 1kV; NT1: tensiones comprendidas entre 1kV y 36kV; NT2: tensiones comprendidas entre 36kV y 72,5kV; NT3: tensiones comprendidas entre 72,5kV y 145kV y NT4: tensiones superiores a 145kV).

Adicionalmente, los peajes de los consumidores conectados en baja tensión se diferencian por potencia contratada. En particular, se distinguen dos colectivos de consumidores, aquellos con potencia contratada inferior o igual a 15 kW (conectados, típicamente a redes de 220/230 V) y aquellos con potencia contratada superior a 15 kW (conectados a redes de tensión de 380/400 V).

Según la metodología de la Circular, teniendo en cuenta los factores inductores que inciden en la asignación de la retribución de las actividades de transporte y distribución, no se justifica la diferenciación de los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y de potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW de los peajes de acceso vigentes. Asimismo, no se justifica la discriminación existente en los peajes de acceso de los consumidores conectados a media tensión en dos colectivos en función de la potencia contratada (3.1 A y 6.1).

Con posterioridad a la publicación de la Circular, la estructura de peajes de acceso fue modificada⁷ a efectos de desdoblarse la tarifa de acceso 6.1, de aplicación a consumidores conectados en el nivel de tensión comprendido entre 1 y 36 kV y potencia contratada superior a 450 kW en algún periodo, en dos peajes de acceso denominados 6.1 A, de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV, y 6.1B,

⁷ Mediante la disposición final segunda del Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores

de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 30 kV y menor de 36 kV.

Al respecto esta Comisión señaló que, dado que no existe una definición universal ni una convención sobre dónde se deben poner los límites que definen los grupos tarifarios, los cálculos de los peajes de acceso se realizan con unas características de las redes y transformaciones generales, sin entrar en las especificidades concretas de diseño de las redes llevadas a cabo por cada empresa distribuidora, y cuyo desarrollo ha venido motivado por distintos factores como la demanda, eficiencia, orografía y otros factores socioeconómicos de la zona atendida por cada empresa distribuidora en cada territorio específico. Esta perspectiva es la que había justificado que en la Circular 3/2014 se mantuviera la estructura de peajes por nivel de tensión establecida en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

El 6 de octubre de 2018 fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Entre otros aspectos, el citado Real Decreto-ley modifica la estructura de peajes de acceso a efectos de integrar en el peaje 6.2 el peaje 6.1 B. En consecuencia, tras la modificación de la estructura de peajes introducida por el Real Decreto-ley, a los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 1 kV y 36 kV les aplicará el peaje 3.1 A cuando la potencia contratada en todos los periodos sea inferior a 450 kW y cuando la potencia contratada sea igual o superior a 450 kW en algún periodo el peaje 6.1 A si están conectados en redes de tensión comprendida entre 1 kV y 30 kV y el peaje 6.2 cuando estén conectados a redes de tensión igual o superior a 30 kV.

Al respecto se indica que se ha constatado que los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 30 kV y 36 kV se alimentan directamente de las redes de 132 kV.

Por otra parte, otro aspecto relevante a tener en cuenta es que prácticamente la totalidad de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW ya dispone de un contador con telemedida y telegestión integrado y, por tanto, con acceso a la información horaria de su consumo. Esta información es clave en la medida en que permite al consumidor conocer y, consecuentemente, modificar sus hábitos de consumo hacia periodos horarios de precios más bajos.

Teniendo en cuenta el cambio de modelo introducido en el Real Decreto 216/2014⁸, de 28 de marzo, que establece la facturación horaria del componente de energía para los suministros acogidos al precio voluntario para el pequeño

⁸ Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación

consumidor, el grado de penetración de los contadores con capacidad de telemedida⁹ integrados y la necesidad derivada de la normativa europea¹⁰ de trasladar señales de precio a todos los consumidores a efectos de mejorar la eficiencia energética, se considera necesario introducir la discriminación horaria para todos los consumidores.

La introducción de peajes con discriminación horaria para todos los consumidores es consistente con el fomento de la eficiencia y el ahorro de energía y está en línea con la obligación impuesta a los comercializadores de incluir en la factura de cada consumidor que tenga contratado el PVPC el importe al que hubiera ascendido de haberse aplicado el resto de modalidades de discriminación horaria asociadas a los peajes de acceso que puede contratar el consumidor con derecho a PVPC.

En relación con lo anterior cabe señalar que, según la información disponible en la CNMC, tendrían acceso a información sobre sus consumos horarios prácticamente la totalidad de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, los consumidores conectados en alta tensión y, aproximadamente, el 50% de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y media tensión con potencia contratada en algún periodo superior a 450 kW. A efectos de proporcionar señales de precios, cabría plantearse la implementación de contadores horarios también para los consumidores acogidos a los actuales peajes 3.0 y 3.1 A.

Finalmente, el 6 de abril de 2019 se publicó el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. El Real Decreto 244/2019 simplifica las modalidades de autoconsumo y los trámites administrativos y de registro, define el concepto de 'instalación próxima' a los efectos de regular el autoconsumo colectivo, confirma la eliminación del cargo a la energía autoconsumida, crea un mecanismo de compensación simplificada para retribuir al autoconsumidor con excedentes por los vertidos de energía a la red, y facilita la instalación de elementos de acumulación sin más requisitos que el de cumplir

⁹ Según la última información disponible, a 31 de diciembre de 2018 el 99,06% de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW tenían instalado un contador con capacidad de medida horaria y de éstos, el 99,07% estaba integrado lo que les permite el acceso a sus datos de consumo horario (véase informe INF/DE/180/18, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/infde18018>).

¹⁰ Referencia al cuarto paquete y a la directiva de eficiencia energética. La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE establece que la Autoridad Regulatoria Nacional en el procedimiento de establecimiento de tarifas de red debe tener en cuenta los criterios del Anexo XI. En particular, las tarifas de red deben tener en cuenta el ahorro derivado de las medidas de gestión de la demanda y la generación distribuida, así como señales de precios a efectos de desplazar la demanda de las horas de punta a las horas de valle.

las normativas de seguridad y calidad industrial, lo que probablemente, redundará en un aumento significativo del autoconsumo.

Considerando la reciente modificación de la estructura de peajes vigentes, el grado de penetración de los equipos de medida con capacidad de telemedida para los consumidores de menor tamaño y el previsible desarrollo del autoconsumo consecuencia de la nueva regulación, esta Comisión considera necesaria la revisión en profundidad de la estructura de peajes de acceso establecida en el Real Decreto 1164/2001.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta es preciso el análisis de la información de los perfiles horarios de los consumidores de menor tamaño, la necesidad de disponer de información sobre la evolución del autoconsumo y su impacto en las redes de transporte y distribución, el escaso margen de que se dispone para desarrollar la metodología de peajes, las alegaciones de los miembros del CCE y el informe del MITECO, se propone mantener para el periodo regulatorio la estructura de peajes de la Circular 3/2014 con las siguientes modificaciones:

- a) Redefinición de los niveles de tensión NT1 y NT2. En particular, el nivel de tensión tarifario NT1 pasará a estar integrado por redes de tensión superior a 1 kV e inferior a 30 kV y el nivel de tensión tarifario NT2 estará integrado por redes de tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 72,5 kV.

Al respecto se indica que, algunos miembros del CCE de electricidad han manifestado que la estructura propuesta no obedece a criterios objetivos y que supone la discriminación para algunos consumidores industriales que teniendo características similares están conectados a redes de 24 kV, proponiendo bien modificar los niveles de tensión NT1 y NT2 a efectos de incorporar este colectivo en el NT2 bien agregar los niveles de tensión NT1 y NT2 en un único nivel de tensión.

Adicionalmente, un agente ha propuesto desdoblarse el peaje de transporte en dos peajes de aplicación a consumidores conectados en 220 kV y en 400 kV.

Esta Comisión está de acuerdo con la necesidad de revisar en profundidad la estructura de peajes por niveles de tensión. No obstante, teniendo en cuenta que la estructura que finalmente se adopte debe ser consensuada por todos los agentes y obedecer a criterios técnicos y económicos y la reciente modificación de la definición de los niveles de tensión, considera más adecuado esperar a los resultados que se obtengan del grupo de trabajo previsto en la disposición adicional primera.

- b) Implementación de la discriminación horaria de seis periodos en el término de energía de todos los peajes, con la excepción de los

consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW.

En línea con las observaciones de los agentes y del MITECO, se establece una discriminación horaria de tres periodos, en la medida en que este tipo de consumidores tiene capacidad de desplazar el consumo a lo largo del día, pero no entre meses y a efectos de simplificar la señal de precios de los consumidores de menor tamaño.

Se indica que algunos agentes han propuesto implementar una discriminación horaria de tres periodos para todos los consumidores conectados en baja tensión. No obstante, teniendo en cuenta que los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los consumidores conectados en media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW han venido solicitado una estructura de peaje con discriminación horaria de seis periodos, se ha optado por mantener la discriminación horaria de seis periodos.

- c) Implementación de la discriminación horaria de dos periodos en el término de potencia del peaje de transporte y distribución aplicable a los consumidores conectados en redes de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.
- d) Introducción de dos peajes de aplicación a los puntos de suministro dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

De conformidad con las alegaciones recibidas por parte de los agentes y del MITECO, en línea con las orientaciones de política energética, y con objeto de facilitar la penetración del vehículo eléctrico, se introducen dos peajes de aplicación a puntos de suministro conectados en baja y media tensión, dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público. Estos peajes, de carácter opcional, constarán de seis términos de potencia y seis términos de energía.

- e) Obligación de contratar potencias crecientes
Algunos agentes en sus alegaciones han señalado bien la necesidad de revisar el criterio de imponer la obligación de contratar potencias crecientes bien su eliminación.

Al respecto cabe indicar que la obligación de contratar potencias crecientes se mantiene con objeto de que los precios por periodo horario resulten decrecientes, motivado porque se facilita la transmisión de la señal de precios al consumidor.

En paralelo, durante el periodo regulatorio, se trabajará con los agentes en el análisis, revisión y, en su caso, modificación de la estructura de peajes de acceso

a las redes (tanto por nivel de tensión, como por periodo horario y estructura fijo variable), con objeto de mejorar las señales de precios a los usuarios de las mismas, para lo que se propone la creación de un grupo de trabajo liderado por la CNMC e integrado por representantes del operador del sistema, transportistas, distribuidores y consumidores.

7.3. Periodos horarios

La estructura de peajes propuesta discrimina horariamente los términos de potencia y energía consumida de los peajes de transporte y distribución. El objetivo de la diferenciación de precios por periodos horarios es proporcionar a los consumidores señales de precio en los peajes de transporte y distribución que incentiven el uso de las redes en las horas de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y lo desincentive en los periodos horarios de mayor demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Esta correspondencia entre los periodos horarios definidos y la evolución de demanda del sistema es crucial debido a que los distintos periodos horarios son la base para establecer distintos precios en los peajes de transporte y distribución y, por tanto, también de los peajes de acceso. Los periodos horarios establecidos deben ser consistentes con la caracterización de la demanda, a efectos de proporcionar señales correctas de precios a los consumidores por su impacto sobre los costes de las redes.

Teniendo en cuenta que los calendarios vigentes fueron introducidos el 1 de enero de 2008, en la Circular 3/2014 se realizó una revisión de los mismos, basada en una propuesta del Operador del Sistema. En particular, dado el periodo de tiempo transcurrido desde la aprobación de la citada Circular 3/2014, se ha procedido al análisis de los periodos horarios de la misma, concluyéndose la necesidad de su revisión.

En resumen, del análisis realizado se concluye la necesidad de revisar tanto las temporadas eléctricas y, coherentemente, los tipos de días, como los periodos horarios. Se indica que, teniendo en cuenta que la demanda presenta punta de mañana y punta de tarde todos los días y en todos los subsistemas, independientemente del tipo de día, se propone extender la señal de precio de la punta de mañana y de la punta de tarde a todos los tipos de día. En consecuencia, todos los días del año constarán de tres periodos horarios punta, llano y valle, con la excepción de los sábados, domingos y festivos.

En el Anexo II se presenta el detalle de los análisis realizados y la propuesta de revisión de los Calendarios de la Circular 3/2014.

7.4. Metodología de asignación de la retribución de las actividades de transporte y distribución

El reparto de la retribución de las actividades de transporte y distribución entre los distintos suministros se basa en dos criterios de reparto. Por una parte, el consumidor deberá pagar por las redes de transporte y distribución que utiliza. Por otra parte, los peajes de transporte y distribución deben incentivar el uso de la red en periodos horarios de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y desincentivar el uso de las redes en periodos horarios de máxima demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

La aplicación de la metodología requiere información de partida, por lo que en primer lugar se describe brevemente la información utilizada.

A continuación, se describe la aplicación de la metodología de la Circular para el cálculo de los peajes de transporte y distribución correspondientes al ejercicio 2020. A efectos de simplificar la explicación, se presentan los resultados de la asignación conjunta del transporte y distribución. No obstante, la metodología proporciona los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y de los peajes de distribución de forma desglosada.

7.4.1. Información necesaria para la determinación de los peajes de transporte y distribución

La metodología de asignación de la retribución de las actividades de transporte y distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de un ejercicio, requiere la siguiente información:

- *Retribución reconocida para cada una de las actividades de transporte y distribución*
- *Modelo de red simplificado con la información sobre la generación, demanda y pérdidas en cada nivel de tensión.*
- *Balances de potencia para la hora de máxima demanda de cada periodo horario*
- *Balances de energía desagregados por periodos horarios.*
- *Curvas de carga de grupos tarifarios.*
- *Previsión de las variables de facturación desagregadas por grupo tarifario.*
- *Previsión sobre el grado de penetración del autoconsumo, desagregado por nivel de tensión.*
- *Reparto de los costes de distribución por niveles de tensión tarifario, obtenidos a partir de la información de las Circulares de información de la CNMC.*

- *Calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y de la Circular.*

Cabe señalar que la información empleada para la asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los peajes de transporte y distribución de 2020, según los calendarios de la Circular, utiliza la misma información de base que la asignación con los calendarios vigentes, con la excepción de los balances de potencia por periodo horario, que han sido solicitados a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. En los casos en que ha sido posible se ha adaptado la información disponible a los nuevos calendarios.

7.4.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución

Los peajes de transporte y distribución deben recuperar tanto la retribución del propio ejercicio como los desvíos de ejercicios anteriores. A continuación, se detalla la determinación de la retribución del transporte y la distribución que se asignan a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para 2020.

I. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de transporte en 2020

La retribución del transporte que se asigna a los peajes de transporte de los consumidores se corresponde con la retribución provisional prevista por la CNMC para el ejercicio 2020, conforme a la metodología de la propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, minorado por la previsión de ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales previstos para 2020, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

Retribución del transporte ($R_{T,n}$)

La retribución provisional prevista por la CNMC para el ejercicio 2020, conforme a la metodología de la propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, asciende a 1.558.266 miles de euros.

Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios (TSO_n)

Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2020 ascienden a 93.526 miles de €. Se indica que los ingresos previstos por este concepto se han estimado considerando que mantienen los ingresos registrados en el periodo comprendido entre julio de 2018 y junio de 2019, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Desvíos de ejercicios anteriores (D_T)

En la determinación de la retribución de transporte que debe imputarse a los peajes de transporte se incluirán, en su caso, la revisión de la retribución del transporte respecto de la inicialmente considerada en ejercicios anteriores, así como la diferencia entre los ingresos previstos y reales de los peajes y de los ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

No se han considerado desvíos por la revisión de la retribución del transporte de ejercicios anteriores, si bien están pendientes de aprobación las retribuciones definitivas de la actividad del transporte de los ejercicios 2016, 2017 y 2018. En caso de que fueran establecidos nuevos valores de la retribución para dichos ejercicios, las diferencias serían incorporadas en el cálculo de los peajes de transporte.

Por otra parte, 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 la retribución de transporte que debe imputarse a los peajes de transporte en el ejercicio n se tendrá en cuenta la diferencia entre los ingresos previstos y reales del ejercicio n-2. No obstante, no se han considerados desvíos por este concepto al ser el primer año de aplicación de la Circular.

En resumen, se estima en 1.464.740 miles de euros el coste de transporte a imputar en los peajes de transporte para el ejercicio 2020.

Cuadro 1. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte de los consumidores en el ejercicio 2020

Retribución de transporte a recuperar por los peajes de transporte (miles €)	1.464.740
Retribución del transporte 2020	1.558.266
± TSO	- 93.526
Ingresos o pagos Acuerdo ETSO	- 3.355
Gestión de restricciones en conexiones internacionales	- 90.172
± Desvíos de ejercicios anteriores	
Retribución definitiva ejercicios anteriores	no aplica
Ingresos por peajes de transporte	no aplica
Ingresos o pagos Acuerdo ETSO	no aplica
Gestión restrcciones	no aplica

Fuente: CNMC

II. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de distribución en 2020

Análogamente a los peajes de transporte, los peajes de distribución de los consumidores incluyen en su cálculo la retribución provisional de la distribución prevista para 2020, conforme a la propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, minorada, en su caso, por los desvíos de ejercicios anteriores, debidos a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores y las diferencias entre los ingresos previstos y reales por la aplicación de los peajes de generadores conectados a las redes de distribución y por los peajes de distribución de consumidores de ejercicios anteriores.

Retribución de la distribución ($R_{D,n}$)

La retribución provisional de la actividad de distribución prevista para 2020 asciende a 5.318.627 miles de euros. Este importe se corresponde con la retribución prevista para la actividad de distribución para el ejercicio 2020, estimada conforme a la metodología de la propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Desvíos de ejercicios anteriores (D_D)

En la determinación de la retribución de distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución del ejercicio 2020, no se han considerado desvíos de ejercicios anteriores, ni en la retribución ni en los ingresos de peajes de distribuidores, por las mismas razones análogas a la retribución del transporte.

En consecuencia, la retribución de la distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución se corresponde con la previsión de retribución de la actividad para el ejercicio 2020, esto es, 5.318.627 miles de euros (véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución de los consumidores en 2020

Retribución de la distribución a recuperar por peajes de distribución (miles €)	5.318.627
+ Retribución Distribución	5.318.627
± Desvíos de ejercicios anteriores	-
Revisión retribución ejercicios anteriores	no aplica
Desvíos peajes de distribución	no aplica

Fuente: CNMC

Respecto de la retribución asignada a los peajes de transporte y distribución, algunos agentes han señalado que se debe considerar en la determinación de los peajes todos los ingresos, incluyendo los procedentes de las exportaciones e importaciones de electricidad de o hacia países no miembros, los procedentes de excesos de potencia y los procedentes de la facturación por energía reactiva.

Al respecto se indica que, los ingresos procedentes de las exportaciones e importaciones de países no miembros son tenidos en cuenta en la metodología de asignación, en la medida en que están incluidos en las previsiones de potencia y energía, mientras que los ingresos procedentes de la facturación de excesos de potencia y energía reactiva se incluyen en el desvío de ingresos de peajes de transporte y distribución en el ejercicio siguiente.

Respecto a los ingresos derivados de la facturación por excesos de potencia y energía reactiva, se indica que no se incluyen en la previsión de la retribución del propio porque se considera que la metodología de asignación debe asignar la retribución entendiendo que los consumidores se comportan de forma eficiente. En caso de incluir una estimación de los ingresos por la facturación de excesos de potencia y energía reactiva en la determinación de la retribución del propio ejercicio retribución del propio ejercicio y que con posterioridad el comportamiento de los consumidores no diera lugar a la facturación por dichos conceptos, se produciría una insuficiencia de ingresos.

Teniendo en cuenta que lo que se pretende con la metodología es proporcionar señales de precio adecuadas a los consumidores a efectos de inducir comportamientos eficientes, se considera más adecuado incluir la facturación de los ingresos derivados de excesos de potencia y energía reactiva en la determinación de la retribución del ejercicio siguiente.

Por último, conforme a las alegaciones recibidas por parte de un agente, se ha procedido a armonizar con la normativa europea la referencia a los ingresos resultantes de las conexiones internacionales.

7.4.3. Asignación de la retribución a los peajes de transporte y distribución

La metodología de asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los correspondientes peajes consta de varias fases. En primer lugar, conforme a un criterio de causalidad, se asigna la retribución por nivel de tensión teniendo en cuenta el uso que de las redes hacen los distintos colectivos. En segundo lugar, teniendo en cuenta el principio de reflejo de costes, se asigna la retribución de cada nivel de tensión entre un término fijo y un término variable teniendo en cuenta las variables inductoras de los costes. Por último, se asigna la retribución de cada nivel de tensión y término de facturación por periodos horarios, a efectos de proporcionar señales de precios a los usuarios sobre el momento más adecuado para consumir. A continuación, se describe detalladamente el procedimiento de asignación.

I. Asignación de la retribución del transporte y de la distribución por niveles de tensión tarifarios

De acuerdo con el principio de eficiencia, la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución asigna la retribución de las actividades de transporte y distribución a cada grupo tarifario teniendo en cuenta las redes que utiliza para su suministro, evitando de esta manera subsidios cruzados entre grupos tarifarios. Para ello se hace necesario, en primer lugar, desglosar la retribución de las redes entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT4).

En particular, la retribución de la red transporte se asigna al nivel de tensión tarifario NT4 (tensión igual o superior a 145 kV), mientras que la retribución de la distribución se desglosa entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3), teniendo en cuenta la información declarada por las empresas distribuidoras en la Circular informativa 4/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad de distribución, en aplicación del artículo 11 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. En particular, los costes de distribución de cada nivel de tensión tarifario se determinan a partir de los siguientes costes:

- (i) NT0 (tensiones no superiores a 1 kV): los costes de las líneas de baja tensión, así como los costes de los centros de transformación.
- (ii) NT1 (tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV): los costes de las líneas de media tensión, así como los de las subestaciones alta/media tensión.
- (iii) NT2 (tensiones iguales o superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV) y NT3 (tensiones iguales o superiores a 72,5 kV e inferiores a 145 kV): los costes de las líneas de alta tensión, así como los de las subestaciones de transporte /alta tensión y los de las subestaciones alta tensión/alta tensión.

En el Cuadro 3 se recogen los porcentajes de reparto de la retribución del transporte y la distribución por nivel de tensión tarifario y la retribución que resulta de aplicar dichos porcentajes a la retribución de la actividad de distribución que debe recuperarse por los peajes de transporte y distribución de 2020.

Cuadro 3. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de 2020 a recuperar a través de los peajes de transporte y distribución por nivel de tensión tarifario. Porcentajes de reparto de costes de redes por niveles de tensión tarifarios.

	Retribución del transporte	Retribución de distribución			
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
Retribución de redes a recuperar por nivel de tensión tarifario (miles €)	1.464.740	505.270	617.493	2.157.767	2.038.098
% de coste sobre total	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%

Fuente: CNMC y Circular informativa 4/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad

Cabe señalar que, en sus alegaciones, varios agentes han indicado la necesidad de aportar más información sobre la distribución de costes por nivel de tensión, ya que lo contrario iría en contra del criterio de transparencia.

Al respecto se indica que no es posible la publicación de información detallada de los costes de las empresas transportistas y distribuidoras, en la medida en que se trata de información comercialmente sensible. No obstante, se indica que se puede obtener información adicional sobre los componentes de costes incluidos en la retribución en las Memorias que acompañan a la propuesta de Circular por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica¹¹ y a la propuesta de Circular por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica¹².

Teniendo en cuenta el consenso de los agentes sobre la metodología de asignación de la retribución por nivel de tensión, se mantiene la propuesta sometida a consulta pública.

II. Asignación de la retribución del transporte y distribución de cada nivel de tensión a los términos de potencia y de energía y señales de precios y eficiencia

Respecto de la metodología de asignación de la retribución a los términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución, se indica que la mitad de los agentes que se han manifestado al respecto han mostrado su conformidad con el criterio propuesto en la Circular, motivado porque la imputación en mayor

¹¹ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00819>

¹² Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00919>

medida al término de potencia es coherente con la naturaleza del coste, al tiempo que se complementa con una mayor diferenciación de precios, tanto en el término fijo como en el variable, reforzando la señal de precios dada a los consumidores para que realicen un uso de las redes más eficiente.

Por el contrario, la otra mitad de los agentes, han indicado la necesidad de asignar el coste de las redes en mayor medida al término variable a efectos de proporcionar a los consumidores señales de precio que conduzcan a comportamientos eficientes y facilitar la penetración del autoconsumo, del almacenamiento de energía y las comunidades locales de energía.

Al respecto, dos agentes han apuntado que, si bien coinciden en que la potencia es el principal inductor de coste en el diseño de las redes, disienten en que la potencia contratada sea la mejor aproximación y proponen como alternativa el empleo de la potencia media en el periodo de facturación, lo que equivale a energía consumida para los consumidores de baja tensión, motivado porque, en su opinión, la potencia contratada no recoge adecuadamente el uso que los consumidores hace de las redes y porque incentiva el desarrollo de las comunidades energéticas lo que podría poner en riesgo la sostenibilidad del sistema eléctrico.

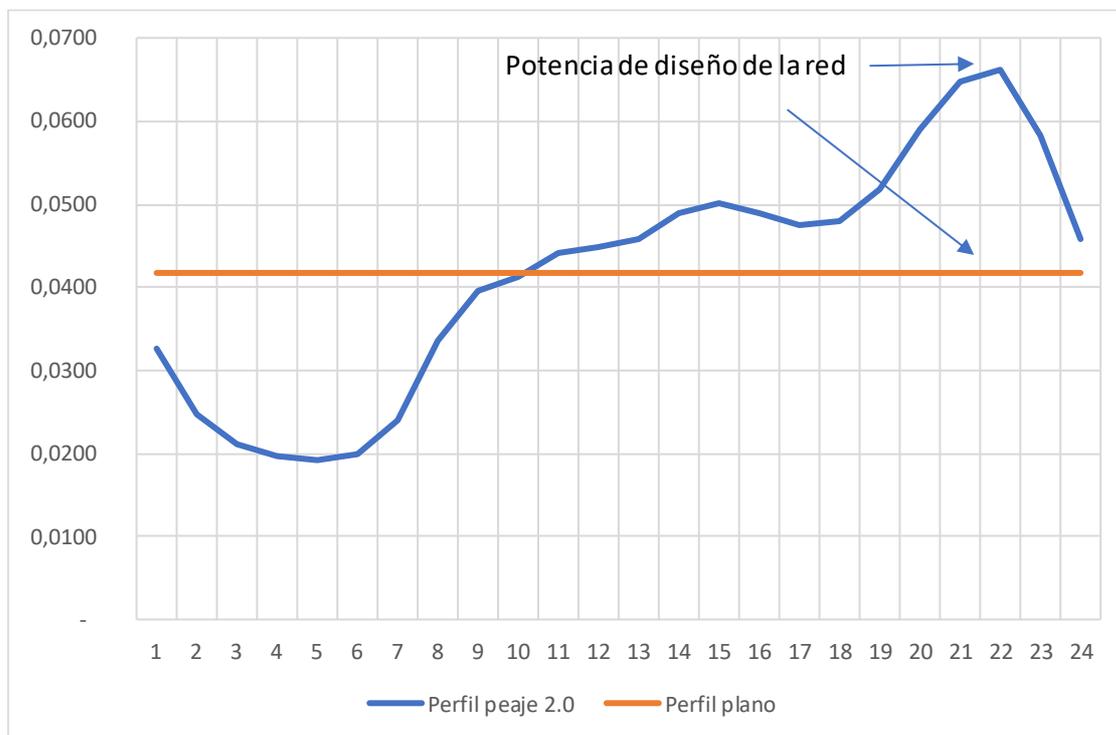
Por otra parte, el MITECO en el ámbito del informe que debe elaborar sobre la adaptación de la Circular a las políticas de orientación energética, ha indicado que se incumplen las orientaciones primera, tercera y séptima y parcialmente la segunda, motivado fundamentalmente, porque a su entender la asignación de los costes al término fijo no incentiva el desarrollo del autoconsumo, la penetración del vehículo eléctrico y el almacenamiento de energía, así como la eficiencia energética y la sostenibilidad medioambiental.

Por último, en relación con el **paquete “Energía limpia para todos los europeos”**, en adelante **paquete de invierno**, dos agentes han señalado que la propuesta no tiene en cuenta la Directiva (UE) 2019/944 ni el Reglamento (UE) 943/2019, mientras que otros tres agentes han señalado la necesidad de revisar en profundidad la normativa del sector eléctrico, a efectos de adaptarla a la nueva normativa europea y las circunstancias derivadas de la transición energética.

Respecto al **inductor de coste**, se indica que desde el punto de vista de las redes no es tan importante cuánto se consume, sino cómo se consume. Cabe señalar que dos consumidores con el mismo consumo anual inducen costes distintos en relación con el diseño de las redes dependiendo de cómo sea su perfil de consumo. Así, el coste de las redes en que se incurre para atender a un consumidor plano es inferior al coste de las redes en que se incurre para atender a un consumidor con una demanda apuntada o, en el extremo, a un consumidor cuyo consumo se concentra en un único momento. En el primer caso, la potencia demandada en todas las horas es la misma, mientras que en los otros dos casos habría que diseñar las redes de forma que se pueda atender la potencia del

momento de máxima demanda, quedando red ociosa en el resto de las horas (véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Potencia demandada por dos consumidores con el mismo volumen de consumo y diferente perfil.



Fuente: CNMC

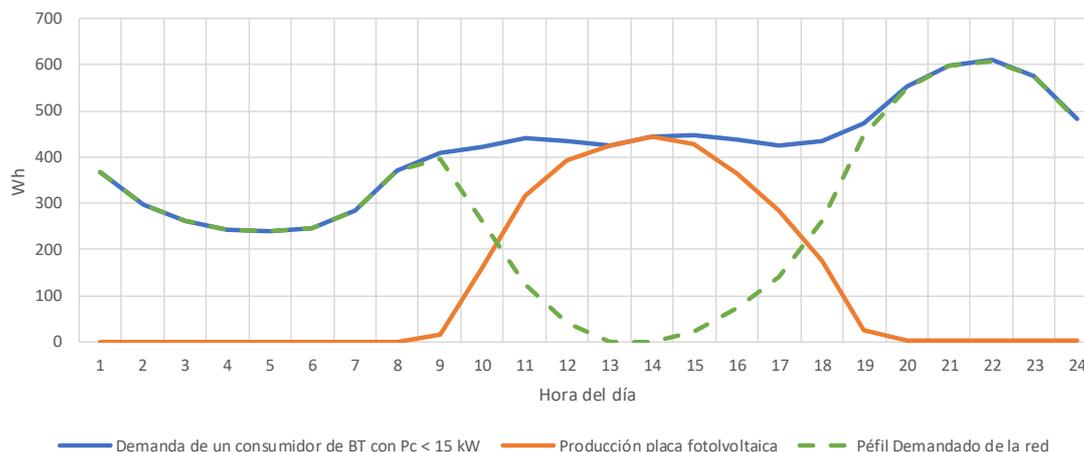
Asimismo, el coste de inversión en redes depende del número de suministros que debe abastecerse. Parece claro que, en el caso de un consumidor que dispusiera de dos o más puntos de suministro (caso, por ejemplo, de las segundas residencias), con el mismo volumen y perfil de consumo anual que uno que únicamente dispusiera de un punto de suministro, la recuperación del coste de la red a través de un término de energía implicaría que ambos hicieran frente a la misma factura por peajes, si bien los costes de inversión en redes para atender al primero serían superiores a los necesarios para atender al segundo.

En el caso de consumidores domésticos que instalaran placas fotovoltaicas para autoabastecerse parte de su demanda, dado las diferencias entre el perfil de generación con tecnología fotovoltaica y el perfil de la demanda del consumidor doméstico, la potencia máxima demandada por el consumidor debería ser abastecida desde la red (véase Gráfico 2).

Adicionalmente, cabe señalar que, en la medida en que el consumidor acogido a autoconsumo no sea autosuficiente, continuará conectado a la red y por tanto el coste impuesto a la red continuará existiendo, en la medida en que la red deberá ser capaz de absorber la energía no autoconsumida y deberá, además,

atender la demanda punta del mismo en aquellas situaciones en las que la falta de sol dé lugar a que la generación sea insuficiente para atender su consumo.

Gráfico 2. Potencia demandada por el consumidor doméstico medio y perfil de generación de una placa fotovoltaica.



Fuente: CNMC

Nota:

Demanda de un consumidor de BT con Pc < 15 kW: Demanda del consumidor medio peninsular
 Producción placa fotovoltaica: Perfil según REE suponiendo que no existen vertidos a la red
 Día considerado: 8 de febrero de 2018 (día de máxima demanda de 2018)

En consecuencia, parece claro que el principal inductor del coste de inversión en redes es la potencia demandada por los consumidores.

Ahora bien, como se ha indicado, algunos de los agentes han señalado que cabría plantearse el empleo de la potencia media utilizada en cada periodo, lo que es equivalente a la energía consumida, como mejor aproximación a la potencia demandada. Por su parte, el MITECO en su informe ha indicado que habría que profundizar en el diseño de peajes a efectos de superar el criterio de potencia contratada e incorporar la potencia demandada como variable inductora y, en tanto se realice este análisis, asignar en mayor medida al término variable.

Esta Comisión considera que, en tanto no se disponga de información suficiente¹³, la mejor aproximación a la potencia demandada por los consumidores es la potencia contratada debido a que, el empleo de la energía consumida implica infravaloración de la potencia demanda.

¹³ El ejercicio 2018 es el primero en que se dispone de curvas de carga horaria de prácticamente la totalidad de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW. No obstante, no se dispone de curvas de carga horarias de la mitad de los suministros conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y de los suministros conectados en media tensión con potencia contratada inferior en todos los periodos a 450 kW, cuyo consumo representó en 2018, aproximadamente, el 12% de la demanda total del sistema.

A efectos ilustrativos, en el gráfico inferior se muestra el perfil medio de la potencia demandada por el consumidor doméstico, el perfil de la potencia demandada promedio en cada periodo y el perfil de la potencia contratada en cada periodo para el consumidor medio conectado en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW. Se observa que como resultado de tomar la energía como inductor de coste la señal de precios trasladada al consumidor doméstico sería más plana y, por tanto, menos eficiente.

Gráfico 3. Potencia demandada por el consumidor doméstico medio y perfil de generación de una



Fuente: CNMC

Por otra parte, según la normativa vigente, el consumidor tiene derecho a contratar la potencia que considere oportuna para sus intereses y el distribuidor tiene la obligación de garantizar al consumidor la disponibilidad de la potencia que éste ha contratado, independientemente de que la use o no. En caso de que el distribuidor sea incapaz de suministrar la potencia contratada, será objeto de penalización.

Finalmente, si bien es cierto que la retribución de las actividades del transporte y la distribución incluye algunos componentes de coste que no dependen de la potencia, tales como los costes de estructura, los terrenos y los elementos de instrumentación y control, y, por tanto, cabría plantearse criterios de asignación alternativos, se considera que estos componentes de coste son de naturaleza inminentemente fija y no procedería su recuperación a través de un término de energía, toda vez que ello supondría una distorsión de la señal de precio que se pretende dar al consumidor. Conforme a la teoría económica, la recuperación más eficiente de esos componentes de coste debiera realizarse mediante un

pago fijo por cliente, o proporcionalmente al resto de los costes de redes. En opinión de la CNMC introducir un término fijo por cliente únicamente dificultaría la comprensión de la factura por parte del cliente sin valor añadido.

Respecto de la **eficiencia energética**, como ya se ha comentado, algunos agentes han señalado que como resultado de imponer un término fijo elevado los consumidores, estos no tendrán incentivos a reducir su consumo, ya que dicha reducción no se plasmará en su factura y, por tanto, reduce el incentivo al ahorro.

Esta Comisión entiende que las señales de precio que se dan a los consumidores deben incentivar el proceso de electrificación de la economía y contribuir globalmente al ahorro y la eficiencia energética, sin penalizar los consumos eléctricos frente a otros combustibles.

La electricidad es un suministro universal por lo que los consumidores están conectados a la red y, por tanto, lo que interesa una vez están conectados es maximizar la utilización del punto de suministro sin que el aumento del volumen de consumo suponga incrementos de inversión adicional en las redes. En definitiva, lo que se persigue es aumentar la demanda de energía eléctrica derivada del desplazamiento de combustibles fósiles, sin que este incremento sea acompañado por un aumento equivalente de las inversiones en redes.

Ello implica que la eficiencia energética no necesariamente se traduce en una reducción del volumen de consumo de electricidad, sino que, por el contrario, en algunos casos podría traducirse en aumentos del consumo de electricidad, como por ejemplo en el caso sustitución de un vehículo convencional por un vehículo eléctrico o de la sustitución de la calefacción de gas natural por bombas de calor.

Tomando como ejemplo la bomba de calor, en la medida en que el término variable del peaje de acceso de electricidad sea muy superior al término variable del combustible al que deba sustituir la bomba de calor (en este ejemplo, gas natural) el consumidor no tendrá incentivos a la sustitución, lo que iría en contra de la eficiencia energética. Se indica que el término variable del peaje de acceso de electricidad vigente para un consumidor doméstico (típicamente acogido al peaje 2.0 A) es un 101% superior al término variable del peaje de acceso vigente a las redes de gas (peaje 3.2). Incrementar el término variable del peaje de acceso eléctrico, aumentará la diferencia, lo que desincentivará la sustitución del tipo de calefacción.

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 4 se compara la facturación por energía¹⁴ a la que debería hacer frente el consumidor doméstico medio eléctrico¹⁵ con agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción de gas natural y el consumidor doméstico medio eléctrico con agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción de electricidad,

¹⁴ Excluidos el margen de comercialización, alquiler de equipos de medida e impuestos.

¹⁵ Se ha tomado el consumidor medio acogido al peaje 2.0 A para electricidad y el consumidor medio acogido al peaje 3.2 para gas, ambos correspondientes al ejercicio 2018.

para escenarios asignación del coste de las redes de transporte y distribución del sector eléctrico al término fijo entre 100% y el 0%.

Se indica que la facturación por el componente de energía se ha estimado aplicando los precios registrados en el mercado diario en el ejercicio 2018 a la curva de carga media de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A en 2018 en el caso del sector eléctrico y a los precios de la tarifa de último registro correspondientes a 2018 al consumo medio trimestral de los consumidores acogidos al peaje 3.2.

La facturación de acceso para cada uno de los sectores resulta de considerar las propuestas de metodología de la CNMC para ambos sectores, suponiendo que los costes asociados a los cargos se recuperen a través de una cuota sobre los peajes propuestos por la CNMC en ambos sectores¹⁶.

Se observa que cuanto mayor es la asignación de los costes de acceso¹⁷ (esto es, peajes y cargos) al término fijo mayor es el incentivo a la sustitución del gas natural por la electricidad. En el caso de que la totalidad de los costes de acceso del sector eléctrico se recuperara a través del término fijo la facturación total¹⁸ (por energía y acceso) se vería reducida en un 25,8% (218,3 €/año) en caso de sustituir el gas natural por la electricidad, mientras que en el caso de que la totalidad de los costes de acceso se recuperaran a través de un término variable la facturación total se reduciría un 15,1% (124,0 €/año). Cabe señalar que, la facturación a la que se enfrentaría el consumidor doméstico en el caso de recuperar la totalidad de los costes de acceso a través del término de potencia sería inferior en 71,9 €/año a la que resulta de recuperar la totalidad de los costes de acceso a través del término variable.

¹⁶ La hipótesis de suponer que los cargos se aplican como porcentaje a los peajes que resultan de las metodologías propuestas por la CNMC implica que la estructura de precios de peajes y cargos es la misma, lo que para el caso del sector eléctrico se traduce en que la asignación de los costes de redes y cargos se asignarían entre el 100% al término fijo y el 0% al término fijo en cada uno de los escenarios analizados.

¹⁷ Los análisis se han realizado manteniendo la metodología de asignación propuesta por la CNMC para los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras de gas natural. Esto es, únicamente se modifica la relación entre fijo y variable en los peajes de acceso de electricidad.

¹⁸ Excluidos el margen de comercialización, el alquiler de equipos de medida e impuestos.

Cuadro 4. Facturación por energía y acceso del consumidor medio eléctrico con calefacción y agua caliente sanitaria de gas natural y con calefacción y agua caliente sanitaria de electricidad

1. Hipótesis

Consumo ACS y calefacción gas natural	
Consumo de electricidad	
Potencia contratada (kW)	3,95
Energía consumida (kWh)	2.230
Consumo de gas	
Energía consumida (kWh)	10.185
Consumo ACS y calefacción electricidad	
Potencia contratada (kW)	5,50
Energía consumida (kWh)	4.125
Coste de la energía (€/MWh)	
Electricidad	55,95
Gas natural	19,45

2. Facturación por energía + acceso (peajes y cargos)

% del término fijo de electricidad	Consumidor con calefacción y ACS de gas natural			Consumidor con calefacción y ACS de electricidad			Diferencia (€)			Diferencia (%)		
	Tp	Te	Total	Tp	Te	Total	Tp	Te	Total	Tp	Te	Total
100%	289,1	557,1	846,2	344,6	283,3	627,9	55,5	- 273,8	- 218,3	19,2%	-49,1%	-25,8%
90%	270,8	573,7	844,5	319,1	314,1	633,2	48,3	- 259,6	- 211,3	17,8%	-45,3%	-25,0%
80%	251,4	591,4	842,8	292,1	346,7	638,9	40,7	- 244,6	- 203,9	16,2%	-41,4%	-24,2%
75%	241,3	600,6	841,9	278,0	363,8	641,8	36,8	- 236,8	- 200,1	15,2%	-39,4%	-23,8%
70%	230,8	610,1	840,9	263,5	381,4	644,9	32,7	- 228,7	- 196,1	14,1%	-37,5%	-23,3%
60%	208,9	630,0	839,0	233,0	418,2	651,2	24,1	- 211,8	- 187,7	11,5%	-33,6%	-22,4%
50%	185,6	651,2	836,8	200,5	457,5	658,0	14,9	- 193,8	- 178,9	8,0%	-29,8%	-21,4%
40%	160,7	673,9	834,6	165,9	499,4	665,2	5,1	- 174,5	- 169,4	3,2%	-25,9%	-20,3%
30%	134,1	698,1	832,2	128,8	544,2	673,0	- 5,3	- 153,9	- 159,2	-4,0%	-22,0%	-19,1%
20%	105,5	724,1	829,6	89,0	592,3	681,3	- 16,5	- 131,8	- 148,3	-15,7%	-18,2%	-17,9%
10%	74,7	752,1	826,8	46,2	644,1	690,2	- 28,6	- 108,1	- 136,6	-38,2%	-14,4%	-16,5%
0%	41,6	782,3	823,8	-	699,8	699,8	- 41,6	- 82,4	- 124,0	-100,0%	-10,5%	-15,1%

Fuente: CNMC

En consecuencia, cabría concluir que la asignación al término fijo incentiva en mayor medida la eficiencia energética y facilita el proceso de electrificación de la economía, en línea con las orientaciones de política energética.

Finalmente, cabe indicar que las medidas de eficiencia energética que adopte el consumidor mediante la sustitución de equipamiento eléctrico se pueden traducir en una reducción de la potencia que se traslada directamente en cada factura y cuyo impacto es conocido ex ante, mientras que el impacto en la reducción del consumo dependerá del momento en que se realice dicha reducción.

En relación con el **autoconsumo**, algunos agentes han indicado que la metodología de asignación propuesta dificulta la penetración del autoconsumo motivado por el elevado componente fijo. En particular, un agente ha señalado que el elevado término fijo de los peajes tendría el efecto de alargar los plazos de amortización de las instalaciones.

Asimismo, el MITECO ha manifestado en su informe que la asignación en mayor medida del coste de las redes al término variable facilitaría la penetración del autoconsumo en línea con las orientaciones de política energética.

A efectos de valorar el impacto del diseño de los peajes de redes en la penetración del autoconsumo, se ha procedido a estimar para el ejercicio 2020

el ahorro que obtendría en la facturación por peajes de transporte y distribución¹⁹ el consumidor doméstico medio que se instalara una placa fotovoltaica para abastecer parte de su consumo²⁰, en función del porcentaje de la retribución de redes que se asigne al término fijo y del grado de penetración del auto consumo²¹.

En el Cuadro 5 se muestra la reducción de la facturación por peajes de transporte y distribución (€/año) para el consumidor que se instalara una placa fotovoltaica, en función del porcentaje de la retribución de redes de baja tensión que se recupere por el término de potencia y de la penetración del autoconsumo.

Se observa que el ahorro en la facturación de los peajes de transporte y distribución se sitúa entre los 8 €/año, si se considera que el 100% de la retribución de las redes de baja tensión se recupera a través de término fijo y 31 €/año si únicamente el 1% de la retribución se recuperara a través del término fijo.

Teniendo en cuenta lo anterior y que el coste de inversión de la instalación para atender a un consumidor de estas características estaría entre 1.800 € y 2.000 €, cabría concluir que el diseño de los peajes de transporte y distribución tiene un impacto reducido sobre la decisión de inversión de los consumidores y el plazo de amortización de la misma.

¹⁹ Se indica que los consumidores acogidos a autoconsumo están exentos del peaje de cargos.

²⁰ Se ha considerado el impacto sobre el consumidor doméstico medio, con una potencia contratada de 3,95 kW, que instalara una potencia fotovoltaica de 1,7 kW, supuestas 1.444 horas de sol y el perfil de generación solar correspondiente al ejercicio 2018 publicado por el Operador del Sistema en su web e-sios.

²¹ Se ha realizado la estimación para diversos escenarios de penetración del autoconsumo, ya al variabilizar la asignación del coste, el ahorro que obtendría el consumidor dependería del grado de penetración del autoconsumo, en la medida en que el coste de las redes no recuperado por la energía autoconsumida debería ser recuperado a través de los peajes del resto de consumidores.

Cuadro 5. Reducción de la facturación de acceso (€/año) consecuencia de la instalación de una instalación fotovoltaica, en función del porcentaje de la retribución de BT que se recupere por el Término de Potencia y de la penetración del autoconsumo.

% de retribución redes de baja tensión que se recupera por el término de potencia	Penetración del autoconsumo				
	1%	3%	5%	10%	15%
100,0%	- 8,2	- 8,2	- 8,2	- 8,2	- 8,1
90,0%	- 10,5	- 10,5	- 10,6	- 10,7	- 10,7
80,0%	- 12,8	- 12,9	- 13,0	- 13,2	- 13,3
75,0%	- 15,1	- 15,2	- 15,4	- 15,6	- 15,9
60,0%	- 17,4	- 17,6	- 17,7	- 18,1	- 18,5
50,0%	- 19,8	- 19,9	- 20,1	- 20,6	- 21,1
40,0%	- 22,1	- 22,3	- 22,5	- 23,1	- 23,7
30,0%	- 24,4	- 24,6	- 24,9	- 25,6	- 26,3
20,0%	- 26,7	- 27,0	- 27,3	- 28,1	- 28,9
10,0%	- 29,0	- 29,3	- 29,7	- 30,6	- 31,5
0,0%	- 31,1	- 31,5	- 31,8	- 32,8	- 33,8

Fuente: CNMC

Adicionalmente, se ha analizado el impacto del diseño de los peajes de transporte y distribución de baja tensión sobre la facturación por peajes de transporte y distribución del resto de consumidores no acogidos a autoconsumo.

A los efectos, se ha estimado el escenario de demanda, los balances de potencia y energía y la participación en la punta, con las siguientes hipótesis:

- *Escenario de demanda:*

En primer lugar, para cada uno de los escenarios de penetración de autoconsumo, se ha estimado, horariamente, el perfil de la demanda de la baja tensión coherente con la hipótesis de autoconsumo consideradas, resultante de considerar el perfil de la demanda real de estos consumidores en 2018 y el perfil de la generación fotovoltaica publicado para dicho año por el Operador del Sistema en el e-sios.

En segundo lugar, se procede a minorar el consumo por periodo horario de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW como resultado de considerar la reducción del consumo en determinadas horas consecuencia de la penetración del autoconsumo, manteniendo las previsiones de consumo por periodo horario del resto de peajes.

Finalmente, se mantienen las previsiones de potencia contratada y consumo por periodo horario para 2020, con la excepción del consumo por periodo horario de los consumidores conectados a baja tensión con potencia

contratada igual o inferior a 15 kW, cuyo consumo por periodo tarifario resulta de la agregación de por periodos de la curva de carga horaria una vez deducido el autoconsumo.

- *Balances de Potencia y Energía:*

Los balances de potencia y energía se modifican con objeto de tener en cuenta el impacto de la penetración del autoconsumo. En particular, los nuevos balances resultan de reducir la energía entregada a los consumidores de baja tensión en la proporción correspondiente al autoconsumo, manteniendo los porcentajes de energía que fluyen entre los niveles de tensión y suponiendo que el incremento de la energía autoconsumida reduce las entradas de energía en las redes de transporte.

- *Participación en punta:*

Una vez se dispone del perfil horario de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW descontado el autoconsumo, se procede a recalcular la participación en cada periodo de las 2.000 horas de mayor demanda de cada nivel de tensión por periodo horario.

En el Cuadro 6 se muestra el impacto sobre de la facturación de peajes de redes para los consumidores conectados en baja tensión respecto de la facturación que resultaría de asignar la totalidad de las redes de baja tensión al término fijo, supuesto un autoconsumo nulo. Se observa que, como consecuencia de la modificación del perfil de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, la facturación por los peajes de redes se ve reducida para todos los escenarios de diseño de precios y penetración del autoconsumo, mientras que la facturación de peajes de redes de los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW aumenta para todos los escenarios considerados con la excepción del escenario en el que el 100% de la retribución de las redes de baja tensión se recupera a través del término de potencia. Cabe señalar que, para un escenario de asignación diferente del planteado en la propuesta de la CNMC sometida a trámite de audiencia, la facturación por peajes de redes de este colectivo aumentaría entre un 4% y un 40%, respecto de la propuesta inicial, dependiendo del escenario de asignación de la retribución de las redes de baja tensión al término de potencia.

En particular, para una penetración del autoconsumo del 5% (aproximadamente 1,5 M de instalaciones tipo) y un escenario de asignación del 50% de la retribución de redes de baja tensión al término fijo, la facturación de redes de los consumidores acogidos al peaje 2.0 TD se reduciría un 13%, mientras que la de los consumidores acogidos al peaje 3.0 TD se incrementaría un 18%, respecto de la propuesta inicial.

Cuadro 6. Variación de la facturación de transporte y distribución (%) de los consumidores conectados en baja tensión respecto del Escenario base (1), en función del grado de penetración del autoconsumo en baja tensión y del porcentaje de asignación al término de potencia de la retribución de redes de baja tensión.

Porcentaje de recuperación de la retribución de BT a través de un componente fijo				
100%	75%	50%	30%	0%

1.- Consumidores con Potencia contratada ≤ 15 kW

Penetración del Autoconsumo	100%			75%			50%			30%			0%		
	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %
1%	5%	-43%	-4%	-6%	-7%	-6%	-22%	46%	-9%	-33%	81%	-11%	-49%	132%	-14%
3%	4%	-43%	-5%	-7%	-7%	-7%	-23%	47%	-10%	-34%	83%	-12%	-50%	135%	-15%
5%	3%	-43%	-6%	-8%	-6%	-8%	-24%	49%	-11%	-35%	85%	-13%	-51%	138%	-16%
8%	1%	-43%	-7%	-10%	-5%	-9%	-26%	51%	-12%	-37%	88%	-15%	-53%	143%	-18%
12%	-2%	-43%	-9%	-13%	-4%	-12%	-29%	54%	-15%	-40%	93%	-18%	-56%	149%	-21%
15%	-6%	-43%	-12%	-16%	-3%	-14%	-33%	56%	-18%	-43%	96%	-20%	-59%	154%	-24%

2.- Consumidores con Potencia contratada > 15 kW

Penetración del Autoconsumo	100%			75%			50%			30%			0%		
	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %
1%	5%	-42%	-16%	-6%	-8%	-7%	-22%	43%	6%	-33%	77%	14%	-49%	127%	27%
3%	4%	-42%	-16%	-7%	-8%	-7%	-23%	44%	6%	-34%	79%	15%	-50%	129%	27%
5%	3%	-42%	-17%	-8%	-7%	-8%	-24%	46%	6%	-35%	81%	15%	-51%	132%	28%
8%	1%	-42%	-18%	-10%	-6%	-8%	-26%	48%	6%	-37%	84%	15%	-53%	136%	28%
12%	-2%	-42%	-20%	-13%	-5%	-10%	-29%	50%	5%	-40%	88%	15%	-56%	141%	29%
15%	-6%	-43%	-21%	-16%	-5%	-11%	-33%	52%	4%	-43%	91%	14%	-59%	146%	29%

Fuente: CNMC

(1) Escenario base: escenario de asignación de la retribución del transporte y la distribución supuesto que no hay autoconsumo y que la totalidad de la retribución de las redes de baja tensión se recuperan a través del término de potencia.

Análogamente, en el Cuadro 7 se muestra el impacto para los consumidores conectados en redes de tensión superior a 1 kV. Cabe señalar que, el impacto sobre la facturación de peajes de redes para los consumidores conectados en media y alta tensión es independiente del diseño de peajes de los consumidores de baja tensión. Se observa que, la facturación de acceso de dichos consumidores se incrementará en mayor medida cuanto mayor sea la penetración del autoconsumo. En particular, para un escenario de penetración del autoconsumo del 5% (aproximadamente 1,5 M de instalaciones tipo) la facturación de peajes de redes de los consumidores acogidos al peaje de transporte y distribución de media tensión (peaje 6.1) se incrementaría un 22% y la de los consumidores conectados en alta tensión (peajes 6.2, 6.3 y 6.4) un 15%.

Cuadro 7. Variación de la facturación de transporte y distribución (%) de los consumidores de AT, para diferentes escenarios de penetración del autoconsumo en BT.

Penetración del Autoconsumo	Peaje de acceso											
	6.1			6.2			6.3			6.4		
	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %	Tp %	Te %	Total %
1%	25%	-1%	18%	19%	0%	14%	19%	0%	14%	19%	0%	14%
3%	28%	1%	20%	20%	1%	15%	20%	1%	15%	20%	1%	15%
5%	31%	3%	23%	22%	3%	16%	22%	3%	16%	22%	3%	16%
8%	36%	6%	28%	25%	5%	19%	25%	5%	19%	25%	5%	19%
12%	46%	10%	36%	29%	8%	23%	29%	8%	23%	29%	8%	23%
15%	55%	13%	43%	32%	11%	26%	32%	11%	26%	32%	11%	26%

Fuente: CNMC

En relación con **el vehículo eléctrico**, algunos agentes han señalado que un elevado término de potencia supone una barrera para el desarrollo de los puntos de recarga de acceso público, motivada por la baja utilización de este tipo de puntos de suministro en al inicio de la actividad.

Asimismo, algunos agentes han indicado que el peaje propuesto también desincentiva económicamente la carga del vehículo eléctrico en instalaciones de recarga residenciales cuando éstos no pueden conectarse al mismo punto de suministro de la vivienda.

Respecto de los puntos de recarga del vehículo eléctrico de acceso público, a efecto de contrastar las observaciones de los agentes, se ha analizado el impacto sobre los puntos de recarga de acceso público de la asignación de la retribución de redes al término de potencia, teniendo en cuenta las siguientes hipótesis:

- Potencia de recarga: 50 kW
- Energía por recarga: 25 kWh
- Tiempo de recarga: 30 minutos

En el Cuadro 8 se muestra la facturación media en €/kWh, en función del número de recargas diarias que se realicen y del porcentaje de la retribución de baja tensión que se recupera a través del término de potencia. Se observa que si el número de recargas diarias es menor o igual a 5 es mejor para el punto de recarga que se recupere la mayor parte de la retribución de baja tensión a través de un término variable.

Por el contrario, si el número de recargas diarias es mayor que 5 es mejor para el punto de recarga rápida que la mayor parte de la retribución de baja tensión se recupere a través de un término fijo.

Cuadro 8. Facturación media en concepto de peajes de T&D de un punto de recarga rápida de acceso público en función del número de recargas diarias y del porcentaje de la retribución fija de BT que se recupera a través del TF.

% de retribución redes de baja tensión que se recupera por el término de potencia	Nº de recargas al día									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100,0%	0,1763	0,0915	0,0632	0,0491	0,0406	0,0349	0,0309	0,0279	0,0255	0,0236
90,0%	0,1702	0,0894	0,0625	0,0490	0,0409	0,0355	0,0317	0,0288	0,0266	0,0248
80,0%	0,1640	0,0873	0,0617	0,0489	0,0413	0,0362	0,0325	0,0298	0,0276	0,0259
75,0%	0,1610	0,0863	0,0614	0,0489	0,0414	0,0365	0,0329	0,0302	0,0282	0,0265
60,0%	0,1518	0,0831	0,0603	0,0488	0,0419	0,0374	0,0341	0,0316	0,0297	0,0282
50,0%	0,1457	0,0811	0,0595	0,0487	0,0423	0,0380	0,0349	0,0326	0,0308	0,0294
40,0%	0,1395	0,0790	0,0588	0,0487	0,0426	0,0386	0,0357	0,0335	0,0319	0,0305
30,0%	0,1334	0,0769	0,0580	0,0486	0,0430	0,0392	0,0365	0,0345	0,0329	0,0316
20,0%	0,1273	0,0748	0,0573	0,0485	0,0433	0,0398	0,0373	0,0354	0,0340	0,0328
10,0%	0,1212	0,0727	0,0566	0,0485	0,0436	0,0404	0,0381	0,0364	0,0350	0,0339
0,0%	0,1150	0,0706	0,0558	0,0484	0,0440	0,0410	0,0389	0,0373	0,0361	0,0351

Fuente: CNMC

Esta Comisión consideraría más adecuado que se implementasen medidas fiscales, medioambientales o, incluso ayudas concretas, a efectos de facilitar la penetración de este tipo de instalaciones, que introducir descuentos en los peajes de acceso a las redes.

No obstante, teniendo en cuenta las alegaciones de los agentes y las orientaciones de política energética y que, bajo las hipótesis anteriores, a partir de un número reducido de cargas diarias serían instalaciones rentables, se incluye un peaje específico, de carácter opcional, para los puntos de suministros de acceso público dedicados exclusivamente a la carga de vehículos eléctricos en las redes de baja y media tensión, en el que se viabilizará parte del término fijo a los efectos de fomentar la instalación de los citados puntos de recarga.

Análogamente, a efecto de valorar las observaciones de los agentes respecto a la carga del vehículo eléctrico en puntos de suministro diferentes al de la residencia, en el Cuadro 9 se muestra la facturación por peaje de redes que resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- Capacidad de la Batería: 40 kWh
- Potencia de la instalación de recarga: 7,4 kWh
- Tiempo de recarga: 7h 30m
- Número de recargas: 1 por semana
- Tipo de recarga: recarga durante el periodo 6 (noches y fines de semana).

Se observa que, la facturación por peajes de redes asociada a la carga de vehículos eléctricos diferentes del residencial ascendería a 7,2 €/año si se recupera el 100% de la retribución de las redes de baja tensión a través de un

término fijo y 10,2 €/año, si se recupera el 100% de la retribución de baja tensión a través de un término variable.

En consecuencia, al contrario de lo señalado por algunos agentes, la asignación en mayor medida de la retribución al término fijo no desincentiva económicamente la carga del vehículo eléctrico en instalaciones de recarga residenciales cuando éstos no pueden conectarse al mismo punto de suministro de la vivienda.

Cuadro 9. Facturación en concepto de peajes de transporte y distribución de la carga de un vehículo eléctrico en función del porcentaje de la retribución de baja tensión que se recupera a través del término fijo

% de retribución redes de baja tensión que se recupera por el término de potencia	Facturación anual de redes (€)		
	Tp	Te	Total
100,0%	7,0	0,2	7,2
90,0%	6,4	1,2	7,5
80,0%	5,7	2,1	7,8
75,0%	5,4	2,5	8,0
60,0%	4,5	3,9	8,4
50,0%	3,9	4,8	8,7
40,0%	3,2	5,8	9,0
30,0%	2,6	6,7	9,3
20,0%	2,0	7,6	9,6
10,0%	1,4	8,5	9,9
0,0%	0,7	9,4	10,2

Fuente: CNMC

En consecuencia, esta Comisión considera que el peaje propuesto es adecuado para la carga residencial del vehículo, aun cuando la carga se realice en un punto de suministro distinto al del consumo habitual debido a que el consumidor siempre puede contratar 0 kW en la potencia de punta y los reducidos términos de potencia y energía del periodo de valle que resultan de la metodología.

En relación con la **agregación de demanda**, se indica que la metodología propuesta no penaliza la agregación de la demanda, ya que los consumidores se beneficiarán de la no coincidencia temporal de las potencias máximas demandas por cada uno de ellos, mientras que, en el caso de la asignación al término variable, los consumidores no obtendrían ningún descuento en la facturación de peajes de transporte y distribución.

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 10 se muestra el ahorro que se obtendría en la facturación por peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que resultaría de la agregación de tres consumidores con el mismo volumen de consumo anual, pero distinto perfil de consumo: un perfil consumidor medio acogido al peaje 2.0 A, perfil del consumidor medio acogido al peaje 2.0 DHA y perfil del consumidor plano. Se observa que cuanto mayor es el porcentaje de retribución que se recupera a través del término variable menor es el ahorro en la facturación de peajes de redes que resulta de la agregación.

Cuadro 10. Facturación en concepto de peajes de transporte y distribución que resulta de facturar a tres consumidores con el mismo volumen y pero distinto perfil de consumo y la que resultaría para la agregación de consumos, en función del porcentaje de la retribución de baja tensión que se recupera a través del término fijo

% de retribución redes de baja tensión que se recupera por el término de potencia	Facturación peajes T&D Perfil 2.0 A (€) (A)	Facturación peajes T&D Perfil 2.0 DHA (€) (B)	Facturación peajes T&D Perfil plano (€) (C)	Facturación de acceso total (€) (D) = (A) + (B) + (C)	Facturación resultante de la agregación de consumos (€) (E)	Diferencia (€) (E) - (D)
100,0%	131,82	137,00	66,95	335,77	310,64	- 25,13
90,0%	130,36	134,83	67,78	332,97	309,03	- 23,94
80,0%	128,90	132,66	68,60	330,16	307,42	- 22,74
75,0%	128,17	131,57	69,01	328,76	306,62	- 22,14
60,0%	125,98	128,32	70,25	324,55	304,20	- 20,35
50,0%	124,52	126,14	71,07	321,74	302,59	- 19,15
40,0%	123,06	123,97	71,90	318,93	300,98	- 17,95
30,0%	121,61	121,80	72,72	316,13	299,37	- 16,75
20,0%	120,15	119,63	73,55	313,32	297,76	- 15,56
10,0%	118,69	117,46	74,37	310,52	296,16	- 14,36
0,0%	117,23	115,28	75,20	307,71	294,55	- 13,16

Fuente: CNMC

En relación con el **paquete de invierno** se indica que comprende un conjunto de normas orientadas a establecer la política energética de los estados miembros de la Unión Europea para alcanzar los objetivos climáticos europeos a 2030, manteniendo la seguridad de suministro y la competitividad de los precios de la energía.

En particular, el paquete de invierno comprende las siguientes normas:

- a) En materia de **mercado interior de la energía**:
- Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.
 - Reglamento 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la energía

- Reglamento 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía

- b) En materia de **eficiencia energética**:
 - Revisión de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE
 - Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

- c) En materia de **energías renovables**:
 - Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

- d) En materia de **seguridad de suministro**:
 - Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019 sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE

- e) En el ámbito de la Unión Energética:
 - Reglamento 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.o 663/2009 y (CE) n.o 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) no 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Respecto de los peajes de acceso a las redes, el paquete de invierno establece los siguientes aspectos:

En primer lugar, la Directiva 2019/944, relativa al mercado interior de la electricidad, establece entre las funciones reconocidas a los reguladores, la de fijar o aprobar los peajes de transporte y distribución o las metodologías para su cálculo o ambas. En particular, en su artículo 59 establece que las autoridades reguladoras se encargarán de fijar o aprobar, con la suficiente antelación respecto de su entrada en vigor, las tarifas de transporte y de distribución o sus metodologías, velando por que no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de suministro, transporte y distribución u otras actividades eléctricas y no eléctricas.

Adicionalmente, se establece que, con el fin de aumentar la transparencia en el mercado y ofrecer a todas las partes interesadas toda la información necesaria,

las autoridades reguladoras pondrán a disposición de los participantes en el mercado la metodología detallada y los costes subyacentes utilizados para el cálculo de las tarifas de acceso a la red correspondientes, respetando el carácter confidencial de la información sensible desde el punto de vista comercial.

En segundo lugar, el Reglamento 2019/943, relativo al mercado interior de la energía, considera que la condición previa para una competencia efectiva en el mercado es el establecimiento de peajes no discriminatorios, transparentes y adecuados por la utilización de la red, incluidas las líneas de conexión en la red de transporte.

En particular, en el artículo 18 del citado Reglamento establece que, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 15, apartados 1 y 6, de la Directiva 2012/27/UE, y en los criterios del anexo XI de dicha Directiva, el método empleado para determinar las tarifas de la red apoyará de manera neutral la eficiencia global de la red a largo plazo mediante señales de precios para clientes y productores y, en particular, se aplicará de modo que no discrimine, ni positiva ni negativamente, entre la producción conectada al nivel de la distribución y la producción conectada al nivel del transporte.

Asimismo, establece que cuando los Estados miembros hayan desplegado sistemas de medición inteligente, las autoridades reguladoras considerarán la posibilidad de introducir tarifas de acceso a la red moduladas en el tiempo cuando fijen o aprueben las tarifas de transporte y distribución o cuando aprueben sus metodologías para calcular las tarifas de transporte o de distribución de conformidad con el artículo 59 de la Directiva (UE) 2019/944 y, en su caso, podrán introducir tarifas de acceso a la red moduladas en el tiempo para que reflejen la utilización de la red, de forma transparente, rentable y previsible para el cliente final.

Por otra parte, recoge que los peajes de la red no deberán discriminar, ni positiva ni negativamente, contra el almacenamiento de energía ni contra la agregación, ni desincentivar la autogeneración, el autoconsumo o la participación en la respuesta de la demanda.

Finalmente, establece que, cuando corresponda, la cuantía de las tarifas aplicadas a los productores, o a los clientes finales, o a ambos, proporcionará incentivos de ubicación a nivel de la Unión y tendrá en cuenta la cantidad de pérdidas de la red y la congestión causadas, así como los costes de inversión en infraestructura.

En tercer lugar, la Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética, establece que la Autoridad Reguladora Nacional en el procedimiento de establecimiento de tarifas de red debe tener en cuenta los criterios del artículo 15 y Anexo XI. En particular, las tarifas de red deben tener en cuenta el ahorro derivado de las medidas de gestión de la demanda y la generación distribuida,

así como señales de precios a efectos de desplazar la demanda de las horas de punta a las horas de valle.

Finalmente, la Directiva (UE) 2018/2001, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece en su artículo 21 que los autoconsumidores de energías renovables, de manera individual o mediante agregadores, tienen derecho a generar energía renovable, incluido para su propio consumo, almacenar y vender su excedente de producción de electricidad renovable, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable, acuerdos comerciales con proveedores de electricidad y entre pares, sin estar sujetos a, en relación con la electricidad que consumen de la red o vierten a la red, procedimientos y cargos discriminatorios o desproporcionados y a tarifas de la red que no reflejen los costes.

Teniendo en cuenta que, de acuerdo con el principio de transparencia recogido en la propia Circular y conforme a las mejores prácticas regulatorias, la metodología propuesta está acompañada por un libro de Excel en el que se recogen los parámetros de entrada empleados en la metodología de asignación, el procedimiento de asignación de la retribución y la determinación de los peajes de transporte y distribución y que se asegura que no existen subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte y distribución y entre usuarios, se considera que la Circular resulta coherente con los requisitos establecidos en la Directiva 2019/944.

Asimismo, se considera que la metodología propuesta en la Circular también resulta coherente con los requisitos del Reglamento 2019/943 en la medida en que, en primer lugar, que no se discrimina, ni positiva ni negativamente, entre la producción conectada al nivel de la distribución y la producción conectada al nivel del transporte, dado que no contempla la aplicación de peajes de generación.

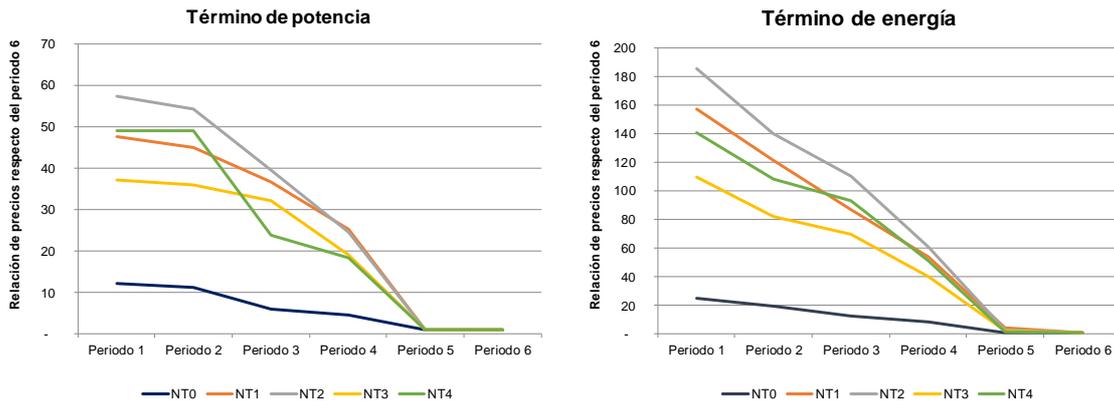
En segundo lugar, se proporcionan señales de precio diferenciadas por periodos horarios tanto en los términos de potencia como en los términos de energía, a efectos de reflejar la utilización de la red.

En efecto, la estructura de peajes que resulta de la metodología de la Circular introduce una mayor diferenciación del término de potencia por períodos horarios, lo que permite proporcionar señales de precios a los consumidores para incentivar el uso eficiente de las redes, optimizando la utilización de las mismas y evitando inversiones innecesarias en el contexto actual de electrificación de la economía. En particular, se introducen con este objetivo dos términos de potencia diferenciados para el consumidor de menor tamaño (conectados en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW) y seis términos de potencia para el resto de consumidores.

Adicionalmente, cabe señalar que los precios que resultan de la Circular intensifican la señal de precios a los consumidores, al aumentar la diferenciación por períodos horarios (todos los consumidores tienen precios con discriminación

horaria) y al aumentar el apuntamiento de precios respecto de los peajes vigentes (véase Gráfico 4). Esta señal es particularmente relevante para favorecer la penetración al vehículo eléctrico, inexistente en la actual estructura de peajes de acceso.

Gráfico 4. Relación de precios respecto del periodo de valle en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución



Fuente: CNMC

Por último, se consideran cumplidos los requisitos establecidos en la Directiva 2012/27/UE y en la Directiva (UE) 2018/2001, en la medida en que, como se desprende de los análisis anteriores, la metodología de la Circular para determinar los peajes de la red, no discrimina, ni positivamente ni negativamente, la agregación de consumos, la penetración del autoconsumo ni la participación en la respuesta de la demanda.

Esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder analizar y proponer un cambio de la metodología de tarifas en contextos de elevada penetración de autoconsumo y almacenamiento, que podrían justificar criterios basados en la energía circulada en la red, independientemente del sentido del flujo, exportador o importador. En este contexto, se considera más adecuado recuperar la retribución mayoritariamente a través de un término fijo²².

Al respecto se indica que, en Europa se está evolucionando en el sentido de incrementar el término fijo en los peajes de redes. A efectos ilustrativos, en Países Bajos se ha eliminado el componente variable de los peajes, en Alemania el término fijo se ha incrementado hasta representar el 50% de los costes de

²² Véanse, entre otros, “*Future-proof tariff design: recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back*” (Tim Schittekatte, Ilan Momber and Leonardo Meeus, EUI, 2017), disponible en http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/46044/RSCAS_2017_22.pdf?sequence=1&isAllowed=y; “*Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice*”, CEER, 2017, disponible en <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1bdc6307-7f9a-c6de-6950-f19873959413>

acceso y en Italia se ha eliminado la progresividad²³ para establecer que los costes de red se recuperan en su totalidad a través de un término fijo por potencia contratada.

Se indica que, en el informe encargado por la Comisión Europea en 2016, que acompañaba la Propuesta de Directiva de Mercado Eléctrico del Paquete de Invierno, *“Impact assessment support study on: “Policies for DSOs, Distribution Tariffs and Data Handling”*²⁴, recoge que el determinante de los costes de la red es la demanda de punta y no el consumo de energía y afirma que las tarifas basadas en energía, desde el punto de vista de los costes de red, no reflejan los costes. Al respecto, el citado informe muestra su preocupación por el impacto de los consumidores con autoconsumo en la recuperación de los costes de red. Así, establece que un consumidor que abastezca prácticamente todo su consumo mediante autoconsumo, pero que requiera de la utilización de la red ciertas horas al año, ocasionará los mismos costes a la red que un consumidor regular sin autoconsumo. Es por ello, que la estructura de tarifas basada únicamente en costes variables deberá ir siendo sustituida al objeto de reflejar los costes de la red.

En el Cuadro 11 se muestra el porcentaje de la facturación por peajes de acceso vigentes y por los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología propuesta para los dos escenarios contemplados en el procedimiento de audiencia que se recupera a través del término de potencia para cada grupo tarifario. Se observa que, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión, el resultado de la metodología propuesta es similar a la estructura por término de facturación de los peajes de acceso vigentes.

Cuadro 11. Porcentaje de la facturación de acceso y de la facturación por peajes de transporte y distribución que se recupera a través del término fijo de cada grupo tarifario. Año 2020

Grupo tarifario	Peajes de acceso vigentes	Peajes T&D	
		Asignación 100%-0%	Asignación 75%-25%
2.0 TD	62,3%	89,4%	80,8%
3.0 TD	78,3%	72,5%	57,0%
6.1 TD	77,3%	71,9%	71,9%
6.2 TD	73,7%	71,7%	71,7%
6.3 TD	73,2%	71,8%	71,8%
6.4 TD	69,4%	70,2%	70,2%
Total	68,3%	82,5%	75,0%

Fuente: CNMC

²³ Principio según el cual los consumidores de mayor tamaño deben hacer frente a peajes más elevados

²⁴ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_vva_dso_final_report_vf.pdf

Cabe señalar que, el segundo escenario de asignación contemplado en la Circular sometida a trámite de audiencia la facturación media de acceso de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW²⁵ se incrementa un 12% respecto del escenario de asignación del 100% de la retribución de las redes de baja tensión al término fijo (véase Cuadro 12). Ello es debido a que, como se desprende de los análisis anteriores, cuanto mayor es el volumen de consumo más ventajosa para el consumidor resulta la asignación al término fijo.

Cuadro 12. Porcentaje de la facturación de acceso y de la facturación por peajes de transporte y distribución que se recupera a través del término fijo de cada grupo tarifario. Año 2020

Grupo tarifario	Facturación peaje de T&D (miles €)		% variación (B) sobre (A)
	Propuesta CNMC 100%-0% (A)	Propuesta CNMC 75%-25% (B)	
2.0 TD	54,07	52,73	-2,5%
3.0 TD	22,80	25,53	12,0%
6.1 TD	19,47	19,47	0,0%
6.2 TD	9,48	9,48	0,0%
6.3 TD	8,18	8,18	0,0%
6.4 TD	6,23	6,23	0,0%
Total	27,97	27,97	0,0%

Teniendo en cuenta tanto las observaciones anteriores, se considera adecuado mantener el criterio de asignación propuesto en la Circular 3/2014, a la vez que, como se ha comentado, se establece la creación de un grupo de trabajo conjunto entre el regulador, las empresas y los usuarios que analice en profundidad la estructura tarifaria en un eventual contexto futuro de penetración muy elevada de la generación distribuida.

No obstante lo anterior, a efectos de laminar el impacto de la metodología en los consumidores de menor tamaño y en tanto no se disponga de los resultados del grupo de trabajo, una vez se asigne la retribución por nivel de tensión y término de facturación se procederá a ajustar los términos fijos y variable de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW a efectos de asegurar que el 75% de la facturación de acceso sea recuperada

²⁵ En términos de energía, este colectivo está integrado por suministros dedicados a la comercios y servicios (32,3%), hostelería (17,3%), administración pública (16,7%), consumidores domésticos (12,2%) y resto (21,5%).

a través del término de potencia y el 25% restante sea recuperado a través del término de energía.

En el Cuadro 13 se recogen los porcentajes de reparto de la retribución del transporte y la distribución asignado a cada nivel de tensión que debe recuperarse a través del término de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución.

Cuadro 13. Porcentaje de la retribución del transporte y de la distribución de cada nivel de tensión que debe recuperarse a través de los términos de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución.

Asignación de retribución por NT			Diseño de peajes			
Nivel de tensión tarifario	Término de potencia	Término de energía		Término de potencia	Término de energía	
NT0	100,0%	0,0%	➔	NT0 ≤ 15 kW	75,0%	25,0%
NT1	75,0%	25,0%				
NT2	75,0%	25,0%				
NT3	75,0%	25,0%				
NT4	75,0%	25,0%				

Fuente: CNMC

Aplicando los porcentajes anteriores a la retribución de transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario se obtiene la parte de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel tarifario que se asigna al término de potencia y de energía (véase Cuadro 14).

Cuadro 14. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel tarifario al término de potencia y al término de energía

	Coste de transporte	Coste de distribución				Total
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	
Coste a recuperar por nivel de tensión tarifario (M€)	1.464.740	505.270	617.493	2.157.767	2.038.098	6.783.367
% de coste sobre total	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%	
↓						
% de la retribución a recuperar a través del término de potencia	75%	75%	75%	75%	100%	82,5%
Retribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de potencia (miles €)	1.098.555	378.952	463.119	1.618.325	2.038.098	5.597.050
% de la retribución a recuperar a través del término de energía	25%	25%	25%	25%	0%	17,5%
Retribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de energía (miles €)	366.185	126.317	154.373	539.442	-	1.186.317

Fuente: CNMC

III. Asignación por periodo horario de la retribución de cada nivel de tensión y término de facturación

La retribución del transporte y la distribución que debe ser recuperado con cargo a los términos de potencia o energía de cada nivel de tensión i se asigna entre los distintos periodos horarios, teniendo en cuenta la participación de los mismos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión i .

La curva de carga horaria de cada nivel de tensión se obtiene por agregación de las curvas de carga horarias de consumidores con telemedida aportadas por las empresas distribuidoras y ajustadas al consumo mensual por grupo tarifario y periodo registrado en la base de datos de liquidaciones. Se indica que la participación de cada periodo en la punta se ha calculado con las curvas horarias del ejercicio 2018.

La discriminación horaria de los peajes depende del número de horas de punta que se establezcan. En la Circular 3/2014 se estableció el número de horas de punta como el 10% de las horas del año (876 horas). No obstante, teniendo en cuenta que no se disponía de información que permitiera aproximar cómo iba a reaccionar la demanda a las señales de precio que se derivaran de los nuevos periodos horarios de los peajes de transporte y distribución, se proponía partir de punta de 1.500 horas e ir reduciendo el número de horas progresivamente hasta alcanzar al final del periodo regulatorio el número de horas de punta objetivo (876)²⁶.

Teniendo en cuenta la revisión de los periodos horarios de la Circular, se propone establecer el número de horas de punta en 2.000 horas, a efectos de partir de una discriminación de precios similar a la que resulta de la Circular 3/2014, en línea con los comentarios que la mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad²⁷ realizaron durante el procedimiento de audiencia de la citada Circular 3/2014.

En los cuadros siguientes se muestran los resultados obtenidos considerando el número de horas de punta de la Circular (876), el número de horas de partida considerado en la Circular 3/2014 (1.500) y el número de horas de partida de la propuesta Circular (2.000). Se observa que, cuanto menor es el número de horas de punta que se considera, mayor es la participación de los periodos 1 y 2 y, por tanto, mayor es el coste asignado a dichos periodos y menor el coste asignado al periodo 6.

²⁶ Para mayor información véase epígrafe 3.5 de la Memoria que acompaña a la Circular 3/2014,

²⁷ La mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad señaló, por una parte, la necesidad de introducir una mayor discriminación de precios por periodo en los peajes de transporte y distribución y, por otra parte, la necesidad de disminuir el número de horas de punta. Tan solo un miembro se mostró conforme con mantener las relaciones de precios de los peajes de acceso vigentes.

Al respecto se observa que, si el número de horas considerado en la punta es reducido, no todos los periodos horarios participan en la misma. En consecuencia, se hace necesario imponer una condición de que cuando la participación de un periodo en las H primeras horas sea nulo se considerará una hora, a efectos del cálculo del correspondiente peaje.

Cuadro 15. Distribución por periodo horario de las primeras 876 horas de la monótona de cada nivel de tensión según el calendario de la Circular. Año 2018

Periodo	Número de horas					% de participación de cada periodo en la punta				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	443	456	414	398	432	50,6%	52,1%	47,3%	45,4%	49,3%
2	261	207	230	201	214	29,8%	23,6%	26,3%	22,9%	24,4%
3	52	127	147	169	143	5,9%	14,5%	16,8%	19,3%	16,3%
4	51	86	85	108	87	5,8%	9,8%	9,7%	12,3%	9,9%
5	-	-	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6	69	-	-	-	-	7,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	876	876	876	876	876	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 16. Distribución por periodo horario de las primeras 1.500 horas de la monótona de cada nivel de tensión según el calendario de la Circular. Año 2018

Periodo	Número de horas					% de participación de cada periodo en la punta				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	599	603	575	549	574	39,9%	40,2%	38,3%	36,6%	38,3%
2	477	449	454	418	450	31,8%	29,9%	30,3%	27,9%	30,0%
3	148	245	273	309	282	9,9%	16,3%	18,2%	20,6%	18,8%
4	128	199	196	220	192	8,5%	13,3%	13,1%	14,7%	12,8%
5	6	2	-	1	-	0,4%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%
6	142	2	2	3	2	9,5%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%
TOTAL	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC

Cuadro 17. Distribución por periodo horario de las primeras 2.000 horas de la monótona de cada nivel de tensión según el calendario de la Circular. Año 2018

Periodo	Número de horas					% de participación de cada periodo en la punta				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	670	677	646	629	646	33,5%	33,9%	32,3%	31,5%	32,3%
2	633	611	642	569	616	31,7%	30,6%	32,1%	28,5%	30,8%
3	248	385	429	447	435	12,4%	19,3%	21,5%	22,4%	21,8%
4	212	298	268	316	276	10,6%	14,9%	13,4%	15,8%	13,8%
5	17	13	6	11	4	0,9%	0,7%	0,3%	0,6%	0,2%
6	220	16	9	28	23	11,0%	0,8%	0,5%	1,4%	1,2%
TOTAL	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC

Una vez definidas las horas que integran el periodo de punta, se asigna la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión que se va a recuperar a través de los correspondientes términos de facturación por periodos, en función de la representatividad del mismo en las horas de mayor demanda de cada nivel de tensión.

En particular, la retribución del periodo horario p de cada nivel tarifario i se obtiene de multiplicar la retribución que se deber recuperar con cargo al término de potencia del nivel tarifario i por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión (véase Cuadro 18).

Cuadro 18. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se deber recuperar por el término de potencia, considerando una punta de 2.000 horas y los calendarios de la Circular. Año 2020

Periodo	% de participación de cada periodo en la punta					Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario (miles €)				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	33,5%	33,9%	32,3%	31,5%	32,3%	682.763	547.803	149.588	119.180	354.833
2	31,7%	30,6%	32,1%	28,5%	30,8%	645.058	494.398	148.661	107.812	338.355
3	12,4%	19,3%	21,5%	22,4%	21,8%	252.724	311.528	99.339	84.696	238.936
4	10,6%	14,9%	13,4%	15,8%	13,8%	216.038	241.130	62.058	59.874	151.601
5	0,9%	0,7%	0,3%	0,6%	0,2%	17.324	10.519	1.389	2.084	2.197
6	11,0%	0,8%	0,5%	1,4%	1,2%	224.191	12.947	2.084	5.305	12.633
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	2.038.098	1.618.325	463.119	378.952	1.098.555

Fuente: CNMC

Análogamente, la retribución del periodo horario p de cada nivel tarifario i se obtiene de multiplicar la retribución que se deber recuperar con cargo al término

de energía del nivel tarifario i por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión (véase Cuadro 19).

Cuadro 19. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se deber recuperar por el término de energía, considerando una punta de 2.000 horas y los calendarios de la Circular. Año 2020

% de participación de cada periodo en la punta						Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario (miles €)					
Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión					
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	
1	33,5%	33,9%	32,3%	31,5%	32,3%	-	182.601	49.863	39.727	118.278	
2	31,7%	30,6%	32,1%	28,5%	30,8%	-	164.799	49.554	35.937	112.785	
3	12,4%	19,3%	21,5%	22,4%	21,8%	-	103.843	33.113	28.232	79.645	
4	10,6%	14,9%	13,4%	15,8%	13,8%	-	80.377	20.686	19.958	50.534	
5	0,9%	0,7%	0,3%	0,6%	0,2%	-	3.506	463	695	732	
6	11,0%	0,8%	0,5%	1,4%	1,2%	-	4.316	695	1.768	4.211	
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	539.442	154.373	126.317	366.185	

Fuente: CNMC

En sus alegaciones tres agentes han mostrado su disconformidad con la metodología propuesta, motivado porque consideran inadecuada, ineficiente y arbitraria la utilización de las H primeras horas de año para asignar el coste por periodo horario, en la medida en que es simplista y no tiene en cuenta los distintos colectivos de consumidores y el diferente uso de la red de los mismos. Estos agentes han propuesto adjudicar un 30% de los costes de redes entre los periodos de forma proporcional a las horas anuales de cada periodo (cubriría aquella parte de los costes que no dependen del periodo: comercialización, operación), otro 30%, proporcional a la energía que circula por cada periodo y nivel de tensión, (cubriría la parte de los costes variables dependientes del uso de la red) y finalmente un 40% para la potencia demandada utilizando las 2.000 primeras horas de la media de las monótonas de los tres últimos años y no solo el 2018, así como la implementación de peajes por uso.

Esta Comisión discrepa de las observaciones de estos agentes ya que, en la medida en que la metodología propuesta resulta de la agregación de las curvas de carga de cada uno de los colectivos de consumidores si se tiene en cuenta el comportamiento de los mismos. Respecto del establecimiento del número de horas de punta en 2.000 horas, como se ha explicado anteriormente, obedece a la necesidad de aumentar la señal de precios respecto de los peajes vigentes, pero sin dar lugar a una discriminación sustancialmente diferente a la misma, en la medida en que no es posible anticipar la reacción de los consumidores a los nuevos calendarios. Respecto de la propuesta de estos agentes cabe señalar que no se ha justificado en las correspondientes alegaciones los porcentajes de asignación propuestos.

IV. Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por término de facturación y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

El coste obtenido para cada nivel de tensión y periodo horario se asigna entre los usuarios de acuerdo con un modelo de red simplificado (véase recogido en el Anexo III de la Circular), teniendo en cuenta que el diseño de la red de un nivel de tensión se debe a los usuarios conectados en el propio nivel de tensión tarifario y a los usuarios conectados en niveles de tensiones inferiores, empleando al efecto balances de potencia y balances de energía.

Se indica que al respecto, tres agentes han señalado que la retribución asignada al propio nivel de tensión sería superior a la que se produce cuando se vierte energía a niveles inferiores y, en consecuencia, consideran que un parte del coste del cada nivel de tensión no es imputable a niveles de tensión inferiores. Al respecto proponen fijar en un % de los consumos en el propio nivel y periodo. Descontada esa cantidad, se procedería a repartir el resto entre ese nivel y los inferiores a los que “exporta” energía tal y como se hace en la propuesta.

Esta Comisión comparte la observación de que cuanto menor sea la energía circulada a niveles de tensión inferiores, mayor será la retribución de las redes del propio nivel de tensión que deberán soportar los suministros conectados en la misma. No obstante, el coste de inversión de las redes hubiera sido inferior si éstas hubieran sido diseñadas para atender únicamente a los suministros conectados a las mismas.

En consecuencia, teniendo en cuenta el amplio consenso de los agentes respecto de la metodología propuesta y dado que que las redes se dimensionan para atender la demanda del propio nivel de tensión y la demanda de suministros conectados en niveles de tensión inferiores, se mantiene la metodología de asignación sometida procedimiento de audiencia.

IV.A Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por el término de potencia y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

La retribución de redes a recuperar a través del término de potencia de un nivel de tensión i que van a pagar los consumidores situados en el nivel de tensión j (con $j \leq i$), se calcula teniendo en cuenta la potencia que circula hacia niveles inferiores en la hora de máxima demanda del periodo P . En general, para un periodo P , la retribución del nivel de tensión NTi , se repartirá entre los niveles NTj , con $j \leq i$, de acuerdo a unos coeficientes $\alpha_{j,p}^i$:

$$C_{i,p}^{D,NTj} = C_{i,p}^D * \alpha_{j,p}^i$$

Los coeficientes de asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores se obtienen a partir de la agregación de los balances de potencia para la hora de máxima demanda del periodo p proporcionados por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes. En particular, se ha solicitado a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes el balance de potencia para la hora de mayor demanda según la monótona del sistema del ejercicio 2018 de cada uno de los seis periodos, según el calendario la Circular (véase Cuadro 20).

Cuadro 20. Hora de máxima demanda de cada uno de los periodos horarios de la discriminación, según el calendario de la Circular. Año 2018

Periodo	Dia	Hora	MW
1	08/02/2018	21	40.611
2	20/03/2018	21	38.428
3	03/08/2018	14	39.685
4	03/08/2018	15	39.362
5	10/04/2018	15	34.524
6	09/02/2018	8	34.605

Fuente: CNMC y OS

En el Cuadro 21 se presentan los coeficientes $\alpha_{j,p}^i$ (calculados conforme a la formulación recogida en el Anexo II de la Circular) que resultan de considerar el calendario de la Circular. Según los balances de potencia proporcionados por las empresas para la hora de máxima demanda del periodo p , considerando el calendario vigente, el coste del periodo 1 del NT1 se debe en un 27,6% a los consumidores conectados en el mismo nivel de tensión y en un 72,4% a los consumidores conectados en baja tensión. Del mismo modo el coste del periodo 1 del nivel de tensión 2 se debe en un 13,3% a los consumidores conectados en el propio nivel de tensión, en un 23,9% a los consumidores conectados en el NT1 y en un 62,8% a los consumidores conectados en NT0 y así sucesivamente.

En el Anexo III se adjuntan los balances de potencia para la hora de máxima demanda del periodo p agregados a partir de los balances de potencia proporcionados por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes para la hora de máxima demanda de cada periodo horario indicado en el año 2018, según el calendario la Circular.

Cuadro 21. Coeficientes de asignación de la retribución del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores según el calendario de la Circular

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^1_{1,p}$	0,276	0,289	0,371	0,364	0,366	0,365
	$\alpha^1_{0,p}$	0,724	0,711	0,629	0,636	0,634	0,635
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,133	0,144	0,144	0,146	0,168	0,175
	$\alpha^2_{1,p}$	0,239	0,248	0,318	0,311	0,305	0,301
	$\alpha^2_{0,p}$	0,628	0,608	0,539	0,543	0,527	0,524
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,064	0,073	0,085	0,079	0,089	0,086
	$\alpha^3_{2,p}$	0,075	0,074	0,077	0,073	0,072	0,074
	$\alpha^3_{1,p}$	0,237	0,235	0,231	0,234	0,232	0,232
	$\alpha^3_{0,p}$	0,623	0,618	0,607	0,614	0,608	0,608
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,089	0,113	0,077	0,098	0,138	0,129
	$\alpha^4_{3,p}$	0,028	0,029	0,037	0,032	0,033	0,035
	$\alpha^4_{2,p}$	0,067	0,066	0,072	0,068	0,070	0,076
	$\alpha^4_{1,p}$	0,225	0,225	0,268	0,261	0,250	0,247
	$\alpha^4_{0,p}$	0,591	0,568	0,547	0,541	0,509	0,514

Fuente: CNMC

Tal y como se indica en el Anexo II de Circular, la asignación de la retribución de cada periodo p del nivel de tensión tarifario i al grupo tarifario se obtiene como el producto del coste del nivel tarifario i asignado al periodo p por la matriz de coeficientes. En el Cuadro 22 se muestra el resultado de la asignación de la retribución de cada nivel de tensión al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores, según el calendario de la Circular.

Cuadro 22. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de potencia del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p de 2020 al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores según el calendario de la Circular

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	682.763	645.058	252.724	216.038	17.324	224.191
NT1	NT1	151.111	143.016	115.570	87.821	3.852	4.723
	NT0	396.692	351.382	195.958	153.310	6.667	8.223
NT2	NT2	19.824	21.435	14.260	9.069	234	364
	NT1	35.794	36.801	31.561	19.298	423	628
	NT0	93.970	90.425	53.518	33.691	732	1.093
NT3	NT3	7.676	7.857	7.241	4.706	185	456
	NT2	8.918	7.975	6.491	4.383	149	395
	NT1	28.298	25.372	19.575	14.009	483	1.229
	NT0	74.289	66.608	51.389	36.776	1.267	3.226
NT4	NT4	31.456	38.142	18.297	14.847	302	1.626
	NT3	9.848	9.895	8.767	4.901	73	444
	NT2	23.769	22.283	17.094	10.289	154	956
	NT1	79.928	75.978	64.084	39.600	548	3.119
	NT0	209.832	192.057	130.695	81.964	1.119	6.488

Fuente: CNMC

La retribución que se debe recuperar por el uso de las redes de transporte y distribución en cada periodo tarifario con cargo al término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados a un determinado nivel de tensión, resulta de la agregación de la retribución de redes en cada periodo horario de su propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores, tal y como se indica en el Anexo II de la Circular.

En el Cuadro 23 se muestra para el ejercicio 2020 la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución, según el calendario de la Circular.

Cuadro 23. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución, según el calendario de la Circular. Año 2020

Nivel de tensión tarifario al que se conecta el consumidor	Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	682.763	645.058	252.724	216.038	17.324	224.191	2.038.098
	NT1	396.692	351.382	195.958	153.310	6.667	8.223	1.112.233
	NT2	93.970	90.425	53.518	33.691	732	1.093	273.429
	NT3	74.289	66.608	51.389	36.776	1.267	3.226	233.555
	NT4	209.832	192.057	130.695	81.964	1.119	6.488	622.155
	Total	1.457.546	1.345.530	684.283	521.779	27.110	243.221	4.279.470
NT1	NT1	151.111	143.016	115.570	87.821	3.852	4.723	506.092
	NT2	35.794	36.801	31.561	19.298	423	628	124.504
	NT3	28.298	25.372	19.575	14.009	483	1.229	88.964
	NT4	79.928	75.978	64.084	39.600	548	3.119	263.257
	Total	295.130	281.167	230.790	160.727	5.306	9.699	982.817
NT2	NT2	19.824	21.435	14.260	9.069	234	364	65.186
	NT3	8.918	7.975	6.491	4.383	149	395	28.312
	NT4	23.769	22.283	17.094	10.289	154	956	74.545
	Total	52.511	51.693	37.845	23.742	537	1.714	168.042
NT3	NT3	7.676	7.857	7.241	4.706	185	456	28.121
	NT4	9.848	9.895	8.767	4.901	73	444	33.928
	Total	17.524	17.752	16.008	9.607	258	900	62.049
NT4	NT4	31.456	38.142	18.297	14.847	302	1.626	104.671
	Total	31.456	38.142	18.297	14.847	302	1.626	104.671

Fuente: CNMC

IV.B Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por el término de energía y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

La metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución que se recupera a través de los términos de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de los consumidores es análoga a la aplicada para el cálculo de los términos de potencia.

La asignación del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión y periodo horario a los grupos tarifarios, según el modelo de red simplificado del Anexo II de la Circular, se realiza con información del balance de energía por periodo horario proporcionado por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes según la discriminación horaria de seis periodos.

Se indica que los balances de energía por periodo horario de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, agregados a partir de la información facilitada por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes, se han convertido al calendario de la Circular aplicando la relación entre el calendario de seis periodos para el sistema peninsular de la Orden ITC/2794/2007 y el calendario de seis periodos de la Circular.

En el Cuadro 24 se presentan los coeficientes de asignación que resultan de considerar los balances de energía por periodo horario según los calendarios de la Circular. En el Anexo IV se adjuntan los balances de energía por periodo horario para ambos calendarios.

Cuadro 24. Coeficientes de asignación de la retribución a recuperar por el componente de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores según el calendario vigente.

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^1_{1,p}$	0,359	0,362	0,372	0,384	0,392	0,382
	$\alpha^1_{0,p}$	0,641	0,638	0,628	0,616	0,608	0,618
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,163	0,168	0,177	0,184	0,187	0,194
	$\alpha^2_{1,p}$	0,300	0,301	0,306	0,313	0,318	0,308
	$\alpha^2_{0,p}$	0,537	0,531	0,517	0,503	0,494	0,498
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,080	0,086	0,095	0,099	0,100	0,129
	$\alpha^3_{2,p}$	0,089	0,089	0,088	0,088	0,087	0,085
	$\alpha^3_{1,p}$	0,298	0,296	0,293	0,292	0,292	0,282
	$\alpha^3_{0,p}$	0,533	0,529	0,524	0,522	0,521	0,504
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,107	0,117	0,134	0,141	0,143	0,166
	$\alpha^4_{3,p}$	0,033	0,035	0,038	0,039	0,040	0,052
	$\alpha^4_{2,p}$	0,078	0,079	0,078	0,079	0,080	0,080
	$\alpha^4_{1,p}$	0,281	0,277	0,274	0,276	0,278	0,261
	$\alpha^4_{0,p}$	0,502	0,492	0,475	0,464	0,459	0,441

Fuente: CNMC

En el Cuadro 41 se muestra el resultado de la asignación de la retribución que se debe recuperar por el término de energía de cada nivel de tensión al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores, según el calendario de la Circular, resultante del producto de la retribución del nivel tarifario i asignado al periodo p por la matriz de coeficientes.

Cuadro 25. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p de 2020 al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores según el calendario de la Circular

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	NT1	65.507	59.672	38.642	30.849	1.373	1.648
	NT0	117.094	105.128	65.200	49.528	2.133	2.668
NT2	NT2	8.114	8.345	5.860	3.803	87	135
	NT1	14.976	14.920	10.141	6.479	147	214
	NT0	26.773	26.288	17.112	10.404	229	346
NT3	NT3	3.187	3.088	2.669	1.975	69	228
	NT2	3.525	3.204	2.482	1.747	61	150
	NT1	11.843	10.635	8.280	5.825	203	499
	NT0	21.171	19.011	14.801	10.412	362	892
NT4	NT4	12.657	13.219	10.695	7.147	105	701
	NT3	3.904	3.961	3.023	1.991	29	218
	NT2	9.216	8.870	6.243	4.000	58	336
	NT1	33.183	31.278	21.859	13.942	204	1.098
	NT0	59.317	55.457	37.824	23.453	336	1.858

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 26 se muestra para el ejercicio 2020 la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de energía del peaje de transporte y distribución, según el calendario de la Circular.

Cuadro 26. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución, según el calendario de la Circular. Año 2020

Nivel de tensión tarifario al que se conecta el consumidor	Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-	-
	NT1	117.094	105.128	65.200	49.528	2.133	2.668	341.750
	NT2	26.773	26.288	17.112	10.404	229	346	81.152
	NT3	21.171	19.011	14.801	10.412	362	892	66.649
	NT4	59.317	55.457	37.824	23.453	336	1.858	178.247
	Total	224.355	205.884	134.938	93.797	3.061	5.763	667.798
NT1	NT1	65.507	59.672	38.642	30.849	1.373	1.648	197.691
	NT2	14.976	14.920	10.141	6.479	147	214	46.878
	NT3	11.843	10.635	8.280	5.825	203	499	37.284
	NT4	33.183	31.278	21.859	13.942	204	1.098	101.564
	Total	125.510	116.505	78.922	57.095	1.927	3.459	383.417
NT2	NT2	8.114	8.345	5.860	3.803	87	135	26.343
	NT3	3.525	3.204	2.482	1.747	61	150	11.169
	NT4	9.216	8.870	6.243	4.000	58	336	28.724
	Total	20.855	20.419	14.585	9.550	206	621	66.236
NT3	NT3	3.187	3.088	2.669	1.975	69	228	11.216
	NT4	3.904	3.961	3.023	1.991	29	218	13.126
	Total	7.092	7.049	5.692	3.965	98	446	24.342
NT4	NT4	12.657	13.219	10.695	7.147	105	701	44.524
	Total	12.657	13.219	10.695	7.147	105	701	44.524

Fuente: CNMC

7.4.4. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución

Una vez que se dispone de la retribución que se debe recuperar a través de los términos por potencia y energía por periodo horario de cada grupo tarifario, el peaje correspondiente se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar por cada componente de facturación entre la previsión de la variable de facturación (potencia contratada o energía consumida).

I. Determinación de los términos de potencia de los peajes de consumidores

En particular, el término de potencia de cada periodo ($T_{i,p}^D$) del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de potencia del periodo p de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superior al que está conectado entre la potencia contratada en el periodo p prevista para el ejercicio siguiente del nivel de tensión i .

Se indica que para calcular el coste unitario por periodo horario de aquellos consumidores con potencia contratada no discriminada en seis periodos se hace

necesaria su conversión. En particular, para los consumidores acogidos a los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW se ha supuesto la misma potencia contratada en todos los periodos, con la excepción del periodo 6 en el que incluye el impacto de la penetración del vehículo eléctrico (véase Anexo I). Para los consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los consumidores conectados en media tensión (tensión comprendida entre 1 y 30 kV) con potencia contratada inferior a 450 kW se han convertido las potencias de tres a seis periodos teniendo en cuenta la coincidencia de horas entre el calendario de tres periodos y el calendario de seis periodos e imponiendo potencias crecientes para ambos colectivos.

En el Cuadro 27 se presentan los términos de potencia que resultan de la metodología de asignación según el calendario de la Circular para el ejercicio 2020.

Cuadro 27. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p, según el calendario de la Circular. Año 2020

Nivel de tensión tarifario	Retribución a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	1.457.546	1.345.530	684.283	521.779	27.110	243.221
NT1	295.130	281.167	230.790	160.727	5.306	9.699
NT2	52.511	51.693	37.845	23.742	537	1.714
NT3	17.524	17.752	16.008	9.607	258	900
NT4	31.456	38.142	18.297	14.847	302	1.626

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	143.010	143.010	143.010	143.010	143.010	143.060
NT1	17.910	18.100	18.261	18.352	18.489	24.962
NT2	4.588	4.765	4.789	4.842	4.888	6.511
NT3	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514
NT4	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620

Nivel de tensión tarifario	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	10,1919	9,4086	4,7849	3,6485	0,1896	1,7001
NT1	16,4781	15,5337	12,6384	8,7581	0,2870	0,3885
NT2	11,4445	10,8480	7,9023	4,9029	0,1099	0,2633
NT3	9,5532	9,1979	8,2335	4,8763	0,1290	0,3580
NT4	10,6695	12,2266	5,5875	4,2738	0,0837	0,3520

Fuente: CNMC

Del análisis de los términos de potencia resultantes de aplicar la metodología de la Circular se concluyen los siguientes aspectos:

- Los términos de potencia del nivel de tensión tarifario NT0 resultan inferiores a los términos de potencia del resto de niveles de tensión, excluido el NT3 y los periodos 5 y 6, debido a que las potencias contratadas por este colectivo de consumidores son prácticamente planas (véase Cuadro 27).
- Por nivel de tensión, el coste medio de facturación por término de potencia es decreciente (véase Cuadro 43).

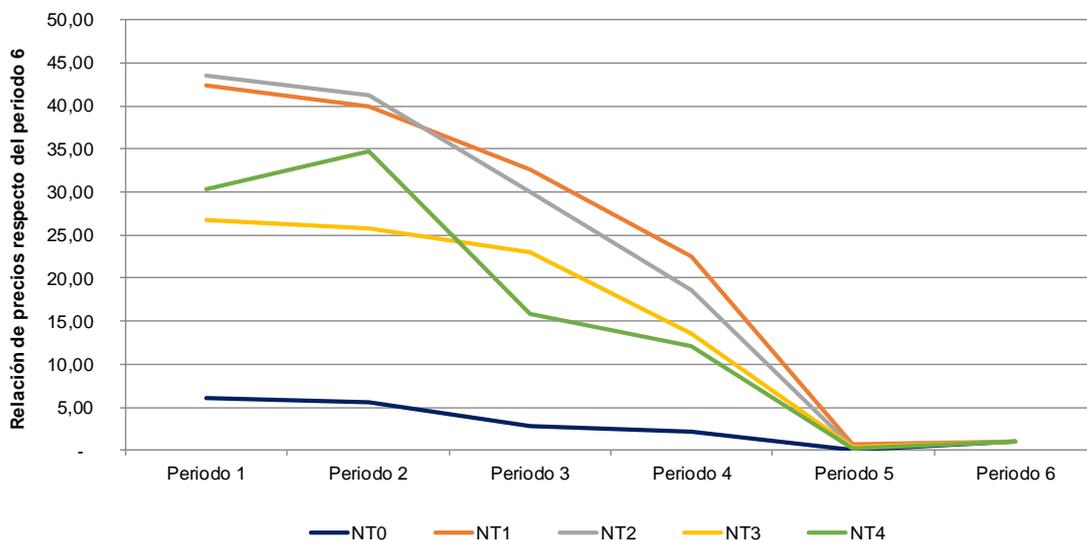
Cuadro 28. Facturación media por término de potencia de los peajes de transporte y distribución. Año 2020

Nivel de tensión tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de redes por término de potencia (miles €)	Facturación media (€/MWh)	Relación de precios respecto NT4
NT0	113.120	4.279.470	37,83	8,65
NT1	70.187	982.817	14,00	3,20
NT2	24.723	168.042	6,80	1,55
NT3	10.561	62.049	5,88	1,34
NT4	23.945	104.671	4,37	1,00
Total	242.536	5.597.050	23,08	5,28

Fuente: CNMC

- Por periodos horarios, se observa una discontinuidad en el periodo 5 en todos los niveles de tensión y en el periodo 2 del NT4 (véase Gráfico 5).

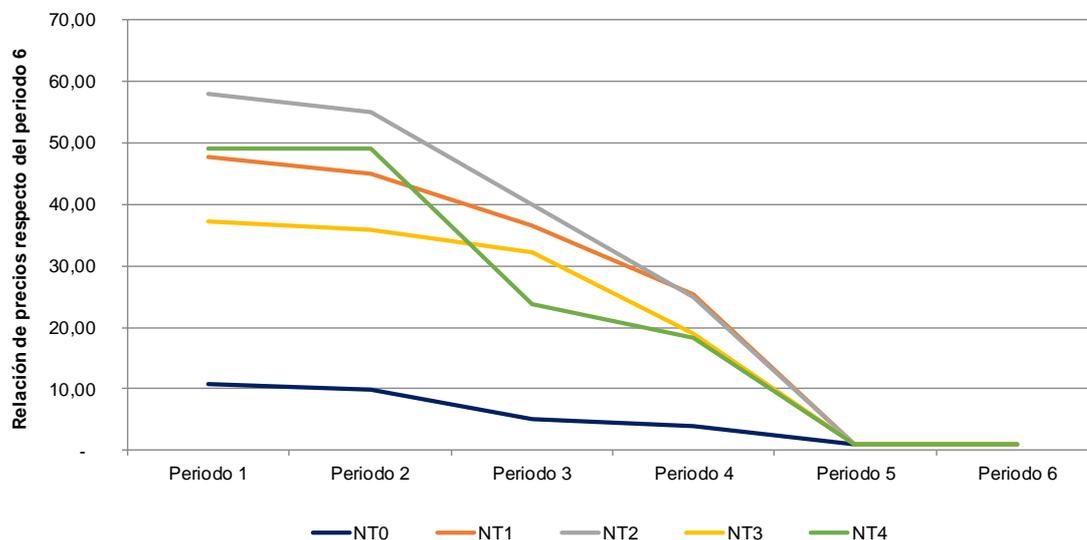
Gráfico 5. Discriminación de los términos de potencia por periodos horarios respecto del periodo 6 resultante de aplicar la metodología de asignación de la Circular. Año 2020



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que la asignación es sensible a los perfiles de las curvas de carga por niveles de tensión tarifarios utilizados y al calendario subyacente y, dado que no es posible anticipar cómo reaccionarán los consumidores a los nuevos calendarios, transitoriamente, en tanto no se disponga de información sobre los perfiles y las potencias contratadas por los consumidores conforme al nuevo calendario, se modifican las discriminaciones horarias por periodos con objeto de eliminar las discontinuidades, asegurando en todo caso la suficiencia de ingresos. En particular, se han promediado los precios de los términos de potencia de los periodos 1 y 2 del NT4 y los precios de los términos de potencia de los periodos 5 y 6 (véase Gráfico 6). De esta forma, estos periodos tendrían el mismo término de potencia.

Gráfico 6. Discriminación de los términos de potencia por periodos horarios respecto del periodo 6 resultante de aplicar la metodología de asignación de la Circular eliminando discontinuidades. Año 2020



Fuente: CNMC

Por último, teniendo en cuenta la diferente caracterización de los consumidores conectados en baja tensión, se distinguen dos colectivos de consumidores, aquellos con potencia contratada inferior o igual a 15 kW (conectados, básicamente a redes de 220/230 V) y aquellos con potencia contratada superior a 15 kW (conectados a redes de tensión de 380/400 V). Para los suministros en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW se propone una estructura de peajes más sencilla con únicamente dos términos de potencia uno para las horas de valle y otro para el resto de horas del día. El término de potencia de punta resulta de la agregación de los términos de potencia de los periodos 1 a 5 y el término de potencia del periodo 2 se corresponde con el término de potencia del periodo 6.

En el Cuadro 29 se muestra los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular.

Cuadro 29. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2020

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,3238	0,0266				
3.0 TD	1,4673	1,3430	0,9139	0,5731	0,0266	0,0266
6.1 TD	4,4627	4,1976	3,5093	2,1578	0,0844	0,0844
6.2 TD	5,1803	4,6762	3,5693	2,1248	0,0974	0,0974
6.3 TD	5,3687	5,1268	4,5092	2,4877	0,1145	0,1145
6.4 TD	11,4700	11,4700	5,5875	4,2738	0,2343	0,2343

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	24,6551	0,9184				
3.0 TD	8,7246	8,0657	3,8710	3,0754	0,9184	0,9184
6.1 TD	12,0155	11,3361	9,1291	6,6003	0,2609	0,2609
6.2 TD	6,2641	6,1719	4,3330	2,7781	0,1001	0,1001
6.3 TD	4,1845	4,0711	3,7243	2,3886	0,1420	0,1420
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	28,9789	0,9450				
3.0 TD	10,1919	9,4086	4,7849	3,6485	0,9450	0,9450
6.1 TD	16,4781	15,5337	12,6384	8,7581	0,3453	0,3453
6.2 TD	11,4445	10,8480	7,9023	4,9029	0,1975	0,1975
6.3 TD	9,5532	9,1979	8,2335	4,8763	0,2565	0,2565
6.4 TD	11,4700	11,4700	5,5875	4,2738	0,2343	0,2343

Fuente: CNMC

II. Determinación de los términos de energía de los peajes de consumidores

Análogamente a los términos de potencia, el término de energía del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de energía del periodo p de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superior al que está conectado entre la energía del periodo p del nivel de tensión i . prevista para el ejercicio siguiente (véase Cuadro 30).

Cuadro 30. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p , según el calendario de la Circular. Año 2020

Nivel de tensión tarifario	Retribución a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	224.355	205.884	134.938	93.797	3.061	5.763
NT1	125.510	116.505	78.922	57.095	1.927	3.459
NT2	20.855	20.419	14.585	9.550	206	621
NT3	7.092	7.049	5.692	3.965	98	446
NT4	12.657	13.219	10.695	7.147	105	701

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (GWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.106	15.662	12.924	14.712	5.998	50.719
NT1	7.348	8.850	8.368	9.714	4.019	31.888
NT2	2.249	2.913	2.644	3.128	1.378	12.410
NT3	834	1.105	1.053	1.268	558	5.742
NT4	1.746	2.380	2.234	2.717	1.238	13.630

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	17,1190	13,1458	10,4412	6,3756	0,5103	0,1136
NT1	17,0800	13,1641	9,4316	5,8777	0,4795	0,1085
NT2	9,2729	7,0093	5,5155	3,0529	0,1492	0,0501
NT3	8,5030	6,3778	5,4046	3,1280	0,1759	0,0776
NT4	7,2494	5,5544	4,7866	2,6303	0,0848	0,0514

Fuente: CNMC

Análogamente a los resultados obtenidos para los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución, se concluyen los siguientes aspectos:

- Los términos de energía por grupo tarifario son decrecientes por periodo horario, presentando una mayor discriminación respecto del periodo 6 que los términos de potencia.
- Los precios, en términos de facturación media, son decrecientes por nivel de tensión (véase Cuadro 31).

Cuadro 31. Facturación media por término de energía de los peajes de transporte y distribución. Año 2020

Nivel de tensión tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de redes por término de energía (miles €)	Facturación media (€/MWh)	Relación de precios respecto NT4
NT0	113.120	667.798	5,90	3,17
NT1	70.187	383.417	5,46	2,94
NT2	24.723	66.236	2,68	1,44
NT3	10.561	24.342	2,30	1,24
NT4	23.945	44.524	1,86	1,00
Total	242.536	1.186.317	4,89	2,63

Fuente: CNMC

Como se ha comentado anteriormente, en línea con las alegaciones de los agentes y del MITECO, se ha simplificado la estructura de peajes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW. En particular, para este colectivo se propone una discriminación horaria de tres periodos, por lo que se hace necesario adaptar los peajes obtenidos. Para ello se factura a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW a los peajes obtenidos. A continuación, se agregan la retribución por periodo en función de la coincidencia entre la discriminación horaria de seis periodos y la discriminación horaria de tres periodos. Finalmente, el término de energía del peaje correspondiente será el resultado del cociente entre la retribución resultante de la agregación y la energía prevista por periodo (véase Cuadro 34).

Cuadro 32. Procedimiento de conversión de los términos de energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD de seis a tres periodos. Año 2020

Peaje T&D	Energía por periodo horario (MWh) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	8.473.788	10.405.944	8.196.842	9.362.614	3.904.134	35.378.690

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	17,119	13,146	10,441	6,376	0,510	0,114

Peaje T&D	Facturación por término de energía (miles €) (C) = (A) * (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	145.063	136.794	85.585	59.693	1.992	4.020

Discriminación horaria de tres periodos	Discriminación horaria de seis periodos (D)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Periodo 1	90,5%	36,0%	57,5%	50,9%	0,0%	0,0%
Periodo 2	9,5%	64,0%	42,5%	49,1%	100,0%	0,0%
Periodo 3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%

Discriminación horaria de tres periodos	Conversión de la facturación (miles €) de la DH6 a la DH3 (E) = (C) * (D)						Facturación por periodo de la DH3 (miles €)
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Periodo 1	131.221	49.240	49.224	30.384	-	-	260.069
Periodo 2	13.842	87.554	36.361	29.309	1.992	-	169.058
Periodo 3	-	-	-	-	-	4.020	4.020

Discriminación horaria de tres periodos	Conversión del consumo (MWh) de la DH6 a la DH3 (F) = (A) * (D)						Consumo por periodo de la DH3
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Periodo 1	7.665.238	3.745.686	4.714.406	4.765.583	-	-	20.890.912
Periodo 2	808.551	6.660.258	3.482.436	4.597.031	3.904.134	-	19.452.410
Periodo 3	-	-	-	-	-	35.378.690	35.378.690

Peaje T&D	Términos de energía de la DH3 (€/MWh) € / (F)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 TD	0,012449	0,008691	0,000114

Fuente: CNMC

Una vez se obtienen los términos de potencia y energía de los peajes 2.0 TD, se procede a su ajuste a efectos de recuperar el 75% con cargo al término de potencia y el 25% con cargo al término de energía (véase Cuadro 35).

Cuadro 33. Procedimiento de ajuste de los términos de potencia y energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD a la estructura fijo-variable de 75%-25%. Año 2020

Peaje T&D	Facturación peaje 2.0 TD a los peajes que resulta de la asignación (miles €) (A)			% potencia sobre total
	Término de potencia (A)	Término de energía (B)	Total (C)	
Peaje T	532.315	115.632	647.947	82,2%
Peaje D	3.129.202	317.515	3.446.717	90,8%
Total	3.661.517	433.147	4.094.663	89,4%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste del peaje 2.0 TD (D)	
	Término de potencia (C) * 75% / (A)	Término de energía (C) * 25% / (B)
Peaje T	0,913	1,401
Peaje D	0,826	2,714

Términos de potencia y energía del peaje 2.0 TD antes del ajuste (E)

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 2.0 TD antes del ajuste (€/kW año)		Términos de energía del peaje 2.0 TD antes del ajuste (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Transporte	4,3238	0,0266	0,00332	0,00231	0,00004
Distribución	24,6551	0,9184	0,00913	0,00638	0,00008
Total T&D	28,9789	0,9450	0,01245	0,00869	0,00011

Términos de potencia y energía del peaje 2.0 TD ajustados (D) * (E)

Peaje T&D	Término de potencia de los peajes (€/kW año)		Términos de energía de la DH3 (€/kWh) (E) / (F)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Transporte	3,9473	0,0243	0,00465	0,00324	0,00005
Distribución	20,3676	0,7587	0,02477	0,01731	0,00021
Total T&D	24,3149	0,7830	0,02943	0,02055	0,00026

Fuente: CNMC

En el Cuadro 34 se muestra los términos de energía de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular.

Cuadro 34. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2020

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,004651	0,003240	0,000051	-	-	-
3.0 TD	0,004526	0,003541	0,002927	0,001594	0,000056	0,000037
6.1 TD	0,004516	0,003534	0,002612	0,001435	0,000051	0,000034
6.2 TD	0,004098	0,003045	0,002361	0,001279	0,000042	0,000027
6.3 TD	0,004681	0,003584	0,002871	0,001570	0,000052	0,000038
6.4 TD	0,007249	0,005554	0,004787	0,002630	0,000085	0,000051

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,024775	0,017310	0,000209	-	-	-
3.0 TD	0,012593	0,009605	0,007514	0,004781	0,000454	0,000077
6.1 TD	0,012564	0,009630	0,006819	0,004442	0,000429	0,000074
6.2 TD	0,005175	0,003964	0,003155	0,001774	0,000107	0,000023
6.3 TD	0,003822	0,002794	0,002534	0,001558	0,000124	0,000040
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,029425	0,020549	0,000260			
3.0 TD	0,017119	0,013146	0,010441	0,006376	0,000510	0,000114
6.1 TD	0,017080	0,013164	0,009432	0,005878	0,000480	0,000108
6.2 TD	0,009273	0,007009	0,005516	0,003053	0,000149	0,000050
6.3 TD	0,008503	0,006378	0,005405	0,003128	0,000176	0,000078
6.4 TD	0,007249	0,005554	0,004787	0,002630	0,000085	0,000051

Fuente: CNMC

III. Determinación de los términos de energía de los pagos de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas

Conforme al artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, los consumidores asociados deberán satisfacer una cuantía por la utilización de dicha red.

Teniendo en cuenta que 1) la retribución de la red se asigna mayoritariamente al término de potencia, 2) no prevén impactos en la potencia contratada de los consumidores acogidos a autoconsumo²⁸ y 3) se estima la mayoría de los autoconsumidores y las instalaciones próximas estarán conectadas en el mismo nivel de tensión se define una estructura de peajes que consta únicamente de términos de energía.

Los términos de energía de los pagos de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a través de red deberá recuperar la retribución variable del nivel de tensión en el que está conectado el autoconsumidor.

En consecuencia, los términos de energía de cada periodo horario y nivel de tensión resultan del cociente entre la retribución de transporte y distribución asignada al propio nivel de tensión y la energía consumida en ese nivel de tensión (véase Cuadro 35).

Cabe señalar que los términos de energía de los pagos de autoconsumidores conectados en baja tensión resultan nulos debido a que la retribución asociada a la red de baja tensión se recupera en su totalidad a través de un término fijo.

²⁸ No se prevén impactos relevantes sobre la potencia contratada por los consumidores debido a que se estima que las instalaciones de generación serán principalmente de carácter renovable y que las baterías no proporcionan la capacidad de almacenamiento necesaria para permitir una reducción de la potencia contratada.

Cuadro 35. Términos de energía de los pagos de transporte y distribución de los peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red que resultan de la metodología de la Circular. Año 2020

Nivel de tensión tarifario	Retribución del propio nivel de tensión que se debe recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	65.507	59.672	38.642	30.849	1.373	1.648
NT2	8.114	8.345	5.860	3.803	87	135
NT3	3.187	3.088	2.669	1.975	69	228
NT4	12.657	13.219	10.695	7.147	105	701

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.105.626	15.661.606	12.923.598	14.711.754	5.998.079	50.719.410
NT1	7.348.357	8.850.167	8.367.899	9.713.800	4.018.640	31.887.696
NT2	2.249.035	2.913.078	2.644.317	3.128.218	1.378.271	12.410.288
NT3	834.022	1.105.251	1.053.247	1.267.673	558.386	5.742.319
NT4	1.745.877	2.379.894	2.234.404	2.717.320	1.237.931	13.629.712

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los pagos de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red (€/kWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	0,008915	0,006742	0,004618	0,003176	0,000342	0,000052
NT2	0,003608	0,002865	0,002216	0,001216	0,000063	0,000011
NT3	0,003822	0,002794	0,002534	0,001558	0,000124	0,000040
NT4	0,007249	0,005554	0,004787	0,002630	0,000085	0,000051

Fuente: CNMC

IV. Determinación de los términos de energía de los peajes de aplicación a los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos

Como se ha indicado anteriormente, de conformidad con las alegaciones recibidas por parte de los agentes y del MITECO, en línea con las orientaciones de política energética, se contempla la existencia durante el periodo regulatorio de dos peajes, de carácter opcional, de aplicación a puntos de suministro conectados en baja y media tensión, dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

Estos peajes, denominados 3.0 TDVE y 6.1 TDVE, tienen la misma estructura que los correspondientes peajes generales (3.0 TD y 6.1 TD) y se determinarán de forma que se recupere el 20% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes a los correspondientes peajes de acceso generales, supuesta una utilización del punto del 10%, a estos efectos, lo que bajo estas hipótesis equivale a 5 recargas al día, se han considerado dos puntos de recarga tipo uno en baja tensión con potencia contratada igual a 50 kW y otro en media tensión con potencia contratada igual a 150 kW.

En los siguientes cuadros se detalla el procedimiento de cálculo de sendos peajes. Se indica que, bajo las hipótesis anteriores, a partir de una utilización superior al 10% de la potencia contratada los consumidores se acogerían al correspondiente peaje general.

Cuadro 36. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución de para los puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en baja tensión. Año 2020

Hipótesis

Potencia contratada (kW)	50
Tiempo de recarga (min)	29
Consumo por recarga (kWh)	24
Utilización de la potencia	10%
Consumo anual (kWh)	43.800

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 3.0 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,4673	1,3430	0,9139	0,5731	0,0266	0,0266	0,00453	0,00354	0,00293	0,00159	0,00006	0,00004
Distribución	8,7246	8,0657	3,8710	3,0754	0,9184	0,9184	0,01259	0,00960	0,00751	0,00478	0,00045	0,00008
Total T&D	10,1919	9,4086	4,7849	3,6485	0,9450	0,9450	0,01712	0,01315	0,01044	0,00638	0,00051	0,00011

Peaje T&D	Facturación al peaje 3.0 TD (miles €)			% potencia sobre total
	Término de potencia (C)	Término de energía (D)	Total (E)	
Peaje T	218	93	310	70,1%
Peaje D	1.279	256	1.534	83,3%
Total	1.496	348	1.844	81,1%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste para obtener el peaje 3.0 TDVE	
	Término de potencia (F) = (E) * 20% / (C)	Término de energía (G) = (E) * 80% / (D)
Peaje T	0,285	2,680
Peaje D	0,240	4,801

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 3.0 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	0,4183	0,3829	0,2606	0,1634	0,0076	0,0076	0,01213	0,00949	0,00784	0,00427	0,00015	0,00010
Distribución	2,0938	1,9357	0,9290	0,7381	0,2204	0,2204	0,06046	0,04611	0,03608	0,02295	0,00218	0,00037
Total T&D	2,5122	2,3186	1,1896	0,9015	0,2280	0,2280	0,07259	0,05560	0,04392	0,02723	0,00233	0,00047

Fuente: CNMC

Cuadro 37. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución de para los puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en media tensión. Año 2020

Hipótesis

Potencia contratada (kW)	150
Tiempo de recarga (min)	29
Consumo por recarga (kWh)	72
Utilización de la potencia	10%
Consumo anual (kWh)	131.400

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.1 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 6.1 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	4,4627	4,1976	3,5093	2,1578	0,0844	0,0844	0,00452	0,00353	0,00261	0,00144	0,00005	0,00003
Distribución	12,0155	11,3361	9,1291	6,6003	0,2609	0,2609	0,01256	0,00963	0,00682	0,00444	0,00043	0,00007
Total T&D	16,4781	15,5337	12,6384	8,7581	0,3453	0,3453	0,01708	0,01316	0,00943	0,00588	0,00048	0,00011

Peaje T&D	Facturación al peaje 6.1 TD (miles €)			% potencia sobre total
	Término de potencia (C)	Término de energía (D)	Total (E)	
Peaje T	2.174	267	2.441	89,1%
Peaje D	5.940	744	6.684	88,9%
Total	8.115	1.010	9.125	88,9%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste para obtener el peaje 3.0 TDVE	
	Término de potencia (F) = (E) * 20% / (C)	Término de energía (G) = (E) * 80% / (D)
Peaje T	0,225	7,320
Peaje D	0,225	7,190

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 3.0 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,2724	1,1968	1,0006	0,6152	0,0241	0,0241	0,01210	0,00947	0,00700	0,00385	0,00014	0,00009
Distribución	2,8836	2,7206	2,1909	1,5840	0,0626	0,0626	0,06032	0,04623	0,03274	0,02133	0,00206	0,00036
Total T&D	4,1560	3,9174	3,1915	2,1992	0,0867	0,0867	0,07242	0,05570	0,03974	0,02517	0,00219	0,00045

Fuente: CNMC

7.4.5. Excesos de potencia

La facturación por excesos de potencia tiene como objetivo proporcionar un incentivo a los usuarios de las redes a contratar adecuadamente la potencia, a efectos de evitar, por una parte, sobreinversiones en redes y, por otra parte, minimizar la incertidumbre sobre la suficiencia de ingresos para cubrir la retribución reconocida.

Se considera que el mecanismo establecido debe tener en cuenta i) el momento en que se produce el exceso de potencia, ya que no es indiferente si se supera la potencia demanda en el periodo de punta, momento en que las redes están más saturadas, o en el periodo de valle; ii) el número de ocasiones en los que se supera la potencia contratada, de forma que cuantas más veces se sobrepase dicha potencia mayor sea la penalización y iii) que la penalización no modifique la señal de precios introducida en el término de potencia.

Teniendo en cuenta lo anterior, el mecanismo de excesos de potencia establecido en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre,²⁹ para los consumidores acogidos a peajes de acceso de seis periodos resulta adecuado en la medida en que cumple con los objetivos señalados y, adicionalmente, presenta la ventaja de ser una fórmula ampliamente conocida por los consumidores.

No obstante, teniendo en cuenta que, por una parte, el precio del exceso de potencia vigente podría no estar proporcionando la señal adecuada a los consumidores y, por otra parte, la relación de precios del exceso de potencia por periodo no debe distorsionar la señal de precios que resulta de la metodología de la Circular, se hace necesaria su adaptación.

Respecto del precio del exceso de potencia vigente (1,4064 €/kW³⁰) se indica que no ha sido modificado desde su introducción en 1998, mientras que los términos de potencia de los peajes de acceso vigentes han aumentado entre el 97% y el 293% entre 2002 y 2019.

A efectos de valorar el incentivo del exceso de potencia vigente a la correcta contratación de las potencias, se ha procedido a optimizar la facturación de acceso a los peajes vigentes³¹ del consumidor medio de cada nivel de tensión para los ejercicios 2015, 2016, 2017 y 2018. En particular, dado el perfil del consumidor medio, partiendo de la hipótesis de que el consumidor debería contratar la potencia máxima por periodo, se ha procedido a modificar las potencias contratadas, con la restricción de potencias crecientes por periodo, de forma que se minimice la facturación de acceso³², obteniéndose que al precio del exceso de potencia vigente los consumidores tienen incentivos a contratar potencias entre el 1% y el 18% inferiores a la que deberían contratar dado su perfil, a efectos de conseguir descuentos en la facturación de acceso comprendidos entre el 1% y el 9%. En consecuencia, se hace necesaria la actualización del precio del exceso de potencia.

²⁹ El Real Decreto 1164/2001 contempla dos mecanismos diferenciados con el objeto de proporcionar señales a los usuarios para contratar bien la potencia. En particular, para los consumidores acogidos a los peajes 3.0 A y 3.1 A un mecanismo en que los consumidores perciben una señal únicamente cuando la potencia demandada es inferior al 85% o superior al 105% de la potencia contratada, independientemente del número de veces en que se exceda la potencia contratada. Por otra parte, a los consumidores acogidos a los peajes de acceso 6.X han de pagar en todo caso la potencia contratada, independientemente de que la utilicen o no, y se penalizan todos los excesos sobre la potencia contratada de manera diferenciada por periodo horario y teniendo en cuenta el número de veces en que se supera la potencia contratada en cada periodo.

³⁰ El punto 3 del Anexo VII del Real Decreto 2392/2004 sustituye el valor de 234 Pta/kW establecido en punto b).3 del apartado 1.2. del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el de 1,4064 €/kW.

³¹ Peajes establecidos en la Orden IET/107/2014 y en la Orden IET/2444/2014 y precio del exceso de potencia establecido en el de Real Decreto 1164/2001.

³² Excluida la facturación por energía reactiva.

Respecto de la relación de precios del exceso de potencia vigente (representada en la fórmula por el coeficiente K_i) se indica que se corresponde con la relación de precios establecido en los peajes vigentes, por lo que se hace necesaria actualización (véase Cuadro 38).

Cuadro 38. Precios del término de potencia de los peajes de acceso vigentes, relación de precios del término de potencia de los peajes vigentes respecto del término de potencia del periodo 1 y coeficiente K_i de aplicación al precio del exceso de potencia establecido en el Real Decreto 1164/2001.

Periodo	Tp de los peajes vigentes (€/kW y año)				Relación de precios respecto del periodo 1				Coeficiente K_i
	6.1A	6.2A	6.3A	6.4A	6.1A	6.2A	6.3A	6.4A	
1	39,14	22,16	18,92	13,71	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
2	19,59	11,09	9,47	6,86	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
3	14,33	8,12	6,93	5,02	0,366	0,366	0,366	0,366	0,370
4	14,33	8,12	6,93	5,02	0,366	0,366	0,366	0,366	0,370
5	14,33	8,12	6,93	5,02	0,366	0,366	0,366	0,366	0,370
6	6,54	3,70	3,16	2,29	0,167	0,167	0,167	0,167	0,170

Fuente: Real Decreto 1164/2001, Orden IET/107/2014 Y Orden IET/2444/2014

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se propone el siguiente esquema de facturación de los excesos de potencia para los consumidores con equipo de medida con registro cuartohorario:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^6 K_i \times t_{ep} \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - P_{c_i})^2}$$

Donde:

F_{EP} : Facturación en concepto de excesos de potencia

K_i : relación de precios por periodo horario i , calculada como el cociente entre el término de potencia del periodo i respecto del término de potencia del periodo 1 del peaje correspondiente.

T_{ep} : término de exceso de potencia, expresado en €/kW.

Pd_j : Potencia demanda en cada uno de los cuartos de hora j del período i en que se haya sobrepasado P_{c_i} , expresada en kW. En el caso de que el equipo de medida no disponga de capacidad de registro cuartohoraria, se considerará la misma potencia demandada en todos los cuartos de hora.

P_{c_i} : Potencia contratada en el período i en el periodo considerado, expresada en kW.

El término del exceso de potencia se ha estimado de forma que, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje, la facturación de acceso que resulte de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultaría de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, con

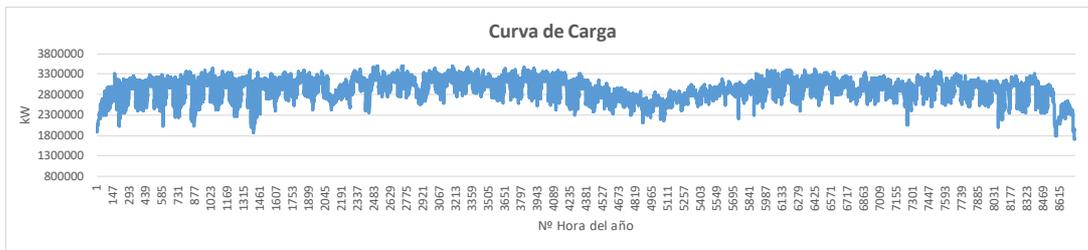
la restricción de que la facturación de acceso que resulta para el periodo 1 tras la optimización nunca sea negativa, imponiendo una penalización del 20%.

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 39 se muestra el procedimiento de cálculo correspondiente al peaje de los consumidores conectados en tensión superior a 145 kV (peaje 6.4 TD) en el año 2018. Este procedimiento se ha realizado para cada uno de los peajes con los perfiles medios de los ejercicios 2015, 2016, 2017 y 2018. El término del exceso de potencia propuesto se corresponde con el precio medio ponderado por el número de horas en que se sobrepasa la potencia que resulta para todos los peajes y ejercicios. Este precio medio se ha incrementado en un 20% a efectos de incentivar la correcta contratación de potencias.

Cuadro 39. Procedimiento de cálculo del término del exceso de potencia del peaje 6.4 TD para el ejercicio 2018

Peaje	NT4
Año	2018

1.- Facturación por Potencia considerando Potencias máximas



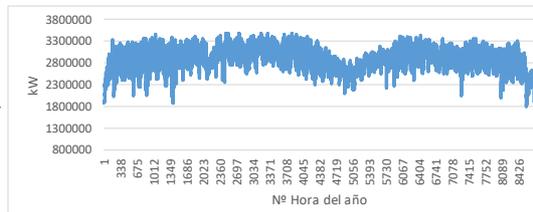
Periodo	Potencias (kW)	
	Máximas por Periodo	Máximas por Periodo crecientes
1	2.905.302	2.905.302
2	3.094.093	3.094.093
3	3.165.686	3.165.686
4	3.214.028	3.214.028
5	3.236.840	3.236.840
6	3.494.778	3.494.778

Periodo	Facturación por Potencia (€)	Facturación Excesos de potencia (€)	Facturación Total (€)
1	33.323.923	-	33.323.923
2	35.489.362	-	35.489.362
3	17.688.397	-	17.688.397
4	13.735.980	-	13.735.980
5	758.307	-	758.307
6	818.735	-	818.735
TOTAL	101.814.704	-	101.814.704

2.- Facturación por Potencia considerando Potencias óptimas

Término del exceso de Potencia vigente (€/kW)	1,4064
---	--------

Periodo	Término de Potencia	Coefficiente Exceso Potencia
	€/kW y año	Ki
1	11,4700	1,0000
2	11,4700	1,0000
3	5,5875	0,4871
4	4,2738	0,3726
5	0,2343	0,0204
6	0,2343	0,0204



Optimización

Periodo	Potencias Óptimas (kW)	
	Máximas por Periodo	Máximas por Periodo crecientes
1	2.779.954	2.779.954
2	2.914.468	2.914.468
3	3.018.826	3.018.826
4	3.087.890	3.087.890
5	3.129.217	3.129.217
6	3.431.583	3.431.583

Periodo	Facturación por Potencia (€)	Facturación Excesos de potencia (€)	Facturación Total (€)
1	31.886.179	761.359	32.647.539
2	33.429.053	1.176.481	34.605.534
3	16.867.808	467.710	17.335.518
4	13.196.897	265.094	13.461.991
5	733.094	15.185	748.279
6	803.931	9.939	813.870
TOTAL	96.916.962	2.695.769	99.612.730

3.- Término del Exceso de Potencia

Escenario	Facturación Total
	€
A .- Facturación por Potencia considerando Potencias máximas	101.814.704
B .- Facturación por Potencia considerando Potencias óptimas	99.612.730
Descuento (%) por optimiza potencias	-2,16%

Término del exceso de Potencia necesario para que la facturación por Potencia considerando potencias óptimas sea igual a la Facturación considerado potencias óptimas (€/kW)

2,6558

Fuente: CNMC

En el Cuadro 40 se muestra el precio del término del exceso de potencia, T_{ep} , y los coeficientes K_i resultantes para el ejercicio 2020.

Cuadro 40. Precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes aplicables

		2.0A	3.0A	6.1A	6.2A	6.3A	6.4A
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,4770	3,3809	3,5232	3,3139	3,0305	3,3731

		2.0A	3.0A	6.1A	6.2A	6.3A	6.4A
Coeficiente K_i	Periodo	2.0A	3.0A	6.1A	6.2A	6.3A	6.4A
	1	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	2	0,0322	0,9231	0,9427	0,9479	0,9628	1,0000
	3	-	0,4695	0,7670	0,6905	0,8619	0,4871
	4	-	0,3580	0,5315	0,4284	0,5104	0,3726
	5	-	0,0927	0,0210	0,0173	0,0269	0,0204
	6	-	0,0927	0,0210	0,0173	0,0269	0,0204

Fuente: CNMC

En línea con las observaciones realizadas por los miembros del CCE, para los consumidores con equipos de medida sin capacidad de registro cuarto horario se mantiene el esquema de facturación vigente, si bien se aplicará sobre todo exceso sobre la potencia contratada. En particular, el exceso de potencia se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{P=i} t_p \times 2 \times (Pd_j - Pc_p)$$

Donde:

F_{EP} : Facturación en concepto de excesos de potencia

t_p : término de potencia, expresado en €/kW, del peaje correspondiente.

Pd_j : potencia máxima demandada en el período horario p en que se haya sobrepasado Pc_p , expresada en kW.

Pc_p : potencia contratada en el período horario p , expresada en kW.

i : Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

Por último, también en línea con las observaciones de los miembros del CCE, se aclara que el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los adecuados aparatos de control y medida de acuerdo con lo siguiente:

- a) En los puntos de medida tipo 5 con contadores que permitan la discriminación horaria y la telegestión el control de la potencia demandada se realizará mediante la apertura del elemento de corte del contador de energía instalado tarado a la correspondiente potencia o potencias contratadas.

En los puntos de medida tipo 5 donde no se disponga de contador que permitan la discriminación horaria y la telegestión, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación del interruptor de control de potencia (ICP) tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada.

Alternativamente, en aquellos casos en que, por las características del suministro, éste no pueda ser interrumpido, el consumidor podrá optar a que la determinación de la potencia que sirva de base para la facturación se realice por máxímetro. En estos casos la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que, en su caso, figure en el Boletín de Instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos. En todos los casos, los máxímetros tendrán un período de integración de 15 minutos.

- b) En los puntos de suministro con equipo de medida tipo 4, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada período tarifario.
- c) En los puntos de suministro con equipo de medida tipo 1, 2 y 3 el control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto horarias de los equipos de medida.

7.4.6. Energía reactiva

La energía reactiva aparece en las instalaciones eléctricas cuando se utilizan aparatos que necesitan crear campos magnéticos y eléctricos para su funcionamiento (esto es, aparatos que disponen de bobinas y condensadores, tales como los motores de los frigoríficos y congeladores, los ascensores, los fluorescentes o los transformadores, entre otros).

La energía reactiva provoca pérdida de potencia útil en las instalaciones, aumento de las pérdidas, sobrecalentamientos de los conductores eléctricos, menor rendimiento en los aparatos eléctricos conectados y caídas de tensión y perturbaciones en la red eléctrica, lo que induce una serie de costes que deben ser trasladados a los usuarios que los inducen.

En relación con lo anterior se indica que, en el ámbito de trabajo para la implementación de los reglamentos europeos relativos a la gestión de la red de transporte de electricidad³³ y emergencia y reposición del servicio³⁴, el pasado año se creó un grupo de trabajo de expertos en control de tensión para llevar a cabo un estudio conjunto de la tensión TSO-DSO a nivel global. Este grupo de trabajo, compuesto por representantes del operador del sistema y gestores de las redes de distribución, a la que asisten como supervisores representantes tanto del Ministerio para la Transición Ecológica como de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tiene por objeto principal la redacción del acuerdo de los valores de consigna de potencia reactiva, los rangos de factor de potencia o los valores de consigna de tensión para controlar la tensión entre el punto de conexión entre transporte y distribución.

Respecto de la facturación por energía reactiva los agentes se han mostrado de acuerdo con esperar a las conclusiones del grupo de trabajo. No obstante, algunos agentes han propuesto establecer con carácter transitorio medidas que permitan mejorar los problemas de control de tensión de la red.

En particular, dos agentes han propuesto que todos los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW deben mantener de forma horaria un factor de potencia superior a 0,90 inductivo durante el periodo punta y superior a 0,98 capacitivo en todos los periodos llano y valle. Fuera de los rangos inductivos o capacitivos anteriormente indicados, propone la aplicación una penalización de 0,05 Euro/kVArh, mientras que otro agente ha propuesto incluir en el apartado de facturación por energía reactiva que el término de facturación por energía reactiva también aplique a los aportes de inyección de reactiva a la red durante el periodo tarifario 6, periodo valle, de forma que exista un incentivo a que los consumidores no dejen conectados durante dichos periodos (noche y fines de semana) sus equipos de compensación de reactiva (condensadores).

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera adecuado mantener el esquema de facturación por energía reactiva vigente en tanto no se disponga de los resultados del citado grupo de trabajo de control de tensión. Según dicho esquema la facturación por energía reactiva será de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y a los consumidores conectados en alta tensión siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado y únicamente afectará a dichos excesos. El término se aplica a todos los periodos tarifarios excluido el periodo 6.

³³ Reglamento UE 2017/1485 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el pasado 25 de agosto de 2017, por lo que su entrada en vigor fue el 14 de septiembre de 2017

³⁴ Reglamento UE 2017/2196 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio, el cual fue publicado en el DOUE el pasado 24 de noviembre de 2017

Al respecto se indica que el esquema vigente de facturación energía reactiva vigente establecido en el Real Decreto 1164/2001, ha sido modificado recientemente³⁵ a propuesta de la CNMC. En particular, en el ámbito de la elaboración del Informe sobre el proyecto de Real Decreto de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria del pasado 20 de septiembre³⁶, se propuso eximir a los consumidores domésticos (de menos de 15 kW de potencia contratada) de la facturación de recargos por energía reactiva, motivado porque ello podría aliviar el problema de las sobretensiones que se vienen registrando en la red.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta las alegaciones recibidas del operador del sistema y del Ministerio y los problemas de sobretensión registrados en la red durante el periodo de valle, en tanto no se disponga de los resultados del grupo de trabajo mencionado, se ha optado por introducir una disposición transitoria en la que se establece una penalización a los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW a efectos de mantener un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6.

En línea con lo señalado en el informe del Consejo de Estado y al objeto de incrementar la seguridad jurídica de la Circular, se limita la aplicación temporal de esta disposición al primer periodo regulatorio.

7.4.7. Peajes de duración inferior al año

En la Circular 3/2014 se proponía definir los peajes de transporte y distribución de duración inferior al año como un porcentaje de recargo sobre el término de potencia del correspondiente peaje de transporte y distribución anual. El porcentaje de recargo se calculaba teniendo en cuenta que, independientemente de la duración del contrato, el usuario debía satisfacer la totalidad del coste de la red del nivel de tensión al que se conecta, y, además, la parte que le corresponda por el uso efectivo de las redes de niveles de tensión superiores. Ello se justificaba porque su suministro incide básicamente en el diseño de la red del nivel de tensión al que se conecta y en menor medida en el diseño de las redes de niveles de tensión superiores.

Se considera válida dicha metodología, por lo que únicamente procede actualizar los términos resultantes, al objeto de tener en cuenta la asignación realizada para el ejercicio 2020.

En el Cuadro 41 se muestra para cada peaje de transporte y distribución el porcentaje de la retribución de redes que se debe recuperar a través del término

³⁵ El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores modifica en el apartado seis del artículo el apartado 9.3 del Real Decreto 1164/2001 a efectos de eximir de la facturación por energía reactiva a los consumidores acogidos al peaje 2.0 y 2.1.

³⁶ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01718>

de potencia asociado al propio nivel de tensión y de niveles de tensión superiores, conforme a la metodología de la Circular.

Cuadro 41. Porcentaje de la retribución de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p. Año 2020

Nivel de tensión tarifario al que se conecta el consumidor	Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	46,8%	47,9%	36,9%	41,4%	63,9%	92,2%	47,6%
	NT1	27,2%	26,1%	28,6%	29,4%	24,6%	3,4%	26,0%
	NT2	6,4%	6,7%	7,8%	6,5%	2,7%	0,4%	6,4%
	NT3	5,1%	5,0%	7,5%	7,0%	4,7%	1,3%	5,5%
	NT4	14,4%	14,3%	19,1%	15,7%	4,1%	2,7%	14,5%
	Total	100,0%						
NT1	NT1	51,2%	50,9%	50,1%	54,6%	72,6%	48,7%	51,5%
	NT2	12,1%	13,1%	13,7%	12,0%	8,0%	6,5%	12,7%
	NT3	9,6%	9,0%	8,5%	8,7%	9,1%	12,7%	9,1%
	NT4	27,1%	27,0%	27,8%	24,6%	10,3%	32,2%	26,8%
		Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
NT2	NT2	37,8%	41,5%	37,7%	38,2%	43,6%	21,2%	38,8%
	NT3	17,0%	15,4%	17,2%	18,5%	27,8%	23,0%	16,8%
	NT4	45,3%	43,1%	45,2%	43,3%	28,7%	55,8%	44,4%
		Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
NT3	NT3	43,8%	44,3%	45,2%	49,0%	71,7%	50,7%	45,3%
	NT4	56,2%	55,7%	54,8%	51,0%	28,3%	49,3%	54,7%
		Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
NT4	NT4	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
		Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC

A efectos ilustrativos a continuación se muestra el procedimiento de cálculo del coeficiente de recargo sobre el término de potencia del peaje de transporte y distribución del nivel de tensión comprendido entre 1 kV y 30 kV (NT1) para contratos de duración inferior al año. La metodología de cálculo es la misma para todos los peajes de transporte y distribución.

Según los calendarios de la Circular, el 51,3% del término de potencia del periodo 1 del peaje de transporte y distribución de media tensión corresponde a retribución asociada a media tensión, siendo el 48,7% retribución asociada a redes de niveles de tensión superiores, en el periodo 2, el 50,9% de la retribución asignada corresponde al propio nivel de tensión y el 49,1% a otras redes y así sucesivamente.

Como se ha indicado, se considera que un consumidor debe sufragar la totalidad del coste de la red del nivel de tensión a que está conectado independientemente de la duración de su contrato. Por tanto, un consumidor conectado en media tensión debería pagar, en términos medios, el 51,5% del término de potencia y, adicionalmente, la parte que le corresponda por el uso de redes de niveles de tensión superiores (véase Cuadro 42).

Cuadro 42. Procedimiento de cálculo de los recargos por periodo horario que se deben aplicar a los contratos de duración inferior a un año, dado el calendario de la Circular.

Peaje 6.1 TD	Contrato anual					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Tp (€/kW y año) (A)	16,478149	10,254501	10,136840	6,914256	0,672342	0,345322
Coste asignado por periodo (miles €)	295.130	281.167	230.790	160.727	5.306	9.699
% Coste del NT1 (B)	51,2%	50,9%	50,1%	54,6%	72,6%	48,7%
% Coste resto niveles de tensión (C)	48,8%	49,1%	49,9%	45,4%	27,4%	51,3%

Duración del contrato en meses (D)	Contrato de duración inferior al año (E) = [(A) * (B) + (A) * (C)/12] / (D)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	9,1071	5,6358	5,4978	4,0393	0,5035	0,1829
2	4,8886	3,0279	2,9598	2,1503	0,2594	0,0988
3	3,4824	2,1585	2,1138	1,5207	0,1781	0,0708
4	2,7794	1,7239	1,6908	1,2058	0,1374	0,0568
5	2,3575	1,4631	1,4369	1,0169	0,1130	0,0484
6	2,0763	1,2892	1,2677	0,8910	0,0967	0,0428
7	1,8754	1,1650	1,1469	0,8011	0,0851	0,0388
8	1,7247	1,0719	1,0562	0,7336	0,0764	0,0358
9	1,6075	0,9994	0,9857	0,6811	0,0696	0,0334
10	1,5138	0,9415	0,9293	0,6392	0,0642	0,0316
11	1,4371	0,8941	0,8832	0,6048	0,0597	0,0301
12	1,3732	0,8545	0,8447	0,5762	0,0560	0,0288

Duración del contrato	% de variación (E) sobre (A)						Recargo promedio
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
1	563%	560%	551%	601%	799%	536%	566%
2	256%	254%	250%	273%	363%	243%	257%
3	154%	153%	150%	164%	218%	146%	154%
4	102%	102%	100%	109%	145%	97%	103%
5	72%	71%	70%	76%	102%	68%	72%
6	51%	51%	50%	55%	73%	49%	51%
7	37%	36%	36%	39%	52%	35%	37%
8	26%	25%	25%	27%	36%	24%	26%
9	17%	17%	17%	18%	24%	16%	17%
10	10%	10%	10%	11%	15%	10%	10%
11	5%	5%	5%	5%	7%	4%	5%
12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: CNMC

Aplicando el procedimiento anterior se obtienen los coeficientes de recargo correspondientes a cada peaje de transporte y distribución. En el Cuadro 43 y en el Gráfico 7 se muestran los coeficientes de recargo promedio que se deberían aplicar a los peajes de transporte y distribución en función de la duración del contrato y del nivel de tensión. Se indica que el coeficiente de recargo se ha obtenido como la media ponderada por la retribución asignada por periodo horario. Se observa que los coeficientes de recargo disminuyen con la duración

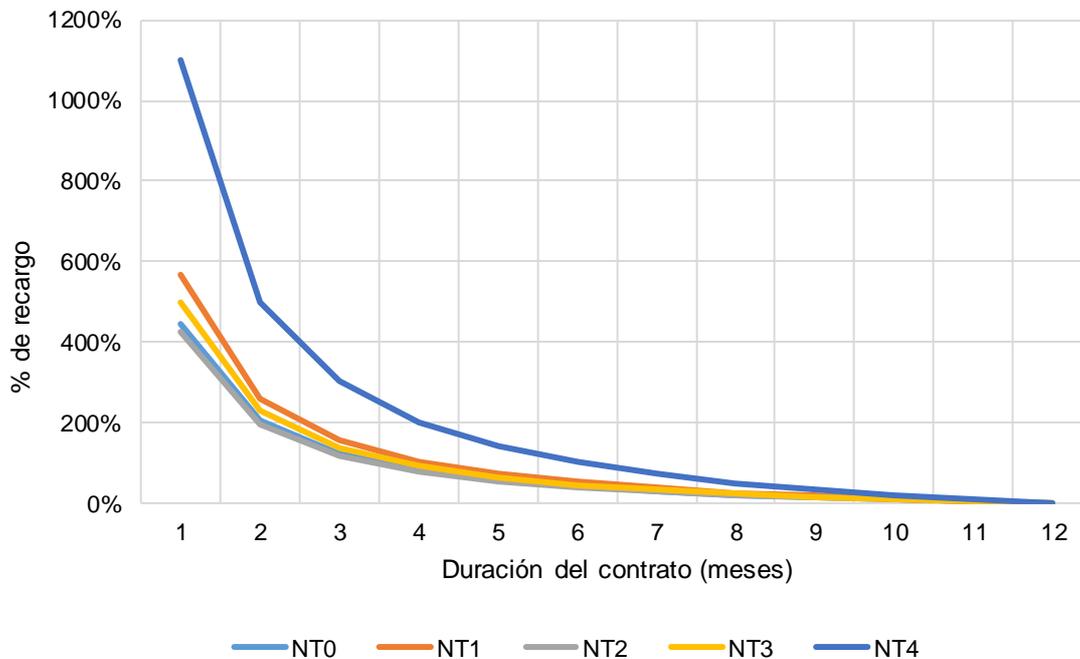
de los contratos, penalizado en mayor medida a aquellos contratos con menor duración.

Cuadro 43. Coeficiente de recargo promedio que se debería aplicar a los peajes de transporte y distribución en función de la duración del contrato y del nivel de tensión considerando el calendario de la Circular

Número de meses	NT0	NT1	NT2	NT3	NT4
1	446%	566%	427%	499%	1100%
2	203%	257%	194%	227%	500%
3	122%	154%	116%	136%	300%
4	81%	103%	78%	91%	200%
5	57%	72%	54%	63%	140%
6	41%	51%	39%	45%	100%
7	29%	37%	28%	32%	71%
8	20%	26%	19%	23%	50%
9	14%	17%	13%	15%	33%
10	8%	10%	8%	9%	20%
11	4%	5%	4%	4%	9%
12	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: CNMC

Gráfico 7. Coeficiente de recargo por periodo horario que se debería aplicar a los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución en función de la duración del contrato y del nivel de tensión



Fuente: CNMC

Dado que la mayor parte de los contratos de duración inferior al año se formalizarían, en su caso, por consumidores conectados en baja y media tensión y la similitud de los coeficientes obtenidos para estos niveles de tensión (NT0 y NT1), se ha optado por establecer los coeficientes de recargo en función de la duración como la media ponderada de los coeficientes de recargo obtenidos para los NT0 (60%) y el NT1 (40%). Los recargos que se deben aplicar en función de la duración del contrato son los mismos para todos los niveles de tensión. Por otra parte, a efectos de no penalizar excesivamente a los contratos de duración inferior a tres meses, de aplicación fundamentalmente a los suministros de carácter eventual (como, por ejemplo, contratos de obra, ferias, entre otros) y desincentivar la formalización de contratos de corto plazo de duración próxima a la anual en sustitución de contratos anuales, se ha optado por limitar los coeficientes de recargo máximo y mínimo. En particular, el coeficiente de penalización inferior o igual a tres meses resulta de la media ponderada de los coeficientes de recargo que resultan para una duración de tres meses. El coeficiente de recarga para una duración del contrato superior a 6 meses es la media ponderada de los coeficientes de recargo que resultan para una duración de 7 meses.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se han definido los siguientes porcentajes de recargo sobre los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los contratos de duración inferior a un año:

Duración de los contratos (D)	Porcentaje de recargo
$D \leq 3$ meses	135%
$3 \text{ meses} < D \leq 4$ meses	90%
$4 \text{ meses} < D \leq 5$ meses	63%
$5 \text{ meses} < D \leq 6$ meses	45%
$D > 6$ meses	32%

Teniendo en cuenta las observaciones efectuadas por los agentes, se recoge en la Circular que estos coeficientes serán de aplicación a los contratos cuya duración prevista sea inferior a un año, independientemente del tipo de contrato de que se trate.

Asimismo, atendiendo a las observaciones efectuadas por los agentes, se recoge que la facturación de estos contratos se realizará aplicando el recargo correspondiente a una duración inferior a tres meses, procediéndose en la última factura a la regularización de los importes, a efectos de su adecuación a la efectiva duración del contrato.

7.5. Coeficientes de pérdidas estándares

Los coeficientes de pérdidas estándares desagregados por nivel de tensión y periodo horario con objeto de elevar la energía demanda por los consumidores registrada en el contador a energía en barras de central a efectos de la compra de energía en el mercado fueron introducidos en 1998. Dichos coeficientes de pérdidas estándares procedían del marco regulatorio anterior, en el que los coeficientes de pérdidas estándares eran empleados a efectos de la retribución únicamente como referencia inicial, ya que eran inmediatamente corregidos teniendo en cuenta las pérdidas reales en las sucesivas liquidaciones.

Dado que estos coeficientes de pérdidas estándares daban lugar a pérdidas superiores a las realmente registradas en los cuatro años anteriores a su introducción, la Comisión propuso nuevos coeficientes de pérdidas a efectos de evitar que, por una parte, dichos coeficientes supusieran una barrera para el acceso de los consumidores al mercado y, por otra parte, se produjera una transferencia de flujos de ingresos entre distribuidores y productores.

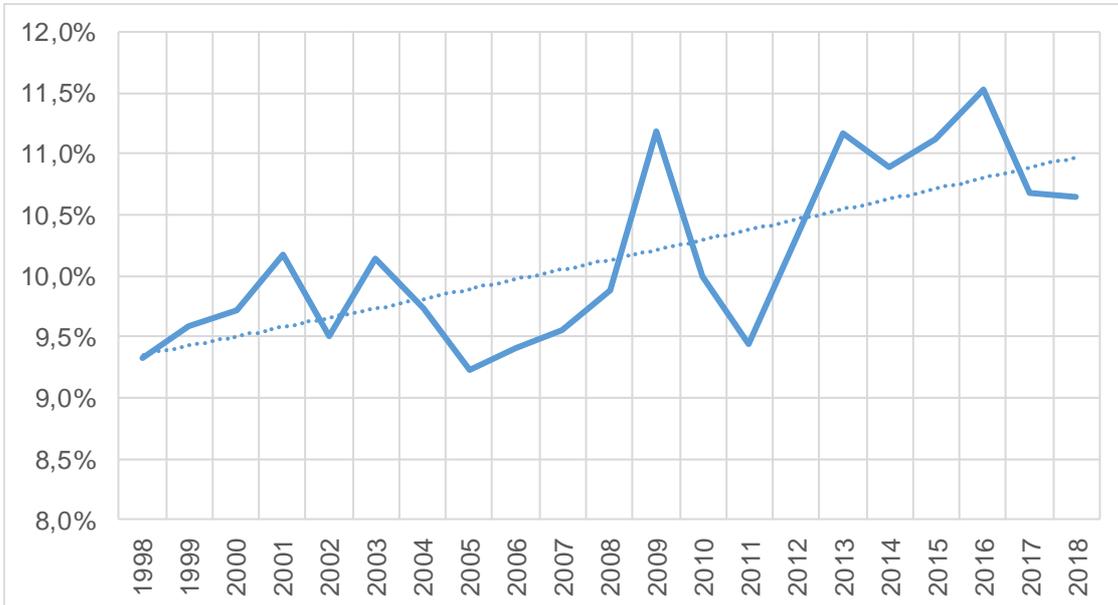
La propuesta de la Comisión contemplaba dos alternativas. La primera alternativa contemplaba pérdidas estándares diferenciadas por empresa distribuidora como paso previo a el establecimiento de pérdidas zonales, mientras que la segunda alternativa, de carácter transitorio en tanto se definieran las zonas de distribución, contemplaba coeficientes de pérdidas estándares medias a nivel nacional. En ambos casos, se diferenciaban pérdidas de transporte y pérdidas de distribución.

Los coeficientes de pérdidas vigentes se corresponden con los coeficientes de pérdidas propuestos por la Comisión en su alternativa segunda, incorporando a los coeficientes de distribución las pérdidas correspondientes a transporte y se han mantenido invariables desde el año 2000, pese a la revisión de los periodos horarios en 2007 y a los diversos cambios introducidos en la estructura de peajes.

Se indica que los coeficientes de pérdidas estándares propuestos estaban ajustados al 9,1% promedio de las pérdidas reales registrados en los cuatro años anteriores a su introducción.

En el Gráfico 8 se muestran el nivel de pérdidas que resulta de comparar la demanda en barras de central y en consumo del sistema peninsular entre 1998 y 2018. Se observa que, desde la introducción de la liberalización en el año 2009, las pérdidas medias del sistema peninsular han ido aumentando progresivamente, pasando de unas pérdidas promedio del 9,5% entre 1998 y 2008 a unas pérdidas promedio del 10,7% en el periodo comprendido entre 2009 y 2018.

Gráfico 8. Evolución de las pérdidas resultantes de comparar la demanda en b.c. y en consumo entre 1998 y 2018

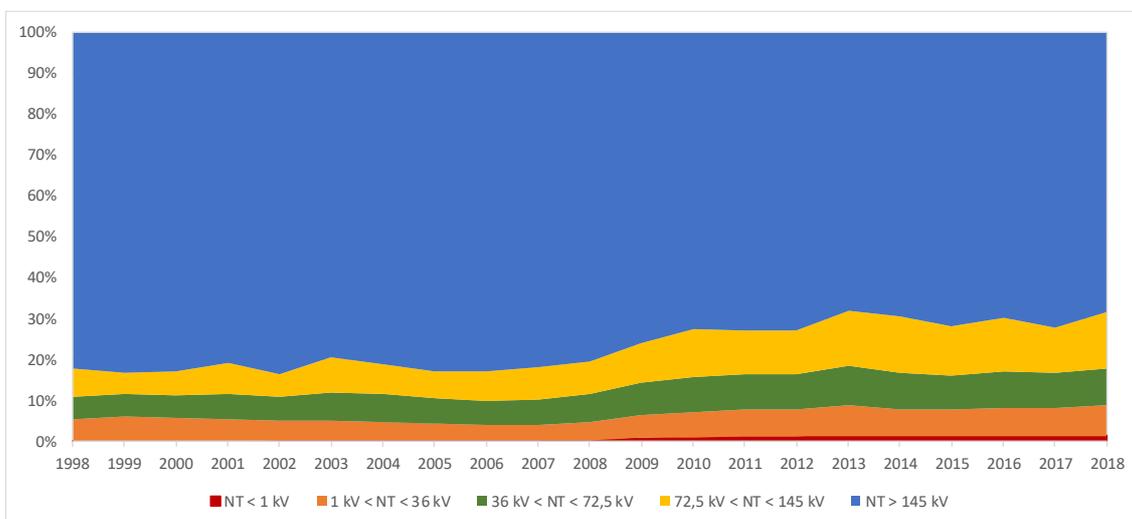


Fuente: CNMC y OS

Por otra parte, conforme a la metodología propuesta, los coeficientes de pérdidas estándares se establecieron considerando que la energía circulaba en cascada por todos los niveles de tensión, lo que implica coeficientes de pérdidas multiplicativos.

De acuerdo con la información disponible en la CNMC, la estructura de generación en estos últimos 20 años ha cambiado significativamente. A efectos ilustrativos en Gráfico 9 se muestra la evolución de la energía generada en el sistema peninsular desagregada por nivel de tensión en el periodo comprendido entre 1998 y 2018. Se observa que la energía vertida en la red de transporte ha pasado de representar, aproximadamente, el 82% de la energía generada en 1998 al 68% en 2018.

Gráfico 9. Evolución de la energía generada por nivel de tensión entre 1998 y 2018



Fuente: CNMC y OS

Teniendo en cuenta el tiempo transcurrido desde su introducción, así como la diferencia registrada desde 2009 entre las pérdidas estándares y las pérdidas reales y el cambio estructural registrado tanto en la generación (motivado por el aumento de la generación distribuida) como en la demanda (motivado por el diferente crecimiento por nivel de tensión), se propone actualizar los coeficientes de pérdidas estándares con los siguientes valores:

Nivel de tensión	Periodos horarios					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT ≤ 1 kV (2.0 TD)	16,7%	16,3%	18,0%			
NT ≤ 1 kV (3.0 TD)	16,6%	17,5%	16,5%	16,5%	13,8%	18,0%
1 kV < NT < 30 kV	6,7%	6,8%	6,5%	6,5%	4,3%	7,7%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5,2%	5,4%	4,9%	5,0%	3,5%	5,4%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4,2%	4,3%	4,0%	4,0%	3,0%	4,4%
NT ≥ 220 kV	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,7%

La metodología utilizada para calcular los coeficientes de pérdidas a aplicar para elevar la demanda en consumo a demanda en barras de central es la siguiente:

1. Los coeficientes de pérdidas se han calculado tomando con base en la siguiente información (i) pérdidas horarias en MWh de la red de transporte publicadas por el operador del sistema; (ii) balances de energía del sistema peninsular desagregados por periodo horario según el calendario de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, remitidos por las empresas distribuidoras a efectos de la elaboración de los informes sobre las

propuestas tarifarias, (iii) curvas de carga horaria en consumo de cada nivel de tensión, (iv) demanda en barras de central horaria del sistema peninsular.

2. Los coeficientes de pérdidas de transporte por periodo horario ($CP_{t,NT4}$) resultan de la comparación entre la demanda en b.c. y las pérdidas horarias publicadas por el operador del sistema.
3. Los coeficientes de pérdidas de distribución ($CP_{t,i}$) se obtienen para cada periodo horario t por diferencia entre las entradas y salidas de cada nivel de tensión i , con base en la información de los balances de las empresas distribuidoras.
4. Los coeficientes de pérdidas de cada periodo horario t para elevar la energía desde un nivel de tensión i (NT_i) hasta la red de transporte ($NT4$) resultan de incrementar las pérdidas de cada nivel de tensión con las pérdidas de los niveles de tensión superiores de los que se alimenta dicho nivel de tensión, teniendo en cuenta los flujos de energía entre los niveles de tensión. En particular:

$$P_{t,NT4} = CP_{t,NT4}$$

$$P_{t,NT3} = \left\{ \left[\left((1 + P_{t,NT4}) \times \frac{E_{NT3,NT4}^t}{E_{NT3}^t} \right) \right] \times (1 + CP_{t,NT3}) \right\} - 1$$

$$P_{t,NT2} = \left\{ \left[\left((1 + P_{t,NT4}) \times \frac{E_{NT2,NT4}^t}{E_{NT2}^t} \right) + \left((1 + P_{t,NT3}) \times \frac{E_{NT2,NT3}^t}{E_{NT2}^t} \right) \right] \times (1 + CP_{t,NT2}) \right\} - 1$$

$$P_{t,NT1} = \left\{ \left[\left((1 + P_{t,NT4}) \times \frac{E_{NT1,NT4}^t}{E_{NT1}^t} \right) + \left((1 + P_{t,NT3}) \times \frac{E_{NT1,NT3}^t}{E_{NT1}^t} \right) + \left((1 + P_{t,NT2}) \times \frac{E_{NT1,NT2}^t}{E_{NT1}^t} \right) \right] \times (1 + CP_{t,NT1}) \right\} - 1$$

$$P_{t,NT0} = \left\{ \left[\left((1 + P_{t,NT4}) \times \frac{E_{NT0,NT4}^t}{E_{NT0}^t} \right) + \left((1 + P_{t,NT3}) \times \frac{E_{NT0,NT3}^t}{E_{NT0}^t} \right) \right. \right. \\ \left. \left. + \left((1 + P_{t,NT2}) \times \frac{E_{NT0,NT2}^t}{E_{NT0}^t} \right) + \left((1 + P_{t,NT1}) \times \frac{E_{NT0,NT1}^t}{E_{NT0}^t} \right) \right] \right. \\ \left. \times (1 + CP_{t,NT0}) \right\} - 1$$

donde,

$P_{t,NTi}$: Coeficiente de pérdidas aplicable a los consumidores conectados al nivel de tensión i (NT_i) para elevar su energía hasta la red de transporte durante el periodo t

$CP_{t,NTi}$: Coeficiente de pérdidas del nivel de tensión i durante el periodo tarifario t

$E_{NTi,NTj}^t$: Energía inyecta en el nivel de tensión i desde el nivel de tensión j , siendo $j > i$ en el periodo tarifario t

E_{NTi}^t : Energía inyecta en el nivel de tensión i en el periodo tarifario t

5. Los coeficientes de pérdidas desagregados por nivel de tensión y periodo horario conforme al calendario de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, resultantes del punto anterior se aplican a las curvas de carga horaria en consumo de cada nivel de tensión, a efectos de obtener la correspondiente demanda en b.c.
6. La demanda en b.c. obtenida en el punto anterior se compara con la demanda en barras de central realmente registrada, obteniéndose un coeficiente de ajuste (α^t) para cada periodo horario.
7. Los coeficientes de pérdidas iniciales ($CP_{t,i}$) obtenidos en el paso 3 se corrigen por el coeficiente α^t , obteniéndose los coeficientes de pérdidas ajustados aplicables a cada nivel de tensión y periodo horario ($CPa_{t,i}$)

$$CPa_{t,NTi} = \left((1 + CP_{t,NTi}) \times \alpha^t \right) - 1$$

8. Se repite el paso 4 sustituyendo $CP_{t,NTi}$ por $CPa_{t,NTi}$, obteniéndose como resultado los coeficientes de pérdidas para elevar la energía desde un nivel de tensión hasta la red de transporte según el calendario de la Orden ITC/2794/2017, de 27 de septiembre.

9. Los coeficientes de pérdidas desagregados por nivel de tensión y periodo horario conforme al calendario de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, resultantes del punto anterior se aplican a las curvas de carga horaria en consumo de cada grupo tarifario, a efectos de obtener la correspondiente demanda en b.c.
10. Los coeficientes de pérdidas para elevar la energía desde un nivel de tensión hasta la red de transporte según el calendario propuesto en la presente Circular se obtienen como resultado de comparar la demanda en consumo y la demanda en b.c. de cada grupo tarifario, agregados según los nuevos periodos propuestos.
11. Esta metodología se ha realizado para los ejercicios 2015, 2016, 2017 y 2018. Los coeficientes de pérdidas propuestos se corresponden con el promedio de los coeficientes obtenidos para los ejercicios 2017 y 2018, motivado por el cambio de comportamiento registrado en estos dos últimos años.

7.6. Régimen transitorio

La metodología establecida en la Circular introduce algunos cambios respecto de la estructura de peajes de acceso vigentes. En particular, por una parte, según la metodología de la Circular, teniendo en cuenta los factores inductores que inciden en asignación de los costes de las redes de transporte y distribución, no se justifica la diferenciación de los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y de potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW de los peajes de acceso vigentes. Asimismo, no se justifica la discriminación existente en los peajes de acceso de los consumidores conectados a media tensión en dos colectivos en función de la potencia contratada (3.1 A y 6.1). Por otra parte, la Circular modifica la estructura por periodos horarios de los peajes de baja tensión, a efectos de incrementar el número de señales de precio a los consumidores. Por último, la Circular incluye la revisión de los periodos horarios considerados en los peajes de acceso vigentes, teniendo en cuenta la propuesta del Operador del Sistema.

Por todo lo anterior, se hace necesario el establecimiento de un periodo transitorio, en el que, teniendo en cuenta los cambios introducidos por la Circular se contemplen los siguientes aspectos:

1. Reprogramación de los contadores

La revisión de los calendarios hace necesario la reprogramación de los equipos de medida de los consumidores, por lo que en el periodo transitorio se debe recoger la fórmula de facturación del consumo registrados por los contadores en tanto éstos no hayan sido reprogramados.

2. Adaptación de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y en media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW

La Circular modifica la estructura de peajes de los consumidores conectados en baja tensión y en media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW, por lo que se hace necesario definir las reglas de transformación de las potencias contratadas y las energías a la nueva estructura de peajes.

3. Adaptación de los contratos de los consumidores a la nueva estructura de peajes

4. Adaptación de los sistemas de facturación

En consecuencia, se hace necesario incluir en la Circular una disposición transitoria en la que se establezcan los aspectos anteriores.

Se indica que, teniendo en cuenta las observaciones de los agentes, se contempla una duración del periodo transitorio en los siguientes términos: se fija el 1 de noviembre de 2020 como fecha antes de la cual se deberán adaptar los equipos de medida, sistemas de facturación y contratos. A su vez, la CNMC adaptará los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores a lo dispuesto en la circular en un plazo de tres meses desde la publicación de la misma.

Asimismo, en línea con las propuestas de los agentes, se incorporan los siguientes aspectos en la disposición transitoria segunda de la Circular:

- Durante el periodo transitorio de adaptación, serán de aplicación los peajes de acceso y condiciones de facturación que estuvieran en vigor con anterioridad a la entrada en vigor de la circular.
- El consumidor tendrá derecho a adaptar las potencias contratadas por periodo horario a los periodos definidos en la Circular sin coste alguno, independientemente de si hubiera realizado un cambio de potencia en los doce meses anteriores.
- Los comercializadores deberán informar a los consumidores de la nueva estructura de peajes.

7.7. Modelo de cálculo

El artículo 30.2.b) 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 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, de acuerdo con el principio de transparencia recogido en la Circular y conforme a las mejores prácticas regulatorias, se acompaña la Circular de Metodología por un libro de Excel en el que se recogen los parámetros de entrada empleados en la metodología de asignación, el procedimiento de asignación de la retribución y la determinación de los peajes de transporte y distribución, conforme a la metodología establecida en la Circular.

8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

8.1. Impacto económico

En el Cuadro 44 se muestran los peajes que resultan para el ejercicio 2019 y 2020 de aplicar la metodología de la Circular. Se observa que, como consecuencia de la nueva metodología de retribución de las actividades de transporte y distribución los peajes de los consumidores se reducen, en términos medios, el 5,6% respecto de los del ejercicio 2019. No obstante, el impacto es diferente por colectivo de consumidores. Al respecto cabe señalar que, los peajes de transporte y distribución de todos los consumidores se reducen respecto de los que resultan para el ejercicio 2019, con la excepción de los peajes aplicables a los consumidores acogidos a los peajes 2.0 A, 2.0 DHS y 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS. Asimismo, se observa que los peajes de los consumidores conectados en alta tensión experimentan reducciones superiores a la media en todos los peajes, con la excepción de lo conectados en la red de transporte (peaje 6.4), mientras que las reducciones de los consumidores conectados en baja tensión son inferiores a la media.

Cuadro 44. Facturación de peajes de transporte y distribución que resultan de aplicar la Circular para el ejercicio 2019 y para el ejercicio 2020

Peaje de acceso	Consumo (GWh)	Facturación por peajes de T&D 2019, según la Circular (miles €)	Facturación media peajes de T&D 2019, según propuesta Circular (€/MWh)	Consumo (GWh)	Facturación por peajes de T&D 2020, según propuesta de Circular (miles €)	Facturación media por peajes de T&D 20120 según propuesta de Circular (€/MWh)	% variación 2020 sobre 2019
Baja tensión	112.362	5.102.934	45,42	113.120	4.947.268	43,73	-3,7%
2.0 A	42.745	2.713.541	63,48	36.096	2.309.191	63,97	0,8%
2.0 DHA	24.083	1.166.163	48,42	31.128	1.421.110	45,65	-5,7%
2.0 DHS	70	1.812	25,99	97	2.523	26,00	0,0%
2.1 A	4.191	223.439	53,31	3.792	208.929	55,10	3,4%
2.1 DHA	4.178	132.214	31,65	4.593	152.447	33,19	4,9%
2.1 DHS	15	397	27,30	16	464	29,14	6,7%
3.0 A	37.081	865.369	23,34	37.398	852.604	22,80	-2,3%
Alta tensión	128.214	2.022.720	15,78	129.416	1.836.099	14,19	-10,1%
3.1 A	14.875	477.977	32,13	14.998	426.972	28,47	-11,4%
6.1 A	55.051	1.050.486	19,08	55.189	939.262	17,02	-10,8%
6.2	24.650	250.657	10,17	24.723	234.278	9,48	-6,8%
6.3	10.574	93.245	8,82	10.561	86.392	8,18	-7,2%
6.4	23.063	150.356	6,52	23.945	149.195	6,23	-4,4%
Total	240.576	7.125.655	29,62	242.536	6.783.367	27,97	-5,6%

Fuente: CNMC

El aumento de los peajes medios de los consumidores conectados en baja tensión está motivado, fundamentalmente, por el cambio de la utilización de la potencia registrada en los distintos colectivos como consecuencia del trasvase de consumidores a peajes con discriminación horaria no acompañados por un cambio en los patrones de consumo. Al respecto se indica que, la relación de precios de los peajes de acceso con discriminación horaria vigentes para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW permite ahorros próximos al 10% sin que haya modificaciones en los patrones de consumo.

Por otra parte, la inferior reducción del peaje medio de los consumidores conectados en la red de transporte (6.4) está motivada por la mayor participación en la punta de este colectivo de consumidores, acompañado por una reducción de la potencia (véase Cuadro 45).

**Cuadro 45. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión.
Tasa de variación anual media de 12 meses**

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1	Alta tensión 2	Alta tensión 3	Alta tensión 4	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW	(≥ 1 kV y < 30 kV)	(≥ 30 kV y < 72,5 kV)	(≥ 72,5 kV y < 145 kV)	(≥ 145 kV)	
2018	enero	0,1%	-1,7%	-2,4%	-1,3%	-2,1%	1,5%	2,9%	-0,4%
	febrero	0,1%	-1,7%	-2,4%	-1,2%	-2,4%	0,9%	3,1%	-0,5%
	marzo	0,1%	-1,6%	-2,2%	-1,1%	-2,5%	0,4%	3,3%	-0,4%
	abril	0,2%	-1,5%	-1,8%	-1,1%	-2,5%	-0,2%	3,1%	-0,3%
	mayo	0,2%	-1,4%	-1,8%	-1,2%	-2,3%	-0,7%	3,0%	-0,3%
	junio	0,3%	-1,4%	-2,2%	-1,4%	-2,1%	-1,4%	2,9%	-0,3%
	julio	0,3%	-1,3%	-2,2%	-1,5%	-2,0%	-2,0%	2,5%	-0,3%
	agosto	0,3%	-1,3%	-2,2%	-1,7%	-1,7%	-2,6%	2,3%	-0,3%
	septiembre	0,3%	-1,2%	-1,9%	-1,4%	-1,3%	-3,1%	2,2%	-0,3%
	octubre	0,3%	-1,1%	-1,6%	-1,3%	-1,0%	-3,6%	2,1%	-0,2%
	noviembre	0,3%	-1,0%	-1,4%	-0,9%	-0,1%	-3,8%	2,1%	-0,1%
	diciembre	0,4%	-1,0%	-1,4%	-1,0%	0,1%	-4,4%	1,9%	-0,1%
2019	enero	0,4%	-1,0%	-1,3%	-1,0%	0,3%	-4,3%	1,4%	-0,1%
	febrero	0,4%	-0,9%	-1,2%	-0,8%	0,9%	-3,6%	0,9%	0,0%
	marzo	0,4%	-0,8%	-1,5%	-0,9%	1,0%	-3,2%	0,1%	-0,1%
	abril	0,4%	-0,8%	-1,7%	-0,9%	1,1%	-2,7%	-0,5%	-0,1%
	mayo	0,4%	-0,8%	-1,5%	-0,8%	1,0%	-2,3%	-1,3%	-0,1%
	junio	0,4%	-0,8%	-1,1%	-0,5%	1,0%	-1,9%	-2,0%	0,0%
	julio	0,4%	-0,8%	-0,8%	-0,4%	0,9%	-1,5%	-2,6%	0,0%

Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, se indica que la estructura de consumos prevista para el ejercicio 2020 resulta de agregar las curvas de carga de los consumidores correspondientes al ejercicio 2018 con los calendarios de la Circular, por lo que el impacto en la factura real de los consumidores dependerá, en gran medida, de la capacidad de adaptación a las nuevas señales de precios derivada de la implementación del nuevo calendario.

Por otra parte, en el Cuadro 46 se analiza el **impacto de la modificación del calendario** de los peajes de transporte y distribución. Para ello, se ha procedido a calcular los peajes de transporte y distribución correspondientes a 2020 que resultaría de aplicar la metodología de Circular con el calendario de seis periodos establecido en la Orden ITC/2794/2007³⁷.

Se observa que, la modificación de los periodos horarios, supuesto que los consumidores no modifican sus patrones de consumo, supondría una reducción del 0,6% de la facturación de peajes de transporte y distribución de los consumidores de baja tensión y un incremento del 1,7% de la facturación de los consumidores de alta tensión, con la excepción de los consumidores conectados en la red de transporte (peaje 6.4 TD) para los que se registraría una reducción del 2%.

³⁷ Se dispone de los balances de energía y de potencia correspondientes tanto para la discriminación horaria de seis periodos del calendario vigente como para la de la Orden ITC/2794/2007.

Cuadro 46. Facturación peajes transporte y distribución. Calendario vigente vs Calendario propuesta de Circular

Peaje	Facturación T&D (€/MWh)		
	Calendario Vigente	Calendario CNMC	Tasa de variación (%)
TARIFAS DE BAJA TENSION	0,0440	0,0437	-0,6%
2.0 TD	0,0531	0,0527	-0,7%
3.0 TD	0,0228	0,0228	-0,1%
TARIFAS DE ALTA TENSION	0,0140	0,0142	1,7%
6.1 TD (1 kV < NT < 30 kV)	0,0190	0,0195	2,3%
6.2 TD (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	0,0095	0,0095	0,2%
6.3 TD (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	0,0080	0,0082	2,4%
6.4 TD (NT ≥ 145 kV)	0,0064	0,0062	-2,0%
TOTAL BT + AT	0,0280	0,0280	0,00%

Fuente: CNMC

Respecto de la **eliminación del peaje de generación**, se estima que el precio del mercado se reducirá en el importe equivalente al citado peaje (0,5 €/MWh). El impacto sobre los distintos colectivos de consumidores dependerá de cuánto represente el coste de la energía en su factura final. A efectos ilustrativos, en el Cuadro 47 se presenta el impacto sobre la facturación³⁸ del consumidor medio de cada peaje acceso de la supresión del peaje de generación, para el escenario de precios de mercado del ejercicio 2018. Se observa que, el impacto de la eliminación del peaje de generación es superior en los consumidores conectados en alta tensión, para los que la energía representó en 2018 entre el 76% y el 86% del precio final antes de impuestos.

³⁸ Excluidos impuestos y margen de comercialización.

Cuadro 47. Impacto de la eliminación del peaje de generación en el precio medio final antes de impuestos del consumidor medio del peaje de acceso vigente del año 2018

Peaje de acceso	Precio final (€/MWh consumidor) (1)	Impacto en el precio final (€/MWh consumido)	% del componente de energía en el precio final	Impacto en el precio final (%)
2.0 A	200,11	- 0,59	37,6%	-0,3%
2.0 DHA	155,63	- 0,58	36,1%	-0,4%
2.0 DHS	124,19	- 0,59	55,9%	-0,5%
2.1 A	208,75	- 0,58	35,9%	-0,3%
2.1 DHA	151,50	- 0,58	48,3%	-0,4%
2.1 DHS	144,93	- 0,59	48,2%	-0,4%
3.0 A	135,41	- 0,58	53,2%	-0,4%
3.1 A	125,42	- 0,53	54,2%	-0,4%
6.1 A	102,07	- 0,54	65,3%	-0,5%
6.2	84,93	- 0,53	76,6%	-0,6%
6.3	80,25	- 0,52	81,3%	-0,6%
6.4	73,08	- 0,51	86,0%	-0,7%

Fuente: CNMC

(1) Precio final de mercado para el consumidor medio de cada grupo tarifario, excluidos el margen de comercialización, alquiler de equipos de medida e impuestos.

La eliminación del peaje de generación sobre los peajes de transporte y distribución de los consumidores implica que, en términos medios, éstos se reducirán un 3,1% en lugar del 5,6% que resulta de la reducción de la retribución del transporte y la distribución, si bien no es posible estimar el impacto en el precio final de los consumidores, en la medida en que éste dependerá de la metodología de cargos que finalmente establezca el Gobierno.

No obstante, a efectos ilustrativos, en el Cuadro 48 se compara la facturación por peajes de acceso que resulta de la metodología de la Circular con la que resultaría de mantener el peaje de generación. Se indica que los ingresos por peajes de generación se estiman en 129,9 M€ para 2020 y que el 67% de los mismos se deberían a instalaciones conectadas en transporte y el 33% restante a instalaciones conectadas en distribución. Se observa que la eliminación del peaje de generación afecta en mayor medida a los consumidores conectados en alta y media tensión.

Cuadro 48. Impacto de la eliminación del peaje de generación en el precio medio final antes de impuestos del consumidor medio del peaje de acceso vigente del año 2018

Peaje de acceso	Consumo (GWh)	Facturación por peajes de T&D 2020, según propuesta de Circular (miles €)	Facturación media por peajes de T&D 2020 según propuesta de Circular (€/MWh)	Facturación por peajes de T&D 2020, según propuesta Circular, manteniendo peaje G (miles €)	Facturación media peajes de T&D 2020, según propuesta Circular, manteniendo peaje G (€/MWh)	Diferencia (€/MWh)	% variación 2020 sobre 2019
Baja tensión	113.120	4.947.268	43,73	4.868.241	43,04	- 0,70	-1,6%
2.0 A	36.163	2.309.191	63,85	2.272.714	62,85	- 1,01	-1,6%
2.0 DHA	31.064	1.421.110	45,75	1.398.660	45,03	- 0,72	-1,6%
2.0 DHS	96	2.523	26,23	2.483	25,81	- 0,41	-1,6%
2.1 A	3.806	208.929	54,89	205.629	54,03	- 0,87	-1,6%
2.1 DHA	4.577	152.447	33,31	150.038	32,78	- 0,53	-1,6%
2.1 DHS	16	464	29,29	457	28,83	- 0,46	-1,6%
3.0 A	37.398	852.604	22,80	838.260	22,41	- 0,38	-1,7%
Alta tensión	129.416	1.836.099	14,19	1.788.425	13,82	- 0,37	-2,6%
3.1 A	14.918	426.972	28,62	417.901	28,01	- 0,61	-2,1%
6.1 A	55.269	939.262	16,99	919.329	16,63	- 0,36	-2,1%
6.2	24.723	234.278	9,48	227.271	9,19	- 0,28	-3,0%
6.3	10.561	86.392	8,18	83.360	7,89	- 0,29	-3,5%
6.4	23.945	149.195	6,23	140.566	5,87	- 0,36	-5,8%
Total	242.536	6.783.367	27,97	6.656.667	27,45	- 0,52	-1,9%

Fuente: CNMC

Por último, como consecuencia de la **actualización de los coeficientes de pérdidas** para elevar la energía a barras de central, con carácter general el coste de la energía y de los pagos por capacidad de los consumidores conectados en baja tensión aumentaría, mientras que el de los consumidores conectados en media y alta tensión se reducirían (véanse Cuadro 49 y Cuadro 50).

Cuadro 49. Impacto de la actualización de los coeficientes de pérdidas sobre el coste de la energía para el consumidor medio de cada peaje de acceso según la estructura vigente en el año 2018. Sistema peninsular.

Peaje de acceso	Demanda en Consumo (GWh)	Pérdidas vigentes				Pérdidas de la Circular				Circular vs Vigentes			
		Demanda en b.c. (GWh)	Pérdidas (%)	Coste de energía (miles de €)	Coste de energía (€/MWh)	Demanda en b.c. (GWh)	Pérdidas (%)	Coste de energía (miles de €)	Coste de energía (€/MWh)	Pérdidas (%)	Coste de energía (miles de €)	Coste de energía (€/MWh)	Coste de energía (%)
Baja tensión	103.822	120.806	16,4%	7.803.138	75,16	121.358	16,9%	7.844.637	75,56	0,53%	41.498	0,40	0,53%
2.0 A	47.143	55.286	17,3%	3.558.257	75,48	55.144	17,0%	3.554.890	75,41	-0,30%	- 3.367	- 0,07	-0,09%
2.0 DHA	15.773	18.262	15,8%	1.166.902	73,98	18.490	17,2%	1.181.992	74,94	1,45%	15.090	0,96	1,29%
2.0 DHS	41	49	17,8%	3.041	73,40	49	17,5%	3.034	73,24	-0,27%	- 7	- 0,17	-0,23%
2.1 A	4.372	5.112	16,9%	331.092	75,73	5.104	16,7%	331.119	75,74	-0,19%	27	0,01	0,01%
2.1 DHA	3.314	3.831	15,6%	243.811	73,56	3.883	17,2%	247.196	74,59	1,55%	3.385	1,02	1,39%
2.1 DHS	10	12	17,6%	766	74,49	12	17,3%	764	74,27	-0,37%	- 2	- 0,22	-0,29%
3.0 A	33.168	38.254	15,3%	2.499.270	75,35	38.677	16,6%	2.525.644	76,15	1,28%	26.373	0,80	1,06%
Alta tensión	125.359	132.121	5,4%	8.479.860	67,64	131.569	5,0%	8.438.361	67,31	-0,44%	- 41.498	- 0,33	-0,49%
3.1 A	14.834	15.860	6,9%	1.030.912	69,49	15.798	6,5%	1.026.006	69,16	-0,42%	- 4.907	- 0,33	-0,48%
6.1 A	51.669	55.364	7,2%	3.581.384	69,31	55.042	6,5%	3.558.872	68,88	-0,62%	- 22.512	- 0,44	-0,63%
6.1 B	5.164	5.427	5,1%	348.528	67,50	5.411	4,8%	347.323	67,26	-0,30%	- 1.205	- 0,23	-0,35%
6.2	17.686	18.593	5,1%	1.186.593	67,09	18.549	4,9%	1.183.051	66,89	-0,25%	- 3.542	- 0,20	-0,30%
6.3	10.549	10.932	3,6%	693.812	65,77	10.958	3,9%	694.804	65,86	0,24%	992	0,09	0,14%
6.4	25.457	25.944	1,9%	1.638.630	64,37	25.811	1,4%	1.628.305	63,96	-0,52%	- 10.325	- 0,41	-0,63%
Total	229.181	252.927	10,4%	16.282.998	71,05	252.927	10,4%	16.282.998	71,05	0,0%	0	0,00	0,00%

Fuente: CNMC

Cuadro 50. Impacto de la actualización de los coeficientes de pérdidas sobre la financiación de los pagos por capacidad para el consumidor medio de cada peaje de acceso según la estructura vigente en el año 2018. Sistema peninsular.

Peaje de acceso	Demanda en Consumo (GWh)	Pérdidas vigentes				Pérdidas de la Circular				Circular vs Vigentes			
		Demanda en b.c. (GWh)	Pérdidas (%)	Pagos por capacidad (miles de €)	Pagos por capacidad (€/MWh)	Demanda en b.c. (GWh)	Pérdidas (%)	Pagos por capacidad (miles de €)	Pagos por capacidad (€/MWh)	Pérdidas (%)	Pagos por capacidad (miles de €)	Pagos por capacidad (€/MWh)	Pagos por capacidad (%)
Baja tensión	103.822	120.806	16,4%	493.773	4,76	121.358	16,9%	493.437	4,75	0,53%	- 335	- 0,00	-0,07%
2.0 A	47.143	55.286	17,3%	255.977	5,43	55.144	17,0%	255.317	5,42	-0,30%	- 660	- 0,01	-0,26%
2.0 DHA	15.773	18.262	15,8%	46.065	2,92	18.490	17,2%	46.193	2,93	1,45%	128	0,01	0,28%
2.0 DHS	41	49	17,8%	105	2,53	49	17,5%	104	2,51	-0,27%	- 1	- 0,02	-0,75%
2.1 A	4.372	5.112	16,9%	23.670	5,41	5.104	16,7%	23.632	5,41	-0,19%	- 38	- 0,01	-0,16%
2.1 DHA	3.314	3.831	15,6%	9.029	2,72	3.883	17,2%	9.063	2,73	1,55%	34	0,01	0,38%
2.1 DHS	10	12	17,6%	28	2,70	12	17,3%	28	2,68	-0,37%	- 0	- 0,02	-0,70%
3.0 A	33.168	38.254	15,3%	158.899	4,79	38.677	16,6%	159.101	4,80	1,28%	201	0,01	0,13%
Alta tensión	125.359	132.121	5,4%	188.092	1,50	131.569	5,0%	186.681	1,49	-0,44%	- 1.411	- 0,01	-0,75%
3.1 A	14.834	15.860	6,9%	43.334	2,92	15.798	6,5%	42.903	2,89	-0,42%	- 431	- 0,03	-1,00%
6.1 A	51.669	55.364	7,2%	75.777	1,47	55.042	6,5%	75.041	1,45	-0,62%	- 736	- 0,01	-0,97%
6.1 B	5.164	5.427	5,1%	7.416	1,44	5.411	4,8%	7.387	1,43	-0,30%	- 29	- 0,01	-0,39%
6.2	17.686	18.593	5,1%	22.352	1,26	18.549	4,9%	22.273	1,26	-0,25%	- 79	- 0,00	-0,35%
6.3	10.549	10.932	3,6%	12.106	1,15	10.958	3,9%	12.125	1,15	0,24%	19	0,00	0,16%
6.4	25.457	25.944	1,9%	27.108	1,06	25.811	1,4%	26.952	1,06	-0,52%	- 155	- 0,01	-0,57%
Total	229.181	252.927	10,4%	681.865	2,98	252.927	10,4%	680.118	2,97	0,0%	- 1.746	- 0,01	-0,26%

Fuente: CNMC

No obstante, se indica que el impacto de la Circular está supeditado al establecimiento de la metodología de cargos prevista en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En todo caso, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberán definir periodos transitorios de tal forma que el impacto de sendas metodologías sea absorbido de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

Una vez definida la metodología de cargos conforme al artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las variaciones de los peajes de transporte y distribución se trasladarán íntegramente a los consumidores.

A efectos ilustrativos en el siguiente cuadro se resumen los impactos de la Circular por grupo tarifario. Cabe señalar que, como se ha comentado, el impacto de los cargos dependerá de la metodología que finalmente se apruebe, por lo que en el resumen de los impactos se ha optado por mantener el nivel de los peajes de acceso vigentes, lo que implica que la reducción del peaje del transporte y la distribución es absorbida por los cargos, en línea con el artículo 19.6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Cuadro 51. Impacto de la metodología de la Circular para el consumidor medio de cada peaje de acceso según la estructura vigente en el año 2018

Peaje de acceso	Facturación media inicial, antes de impuestos (€/MWh)	Impacto en los peajes de acceso (€/MWh)			Impacto en el coste de la energía (€/MWh)					Impacto total (€/MWh)	Facturación media final, antes de impuestos (€/MWh)	Tasa de Variación s/ facturación inicial (%)
		Modificación Retribución	Supresión peaje G	Cargos	Supresión peaje G	Revisión coeficientes de pérdidas						
						Energía	Pagos por capacidad	OMIE	OS			
Baja tensión	165,47	- 2,16	0,70	1,46	- 0,58	0,54	0,03	0,0003	0,0010	- 0,01	165,46	0,0%
2.0 A	200,11	- 3,13	1,01	2,12	- 0,58	- 0,07	- 0,01	- 0,0001	- 0,0004	- 0,67	199,43	-0,3%
2.0 DHA	155,63	- 2,24	0,72	1,52	- 0,59	0,96	0,01	0,0005	0,0018	0,38	156,01	0,2%
2.0 DHS	124,19	- 1,29	0,41	0,87	- 0,59	- 0,17	- 0,02	- 0,0001	- 0,0003	- 0,77	123,41	-0,6%
2.1 A	208,75	- 2,69	0,87	1,82	- 0,58	0,01	- 0,01	- 0,0001	- 0,0002	- 0,59	208,16	-0,3%
2.1 DHA	151,50	- 1,63	0,53	1,11	- 0,59	1,02	0,01	0,0005	0,0020	0,45	151,94	0,3%
2.1 DHS	144,93	- 1,44	0,46	0,97	- 0,59	- 0,22	- 0,02	- 0,0001	- 0,0005	- 0,82	144,11	-0,6%
3.0 A	135,41	- 1,16	0,38	0,78	- 0,58	0,80	0,01	0,0004	0,0016	0,22	135,63	0,2%
Alta tensión	94,43	- 0,98	0,37	0,61	- 0,53	- 0,33	- 0,02	- 0,0001	- 0,0006	- 0,88	93,56	-0,9%
3.1 A	125,42	- 1,71	0,61	1,10	- 0,53	- 0,33	- 0,03	- 0,0001	- 0,0005	- 0,89	124,53	-0,7%
6.1 A	102,07	- 1,01	0,36	0,65	- 0,53	- 0,44	- 0,01	- 0,0002	- 0,0008	- 0,98	101,09	-1,0%
6.2	84,93	- 0,73	0,28	0,44	- 0,52	- 0,21	- 0,00	- 0,0001	- 0,0003	- 0,74	84,19	-0,9%
6.3	80,25	- 0,71	0,29	0,43	- 0,52	0,09	0,00	0,0001	0,0003	- 0,42	79,83	-0,5%
6.4	73,08	- 0,82	0,36	0,46	- 0,51	- 0,41	- 0,01	- 0,0002	- 0,0007	- 0,92	72,16	-1,3%
Total	127,57	- 1,53	0,52	1,01	- 0,55	0,08	0,00	0,0000	0,0002	- 0,47	127,09	-0,4%

Fuente: CNMC

Complementariamente a los análisis anteriores, en los siguientes epígrafes se presenta el análisis de los peajes que resultan de la aplicación de la Circular para el ejercicio 2020, el análisis de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes y la evolución de peajes de redes prevista hasta el final del periodo regulatorio.

8.1.1. Análisis de los peajes resultantes de la metodología de la Circular

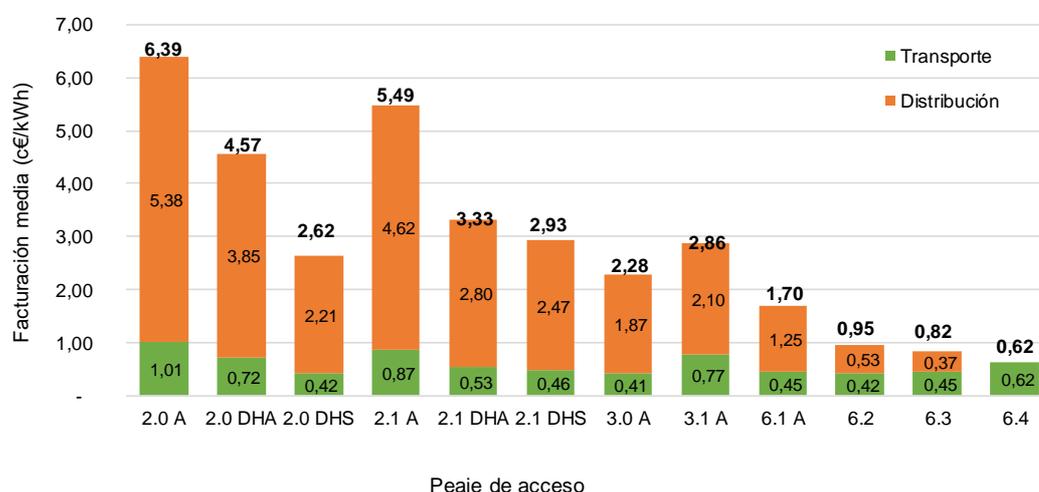
En el Gráfico 10 se muestra, considerando el escenario de demanda previsto para 2020 con la estructura de peajes vigentes, la facturación media (c€/kWh) de los peajes de transporte y distribución que resultan de aplicar la metodología de la Circular. La Circular introduce modificaciones en la estructura de peajes de transporte y distribución respecto de los peajes de acceso vigentes (eliminación de la diferenciación entre peajes de baja tensión con potencia contratada menor de 10 kW y mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW y eliminación de la diferenciación entre el peaje 3.1 A y 6.1 A). No obstante, a efectos de facilitar la comparación con la situación vigente, se muestran los resultados con la estructura de peajes de acceso vigentes³⁹.

Se observa que, a pesar de que los peajes de transporte y distribución son los mismos para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y los consumidores con potencia contratada

³⁹ La estructura de peajes de acceso vigente está definida en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se aprueban las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica y en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

comprendida entre 10 kW y 15 kW, la facturación media de los segundos resulta un 14% y un 27% inferior a la de los primeros, exceptuando a los acogidos a discriminación horaria de supervalle (DHS), como consecuencia de la diferente utilización de la potencia contratada por ambos colectivos. Asimismo, si bien el peaje de transporte y distribución de la propuesta de Circular es el mismo para los consumidores de media tensión, la facturación media que resulta para los consumidores con potencia contratada superior a 450 kW en algún periodo (6.1 A) es un 41% inferior a la que resulta para los consumidores con potencia contratada inferior a 450 kW en todos los periodos (3.1 A) consecuencia, igualmente, de la diferente utilización de la potencia de ambos colectivos.

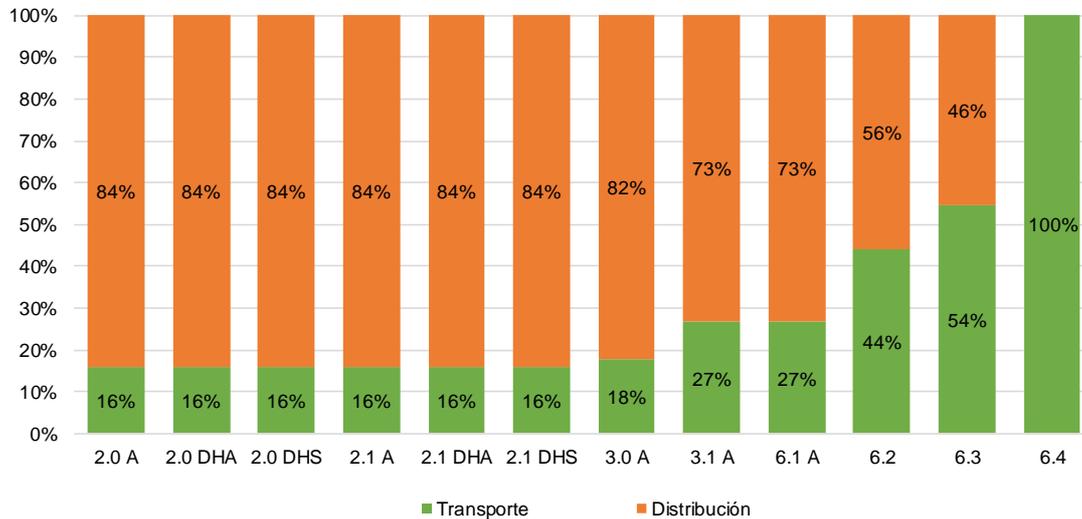
Gráfico 10. Facturación media (c€/kWh) de los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la Circular. Año 2020



Fuente: CNMC

Respecto de la *composición de la facturación por concepto*, se observa que para los consumidores de baja tensión el peaje de transporte representa, aproximadamente, el 16% de la facturación de T&D total, porcentaje que se incrementa hasta el 27% para los consumidores conectados en media tensión, el 50% para los consumidores conectados en alta tensión (6.2 y 6.3) y el 100% de la facturación de los consumidores conectados en muy alta tensión (6.4). En consecuencia, la facturación de los peajes de distribución representa el 84% de la facturación total del peaje de T&D de los consumidores de baja tensión, el 73% para los consumidores de media tensión y el 50% para los consumidores conectados en alta tensión. (véase Gráfico 11).

Gráfico 11. Composición por concepto de coste de la facturación media por peaje de transporte y distribución resultante de facturar el escenario de demanda previsto para 2020 a los precios resultantes de la metodología de la propuesta de Circular

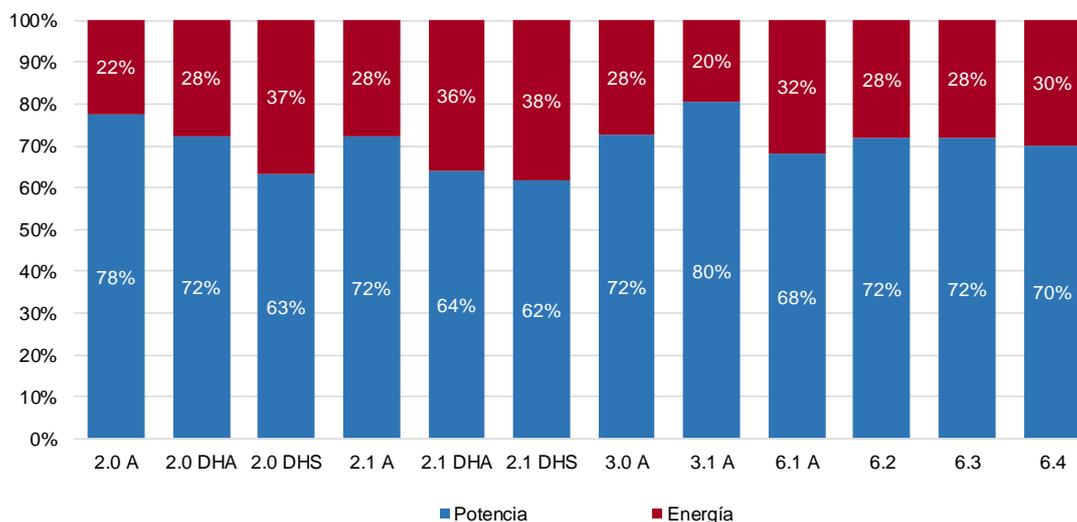


Fuente: CNMC

En relación con la *composición de facturación por términos de facturación*, se observa que la facturación por el término de potencia representa entre el 62% y el 78% para los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, el 72% para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contrata superior a 15 kW, entre el 68% y el 80% para los consumidores de media tensión, y, aproximadamente, el 72% para los consumidores de alta y muy alta tensión (véase Gráfico 12).

Al respecto cabe señalar que, la facturación por el término de potencia de los peajes de transporte y distribución representan, aproximadamente, el 38% de la facturación por peajes de acceso vigentes para los consumidores de baja tensión, el 39% para los consumidores de media tensión y el 47% de los consumidores de alta y muy alta tensión.

Gráfico 12. Composición por término de facturación de la facturación media por peaje de transporte y distribución resultante de facturar el escenario de demanda previsto para 2020 a los precios resultantes de la metodología de la propuesta de Circular



Fuente: CNMC

8.1.2. Análisis de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes

De acuerdo a lo establecido en el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución.

Por otra parte, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el impacto de las metodologías aprobadas tanto por el Gobierno como por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deben contemplar un periodo transitorio de cuatro años, de forma que el impacto sobre los consumidores se absorba de forma gradual.

Teniendo en cuenta lo anterior y a efectos meramente ilustrativos, se ha procedido a calcular los cargos implícitos en los peajes de acceso establecidos vigentes que resultan de considerar los peajes de transporte y distribución la propuesta de Circular.

En el Cuadro 52 se muestra, con la estructura de peajes vigentes, el resultado de facturar el escenario de previsión para el ejercicio 2020⁴⁰ a los peajes de transporte y distribución que resultan de la Circular, a los peajes de acceso

⁴⁰ Las variables de facturación previstas para el ejercicio 2020 contemplan la estructura de peajes vigente, a efectos de la determinación de los peajes de acceso, y la estructura de la Circular, a efectos de la facturación de los peajes de transporte y distribución.

vigentes y los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes que resultan de la diferencia entre ambas facturaciones. Se observa que los consumidores con mayor porcentaje de cargos implícitos en su facturación de acceso (58%) son los conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW, seguidos por los consumidores conectados en media tensión (45%). Por el contrario, los consumidores con menor proporción de cargos implícitos (17%) en los peajes de acceso vigentes son los acogidos al peaje 6.4.

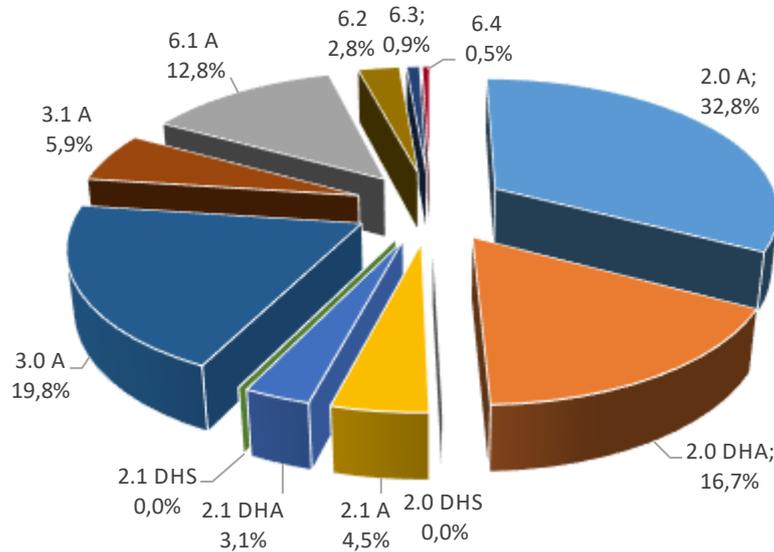
Cuadro 52. Facturación de las variables previstas para 2020 a los precios de los peajes de transporte y distribución que resultan de la Circular y a los precios de los peajes de acceso vigentes y cargos implícitos que resultan de la diferencia

Peaje de acceso	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Facturación por peajes T&D (miles €) (A)	Facturación por peajes de acceso (Orden TEC/1366/2018) (miles €) (B)	Cargos implícitos en peajes de acceso vigentes (miles €) ((B) - (A))	% de los cargos implícitos respecto facturación de acceso	% sobre cargos totales
Baja tensión	29.668.850	113.120	4.947.268	9.637.289	4.690.021	48,7%	77,1%
2.0 A	17.910.974	36.096	2.309.191	4.303.727	1.994.536	46,3%	32,8%
2.0 DHA	10.133.674	31.128	1.421.110	2.439.638	1.018.529	41,7%	16,7%
2.0 DHS	13.679	97	2.523	4.624	2.101	45,4%	0,0%
2.1 A	475.801	3.792	208.929	484.933	276.004	56,9%	4,5%
2.1 DHA	344.907	4.593	152.447	343.377	190.930	55,6%	3,1%
2.1 DHS	963	16	464	1.070	606	56,6%	0,0%
3.0 A	788.851	37.398	852.604	2.059.920	1.207.315	58,6%	19,8%
Alta tensión	111.271	129.416	1.836.099	3.228.589	1.392.490	43,1%	22,9%
3.1 A	86.791	14.998	426.972	788.104	361.132	45,8%	5,9%
6.1 A	19.907	55.189	939.262	1.719.881	780.618	45,4%	12,8%
6.2	3.484	24.723	234.278	402.336	168.059	41,8%	2,8%
6.3	421	10.561	86.392	139.100	52.709	37,9%	0,9%
6.4	669	23.945	149.195	179.167	29.972	16,7%	0,5%
Total	29.780.121	242.536	6.783.367	12.865.878	6.082.511	47,3%	100,0%

Fuente: CNMC

En el Gráfico 13 se muestra la distribución de la facturación de los cargos implícitos por peaje de acceso vigente. Cabe señalar que, el 32,8% de los costes asociados a los cargos es sufragado por los consumidores acogidos al peaje 2.0 A, el 19,8% por los consumidores acogidos al peaje 3.0 A y el 16,7% por los consumidores acogidos al peaje 2.0 DHS. Se destaca que el 77,1% de los cargos es sufragado por consumidores de baja tensión, el 18,8% por consumidores de media tensión y el 4,1% restante por los consumidores de alta tensión.

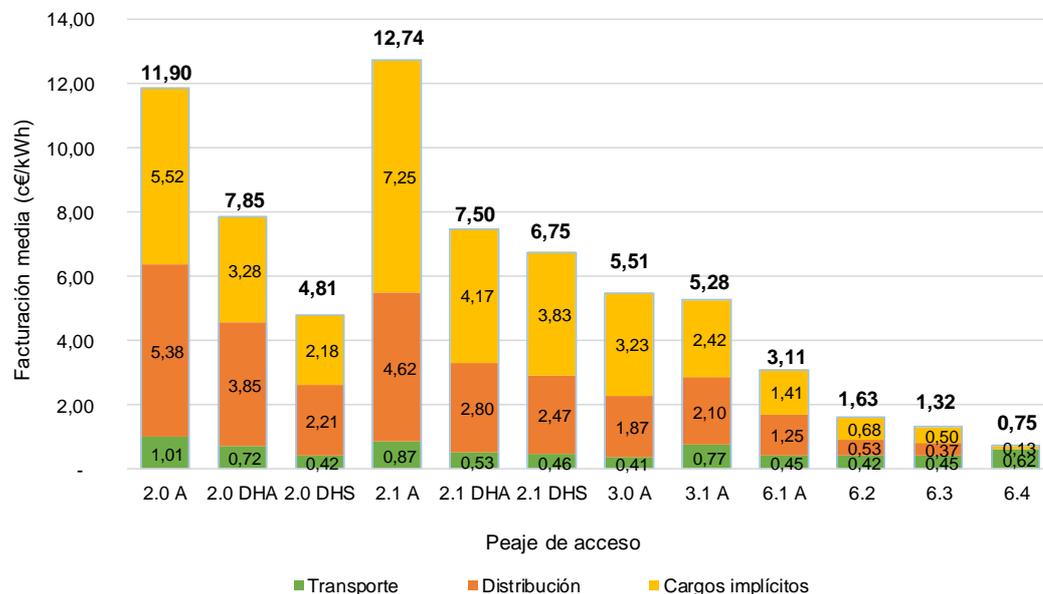
Gráfico 13. Distribución de la facturación en concepto de cargos implícitos por peaje de acceso. Año 2020



Fuente: CNMC

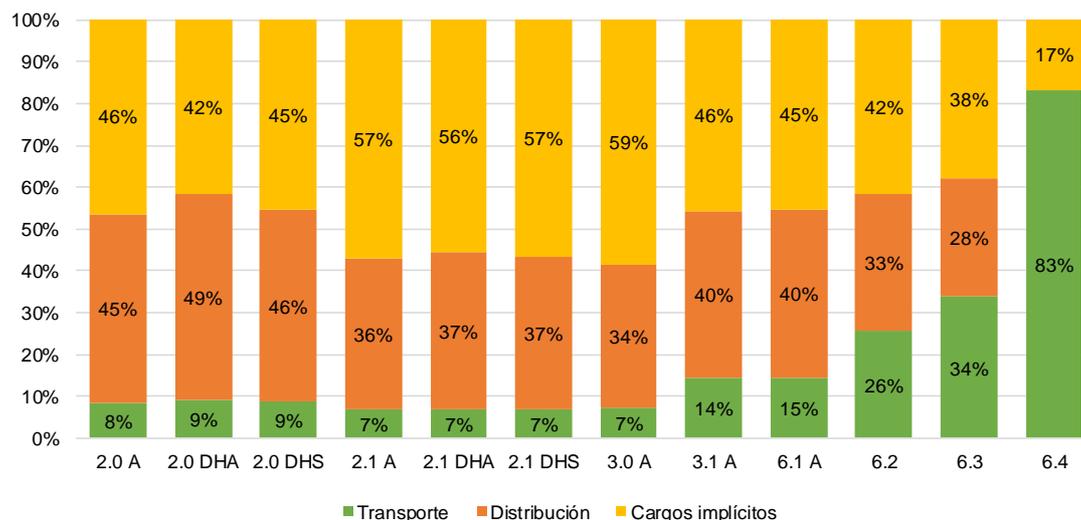
En el Gráfico 14 y el Gráfico 15 se muestran, en términos de facturación media, los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes que resultan de aplicar la metodología de la Circular. Se observa que los cargos implícitos representan entre el 42% y el 59% de la facturación media de los peajes de acceso vigentes de baja tensión. Cabe destacar que, el porcentaje de la facturación destinado a recuperar los costes asociados a los cargos en los peajes de baja tensión aplicables a los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW (entre el 42% y el 46%) es inferior al que resulta para el resto de peajes de baja tensión (entre el 56% y el 59%). Los peajes de acceso vigentes con menores cargos implícitos son los correspondientes a los clientes conectados en muy alta tensión con un 17% de la facturación media del peaje 6.4, seguidos por los consumidores conectados en alta y media tensión, para los que los cargos implícitos representan entre el 38% y el 46% de los peajes de media tensión y alta tensión (3.1 A, 6.1, 6.2 y 6.3). Finalmente, los peajes de acceso de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW sin discriminación horaria (2.1 A) y con potencia contratada superior a 15 kW (3.0 A) son que mayor porcentaje de su factura destina a la financiación de los cargos implícitos.

Gráfico 14. Facturación media por peajes de acceso resultante de facturar las variables de facturación previstas para 2020 a los peajes de acceso vigentes y a los peajes de T&D que resultan de la metodología de la propuesta de Circular



Fuente: CNMC

Gráfico 15. Distribución por concepto de coste de la facturación media por peajes de acceso resultante de facturar las variables de facturación previstas para 2020 a los peajes de acceso vigentes y a los peajes de T&D que resultan de la metodología de la Circular

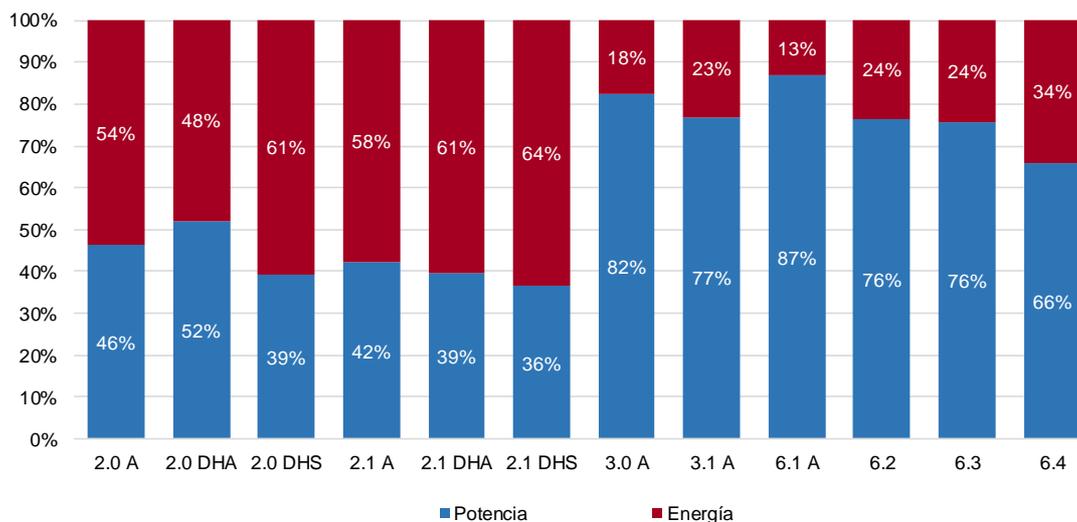


Fuente: CNMC

Por último, cabe destacar la diferente composición de los cargos implícitos por término de facturación. Así, mientras que en los peajes de acceso baja tensión los cargos se recuperan en su mayor parte a través del término de energía en

los peajes de media y alta tensión se recupera a través del término de potencia (véase Gráfico 16). Se señala que el término variable de los cargos implícitos por peaje de acceso es negativo para algunos periodos de los peajes de alta tensión (véase Cuadro 53).

Gráfico 16. Distribución por término de facturación de los cargos implícitos



Fuente: CNMC

Cuadro 53. Términos de potencia y energía de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes para los consumidores conectados en media y alta tensión

Grupo tarifario	Término de potencia de los peajes de acceso vigentes (€/kW año)						Término de energía de los peajes de acceso vigentes (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	39,1394	19,5867	14,3342	14,3342	14,3342	6,5402	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.2	22,1583	11,0888	8,1151	8,1151	8,1151	3,7026	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	18,9162	9,4663	6,9278	6,9278	6,9278	3,1609	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	13,7063	6,8591	5,0197	5,0197	5,0197	2,2903	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1 TD	16,4781	15,5337	12,6384	8,7581	0,3453	0,3453	0,017080	0,013164	0,009432	0,005878	0,000480	0,000108
6.2 TD	11,4445	10,8480	7,9023	4,9029	0,1975	0,1975	0,009273	0,007009	0,005516	0,003053	0,000149	0,000050
6.3 TD	9,5532	9,1979	8,2335	4,8763	0,2565	0,2565	0,008503	0,006378	0,005405	0,003128	0,000176	0,000078
6.4 TD	11,4700	11,4700	5,5875	4,2738	0,2343	0,2343	0,007249	0,005554	0,004787	0,002630	0,000085	0,000051

Grupo tarifario	Término de potencia del cargo implícito en los peajes de acceso (€/kW año)						Término de energía del cargo implícito en los peajes de acceso (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1 TD	22,6613	4,0529	1,6958	5,5761	13,9889	6,1949	0,009594	0,006757	0,001183	-0,000595	0,002931	0,002029
6.2 TD	10,7139	0,2407	0,2129	3,2122	7,9176	3,5051	0,006314	0,004632	0,000688	0,000034	0,001844	0,001197
6.3 TD	9,3630	0,2684	-1,3058	2,0514	6,6712	2,9044	0,006545	0,004859	0,000582	-0,000149	0,001748	0,001128
6.4 TD	2,2362	-4,6110	-0,5678	0,7459	4,7854	2,0560	0,001216	0,001468	-0,000762	-0,000345	0,001390	0,000967

Fuente: CNMC

8.1.3. Variación de los peajes hasta el final del periodo regulatorio

De acuerdo con las mejores prácticas regulatorias y en coherencia con las obligaciones impuestas al regulador en el artículo 30.2.b) 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, en el cuadro inferior se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio. Se indica que en el cálculo de los peajes hasta el final del periodo regulatorio se han mantenido los balances de potencia y energía y las participaciones en punta, ya que no ha sido posible anticipar la respuesta de los consumidores a la definición de los nuevos periodos horarios y a la señal de precios que resulta de la metodología. En consecuencia, las variaciones registradas en los peajes de transporte y distribución obedecen a las variaciones de la retribución de la distribución y el transporte y a la demanda prevista para cada uno de los ejercicios. En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis implícitas en las previsiones de demanda para el periodo 2019-2025.

Se observa que, los peajes de transporte y distribución experimentan reducciones relevantes en dos momentos: en 2020 como consecuencia del implementación del nuevo modelo de retribución de las actividades del transporte y la distribución y en 2024 como consecuencia de la salida de la base regulatoria de activos de las instalaciones de transporte anteriores a 1998. Cabe señalar que, este último hecho afecta en mayor medida a los consumidores conectados en la red de transporte que verán reducido su peaje en un 16,3% respecto del ejercicio 2023.

Cuadro 54. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio

	2019 (1)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2025 s/ 2019
Retribución redes (miles €)	7.125.655	6.783.367	6.719.537	6.742.595	6.818.226	6.641.181	6.737.757	
Transporte	1.573.269	1.464.740	1.437.404	1.462.458	1.487.949	1.245.400	1.268.100	
Distribución	5.552.386	5.318.627	5.282.133	5.280.137	5.330.277	5.395.781	5.469.657	
% variación retribución		-4,8%	-0,9%	0,3%	1,1%	-2,6%	1,5%	-5,4%
Transporte		-6,9%	-1,9%	1,7%	1,7%	-16,3%	1,8%	-19,4%
Distribución		-4,2%	-0,7%	0,0%	0,9%	1,2%	1,4%	-1,5%
Consumo (GWh)	240.576	242.536	242.187	242.141	242.125	242.202	242.343	
2.0 TD	75.281	75.722	75.455	75.186	74.946	74.756	74.629	
3.0 TD	37.081	37.398	37.499	37.602	37.706	37.815	37.924	
6.1 TD	69.926	70.187	70.315	70.455	70.595	70.750	70.906	
6.2 TD	24.650	24.723	24.738	24.753	24.768	24.784	24.799	
6.3 TD	10.574	10.561	10.561	10.562	10.563	10.565	10.567	
6.4 TD	23.063	23.945	23.619	23.583	23.548	23.533	23.518	
Peajes T&D (miles €)	7.125.655	6.783.367	6.719.537	6.742.595	6.818.226	6.641.181	6.737.757	
2.0 TD	4.237.566	4.094.663	4.049.388	4.051.766	4.090.410	4.023.735	4.079.438	
3.0 TD	865.369	852.604	854.489	864.244	878.623	863.831	878.133	
6.1 TD	1.528.463	1.366.235	1.352.555	1.358.419	1.374.209	1.326.131	1.345.695	
6.2 TD	250.657	234.278	231.451	233.169	236.201	220.714	224.134	
6.3 TD	93.245	86.392	85.244	86.034	87.223	79.916	81.192	
6.4 TD	150.356	149.195	146.411	148.963	151.559	126.854	129.166	
Peajes T&D (€/MWh)	29,62	27,97	27,75	27,85	28,16	27,42	27,80	
2.0 TD	56,29	54,07	53,67	53,89	54,58	53,83	54,66	
3.0 TD	23,34	22,80	22,79	22,98	23,30	22,84	23,16	
6.1 TD	21,86	19,47	19,24	19,28	19,47	18,74	18,98	
6.2 TD	10,17	9,48	9,36	9,42	9,54	8,91	9,04	
6.3 TD	8,82	8,18	8,07	8,15	8,26	7,56	7,68	
6.4 TD	6,52	6,23	6,20	6,32	6,44	5,39	5,49	
% variación Peajes T&D		-5,6%	-0,8%	0,4%	1,1%	-2,6%	1,4%	-6,1%
2.0 TD		-3,9%	-0,8%	0,4%	1,3%	-1,4%	1,6%	-2,9%
3.0 TD		-2,3%	0,0%	0,9%	1,4%	-2,0%	1,4%	-0,8%
6.1 TD		-10,9%	-1,2%	0,2%	1,0%	-3,7%	1,3%	-13,2%
6.2 TD		-6,8%	-1,3%	0,7%	1,2%	-6,6%	1,5%	-11,1%
6.3 TD		-7,2%	-1,3%	0,9%	1,4%	-8,4%	1,6%	-12,9%
6.4 TD		-4,4%	-0,5%	1,9%	1,9%	-16,2%	1,9%	-15,8%

Fuente: CNMC

(1) Resultado de aplicar la metodología de la Circular al ejercicio 2019

No obstante, como se ha indicado, las variaciones que realmente experimenten los usuarios de las redes dependerán en gran medida de la respuesta a la señal de precios de los peajes de transporte y distribución y de la metodología de los cargos que defina el Gobierno.

8.2. 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 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, las conectadas en alta tensión, que verán reducido su coste antes de impuestos en, aproximadamente, 0,9 €/MWh.

8.3. 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 transporte y distribución de electricidad 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.

ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2020-2025

ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2020-2025

En el presente Anexo se detallan las hipótesis consideradas para realizar las previsiones de demanda en b.c. y en consumo para el periodo regulatorio.

A los efectos, la CNMC solicitó, el pasado mes de julio, al Operador de Sistema (OS) previsiones de la demanda eléctrica peninsular, extrapeninsular e insular en barras de central (b.c.) para el periodo 2019-2026, especificando las hipótesis de actividad económica, laboralidad y temperatura implícitas en dichas previsiones.

Asimismo, se solicitó a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos y potencias, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2019 a 2025.

En los siguientes epígrafes se detallan las previsiones de las variables de facturación para el cierre para el ejercicio 2019 y 2020, así como la evolución prevista hasta el final de periodo regulatorio.

1. Previsión de cierre 2019

1.1 Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I. 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2018, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre 2018 - octubre 2019) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2019. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2019, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 265.692 GWh⁴¹, un -1,2% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2018 (268.894 GWh) y superior en un +0,3% a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (264.898 GWh).

La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2019 se explica por el descenso de la demanda en b.c. en península y Canarias parcialmente compensada por el aumento de la demanda en Baleares, Ceuta y Melilla. En particular, el OS prevé un incremento de la demanda en el subsistema balear del 1,4%, en el subsistema ceutí del 1,7% y en el subsistema melillense del 1,8%. Por el contrario, prevé un descenso del -1,3% en el subsistema peninsular y un -0,1% en el subsistema canario. Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2019 son superiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (a octubre de 2019) en todos los subsistemas,

⁴¹ El Operador del Sistema ha contemplado en su escenario de demanda el cierre de las factorías de Alcoa en La Coruña y en Avilés.

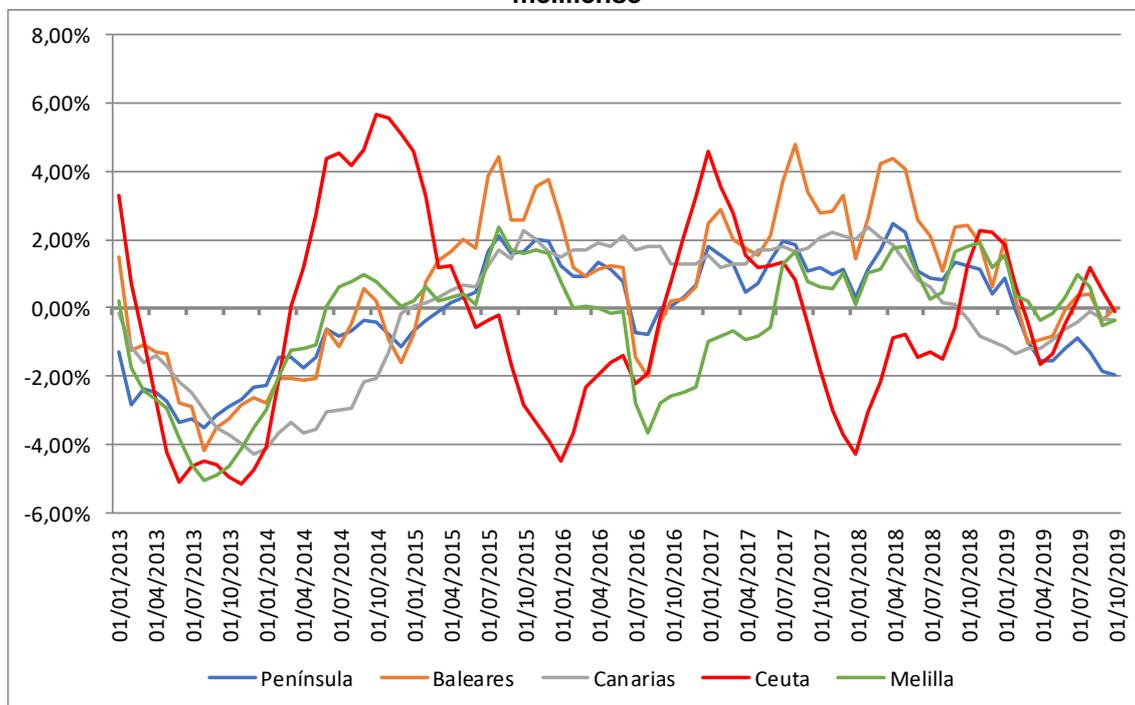
subsistema peninsular (-2,0%) balear (0,0%), canario (-0,3%), ceutí (-0,1%) y melillense (-0,4%).(véanse Cuadro I. 1 y Gráfico I.1).

Cuadro I. 1 Demanda en b.c. de 2018, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2019

Sistema	2018 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2018- oct 2019)			Previsión OS de cierre 2019	
		GWh	% variación respecto 2018	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2018
Peninsular	253.576	249.533	-1,6%	-2,0%	250.291	-1,3%
No peninsular	15.318	15.365	0,3%	-0,2%	15.401	0,5%
Baleares	6.054	6.100	0,8%	0,0%	6.138	1,4%
Canarias	8.844	8.845	0,0%	-0,3%	8.836	-0,1%
Ceuta	207	207	-0,3%	-0,1%	211	1,7%
Melilla	213	213	-0,2%	-0,4%	217	1,8%
Total Nacional	268.894	264.898	-1,5%	-1,87%	265.692	-1,2%

Fuente: OS

Gráfico I.1. Evolución mensual de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda en barras de central de los subsistemas peninsular, balear, canario, ceutí y melillense



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Octubre 2019).

1.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2019. Según dichas previsiones, en 2019 el consumo aumentará respecto del registrado en 2018 en los subsistemas balear (2,2%), canario (0,2%) y melillense (0,4%), por el contrario, disminuirá en el subsistema peninsular (-0,2%) y ceutí (-1,2%). Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2019 (242.859 GWh) supone un descenso respecto de la demanda registrada en 2018 (243.227 GWh) del 0,2%.

Por grupo tarifario, para el cierre del año 2019 las empresas distribuidoras prevén un incremento del consumo de los suministros conectados en baja tensión del 1,2% y una contracción del consumo de los conectados en media y alta tensión del -1,3%, motivada por la contracción de la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 A (-8,4%), 6.3 (-0,8%) y 6.4 (-6,5%), compensado por el incremento en alta tensión del peaje 6.2 (+7,0%). Al respecto cabe señalar que, el descenso de consumo en media tensión y el aumento de la demanda de los consumidores acogidos al peaje 6.2 se debe al traspaso de los suministros conectados a tensiones entre 30 y 36 kV al peaje. Por otra parte, la contracción de la demanda de los suministros acogidos al peaje 6.4 (-6,5%) está motivado por la parada de **[INICIO CONFIDENCIAL FIN] [CONFIDENCIAL]** y de la reducción de consumo en **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

La previsión de descenso de la demanda en consumo de las empresas (-0,2%) es inferior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2019 (-1,2%) y también inferior a la media móvil de los últimos doce meses (noviembre 18-octubre 19) registrada por la demanda en b.c. (-1,87%).

Cuadro I.2 Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2019 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	2018 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	103.773	4.144	4.940	125	137	113.120
Pc (1) ≤ 15 kW	70.637	2.466	3.273	69	83	76.528
Pc (1) > 15 kW	33.136	1.678	1.667	56	54	36.592
Media tensión	71.579	1.370	3.229	65	68	76.312
3.1 A	14.818	439	729	12	18	16.016
6.1 A	51.579	931	2.500	53	51	55.114
6.1 B (3)	5.182	-	-	-	-	5.182
Alta tensión	53.578	98	118	-	-	53.794
6.2	17.627	98	118	-	-	17.843
6.3	10.517	-	-	-	-	10.517
6.4 (2)	25.435	-	-	-	-	25.435
Total	228.931	5.612	8.288	190	205	243.227

	Previsión de cierre 2019 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	104.934	4.305	4.976	125	138	114.478
Pc (1) ≤ 15 kW	71.566	2.594	3.311	69	83	77.624
Pc (1) > 15 kW	33.368	1.710	1.665	56	55	36.854
Media tensión	64.826	1.349	3.210	63	68	69.516
3.1 A	13.487	443	715	12	17	14.675
6.1 A	51.339	905	2.494	51	51	54.841
Alta tensión	58.660	85	121	-	-	58.866
6.2	24.438	85	121	-	-	24.644
6.3	10.435	-	-	-	-	10.435
6.4 (2)	23.787	-	0	-	-	23.787
Total	228.420	5.738	8.308	188	206	242.859

	% variación 2019 sobre 2018					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	1,1%	3,9%	0,7%	-0,5%	0,8%	1,2%
Pc (1) ≤ 15 kW	1,3%	5,2%	1,2%	-0,5%	0,8%	1,4%
Pc (1) > 15 kW	0,7%	1,9%	-0,1%	-0,5%	0,7%	0,7%
Media tensión	-2,4%	-1,6%	-0,6%	-2,5%	-0,2%	-2,3%
3.1 A	-9,0%	1,0%	-1,9%	-2,5%	-1,3%	-8,4%
6.1 A	-0,5%	-2,8%	-0,2%	-2,5%	0,2%	-0,5%
Alta tensión	-0,2%	-13,6%	2,6%	-	-	-0,2%
6.2 (3)	7,1%	-13,6%	2,5%	-	-	7,0%
6.3	-0,8%	-	-	-	-	-0,8%
6.4	-6,5%	-	-	-	-	-6,5%
Total	-0,2%	2,2%	0,2%	-1,2%	0,4%	-0,2%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Tránsito Tajo-Segura

(3) El incremento en el peaje 6.2 está calculado respecto a la suma de energía de los peajes 6.1 B y 6.2 de 2018.

Consumo por periodo horario

En el Cuadro I.3 se resume el escenario de demanda en consumo nacional, previsto por las empresas para el cierre de 2019 desagregado por peaje de acceso y periodo horario y se compara la distribución del consumo por periodo horario con el registrado en los últimos doce meses. Se observa que, con carácter general, no se producen diferencias significativas en la distribución del

consumo por periodo horario, excepto en el peaje 6.2, motivado por la incorporación de los clientes del peaje 6.1B.

Cuadro I.3 Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2019 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2019						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	69.554	36.105	8.818	-	-	-
Pc (1) ≤ 15 kW	62.092	15.508	24	-	-	-
Pc (1) > 15 kW	7.461	20.598	8.795	-	-	-
Media tensión	7.868	12.065	9.093	5.406	7.447	27.637
3.1 A	2.971	5.939	5.765	-	-	-
6.1 A	4.897	6.126	3.328	5.406	7.447	27.637
Alta tensión	4.233	5.864	3.469	4.995	7.027	33.278
6.2	2.120	2.815	1.820	2.155	2.993	12.740
6.3	689	964	517	884	1.259	6.120
6.4 (2)	1.424	2.084	1.131	1.956	2.775	14.417
Total	81.655	54.034	21.381	10.401	14.474	60.915

Distribución del consumo previsto por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
Pc (1) ≤ 15 kW	80,0%	20,0%	0,0%			
Pc (1) > 15 kW	20,2%	55,9%	23,9%			
Media tensión						
3.1 A	20,2%	40,5%	39,3%			
6.1 A	8,9%	11,2%	6,1%	9,9%	13,6%	50,4%
Alta tensión						
6.2	8,6%	11,4%	7,4%	8,7%	12,1%	51,7%
6.3	6,6%	9,2%	5,0%	8,5%	12,1%	58,7%
6.4 (2)	6,0%	8,8%	4,8%	8,2%	11,7%	60,6%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (nov 18-oct 19) por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
Pc (1) ≤ 15 kW	81,5%	18,5%	0,0%			
Pc (1) > 15 kW	20,2%	55,9%	23,9%			
Media tensión						
3.1 A	20,3%	40,3%	39,4%			
6.1 A	8,6%	11,0%	5,5%	9,0%	12,5%	50,8%
Alta tensión						
6.2	7,9%	10,6%	5,8%	9,6%	14,5%	56,6%
6.3	6,7%	9,4%	4,8%	8,3%	12,2%	58,6%
6.4 (2)	6,0%	9,0%	4,7%	8,2%	11,6%	60,5%

% de variación de (A) sobre (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
Pc (1) ≤ 15 kW	-1,9%	8,3%	-3,0%			
Pc (1) > 15 kW	0,3%	-0,1%	-0,1%			
Media tensión						
3.1 A	-0,3%	0,4%	-0,3%			
6.1 A	3,5%	1,9%	9,6%	9,3%	8,7%	-0,9%
Alta tensión						
6.2	8,5%	7,5%	26,8%	-9,2%	-16,4%	-8,7%
6.3	-1,4%	-1,3%	2,5%	2,2%	-1,1%	0,1%
6.4	-0,4%	-2,3%	0,9%	0,8%	0,4%	0,1%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Potencia contratada por periodo horario

En el Cuadro I.4 se resumen las previsiones para el sistema nacional de potencia contratada de las empresas para el cierre de 2019, desagregado por peaje de acceso y periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2019. Según las previsiones de las empresas, la potencia contratada por periodo horario se reduce con carácter general respecto de las registradas en 2018 en todos los peajes de baja tensión. Por lo que se refiere a la media tensión, en línea con la evolución del consumo, la potencia contratada de los consumidores se reduce. En alta tensión la potencia contratada disminuye, con carácter general, en todos los períodos excepto en el período 3 de los consumidores acogidos al peaje 6.3 que aumenta y en todos los períodos del peaje 6.2 como consecuencia del traspaso de los suministros conectados a tensiones entre 30 y 36 kV.

Cuadro I.4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2019 desagregadas por peaje de acceso. Sistema Nacional

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2018					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	144.258	143.251	21.400	21.421			
Potencia (P) ≤ 15 kW	123.856	123.856					
Potencia (P) > 15 kW	20.402	19.395	21.400	21.421			
Media tensión	19.773	18.710	19.719	20.737	13.320	13.471	19.564
3.1 A	6.308	5.912	6.671	7.523			
6.1 A	12.269	11.675	11.868	12.028	12.125	12.262	17.876
6.1 B	1.197	1.123	1.181	1.185	1.195	1.209	1.688
Alta tensión	9.274	8.596	9.024	9.281	9.495	9.685	11.941
6.2	3.238	3.083	3.188	3.232	3.249	3.271	4.240
6.3	1.854	1.720	1.821	1.841	1.918	1.946	2.440
6.4 (2)	4.182	3.794	4.015	4.208	4.328	4.468	5.261
Total	173.305	170.558	50.143	51.438	22.815	23.156	31.505

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2019					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	143.662	142.841	20.409	21.356	-	-	-
Potencia (P) ≤ 15 kW	123.695	123.695					
Potencia (P) > 15 kW	19.967	19.146	20.409	21.356			
Media tensión	17.915	16.903	17.760	19.380	12.047	12.187	17.830
3.1 A	5.744	5.346	5.997	7.455			
6.1 A	12.170	11.557	11.763	11.926	12.047	12.187	17.830
Alta tensión	10.653	10.028	10.502	10.772	10.577	10.785	13.720
6.2	4.714	4.584	4.762	4.805	4.467	4.512	6.124
6.3	1.806	1.674	1.770	1.844	1.851	1.874	2.377
6.4 (2)	4.133	3.771	3.970	4.123	4.259	4.399	5.219
Total	172.230	169.773	48.671	51.509	22.624	22.972	31.550

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2019 sobre 2018					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	-0,4%	-0,3%	-4,6%	-0,3%			
Pc (1) < 10 kW	-0,1%	-0,1%					
Pc > 15 kW	-2,1%	-1,3%	-4,6%	-0,3%			
Media tensión	-3,6%	-3,9%	-4,2%	-0,9%	-0,6%	-0,6%	-0,3%
3.1 A	-8,9%	-9,6%	-10,1%	-0,9%			
6.1 A	-0,8%	-1,0%	-0,9%	-0,9%	-0,6%	-0,6%	-0,3%
Alta tensión	1,7%	3,2%	2,9%	2,9%	-1,1%	-1,0%	0,7%
6.2 (3)	6,3%	9,0%	9,0%	8,8%	0,5%	0,7%	3,3%
6.3	-2,6%	-2,7%	-2,8%	0,2%	-3,5%	-3,7%	-2,6%
6.4	-1,2%	-0,6%	-1,1%	-2,0%	-1,6%	-1,6%	-0,8%
Total	-0,6%	-0,5%	-2,9%	0,1%	-0,8%	-0,8%	0,1%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

(3) El incremento en el peaje 6.2 está calculado respecto a la suma de energía de los peajes 6.1 B y 6.2 de 2018.

1.3 Previsión de la CNMC para el cierre de 2019

De acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB prevista del tercer trimestre de 2019 es del 0,4%, una décima inferior a la tasa registrada en el trimestre anterior, situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2019 en 2%.

Para el año 2019, se espera que el PIB aumente entre un 1,9% y un 2,2%. En particular, la Comisión Europea (CE) y Funcas estiman que el PIB aumentará un 1,9%. El Banco de España (BE) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) estiman un crecimiento del 2%, el Gobierno prevé un crecimiento del 2,1% y el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima un crecimiento del 2,2% para el año 2019. Al respecto se indica que la previsión del BE se realizó en el mes de septiembre, las de Gobierno, FMI y Funcas son del mes octubre y las de la CE y OCDE del mes de noviembre de 2019.

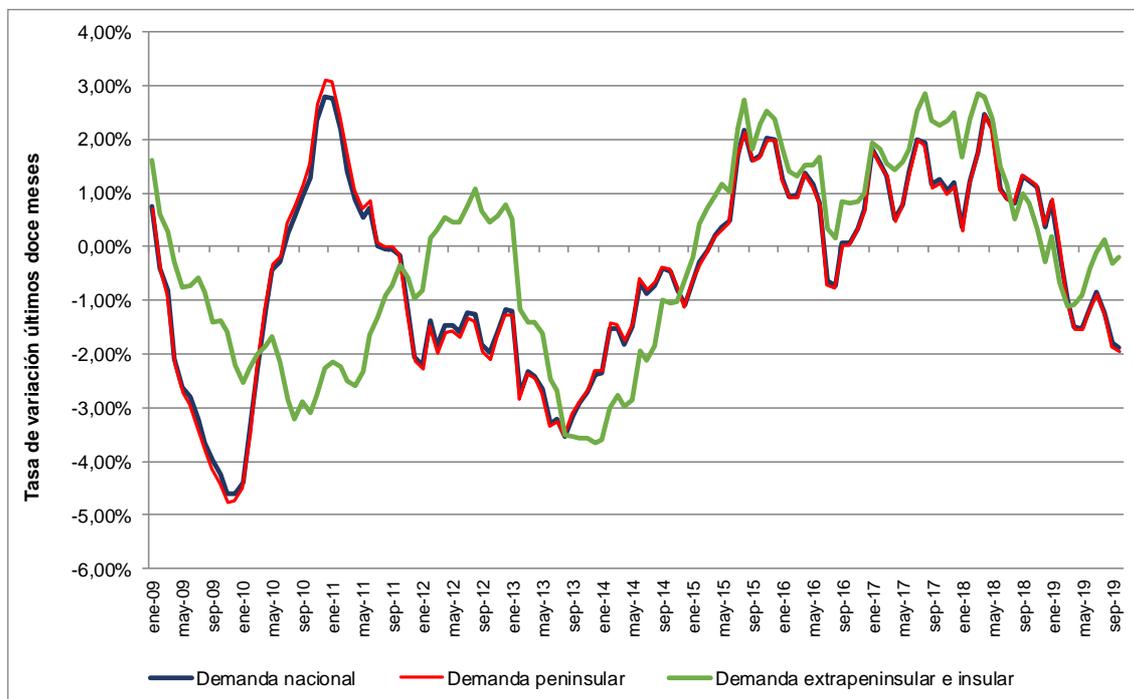
Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas, la evolución prevista para la economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro I.5, Gráfico I.2, Cuadro I.6, Gráfico I.3, Cuadro I.7 y Gráfico I.4), se ha optado por adoptar para el cierre del 2019 un escenario de demanda similar al previsto por el Operador del Sistema.

Cuadro I.5. Evolución de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2017	2018	2019	18 s/ 17	19 s/ 18	18 s/ 17	19 s/ 18	18 s/ 17	19 s/ 18
Enero	24.338	23.824	24.563	-2,11	3,10	-2,11	3,10	0,37	0,85
Febrero	21.051	22.449	21.278	6,64	-5,21	1,95	-0,93	1,22	-0,11
Marzo	22.265	23.302	21.924	4,65	-5,91	2,84	-2,60	1,75	-1,00
Abril	20.114	21.088	20.686	4,84	-1,91	3,30	-2,44	2,47	-1,51
Mayo	21.449	21.308	21.148	-0,66	-0,75	2,52	-2,12	2,21	-1,51
Junio	23.024	21.613	21.255	-6,13	-1,66	1,02	-2,04	1,09	-1,13
Julio	23.898	23.662	24.185	-0,99	2,21	0,71	-1,40	0,90	-0,85
Agosto	23.322	23.510	22.672	0,80	-3,56	0,72	-1,68	0,82	-1,23
Septiembre	21.476	22.122	21.262	3,01	-3,88	0,97	-1,92	1,32	-1,79
Octubre	21.459	21.589	21.498	0,60	-0,42	0,93	-1,78	1,23	-1,87
Noviembre	22.074	22.055		-0,08		0,84		1,10	
Diciembre	23.396	22.372		-4,38		0,38		0,38	
Anual	267.867	268.894	220.471						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Octubre 2019).

Gráfico I.2. Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central (%)



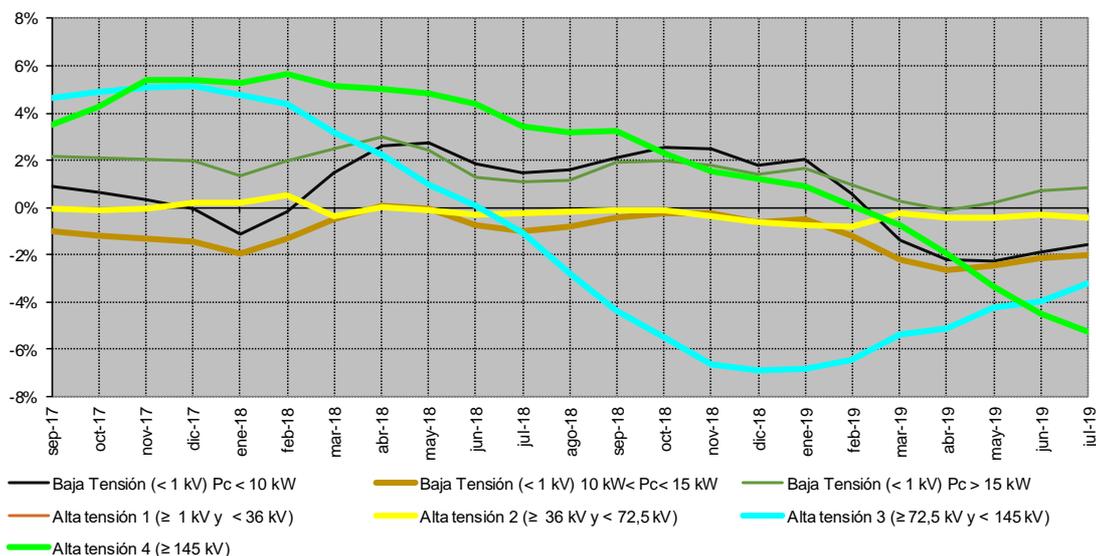
Fuente: REE

Cuadro I.6. Evolución de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 30 kV)	Alta tensión 2 (≥ 30 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		P _c ≤ 10 kW	10 < P _c ≤ 15 kW	P _c > 15 kW					
2018	agosto	1,6%	-0,8%	1,2%	0,7%	-0,2%	-2,8%	3,2%	1,0%
	septiembre	2,1%	-0,4%	1,9%	1,0%	-0,1%	-4,3%	3,2%	1,3%
	octubre	2,5%	-0,2%	2,0%	0,7%	-0,1%	-5,5%	2,3%	1,1%
	noviembre	2,5%	-0,3%	1,8%	0,2%	-0,4%	-6,6%	1,5%	0,8%
2019	diciembre	1,8%	-0,7%	1,4%	-0,2%	-0,6%	-6,9%	1,2%	0,4%
	enero	2,0%	-0,5%	1,7%	-0,4%	-0,8%	-6,8%	0,9%	0,4%
	febrero	0,6%	-1,2%	1,0%	-0,7%	-0,8%	-6,4%	0,0%	-0,3%
	marzo	-1,4%	-2,2%	0,3%	-0,5%	-0,3%	-5,4%	-0,7%	-0,9%
	abril	-2,2%	-2,6%	-0,1%	-0,9%	-0,5%	-5,2%	-1,9%	-1,5%
	mayo	-2,3%	-2,5%	0,2%	-0,6%	-0,4%	-4,2%	-3,3%	-1,5%
	junio	-1,9%	-2,1%	0,7%	-0,1%	-0,3%	-4,0%	-4,5%	-1,2%
julio	-1,6%	-2,0%	0,8%	0,2%	-0,4%	-3,2%	-5,2%	-1,1%	

Fuente: CNMC

Gráfico I.3. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión



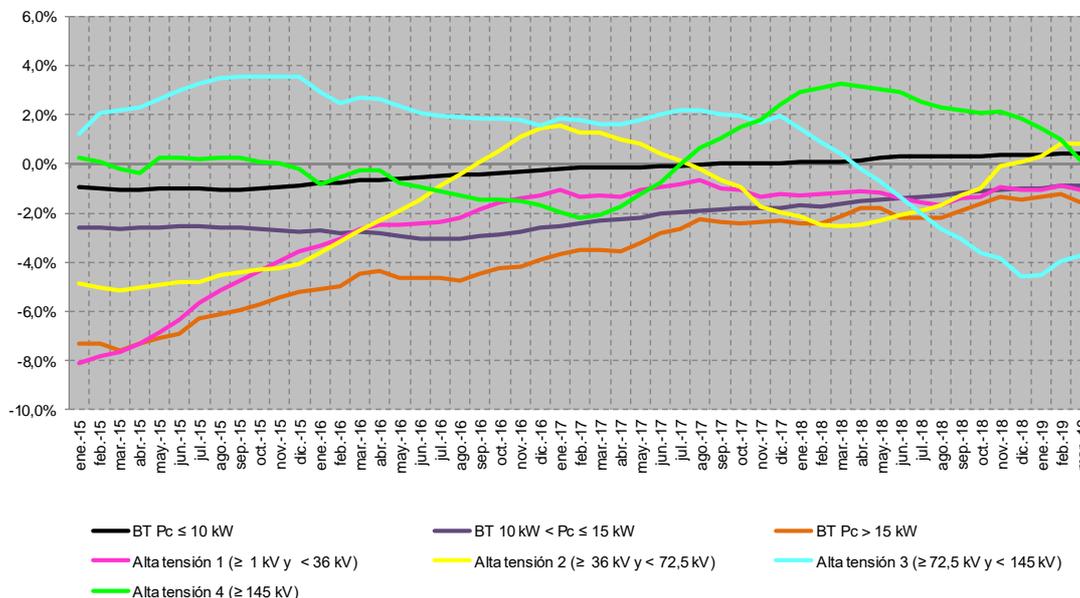
Fuente: CNMC

Cuadro I.7. Evolución de la potencia facturada por nivel de tensión

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 30 kV)	Alta tensión 2 (≥ 30 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 ($\geq 72,5$ kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc \leq 10 kW	10 < Pc \leq 15 kW	Pc > 15 kW					
2018	agosto	0,3%	-1,3%	-2,2%	-1,7%	-1,7%	-2,6%	2,3%	-0,3%
	septiembre	0,3%	-1,2%	-1,9%	-1,4%	-1,3%	-3,1%	2,2%	-0,3%
	octubre	0,3%	-1,1%	-1,6%	-1,3%	-1,0%	-3,6%	2,1%	-0,2%
	noviembre	0,3%	-1,0%	-1,4%	-0,9%	-0,1%	-3,8%	2,1%	-0,1%
	diciembre	0,4%	-1,0%	-1,4%	-1,0%	0,1%	-4,4%	1,9%	-0,1%
2019	enero	0,4%	-1,0%	-1,3%	-1,0%	0,3%	-4,3%	1,4%	-0,1%
	febrero	0,4%	-0,9%	-1,2%	-0,8%	0,9%	-3,6%	0,9%	0,0%
	marzo	0,4%	-0,8%	-1,5%	-0,9%	1,0%	-3,2%	0,1%	-0,1%
	abril	0,4%	-0,8%	-1,7%	-0,9%	1,1%	-2,7%	-0,5%	-0,1%
	mayo	0,4%	-0,8%	-1,5%	-0,8%	1,0%	-2,3%	-1,3%	-0,1%
	junio	0,4%	-0,8%	-1,1%	-0,5%	1,0%	-1,9%	-2,0%	0,0%
	julio	0,4%	-0,8%	-0,8%	-0,4%	0,9%	-1,5%	-2,6%	0,0%

Fuente: CNMC

Gráfico I.4. Tasa de variación anual media de 12 meses de la potencia facturada por nivel de tensión



Fuente: CNMC

En los cuadros siguientes se recogen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2019 para el total nacional y desagregadas por subsistemas.

Cuadro I.8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2019. Sistema Nacional

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	29.432.768	143.255.845	20.641.604	20.222.260				66.573.121	36.908.656	8.880.416	-	-	-	112.362.194
2.0 A (P ≤ 10 kW)	20.198.468	79.967.071						42.745.273						42.745.273
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	7.622.162	34.020.472						10.478.834	13.603.732					24.082.566
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	10.228	49.787						23.750	20.007	25.964				69.722
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	523.914	6.444.329						4.191.146						4.191.146
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	297.188	3.639.039						1.625.190	2.552.313					4.177.502
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	894	10.708						5.363	4.738	4.424				14.524
3.0 A (P > 15 kW)	779.914	19.124.437	20.641.604	20.222.260				7.503.566	20.727.866	8.850.029				37.081.461
Alta tensión	111.375	26.386.183	27.781.626	28.956.021	22.191.600	22.540.134	31.302.163	12.114.825	17.974.296	12.622.955	10.379.221	14.445.349	60.676.932	128.213.577
3.1 A (1 kV a 30 kV)	86.911	5.537.118	6.303.450	7.128.402				3.010.973	6.021.091	5.843.040				14.875.105
6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.892	11.563.584	11.753.594	11.914.096	12.004.764	12.142.263	17.785.482	4.911.023	6.147.678	3.341.604	5.430.659	7.482.919	27.737.329	55.051.212
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	3.483	4.578.940	4.755.449	4.779.339	4.832.499	4.878.085	6.497.866	2.118.399	2.813.538	1.818.362	2.156.797	2.995.105	12.748.190	24.650.390
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	421	1.836.065	1.931.836	1.946.001	1.971.994	2.001.744	2.516.706	699.060	978.290	524.663	896.812	1.277.097	6.198.174	10.574.096
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	667	2.870.476	3.037.298	3.188.183	3.382.344	3.518.042	4.346.109	1.375.369	2.013.700	1.095.286	1.894.952	2.690.228	13.722.481	22.792.016
Trasvase Tajo - Segura	1	-	-	-	-	-	156.000	-	-	-	-	-	270.757	270.757
Total	29.544.142	169.642.028	48.423.230	49.178.281	22.191.600	22.540.134	31.302.163	78.687.946	54.882.952	21.503.371	10.379.221	14.445.349	60.676.932	240.575.771

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.9. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2019. Sistema Peninsular

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	Total
Baja tensión	27.437.301	132.646.437	18.865.841	18.447.210				61.308.539	33.686.165	8.008.189	-	-	-	103.002.894
2.0 A (P ≤ 10 kW)	18.944.505	74.842.301						39.756.901						39.756.901
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	7.013.411	31.077.066						9.481.689	12.534.526					22.016.215
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	8.757	42.719						19.636	16.912	23.839				60.386
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	477.916	5.883.130						3.736.042						3.736.042
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	273.832	3.345.970						1.491.044	2.367.212					3.858.256
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	777	9.316						4.926	4.386	4.234				13.546
3.0 A (P > 15 kW)	718.104	17.445.936	18.865.841	18.447.210				6.818.302	18.763.129	7.980.116				33.561.547
Alta tensión	107.940	25.273.421	26.643.490	27.793.323	21.399.886	21.746.059	30.289.403	11.602.873	17.057.147	11.901.419	9.986.424	14.017.115	58.689.766	123.254.743
3.1 A (1 kV a 30 kV)	84.702	5.197.624	5.947.678	6.753.219				2.779.259	5.542.938	5.363.865				13.686.062
6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.693	10.836.981	11.017.895	11.173.247	11.260.352	11.396.339	16.848.240	4.645.096	5.732.012	3.111.007		5.057.511	7.074.587	51.497.195
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	3.457	4.532.737	4.709.245	4.733.136	4.785.658	4.830.396	6.422.811	2.104.093	2.790.215	1.806.597	2.137.149	2.975.202	12.621.388	24.434.645
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	421	1.836.065	1.931.836	1.946.001	1.971.994	2.001.744	2.516.706	699.060	978.290	524.663	896.812	1.277.097	6.198.174	10.574.096
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	665	2.870.014	3.036.836	3.187.721	3.381.882	3.517.580	4.345.647	1.375.365	2.013.692	1.095.286	1.894.952	2.690.228	13.722.464	22.791.987
Trasvase Tajo - Segura	1	-	-	-	-	-	156.000	-	-	-	-	-	270.757	270.757
Total	27.545.241	157.919.858	45.509.331	46.240.533	21.399.886	21.746.059	30.289.403	72.911.412	50.743.312	19.909.609	9.986.424	14.017.115	58.689.766	226.257.636

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.10. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2019. Sistema Balear

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	719.028	4.493.188	912.869	912.008				2.178.007	1.581.618	415.702	-	-	-	4.175.328
2.0 A (P ≤ 10 kW)	388.858	1.835.985						1.118.635						1.118.635
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	262.763	1.411.339						495.387	522.985					1.018.372
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	422	2.183						1.623	1.320	955				3.898
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	18.837	231.085						173.478						173.478
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	13.328	166.290						66.786	85.131					151.917
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	52	581						138	115	84				337
3.0 A (P > 15 kW)	34.769	845.726	912.869	912.008				321.960	972.067	414.663				1.708.691
Alta tensión	1.159	393.944	405.011	413.150	267.282	268.551	337.459	183.924	338.328	228.805	96.897	86.921	508.709	1.443.583
3.1 A (1 kV a 30 kV)	763	132.890	141.406	148.443				85.883	186.456	170.998				443.337
6.1 A (1 kV a 30 kV)	392	234.235	236.786	237.888	239.827	240.248	306.625	90.127	139.113	52.483	88.044	79.806	456.388	905.962
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	4	26.819	26.819	26.819	27.455	28.303	30.834	7.914	12.759	5.324	8.853	7.114	52.321	94.285
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasvase Tajo - Segura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	720.187	4.887.132	1.317.880	1.325.158	267.282	268.551	337.459	2.361.932	1.919.946	644.507	96.897	86.921	508.709	5.618.911

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.11. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2019. Sistema Canario

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	1.205.752	5.760.621	790.044	790.876				2.913.746	1.581.770	424.840	-	-	-	4.920.355
2.0 A (P ≤ 10 kW)	800.000	3.034.039						1.733.608						1.733.608
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	345.471	1.530.024						501.084	545.433					1.046.517
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	1.048	4.879						2.491	1.775	1.171				5.436
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	25.000	303.816						268.215						268.215
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	9.967	125.977						66.868	98.887					165.755
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	65	811						298	237	105				640
3.0 A (P > 15 kW)	24.202	761.075	790.044	790.876				341.182	935.438	423.564				1.700.184
Alta tensión	2.157	682.484	696.588	712.781	501.139	502.132	649.214	315.060	557.330	474.628	285.464	328.847	1.420.314	3.381.644
3.1 A (1 kV a 30 kV)	1.351	193.549	201.108	213.317				139.538	279.625	296.385				715.547
6.1 A (1 kV a 30 kV)	782	469.088	475.632	479.617	481.291	482.284	604.531	169.126	267.134	171.803	274.668	316.059	1.345.817	2.544.607
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	22	19.385	19.385	19.385	19.386	19.386	44.221	6.393	10.564	6.440	10.796	12.788	74.480	121.460
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	2	462	462	462	462	462	462	5	7	-	-	-	17	29
Trasvase Tajo - Segura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.207.909	6.443.106	1.486.632	1.503.657	501.139	502.132	649.214	3.228.806	2.139.100	899.468	285.464	328.847	1.420.314	8.301.999

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.12. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2019. Sistema Ceutí

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	38.028	168.544	36.313	35.829				80.327	29.621	15.796	-	-	-	125.744
2.0 A (P ≤ 10 kW)	35.318	122.739						63.649						63.649
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	254	686						174	228					403
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	-	-						-	-	-				-
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	839	9.395						5.158						5.158
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	13	150						77	191					268
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	1.603	35.574	36.313	35.829				11.269	29.201	15.796				56.267
Alta tensión	54	15.733	15.826	15.800	10.998	10.998	11.923	5.316	9.859	8.213	5.556	6.472	29.613	65.030
3.1 A (1 kV a 30 kV)	42	4.750	4.842	4.816				2.375	4.980	4.865				12.220
6.1 A (1 kV a 30 kV)	11	10.984	10.985	10.985	10.998	10.998	11.923	2.941	4.879	3.348	5.556	6.472	29.613	52.810
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasvase Tajo - Segura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	38.081	184.277	52.140	51.630	10.998	10.998	11.923	85.643	39.480	24.010	5.556	6.472	29.613	190.774

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.13. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2019. Sistema Melillense

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	32.659	187.054	36.537	36.336				92.501	29.483	15.889	-	-	-	137.873
2.0 A (P ≤ 10 kW)	29.788	132.007						72.481						72.481
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	263	1.358						500	559					1.059
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2	6						1	1	-				2
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	1.323	16.904						8.253						8.253
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	48	653						414	891					1.306
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	1.236	36.126	36.537	36.336				10.852	28.031	15.889				54.772
Alta tensión	65	20.600	20.711	20.967	12.295	12.393	14.163	7.651	11.632	9.889	4.881	5.994	28.530	68.577
3.1 A (1 kV a 30 kV)	52	8.305	8.416	8.606				3.919	7.093	6.927	4.881	5.994		17.939
6.1 A (1 kV a 30 kV)	13	12.295	12.295	12.361	12.295	12.393	14.163	3.733	4.538	2.962			28.530	50.639
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasvase Tajo - Segura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	32.724	207.655	57.248	57.303	12.295	12.393	14.163	100.153	41.114	25.778	4.881	5.994	28.530	206.450

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Por último, la demanda nacional en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2019 asciende a 265.956 GWh, resultado de imponer a la demanda en consumo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2018 (véase Cuadro I.14).

Cuadro I.14. Previsión de la demanda en b.c. de las redes para el cierre de 2019

Sistema	2018 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2018- oct 2019)			Previsión CNMC de cierre 2019	
		GWh	% variación respecto 2018	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 19 respecto 18
Peninsular	253.576	249.533	-1,6%	-2,0%	250.614	-1,2%
No peninsular	15.318	15.365	0,3%	-0,2%	15.342	0,2%
Baleares	6.054	6.100	0,8%	0,0%	6.061	0,1%
Canarias	8.844	8.845	0,0%	-0,3%	8.859	0,2%
Ceuta	207	207	-0,3%	-0,1%	208	0,3%
Melilla	213	213	-0,2%	-0,4%	214	0,6%
Total Nacional	268.894	264.898	-1,5%	-1,87%	265.956	-1,1%

Fuente: CNMC

Cabe señalar que esta demanda en b.c es la prevista por el uso de las redes de distribución y transporte. Dada la penetración del autoconsumo, a continuación, se muestra la demanda nacional prevista para el 2019 por la CNMC teniendo en cuenta la demanda autogenerada (véase Cuadro I.15).

Cuadro I.15. Previsión de la demanda en b.c. para el cierre de 2019

Sistema	Demanda autogenerada (GWh)		Demanda nacional en b.c. (GWh)	
	2019 (GWh)	% variación 19 respecto 18	2019 (GWh)	% variación 19 respecto 18
Peninsular	1.700	64,7%	252.314	-0,9%
No peninsular	89	429,6%	15.429	0,6%
Baleares	39	190,4%	6.100	0,5%
Canarias	48	1302,2%	8.904	0,6%
Ceuta	1		209	1,0%
Melilla	1		215	1,1%
Total Nacional	1.789	70,5%	267.743	-0,8%

Fuente: CNMC

2. Previsión 2020

2.1 Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I.16 se presenta la demanda en b.c. prevista por el OS para 2020. En particular, en el **sistema peninsular** en el escenario central el OS prevé un

incremento de la demanda en barras de central del 0,9%, respecto del cierre previsto para 2019, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica⁴² del 0,4%, una variación por temperatura del 0,0% y una variación por laboralidad del 0,6%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2019. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 0,4%, basada una variación de la actividad económica del 0,0%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 1,5% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 1,1%. En ambos escenarios se mantiene el efecto temperatura y laboralidad del escenario central.

En los **sistemas no peninsulares** el OS estima un aumento de la demanda en todos los subsistemas excepto en Canarias (-0,1%). Concretamente, estima el aumento de la demanda en b.c. en Baleares en un 0,4%, el de Ceuta en un 1,2% y el de Melilla en un 1,4%. En el documento remitido por el OS relativo a la previsión de la demanda en b.c. en los sistemas balear, canario, ceutí y melillense no se indican las hipótesis de crecimiento del PIB consideradas.

Cuadro I.16. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2020

Sistema	Previsión OS de cierre 2019		Previsión OS 2020 (GWh)			% variación 2020 sobre 2019		
	GWh	% variación respecto 2018	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
Peninsular	250.291	-1,3%	251.292	252.544	254.045	0,4%	0,9%	1,5%
No peninsular	15.401	0,5%	15.118	15.421	15.742	-1,8%	0,1%	2,2%
Baleares	6.138	1,4%	6.084	6.162	6.242	-0,9%	0,4%	1,7%
Canarias	8.836	-0,1%	8.604	8.826	9.064	-2,6%	-0,1%	2,6%
Ceuta	211	1,7%	211	213	215	0,3%	1,2%	2,1%
Melilla	217	1,8%	219	220	221	0,9%	1,4%	1,9%
Total Nacional	265.692	-1,2%	266.410	267.965	269.788	0,3%	0,9%	1,5%

Fuente: OS

2.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.17 se resume el escenario de demanda en consumo desagregado por subsistema y peaje de acceso agregado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras para 2020.

⁴² El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

El escenario previsto para 2020 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 1,3%, caracterizado por un aumento de la demanda Peninsular, Balear y Canarias, 1,3%, 1,7% y 1,4% respectivamente y un estancamiento en el Sistema Ceutí y Melillense, con un +0,1% y -0,1% respectivamente. Con carácter general, las empresas estiman que la demanda de los consumidores conectados en baja y alta tensión aumentará por encima de la media, mientras que la demanda de los consumidores conectados en media tensión aumentará por debajo de la media, con la excepción del subsistema balear para el que las empresas estiman un menor crecimiento de la demanda de los consumidores de alta tensión y los subsistemas Ceutí y Melillense cuya demanda aumenta menos que la media e incluso disminuye, como en el caso de la demanda en media tensión en el sistema Melillense.

Destacar que las empresas estiman un crecimiento de la demanda peninsular, para la tarifa 6.4 del 3,8%. Este incremento para 2020 es fruto de la hipótesis efectuada por una de las empresas distribuidoras de puesta en funcionamiento de las instalaciones de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** y a la recuperación de la producción en **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Cuadro I.17. Previsión de demanda en consumo para 2020 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

Previsión de las empresas para el cierre 2019 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	104.934	4.305	4.976	125	138	114.478
Potencia (P) ≤ 15 kW	71.566	2.594	3.311	69	83	77.624
Potencia (P) > 15 kW	33.368	1.710	1.665	56	55	36.854
Media tensión	64.826	1.349	3.210	63	68	69.516
3.1 A	13.487	443	715	12	17	14.675
6.1 A	51.339	905	2.494	51	51	54.841
Alta tensión	58.660	85	121	-	-	58.866
6.2	24.438	85	121	-	-	24.644
6.3	10.435	-	-	-	-	10.435
6.4 (2)	23.787	-	0	-	-	23.787
Total	228.420	5.738	8.308	188	206	242.859

Previsión de las empresas para 2020 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	106.601	4.393	5.091	125	138	116.348
Potencia (P) ≤ 15 kW	72.944	2.648	3.426	69	84	79.170
Potencia (P) > 15 kW	33.657	1.745	1.665	56	55	37.177
Media tensión	65.261	1.360	3.206	63	68	69.958
3.1 A	13.789	451	712	12	17	14.981
6.1 A	51.471	909	2.494	51	50	54.977
Alta tensión	59.622	85	123	-	0	59.830
6.2	24.511	85	123	-	-	24.719
6.3	10.420	-	-	-	-	10.420
6.4 (2)	24.690	-	0	-	0	24.691
Total	231.483	5.838	8.421	188	206	246.136

% variación 2020 sobre 2019						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	1,6%	2,0%	2,3%	0,0%	0,2%	1,6%
Pc (1) < 10 kW	1,9%	2,1%	3,5%	0,0%	0,3%	2,0%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	0,9%	2,0%	0,0%	0,1%	-0,1%	0,9%
Media tensión	0,7%	0,9%	-0,1%	0,1%	-0,5%	0,6%
3.1 A	2,2%	1,8%	-0,5%	0,1%	-0,5%	2,1%
6.1 A	0,3%	0,4%	0,0%	0,1%	-0,5%	0,2%
Alta tensión	1,6%	0,4%	1,5%			1,6%
6.2	0,3%	0,4%	1,5%			0,3%
6.3	-0,1%					-0,1%
6.4 (2)	3,8%		1,0%			3,8%
Total	1,3%	1,7%	1,4%	0,1%	-0,1%	1,3%

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

2.3 Previsión de la CNMC de demanda barras de central y en consumo

Para el año 2020, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 1,5% y el 1,8% (Gobierno y FMI prevén un aumento de 1,8%, el BE un 1,7%, la OCDE un 1,6%, mientras que la UE y Funcas prevén un 1,5%).

Si bien el OS no detalla en la información proporcionada a la CNMC el PIB implícito en sus previsiones de la demanda en b.c., cabe señalar que la variación de la demanda en b.c. prevista por el OS para el cierre del ejercicio 2019 y para 2020 en el escenario central motivada por la variación de actividad económica ascienden al -0,6% y al 0,6%, respectivamente, en contra de las previsiones de evolución del PIB para 2020 de los distintos organismos, más desfavorables que las previstas para el ejercicio 2020.

Asimismo, las empresas distribuidoras estiman un aumento de la demanda superior en el ejercicio 2020 al previsto para el cierre del ejercicio 2019, motivado especialmente por un aumento de la demanda de los consumidores conectados en baja y alta tensión y también, aunque en menor medida, por un aumento de la demanda de los consumidores conectados a media tensión.

Teniendo en cuenta las diferencias en las previsiones de demanda remitidas por el OS y las empresas, el menor crecimiento económico esperado para el ejercicio 2020 y la evolución reciente de la demanda, se ha optado por un escenario de previsión para 2020 conservador que el previsto por las empresas y similar al escenario central de demanda previsto por el operador del sistema. En particular, se estima que la demanda nacional en consumo alcanzará 242.536 GWh, un 0,8% superior a la prevista para el cierre de 2019 (240.576 GWh).

Cuadro I.18. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso según la estructura de peajes de acceso vigentes. Año 2020. Sistema Nacional

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	29.668.850	141.492.527	20.650.842	20.222.410				62.831.065	41.323.553	8.965.455	-	-	-	113.120.073
2.0 A (P ≤ 10 kW)	17.910.974	71.352.890						36.096.459						36.096.459
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	10.133.674	41.020.455						13.548.042	17.579.462					31.127.503
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	13.679	63.634						33.717	28.143	35.198				97.058
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	475.801	6.017.495						3.791.611						3.791.611
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	344.907	3.893.572						1.787.850	2.805.604					4.593.454
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	963	11.419						5.875	5.192	4.859				15.926
3.0 A (P > 15 kW)	788.851	19.133.063	20.650.842	20.222.410				7.567.511	20.905.152	8.925.398				37.398.061
Alta tensión	111.271	26.509.972	27.915.263	29.097.577	22.295.180	22.647.482	31.435.944	12.210.754	18.124.635	12.726.437	10.471.321	14.575.486	61.307.172	129.415.805
3.1 A (1 kV a 30 kV)	86.791	5.571.751	6.343.087	7.171.752				3.035.924	6.070.997	5.891.119	-	-	-	14.998.040
6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.907	11.567.272	11.757.347	11.917.931	12.008.630	12.146.160	17.790.610	4.923.360	6.163.057	3.349.877	5.444.154	7.501.657	27.806.415	55.188.519
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	3.484	4.588.319	4.765.191	4.789.131	4.842.400	4.888.080	6.511.174	2.124.671	2.821.854	1.823.745	2.163.167	3.003.973	12.785.798	24.723.208
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	421	1.834.381	1.930.047	1.944.196	1.970.161	1.999.878	2.514.289	698.184	977.069	524.008	895.688	1.275.479	6.190.471	10.560.898
6.4 (NT > 145 kV)	669	2.948.249	3.119.592	3.274.566	3.473.988	3.613.364	4.619.872	1.428.615	2.091.657	1.137.689	1.968.313	2.794.377	14.524.488	23.945.139
Total	29.780.121	168.002.499	48.566.105	49.319.987	22.295.180	22.647.482	31.435.944	75.041.818	59.448.188	21.691.892	10.471.321	14.575.486	61.307.172	242.535.878

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.19. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de la Circular. Año 2020. Nacional.

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
BT ≤ 15 kW	28.879.998	122.359	122.409					20.907.548	19.435.774	35.378.690	-	-	-	75.722.012
BT > 15 kW	788.851	20.651	20.651	20.651	20.651	20.651	20.651	4.631.838	5.255.662	4.726.756	5.349.140	2.093.945	15.340.720	37.398.061
1 kV < NT < 30 kV	106.698	17.910	18.100	18.261	18.352	18.489	24.962	7.348.357	8.850.167	8.367.899	9.713.800	4.018.640	31.887.696	70.186.560
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.484	4.588	4.765	4.789	4.842	4.888	6.511	2.249.035	2.913.078	2.644.317	3.128.218	1.378.271	12.410.288	24.723.208
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	421	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514	834.022	1.105.251	1.053.247	1.267.673	558.386	5.742.319	10.560.898
NT > 145 kV	669	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620	1.745.877	2.379.894	2.234.404	2.717.320	1.237.931	13.629.712	23.945.139
Total	29.780.121	170.292	170.975	48.920	49.289	49.641	59.259	37.716.678	39.939.827	54.405.314	22.176.151	9.287.173	79.010.736	242.535.878

Fuente: CNMC

Cuadro I.20. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso según la estructura de peajes de acceso vigentes. Año 2020. Sistema Peninsular

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	27.636.721	131.008.710	18.874.914	18.447.210				57.891.046	37.755.655	8.084.713	-	-	-	103.731.414
2.0 A (P ≤ 10 kW)	16.845.332	66.929.088						33.696.214						33.696.214
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	9.302.366	37.495.139						12.269.393	16.207.472					28.476.864
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	10.839	51.621						25.492	21.954	30.951				78.397
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	433.195	5.495.470						3.381.441						3.381.441
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	317.493	3.573.023						1.635.787	2.595.938					4.231.726
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	835	9.966						5.418	4.824	4.657				14.898
3.0 A (P > 15 kW)	726.662	17.454.402	18.874.914	18.447.210				6.877.301	18.925.467	8.049.105				33.851.873
Alta tensión	107.838	25.395.820	26.775.678	27.933.385	21.502.777	21.852.719	30.422.460	11.698.311	17.206.484	12.004.443	10.078.169	14.146.882	59.318.169	124.452.458
3.1 A (1 kV a 30 kV)	84.593	5.231.551	5.986.549	6.795.764				2.804.036	5.592.346	5.411.684	-	-	-	13.808.066
6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.701	10.839.985	11.020.965	11.176.393	11.263.530	11.399.548	16.852.644	4.657.116	5.746.888	3.119.082	5.070.650	7.092.955	25.944.231	51.630.922
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	3.456	4.542.115	4.718.987	4.742.928	4.795.560	4.840.391	6.436.118	2.110.365	2.798.531	1.811.981	2.143.519	2.984.070	12.658.996	24.507.463
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	421	1.834.381	1.930.047	1.944.196	1.970.161	1.999.878	2.514.289	698.184	977.069	524.008	895.688	1.275.479	6.190.471	10.560.898
6.4 (NT > 145 kV)	667	2.947.787	3.119.130	3.274.104	3.473.526	3.612.902	4.619.410	1.428.610	2.091.650	1.137.689	1.968.313	2.794.377	14.524.470	23.945.110
Total	27.744.559	156.404.530	45.650.592	46.380.595	21.502.777	21.852.719	30.422.460	69.589.357	54.962.139	20.089.156	10.078.169	14.146.882	59.318.169	228.183.872

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.21. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de la Circular. Año 2020. Peninsular.

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
BT ≤ 15 kW	26.910.059	113.554	113.573					19.251.977	17.946.170	32.681.393	-	-	-	69.879.540
BT > 15 kW	726.662	18.875	18.875	18.875	18.875	18.875	18.875	4.150.574	4.726.453	4.340.734	4.921.383	1.914.214	13.798.516	33.851.873
1 kV < NT < 30 kV	103.294	16.827	17.008	17.163	17.250	17.386	23.648	6.770.276	8.238.028	7.868.244	9.171.900	3.783.028	29.607.512	65.438.988
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.456	4.542	4.719	4.743	4.796	4.840	6.436	2.227.068	2.888.486	2.624.504	3.107.035	1.369.055	12.291.313	24.507.463
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	421	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514	834.022	1.105.251	1.053.247	1.267.673	558.386	5.742.319	10.560.898
NT > 145 kV	667	2.948	3.119	3.274	3.474	3.613	4.619	1.745.877	2.379.888	2.234.399	2.717.320	1.237.931	13.629.695	23.945.110
Total	27.744.559	158.580	159.224	45.999	46.364	46.714	56.093	34.979.794	37.284.275	50.802.521	21.185.312	8.862.614	75.069.355	228.183.872

Fuente: CNMC

Cuadro I.22. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso según la estructura de peajes de acceso vigentes. Año 2020. Sistema Balear

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	721.377	4.444.688	913.122	912.244				2.043.442	1.738.101	423.065	-	-	-	4.204.608
2.0 A (P ≤ 10 kW)	311.195	1.553.681						872.880						872.880
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	341.738	1.650.669						616.168	650.690					1.266.857
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	1.265	3.711						3.245	2.641	1.909				7.795
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	16.963	206.938						147.543						147.543
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	15.374	183.078						76.530	97.599					174.130
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	60	641						159	132	97				387
3.0 A (P > 15 kW)	34.782	845.970	913.122	912.244				326.917	987.040	421.059				1.735.015
Alta tensión	1.151	395.579	406.708	414.898	267.970	269.239	338.184	185.120	340.724	230.732	97.275	87.320	510.682	1.451.854
3.1 A (1 kV a 30 kV)	752	133.841	142.420	149.503				86.744	188.325	172.712	-	-	-	447.781
6.1 A (1 kV a 30 kV)	395	234.919	237.470	238.576	240.515	240.936	307.350	90.463	139.640	52.696	88.423	80.206	458.361	909.788
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	4	26.819	26.819	26.819	27.455	28.303	30.834	7.914	12.759	5.324	8.853	7.114	52.321	94.285
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (NT > 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	722.529	4.840.267	1.319.830	1.327.142	267.970	269.239	338.184	2.228.562	2.078.825	653.797	97.275	87.320	510.682	5.656.462

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.23. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de la Circular. Año 2020. Balear.

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
BT ≤ 15 kW	686.595	3.599	3.601					695.466	630.924	1.143.203	-	-	-	2.469.593
BT > 15 kW	34.782	913	913	913	913	913	913	265.461	282.918	172.723	185.993	79.734	748.186	1.735.015
1 kV < NT < 30 kV	1.147	377	380	381	383	383	457	207.021	221.485	117.522	124.121	56.187	631.234	1.357.569
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4	27	27	27	27	28	31	11.902	12.949	8.500	8.087	3.274	49.572	94.285
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NT > 145 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	722.529	4.916	4.920	1.321	1.324	1.325	1.401	1.179.850	1.148.276	1.441.948	318.201	139.194	1.428.992	5.656.462

Fuente: CNMC

Cuadro I.24. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso según la estructura de peajes de acceso vigentes. Año 2020. Sistema Canario

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	1.239.713	5.683.923	790.044	790.876				2.723.237	1.770.570	426.007	-	-	-	4.919.814
2.0 A (P ≤ 10 kW)	689.036	2.615.769						1.390.720						1.390.720
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	489.014	1.872.407						661.736	720.433					1.382.169
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	1.572	8.290						4.977	3.547	2.338				10.862
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	23.489	288.957						249.314						249.314
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	11.975	136.613						75.009	110.916					185.925
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	68	811						298	237	105				640
3.0 A (P > 15 kW)	24.559	761.075	790.044	790.876				341.182	935.438	423.564				1.700.184
Alta tensión	2.162	682.484	696.588	712.781	501.139	502.132	649.214	314.387	555.984	473.200	285.459	328.841	1.420.290	3.378.161
3.1 A (1 kV a 30 kV)	1.351	193.549	201.108	213.317				138.868	278.284	294.960	-	-	-	712.112
6.1 A (1 kV a 30 kV)	786	469.088	475.632	479.617	481.291	482.284	604.531	169.122	267.129	171.800	274.663	316.053	1.345.792	2.544.560
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	23	19.385	19.385	19.385	19.386	19.386	44.221	6.393	10.564	6.440	10.796	12.788	74.480	121.460
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (NT > 145 kV)	2	462	462	462	462	462	462	5	7	-	-	-	18	30
Total	1.241.875	6.366.407	1.486.632	1.503.657	501.139	502.132	649.214	3.037.624	2.326.554	899.207	285.459	328.841	1.420.290	8.297.976

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.25. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de la Circular. Año 2020. Canario.

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
BT ≤ 15 kW	1.215.153	4.923	4.924					914.041	819.556	1.486.034	-	-	-	3.219.630
BT > 15 kW	24.559	790	790	790	790	790	790	202.790	231.747	200.720	227.470	94.372	743.085	1.700.184
1 kV < NT < 30 kV	2.137	670	677	681	682	683	818	357.913	375.010	368.390	401.734	172.868	1.580.757	3.256.671
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	23	19	19	19	19	19	44	10.065	11.643	11.312	13.095	5.942	69.403	121.460
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NT > 145 kV	2	0	0	0	0	0	0	-	7	5	-	-	18	30
Total	1.241.875	6.403	6.411	1.491	1.492	1.493	1.653	1.484.809	1.437.962	2.066.461	642.299	273.183	2.393.262	8.297.976

Fuente: CNMC

Cuadro I.26. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso según la estructura de peajes de acceso vigentes. Año 2020. Sistema Ceuta

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	38.142	167.704	36.132	35.651				80.366	29.635	15.804	-	-	-	125.806
2.0 A (P ≤ 10 kW)	35.424	122.126						63.680						63.680
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	254	682						175	229					404
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	-	-						-	-	-				-
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	842	9.348						5.160						5.160
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	13	150						77	190					267
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	1.608	35.397	36.132	35.651				11.275	29.216	15.804				56.295
Alta tensión	55	15.733	15.826	15.800	10.998	10.998	11.923	5.322	9.869	8.222	5.562	6.479	29.644	65.097
3.1 A (1 kV a 30 kV)	43	4.750	4.842	4.816				2.377	4.985	4.870	-	-	-	12.232
6.1 A (1 kV a 30 kV)	11	10.984	10.985	10.985	10.998	10.998	11.923	2.944	4.885	3.351	5.562	6.479	29.644	52.864
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (NT > 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	38.196	183.437	51.959	51.451	10.998	10.998	11.923	85.688	39.505	24.026	5.562	6.479	29.644	190.903

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.27. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de la Circular. Año 2020. Ceuta.

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
BT ≤ 15 kW	36.534	132	144					21.203	17.584	30.723	-	-	-	69.511
BT > 15 kW	1.608	36	36	36	36	36	36	6.469	7.602	6.560	7.399	2.906	25.359	56.295
1 kV < NT < 30 kV	55	16	16	16	16	16	17	6.112	7.530	6.696	7.838	3.163	33.758	65.097
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NT > 145 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	38.196	184	196	52	52	52	53	33.784	32.716	43.980	15.237	6.069	59.117	190.903

Fuente: CNMC

Cuadro I.28. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso según la estructura de peajes de acceso vigentes. Año 2020. Sistema Melilla

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	32.897	187.503	36.630	36.429				92.974	29.592	15.866	-	-	-	138.432
2.0 A (P ≤ 10 kW)	29.987	132.225						72.966						72.966
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	302	1.558						571	639					1.209
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	3	12						2	1	-				4
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	1.313	16.782						8.152						8.152
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	52	707						447	960					1.407
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	1.240	36.218	36.630	36.429				10.837	27.991	15.866				54.694
Alta tensión	65	20.355	20.463	20.713	12.295	12.393	14.163	7.613	11.573	9.840	4.856	5.964	28.387	68.234
3.1 A (1 kV a 30 kV)	52	8.060	8.168	8.352				3.899	7.058	6.892	-	-	-	17.849
6.1 A (1 kV a 30 kV)	13	12.295	12.295	12.361	12.295	12.393	14.163	3.714	4.516	2.948	4.856	5.964	28.387	50.385
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (NT > 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	32.962	207.858	57.093	57.142	12.295	12.393	14.163	100.587	41.165	25.706	4.856	5.964	28.387	206.666

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Cuadro I.29. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de la Circular. Año 2020. Melilla.

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh) - Calendario Vigente						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
BT ≤ 15 kW	31.657	151	167					24.861	21.540	37.337	-	-	-	83.738
BT > 15 kW	1.240	37	37	37	37	37	37	6.544	6.944	6.019	6.894	2.719	25.574	54.694
1 kV < NT < 30 kV	65	20	20	21	20	21	23	7.035	8.115	7.048	8.207	3.393	34.435	68.234
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NT > 145 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	32.962	208	224	57	57	57	59	38.440	36.598	50.404	15.101	6.113	60.010	206.666

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.30 se muestra la previsión demanda en b.c. para el ejercicio 2020 suministrada desde las redes (268.127 GWh). Se indica que, en línea con el incentivo de pérdidas introducido en la retribución de la actividad de distribución, se estima una reducción de pérdidas a lo largo del periodo regulatorio hasta alcanzar un coeficiente de pérdidas medio del 9,4% en 2025.

Cuadro I.30. Previsión de la demanda en b.c. por el uso de las redes para 2020

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2019		Previsión CNMC 2020	
	GWh	% variación 19 respecto 18	GWh	% variación 20 sobre 19
Peninsular	250.614	-1,2%	252.748	0,9%
No peninsular	15.342	0,2%	15.378	0,2%
Baleares	6.061	0,1%	6.101	0,7%
Canarias	8.859	0,2%	8.855	0,0%
Ceuta	208	0,3%	208	0,1%
Melilla	214	0,6%	214	0,1%
Total Nacional	265.956	-1,1%	268.127	0,8%

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro I.31 se muestra la previsión de demanda en b.c. nacional resultado de considerar tanto la demanda suministrada a través de las redes como la demanda autogenerada.

Cuadro I.31. Previsión de la demanda en b.c. para 2020

Sistema	Demanda en b.c. de la redes (GWh)		Demanda autogenerada (GWh)		Demanda nacional en b.c. (GWh)	
	2020 (GWh)	% variación 20 respecto 19	2020 (GWh)	% variación 20 respecto 19	2020 (GWh)	% variación 20 respecto 19
Peninsular	252.748	0,9%	2.372	39,5%	255.120	1,1%
No peninsular	15.378	0,3%	163	82,6%	15.542	0,7%
Baleares	6.101	0,7%	65	65,8%	6.166	1,1%
Canarias	8.855	0,0%	93	95,5%	8.948	0,5%
Ceuta	208	0,1%	3	100,3%	211	0,7%
Melilla	214	0,1%	2	100,7%	217	0,6%
Total Nacional	268.127	0,8%	2.535	41,7%	270.662	1,1%

Fuente: CNMC

3. Previsión 2021-2025

3.1 Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I.32 se muestra la previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema para el periodo 2020-2025. Según las previsiones del operador del

sistema, la demanda registrará incrementos moderados hasta el final del periodo regulatorio, registrando el año 2025 el incremento más elevado (+0,6%) de todo el período considerado (2021-2025). Según ha indicado el operador del sistema sus previsiones están alineadas con las recogidas en los escenarios objetivos PNIEC.

Cuadro I.32. Previsión del OS en el periodo 2021-2025

Demanda b.c. (GWh)	Previsión 2020	Previsión 2021	Previsión 2022	Previsión 2023	Previsión 2024	Previsión 2025
Peninsular	252.544	252.527	253.289	254.055	254.832	256.334
Extrapeeninsular	15.421	15.759	15.776	15.798	15.815	15.832
Baleares	6.162	5.916	5.883	5.852	5.820	5.791
Canarias	8.826	9.414	9.462	9.510	9.559	9.605
Ceuta	213	213	214	216	217	218
Melilla	220	216	217	220	219	218
Demanda redes	267.965	268.286	269.065	269.853	270.647	272.165

% variación año anterior	Previsión 2020	Previsión 2021	Previsión 2022	Previsión 2023	Previsión 2024	Previsión 2025
Peninsular	0,9%	0,0%	0,3%	0,3%	0,3%	0,6%
Extrapeeninsular	0,1%	2,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Baleares	0,4%	-4,0%	-0,6%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Canarias	-0,1%	6,7%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Ceuta	1,0%	0,0%	0,5%	0,9%	0,5%	0,5%
Melilla	1,5%	-1,8%	0,5%	1,4%	-0,5%	-0,5%
Demanda redes	0,9%	0,1%	0,3%	0,3%	0,3%	0,6%

Fuente: OS

3.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.33 se muestra la evolución del número de suministros, potencia facturada y consumo prevista por las empresas distribuidoras en el periodo 2021-2025. Según las previsiones de las empresas distribuidoras tanto la potencia como la demanda registrarán incrementos durante todo el periodo, en el caso de la demanda superiores en los suministros conectados en baja tensión. En particular, las empresas estiman que el número de suministros aumentará entre el 0,3% y el 0,4% anual. Asimismo, estiman que la potencia facturada se recuperará y registrará incrementos en el entorno del 0,3% en el periodo 2022 al 2025. Finalmente, prevén incrementos del consumo en al año 2021 de 0,8%, en el año 2022 del 0,9%, en el año 2023 y 2025 de 1,1% y en el año 2024 de 1,0%.

Cuadro I.33. Previsión en el periodo 2021-2025 y tasas de variación (%) por las empresas distribuidoras

Grupo tarifario	2021			2022			2023			2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada (GW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (GW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (GW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (GW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (GW)	Consumo (GWh)
Baja tensión (< 1 kV)	29.606.381	144.456	117.353	29.724.685	145.071	118.583	29.836.147	145.444	120.115	29.953.761	145.815	121.590	30.073.925	146.264	123.127
Potencia (P) ≤ 15 kW	28.815.076	124.719	79.716	28.926.806	125.389	80.467	29.030.957	125.734	81.424	29.141.302	126.091	82.344	29.253.928	126.518	83.315
Potencia > 15 kW	791.304	19.738	37.638	797.880	19.682	38.116	805.190	19.710	38.691	812.459	19.724	39.246	819.996	19.746	39.812
Media tensión (de 1 kV a 30 kV)	106.729	17.769	70.534	106.965	17.850	71.101	107.206	17.915	71.773	107.393	17.977	72.451	107.577	18.052	73.135
Alta tensión	4.611	10.420	60.300	4.626	10.455	60.760	4.641	10.488	61.256	4.653	10.524	61.751	4.666	10.559	62.244
30 kV a 72,5 kV	3.524	4.671	24.939	3.538	4.690	25.149	3.554	4.705	25.373	3.566	4.723	25.600	3.578	4.741	25.824
72,5 kV a 145 kV	418	1.800	10.519	418	1.803	10.612	418	1.806	10.708	418	1.809	10.807	418	1.813	10.905
Mayor o igual a 145 kV	669	3.949	24.842	669	3.962	25.000	669	3.977	25.175	669	3.991	25.345	669	4.006	25.516
Total	29.717.720	172.646	248.188	29.836.276	173.375	250.444	29.947.994	173.847	253.145	30.065.807	174.316	255.793	30.186.167	174.875	258.506

Grupo tarifario	2021			2022			2023			2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada	Consumo												
Baja tensión (< 1 kV)	0,3%	0,0%	0,9%	0,4%	0,4%	1,0%	0,4%	0,3%	1,3%	0,4%	0,3%	1,2%	0,4%	0,3%	1,3%
Potencia (P) ≤ 15 kW	0,3%	0,0%	0,7%	0,4%	0,5%	0,9%	0,4%	0,3%	1,2%	0,4%	0,3%	1,1%	0,4%	0,3%	1,2%
Potencia > 15 kW	0,8%	-0,3%	1,2%	0,8%	-0,3%	1,3%	0,9%	0,1%	1,5%	0,9%	0,1%	1,4%	0,9%	0,1%	1,4%
Media tensión (de 1 kV a 30 kV)	0,3%	0,4%	0,8%	0,2%	0,5%	0,8%	0,2%	0,4%	0,9%	0,2%	0,3%	0,9%	0,2%	0,4%	0,9%
Alta tensión	0,4%	0,3%	0,8%	0,3%	0,3%	0,8%									
30 kV a 72,5 kV	0,4%	0,4%	0,9%	0,4%	0,4%	0,8%	0,4%	0,3%	0,9%	0,3%	0,4%	0,9%	0,3%	0,4%	0,9%
72,5 kV a 145 kV	0,1%	0,1%	0,9%	0,0%	0,1%	0,9%	0,0%	0,2%	0,9%	0,0%	0,2%	0,9%	0,0%	0,2%	0,9%
Mayor o igual a 145 kV	0,1%	0,3%	0,6%	0,0%	0,3%	0,6%	0,0%	0,4%	0,7%	0,0%	0,4%	0,7%	0,0%	0,4%	0,7%
Total	0,3%	0,0%	0,8%	0,4%	0,4%	0,9%	0,4%	0,3%	1,1%	0,4%	0,3%	1,0%	0,4%	0,3%	1,1%

Fuente: CNMC

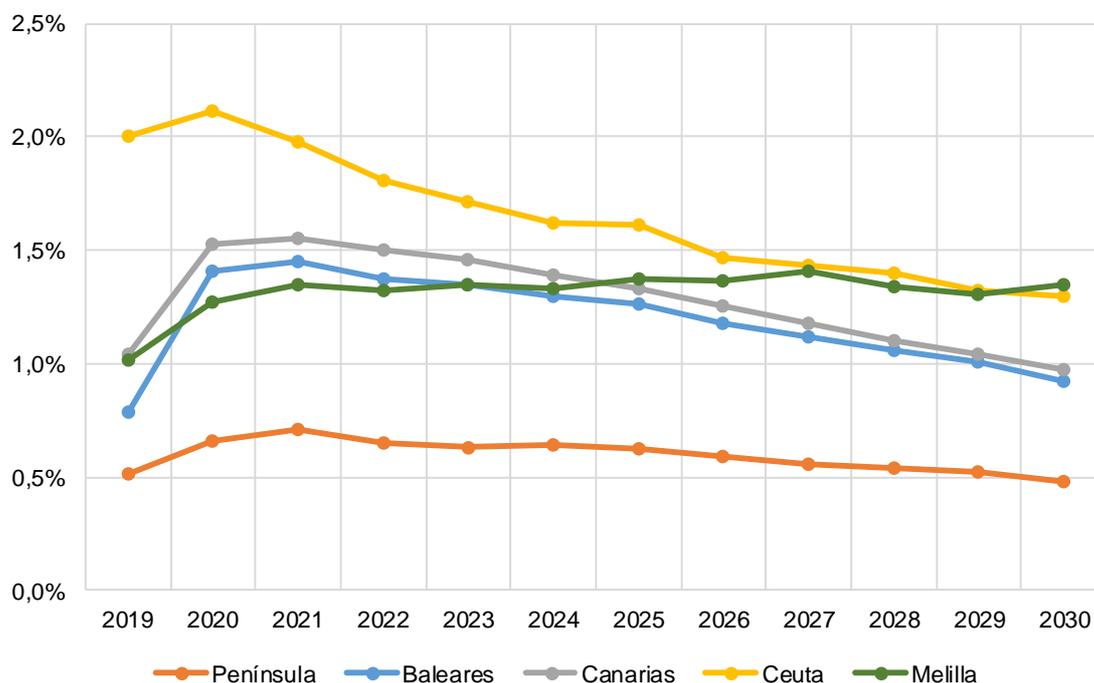
3.3 Previsión de la demanda en b.c. y en consumo de la CNMC

A continuación, se muestran la previsión de la demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el periodo regulatorio 2020-2025.

La demanda prevista resulta de considerar las siguientes hipótesis respecto de la evolución del consumo por sector de actividad, la penetración del vehículo eléctrico y las bombas de calor, la eficiencia energética y el autoconsumo para el periodo regulatorio 2020-2025.

La previsión de demanda asociada al consumo doméstico se ha estimado teniendo en cuenta la evolución del número de hogares prevista por el Instituto Nacional de Estadística (INE). En particular, según las previsiones del INE, el número de hogares aumentará en promedio el 0,6% en el subsistema peninsular, el 1,2% en el subsistema balear, el 1,3% en el subsistema canarios, el 1,6% en el subsistema ceutí y el 1,3% en el subsistema melillense (véase Gráfico I.5).

Gráfico I.5. Evolución del número de hogares por subsistema



Fuente: INE, Proyección de los hogares 2018-2033

Se estima que el número de suministros conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW evolucionará de la misma manera que el número de hogares. Por lo que respecta a la potencia y el consumo medio de los puntos de suministro durante el periodo de previsión se estima que se verá afectado por la penetración del vehículo eléctrico, las bombas de calor y las

medidas de eficiencia energética que se implementarán en el periodo derivadas de la implementación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (en adelante PNIEC).

Al respecto se indica que, se estima que el descenso del consumo eléctrico a través de la red motivado por el incremento del autoconsumo y las medidas de eficiencia energética será parcialmente compensado por el aumento de la demanda por la penetración de las bombas de calor y el vehículo eléctrico.

Respecto de la penetración del vehículo eléctrico se han adoptado las siguientes hipótesis:

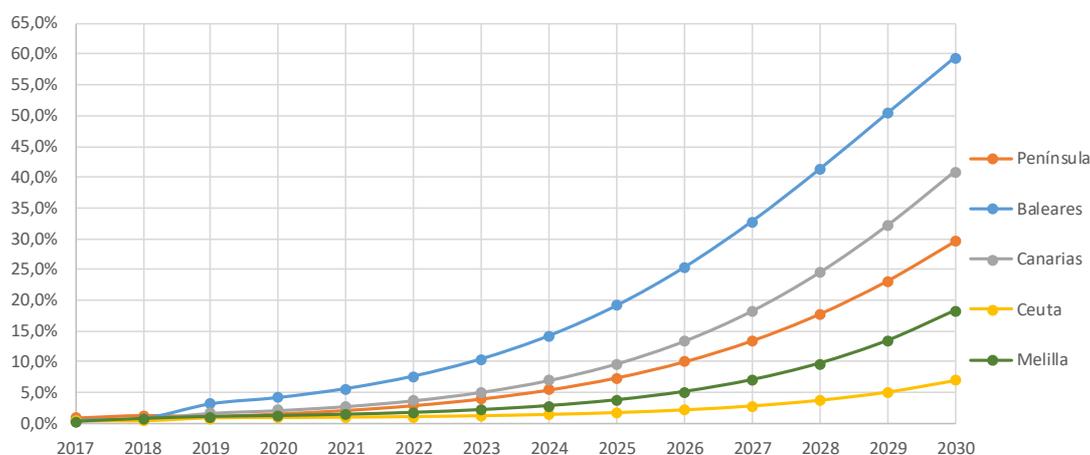
- El parque móvil de vehículos ligeros continuará creciendo hasta el 2025 siendo el incremento decreciente durante el periodo de previsión motivado por la ganancia de cuota de mercado de la utilización de vehículo de uso compartido.
- Se considera que las matriculaciones crecerán a un ritmo constante durante el periodo. En particular, se ha mantenido el incremento registrado en el último ejercicio con información disponible, esto es el 2,0% en el subsistema peninsular, el 2,4% en el subsistema balear, el 1,7% en el subsistema canario, el 0,9% en el subsistema ceutí y el 2,9% en el subsistema melillense.
- La cuota anual de matriculaciones de vehículos ligeros eléctricos evoluciona según una distribución logística (curva S) en línea con lo contemplado en el "Informe de la comisión de expertos de transición energética" hasta alcanzar el 100% en 2050, si bien los parámetros se han ajustado por subsistema, a efectos de reflejar distintas realidades. Cabe señalar que, entre otros factores, en la penetración del vehículo eléctrico las políticas específicas de las distintas Comunidades Autónomas⁴³ tendrán gran impacto a la hora de fomentar la transición de un vehículo de motor de combustión a eléctrico. En este sentido se estima que la penetración será más rápida en los subsistemas peninsular y balear y más lenta en el resto de subsistemas.
- Se estima que, en la penetración del vehículo eléctrico representará, aproximadamente, el 10% de los vehículos ligeros en 2030.
- Se ha estimado que el 70% de los vehículos eléctricos serán turismos y el 30% ciclomotores o motocicletas, con una potencia de carga de 3,45 kW y 1,5 kW, respectivamente.
- Se ha considerado que el 50% de las cargas de los vehículos eléctricos se realizará en horario nocturno y no supondrán por tanto un aumento de

⁴³ Ley 10/2019 de 22 de febrero de Cambio climático y transición energética de las Islas Baleares.

potencia y que el 50% restante se distribuyen homogéneamente durante el resto de horas.

Bajo estas hipótesis se estima que en 2025 habrá, aproximadamente, 600.000 vehículos eléctricos, lo que tendrá un impacto en la demanda consumida de 1,2 TWh y en la potencia contratada de 954 GW (véase Gráfico I.6).

Gráfico I.6. Evolución del grado de penetración del vehículo ligero eléctrico



Fuente: CNMC

Respecto de la penetración de las bombas de calor, se ha estimado que se mantendrá la tendencia registrada en los últimos años⁴⁴, de forma que el 40% de los hogares dispondrán de bomba de calor en 2025, lo que, supuesto que el 50% se deberá a nuevos consumos y el 50% desplazará otros consumos eléctricos, tendrá un impacto en la demanda de 5,8 TWh.

Respecto de la penetración del autoconsumo, se ha considerado que anualmente el 1% de los suministros con potencia inferior a 15 kW instalarán 1,5 kW de potencia fotovoltaica y se acogerá a autoconsumo, el autoconsumo representará el 6,2% de la demanda nacional en 2025

Respecto de las medidas de eficiencia se ha estimado que en el sector doméstico el tamaño medio de los suministros se reducirá un 5% anual como consecuencia de la renovación de los electrodomésticos, derivado de la mejora de la eficiencia de los mismos y que la tasa de renovación de los electrodomésticos es del 10% anual, supuesta una vida útil de 10 años.

⁴⁴ Véase “Síntesis del Estudio Parque de Bombas de Calor en España”, IDAE, disponible en <https://www.idae.es/publicaciones/sintesis-del-estudio-parque-de-bombas-de-calor-en-espana-estudios-idae-001>

Por otra parte, se estima para el periodo que la demanda asociada a la prestación de servicios, la demanda asociada al sector agrícola y la demanda asociada a los sectores del automóvil, de la construcción y alimentaria, textil y calzado presentarán durante el periodo incrementos moderados, parcialmente moderado por la adopción de medidas de eficiencia energética, mientras que la demanda industrial asociada a los sectores metalúrgico, químico y papelero registrará reducciones hasta 2023, para luego mantenerse estable.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el periodo de 2020 a 2025 resultado de considerar las hipótesis anteriores. En particular, en el Cuadro I.34 se presenta las previsiones de la CNMC relativas a la demanda en consumo y en b.c., desagregadas por subsistema y distinguiendo entre la demanda suministrada desde las redes y demanda autogenerada, así como la evolución de las pérdidas medias previstas para el periodo regulatorio y en el Cuadro I.35 se presenta el detalle de las previsiones de la CNMC de la demanda en consumo, desagregadas por grupo tarifario y periodo horario, a efectos del cálculo de los peajes de transporte y distribución para el periodo 2021-2025.

Cabe señalar que, si bien se estiman incrementos relevantes de la demanda nacional, motivado por el proceso de electrificación de la economía, estos incrementos no se traducen en incrementos de energía suministrada desde las redes, debido a la penetración del autoconsumo, que se estima alcanzará el 6,2% en 2025. En particular, se observa que durante el periodo regulatorio la demanda en b.c. suministrada desde las redes permanece prácticamente constante, mientras que la demanda nacional aumenta durante el periodo de un 0,0% en el 2021 a un 1,5% en el año 2025.

Cuadro I.34. Demanda en b.c. de la redes, autoconsumo y demanda b.c Previsión en el periodo 2021-2025 de la CNMC

1. Demanda en consumo

Demanda en consumo extraída de las redes (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	227.829	227.776	227.749	227.811	227.929
Extrapeninsular	14.358	14.365	14.376	14.391	14.415
Baleares	5.667	5.679	5.694	5.713	5.737
Canarias	8.294	8.289	8.285	8.282	8.282
Ceuta	191	190	190	190	189
Melilla	207	206	206	206	206
Demanda nacional	242.187	242.141	242.125	242.202	242.343

% variación demanda en consumo extraída de las redes	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Extrapeninsular	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%
Baleares	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,4%
Canarias	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Ceuta	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Melilla	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%
Demanda nacional	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%

2. Demanda en b.c.

2.1 Demanda en b.c. tomada de las redes

Demanda en b.c. de las redes (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	251.216	250.656	250.171	249.829	249.617
Extrapeninsular	15.385	15.393	15.404	15.421	15.446
Baleares	6.113	6.126	6.142	6.162	6.188
Canarias	8.850	8.845	8.841	8.838	8.838
Ceuta	208	208	207	207	207
Melilla	214	214	214	214	214
Demanda de redes	266.601	266.049	265.576	265.250	265.063

% variación demanda en b.c.	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	-0,6%	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%
Extrapeninsular	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%
Baleares	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,4%
Canarias	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Ceuta	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Melilla	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%
Demanda nacional	-0,6%	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%

2.2 Demanda autogenerada

Autoconsumo (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	3.713	5.725	8.412	11.775	15.819
Extrapeeninsular	312	535	835	1.212	1.667
Baleares	117	194	299	430	588
Canarias	185	323	508	741	1.021
Ceuta	5	10	15	22	31
Melilla	5	8	13	19	27
Demanda nacional	4.025	6.261	9.247	12.987	17.485

% variación Autoconsumo	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	56,5%	54,2%	46,9%	40,0%	34,3%
Extrapeeninsular	91,0%	71,8%	56,0%	45,1%	37,5%
Baleares	79,8%	66,9%	53,7%	43,9%	36,8%
Canarias	98,2%	74,7%	57,3%	45,8%	37,9%
Ceuta	100,9%	75,9%	57,9%	46,2%	38,2%
Melilla	101,0%	75,8%	57,8%	46,1%	38,1%
Demanda nacional	58,7%	55,6%	47,7%	40,4%	34,6%

2.3 Demanda nacional en b.c.

Demanda nacional b.c. (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	254.929	256.382	258.583	261.604	265.435
Extrapeeninsular	15.697	15.928	16.240	16.633	17.113
Baleares	6.230	6.321	6.441	6.592	6.776
Canarias	9.035	9.168	9.349	9.578	9.859
Ceuta	213	217	223	229	237
Melilla	219	222	227	233	240
Demanda nacional	270.626	272.310	274.823	278.237	282.548

% variación demanda nacional	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	-0,1%	0,6%	0,9%	1,2%	1,5%
Extrapeeninsular	1,0%	1,5%	2,0%	2,4%	2,9%
Baleares	1,0%	1,5%	1,9%	2,3%	2,8%
Canarias	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	2,9%
Ceuta	1,2%	1,8%	2,4%	3,0%	3,5%
Melilla	1,0%	1,6%	2,1%	2,6%	3,1%
Demanda nacional	0,0%	0,6%	0,9%	1,2%	1,5%

% penetración autoconsumo	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	1,5%	2,2%	3,3%	4,5%	6,0%
Extrapeeninsular	2,0%	3,4%	5,1%	7,3%	9,7%
Baleares	1,9%	3,1%	4,6%	6,5%	8,7%
Canarias	2,0%	3,5%	5,4%	7,7%	10,4%
Ceuta	2,6%	4,4%	6,9%	9,7%	13,0%
Melilla	2,2%	3,8%	5,8%	8,3%	11,1%
Demanda nacional	1,5%	2,3%	3,4%	4,7%	6,2%

3. Pérdidas implícitas de redes

Pérdidas implícitas (%)	2021	2022	2023	2024	2025
<i>Peninsular</i>	10,2%	10,0%	9,8%	9,6%	9,5%
<i>Extrapesinsular</i>	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%
Baleares	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%
Canarias	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%
Ceuta	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
Melilla	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
<i>Demanda nacional</i>	10,1%	9,9%	9,7%	9,5%	9,4%

Fuente: CNMC

Cuadro I.35. Previsión de la demanda en consumo de la CNMC en el periodo 2021-2025

Sistema Nacional. Año 2021														
Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
BT ≤ 15 kW	29.023.673	122.553	122.634	-	-	-	-	20.829.757	19.363.491	35.261.970	-	-	-	75.455.218
BT > 15 kW	804.628	21.023	21.023	21.023	21.023	21.023	21.023	4.644.317	5.269.816	4.739.455	5.363.507	2.099.574	15.382.033	37.498.703
1 kV < NT < 30 kV	107.283	18.006	18.197	18.358	18.449	18.587	25.092	7.361.927	8.866.405	8.383.153	9.731.459	4.025.960	31.946.296	70.315.201
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.491	4.597	4.775	4.799	4.852	4.898	6.524	2.250.412	2.914.853	2.645.921	3.130.111	1.379.105	12.417.881	24.738.283
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	422	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514	834.022	1.105.251	1.053.248	1.267.673	558.386	5.742.320	10.560.899
NT > 145 kV	669	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620	1.741.788	2.374.320	2.229.170	2.710.955	1.235.032	13.327.663	23.618.927
Total	29.940.165	170.961	171.677	49.398	49.768	50.121	59.773	37.662.223	39.894.136	54.312.917	22.203.706	9.298.056	78.816.193	242.187.231

Sistema Nacional. Año 2022														
Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
BT ≤ 15 kW	29.157.567	122.729	122.833	-	-	-	-	20.749.577	19.288.987	35.147.324	-	-	-	75.185.889
BT > 15 kW	816.698	21.306	21.306	21.306	21.306	21.306	21.306	4.657.129	5.284.349	4.752.501	5.378.269	2.105.356	15.424.454	37.602.058
1 kV < NT < 30 kV	107.854	18.097	18.289	18.451	18.542	18.681	25.217	7.376.625	8.884.015	8.399.717	9.750.645	4.033.910	32.009.826	70.454.737
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.498	4.606	4.784	4.808	4.861	4.907	6.537	2.251.790	2.916.628	2.647.527	3.132.005	1.379.939	12.425.480	24.753.369
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	422	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514	834.107	1.105.364	1.053.355	1.267.803	558.443	5.742.908	10.561.981
NT > 145 kV	669	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620	1.739.161	2.370.739	2.225.809	2.706.867	1.233.169	13.307.564	23.583.309
Total	30.086.708	171.521	172.261	49.783	50.154	50.508	60.195	37.608.390	39.850.082	54.226.233	22.235.589	9.310.817	78.910.231	242.141.343

Sistema Nacional. Año 2023														
Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
BT ≤ 15 kW	29.289.593	122.932	123.066	-	-	-	-	20.675.045	19.219.734	35.050.764	-	-	-	74.945.543
BT > 15 kW	824.865	21.498	21.498	21.498	21.498	21.498	21.498	4.669.977	5.298.923	4.765.583	5.393.071	2.111.154	15.466.991	37.705.699
1 kV < NT < 30 kV	108.411	18.183	18.373	18.539	18.631	18.770	25.337	7.391.353	8.901.660	8.416.313	9.769.869	4.041.875	32.073.485	70.594.556
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.506	4.615	4.793	4.817	4.870	4.916	6.549	2.253.169	2.918.405	2.649.134	3.133.900	1.380.774	12.433.084	24.768.466
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	423	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514	834.193	1.105.477	1.053.463	1.267.933	558.500	5.743.496	10.563.062
NT > 145 kV	669	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620	1.736.538	2.367.164	2.222.452	2.702.784	1.231.309	13.287.495	23.547.744
Total	30.227.466	172.010	172.783	50.072	50.443	50.798	60.518	37.560.275	39.811.363	54.157.710	22.267.558	9.323.612	79.004.551	242.125.070

Sistema Nacional. Año 2024

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
BT ≤ 15 kW	29.422.385	123.184	123.364	-	-	-	-	20.611.152	19.160.378	34.983.996	-	-	-	74.755.526
BT > 15 kW	828.989	21.595	21.595	21.595	21.595	21.595	21.595	4.683.462	5.314.222	4.779.332	5.408.629	2.117.245	15.511.648	37.814.539
1 kV < NT < 30 kV	108.953	18.265	18.459	18.622	18.715	18.855	25.451	7.407.709	8.921.285	8.434.800	9.791.297	4.050.750	32.144.261	70.750.103
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.513	4.623	4.801	4.825	4.879	4.925	6.561	2.254.549	2.920.183	2.650.742	3.135.797	1.381.609	12.440.693	24.783.573
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	424	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514	834.364	1.105.704	1.053.679	1.268.193	558.614	5.744.671	10.565.224
NT > 145 kV	669	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620	1.735.449	2.365.680	2.221.059	2.701.090	1.230.537	13.279.165	23.532.980
Total	30.364.932	172.449	173.269	50.261	50.633	50.988	60.741	37.526.685	39.787.452	54.123.607	22.305.005	9.338.756	79.120.439	242.201.944

Sistema Nacional. Año 2025

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
BT ≤ 15 kW	29.553.346	123.495	123.740	-	-	-	-	20.560.502	19.113.322	34.955.646	-	-	-	74.629.470
BT > 15 kW	833.134	21.692	21.692	21.692	21.692	21.692	21.692	4.696.987	5.329.566	4.793.120	5.424.231	2.123.354	15.556.435	37.923.692
1 kV < NT < 30 kV	109.497	18.347	18.542	18.706	18.799	18.940	25.566	7.424.101	8.940.954	8.453.329	9.812.772	4.059.644	32.215.196	70.905.996
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.520	4.632	4.810	4.834	4.888	4.934	6.573	2.255.930	2.921.962	2.652.351	3.137.695	1.382.445	12.448.308	24.798.690
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	425	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514	834.534	1.105.930	1.053.895	1.268.452	558.729	5.745.847	10.567.387
NT > 145 kV	669	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620	1.734.361	2.364.197	2.219.666	2.699.396	1.229.766	13.270.839	23.518.225
Total	30.500.591	172.948	173.833	50.451	50.823	51.179	60.965	37.506.415	39.775.931	54.128.006	22.342.546	9.353.938	79.236.624	242.343.459

Fuente: CNMC

ANEXO II. ANÁLISIS DE LOS PERIODOS HORARIOS

ANEXO II. ANÁLISIS DE LOS PERIODOS HORARIOS

1. Introducción

Un factor relevante en el diseño de los peajes es la diferenciación horaria en la medida en que el coste de la red depende del momento en el que se utiliza. Es por ello que se considera necesario que los peajes de acceso estén diferenciados horariamente a efectos de proporcionar a los consumidores señales de precio en los peajes de transporte y distribución que incentiven el uso de las redes en las horas de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y lo desincentive en los periodos horarios de mayor demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

2. Antecedentes

Debido a que los calendarios vigentes fueron introducidos el 1 de enero de 2008, la CNMC solicitó una revisión de los mismos al Operador del Sistema a efectos de valorar si los periodos horarios definidos en los calendarios vigentes reflejaban adecuadamente el patrón de demanda registrado en los últimos años o si, por el contrario, variaciones en el patrón de demanda del sistema hacían necesario introducir modificaciones en la definición de los tipos de horas que integran cada periodo horario.

Basándose en el criterio de simplicidad, el Operador del Sistema realizó una propuesta de revisión de las zonas, las temporadas eléctricas y los periodos horarios de la discriminación horaria de tres y seis periodos. En resumen, el Operador del Sistema proponía las siguientes modificaciones respecto de los calendarios vigentes:

- 1) Zona única, esto es, mismos calendarios para todos los subsistemas;
- 2) Redefinición de las temporadas para la discriminación horaria de seis periodos. En particular, se consideran cinco meses para la temporada alta (de enero a marzo y noviembre y diciembre), cinco meses para la temporada media (de junio a octubre) y dos meses para la temporada baja (abril y mayo). Para realizar el análisis, el Operador del Sistema empleó como indicador del nivel de punta del mes la media de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (“top ten”) clasificando los meses de mayor a menor demanda.
- 3) Se mantienen las temporadas invierno y verano para las discriminaciones de dos y tres periodos.
- 4) Misma discriminación horaria de tres periodos para todos los peajes.
- 5) Simplificación de los periodos horarios y homogeneización de los periodos horarios de la discriminación horaria de tres y seis periodos

La propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad remitida al Consejo Consultivo de Electricidad, el 17 de mayo de 2013, se basaba en la propuesta de revisión de los calendarios del Operador del Sistema.

En la Memoria que acompañó a la propuesta de Circular se incluyó un análisis tanto sobre los periodos horarios establecidos en la normativa vigente como sobre la propuesta de revisión del Operador del Sistema. En el análisis se concluía que, en términos globales, tanto el calendario establecido en la Orden ITC/2794/2007 para la discriminación horaria de tres periodos, como para la discriminación horaria de seis periodos no refleja correctamente los periodos horarios de la monótona del sistema por lo que se recomendaba su revisión. Asimismo, se concluía que, con carácter general, los calendarios propuestos por el Operador del Sistema reflejan mejor los periodos horarios que los establecidos en la Orden ITC/2794/2007 para el sistema peninsular, aunque no en los sistemas insulares y extrapeninsulares, por lo que se consideraba necesario realizar un análisis más exhaustivo antes de considerar una zona única.

Teniendo en cuenta la necesidad de revisar los calendarios vigentes y que la mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad coincidió en señalar la necesidad de mantener la actual diferenciación de los calendarios por subsistema, la CNMC optó por revisar los calendarios vigentes, partiendo de la propuesta del Operador del Sistema e incorporando las alegaciones del Consejo Consultivo. En particular, los calendarios que se publicaron en la Circular 3/2014 consistieron en mantener la propuesta del Operador del Sistema para la península y ajustar los periodos y temporadas para los sistemas extrapeninsulares, para la discriminación horaria de tres y seis periodos.

Dado el periodo de tiempo transcurrido desde la aprobación de la citada Circular 3/2014, se considera necesaria la revisión de los periodos horarios tanto de la Orden ITC/2794/2007 como los de la Circular 3/2014 y, en su caso, proponer nuevos periodos para el periodo regulatorio 2020 a 2025.

Se indica que para el análisis de los calendarios que se publicaron en la Circular 3/2014 se utilizó información de demanda en b.c. del periodo 2008 a 2012. En el presente anexo se actualizan los análisis realizados para el periodo 2013-2018.

La diferenciación de periodos horarios consiste en la clasificación de las horas del año en función de la caracterización de los meses del año, los días dentro del mes y las horas dentro del día, todo ello para cada uno de los subsistemas. Teniendo en cuenta lo anterior, en el presente anexo se analiza la adecuación de los periodos horarios establecidos en la Circular 3/2014 a la evolución de la demanda en el periodo 2013 a 2018. En particular se realizan análisis sobre las zonas, las temporadas, los tipos de día y las horas dentro del día.

Otro aspecto relevante a tener en cuenta es que los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW ya disponen de un contador con telemedida y telegestión (equipos de medida tipo 5) integrado. En concreto, según el informe publicado por la CNMC (INF/DE/180/18) a 31 de diciembre 2018 un 98,14% de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW ya dispone de un contador con telemedida y telegestión (equipos de medida tipo 5) integrado y con acceso, por tanto, a su curva de carga horarias. Esta información es clave para el consumidor que puede acceder a su **consumo horario** y modificar sus hábitos de consumo hacia periodos horarios de precios más bajos.

Se indica que, en línea con la estructura de peajes propuesta, y teniendo en cuenta tanto la disponibilidad de equipos de medida horarios como la necesidad de proporcionar señales de precio a los consumidores a efectos de incentivar el consumo eficiente, inicialmente no se contemplaba las discriminaciones horarias de dos y tres periodos. No obstante lo anterior, teniendo en cuenta la alegaciones recibidas por parte de los agentes y del MITECO, se contempla la introducción de la discriminación horaria de tres periodos.

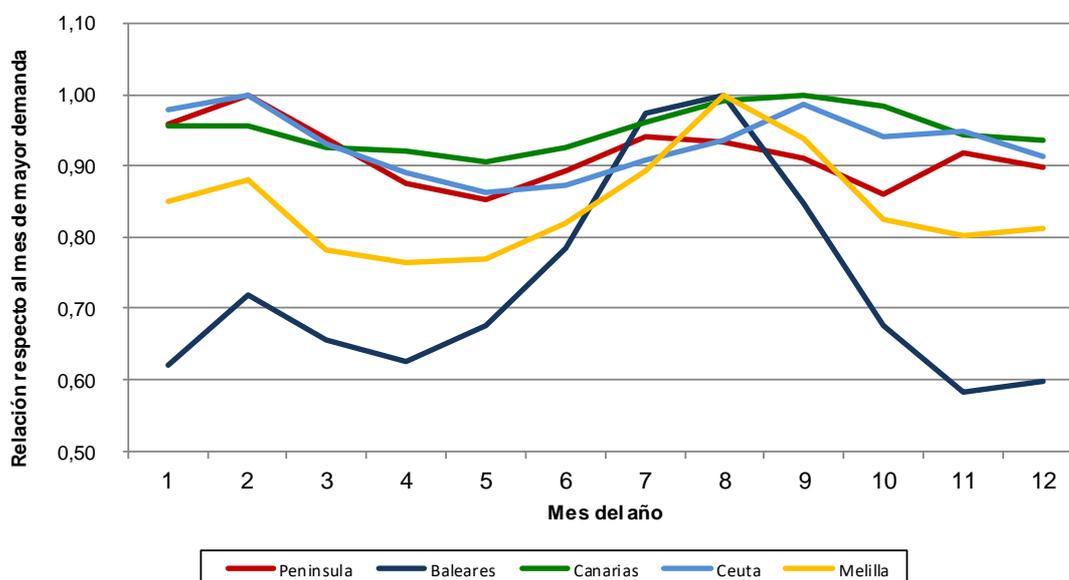
3. Análisis de los calendarios

3.1 Análisis de las zonas

En el Gráfico II. 1 se muestra el perfil de la demanda normalizado⁴⁵ para cada subsistema, correspondiente al ejercicio 2018. Se observa una diferenciación del perfil por subsistema. En particular, los perfiles de los subsistemas de Baleares y Melilla presentan mayor apuntamiento que el perfil del subsistema peninsular, mientras que, por el contrario, los perfiles de los subsistemas de Canarias y Ceuta presentan un perfil más plano que el perfil del subsistema peninsular.

⁴⁵ A efectos comparativos, para cada uno de los subsistemas se ha dividido la demanda de cada uno de los meses entre la máxima demanda registrada.

Gráfico II. 1. Relación entre la demanda de cada mes respecto del mes de mayor demanda en cada uno de los subsistemas. Año 2018



Fuente: CNMC

Si bien el porcentaje que representa el consumo de cada una de los subsistemas, respecto de la demanda nacional (véase Cuadro II. 1) podría inducir a una simplificación de zonas, esta Comisión, en la medida en que se considera necesario proporcionar señales a los consumidores a efectos de aplanar la curva de carga en cada uno de los subsistemas, propone cinco zonas.

Cuadro II. 1. Demanda por subsistema y porcentaje que representa respecto de la demanda nacional. Año 2018

	Demanda b.c. 2018 (GWh)	% sobre demanda nacional
Peninsular	253.495	94,3%
Extrapeeninsular	15.313	5,7%
Baleares	6.052	2,3%
Canarias	8.840	3,3%
Ceuta	207	0,1%
Melilla	213	0,1%
Demanda nacional	268.808	100,0%

Fuente: REE

3.2 Análisis de las temporadas eléctricas

Los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y los calendarios de la Circular 3/2014 contemplan tres temporadas (alta, media y baja) para la discriminación horaria de seis periodos, en ambos casos diferenciadas por subsistema. En particular, en la Orden ITC/2794/2007 se diferencian tres temporadas (alta, media y baja) con una duración de cuatro meses por temporada, con la excepción del sistema peninsular en el que la temporada alta consta de cuatro meses y medio y la temporada media consta de tres meses y medio. Asimismo, en la Circular 3/2014 se contemplan también tres temporadas si bien de distinta duración: cinco meses de temporada alta y media y dos meses de temporada baja (aplicable a los peajes de acceso 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4).

A efectos de valorar la adecuación de las temporadas eléctricas establecidas en ambos calendarios a la evolución registrada por la demanda se han analizado, para cada uno de los subsistemas, tanto el consumo medio registrado durante cada uno de los meses, como la distribución de la media de las 10 horas de mayor demanda de cada mes⁴⁶ (en adelante “top ten”) para el periodo 2013 a 2018.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que el objetivo en la definición de los calendarios es recoger adecuadamente la punta del sistema, a efectos de dar las señales de precios adecuadas a los consumidores, se ha analizado la distribución mensual de las 100, 200, 300 y 600 horas de máxima demanda de los años 2013-2018 en cada uno de los subsistemas.

En lo referente a los meses que conforman las temporadas, se observa que evolución de la demanda no se adapta del todo ni a las definidas en la Orden ITC/2794/2007 ni a las definidas en la Circular 3/2014. En particular, de los análisis realizados se extraen las siguientes conclusiones:

Respecto del **sistema peninsular**, cabría replantearse incluir el mes de julio en la temporada alta en lugar del mes de noviembre y reducir un mes de temporada alta dado que el mes de marzo es un mes más próximo a la temporada media que de la temporada alta. Cabe señalar que, la demanda de estos meses va al alza respecto a la demanda del 2008 al 2012 utilizada para la elaboración de la Circular 3/2014. Adicionalmente, otro aspecto relevante es la aparición del mes de octubre como mes de baja demanda según los análisis top ten y promedio mensual. (véanse Cuadro II. 2, Cuadro II. 3 y Cuadro II. 4).

⁴⁶ Análisis empleado por el Operador del Sistema en su propuesta de revisión de calendarios para la Circular 3/2014.

Cuadro II. 2. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten). Sistema peninsular

Sistema Peninsular	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis Top ten						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			38.993	37.962	39.699	37.449	40.304	38.651	38.843	39.025
Febrero			38.906	38.293	39.857	37.335	36.318	40.016	38.454	38.382
Marzo			37.818	35.778	36.074	36.998	34.942	37.720	36.555	36.434
Abril			34.299	33.616	32.483	34.127	32.685	35.625	33.806	33.730
Mayo			32.315	31.705	33.234	32.334	33.571	32.437	32.599	32.894
Junio			33.919	33.836	36.657	35.087	38.751	36.161	35.735	36.664
Julio			36.601	36.089	39.316	37.582	38.687	37.151	37.571	38.184
Agosto			35.400	35.616	36.146	36.586	37.675	38.869	36.715	37.319
Septiembre			34.091	36.382	34.369	39.363	35.334	35.905	35.907	36.243
Octubre			33.690	32.851	32.989	33.031	33.500	34.720	33.463	33.560
Noviembre			38.976	35.111	36.497	36.085	37.144	36.476	36.715	36.551
Diciembre			38.617	37.455	36.264	37.142	38.473	36.997	37.491	37.219

Temporada alta Temporada media Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 3. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de la demanda mensual (MW). Sistema peninsular

Sistema Peninsular	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis promedios						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			30.171	29.593	30.537	28.850	31.000	30.371	30.087	30.189
Febrero			30.600	30.207	31.344	29.880	29.692	31.659	30.564	30.644
Marzo			28.531	27.990	28.494	28.841	28.365	29.671	28.648	28.843
Abril			26.970	25.949	26.205	27.641	26.286	27.668	26.787	26.950
Mayo			26.249	26.006	26.662	26.465	27.130	26.991	26.584	26.812
Junio			26.783	27.112	28.254	28.077	30.112	28.227	28.094	28.668
Julio			29.115	28.386	31.551	29.839	30.120	29.811	29.804	30.330
Agosto			27.644	27.220	28.023	28.782	29.258	29.541	28.411	28.901
Septiembre			27.377	28.230	27.142	28.882	27.974	28.797	28.067	28.199
Octubre			26.653	26.562	26.589	26.560	27.058	27.233	26.776	26.860
Noviembre			28.388	27.564	27.693	28.601	29.015	29.034	28.383	28.586
Diciembre			29.186	28.685	28.072	28.613	29.773	28.450	28.796	28.727

Temporada alta Temporada media Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 4. Distribución por mes de las 100, 200, 300 y 600 horas de máxima demanda en el periodo 2013 a 2018. Sistema peninsular

Sistema peninsular								
Top 100	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	34	34	22	12	52	19	29	26
Febrero	27	45	41	9	-	62	31	28
Marzo	5	1	-	7	-	3	3	3
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	22	-	4	6
Julio	-	1	37	27	13	-	13	19
Agosto	-	-	-	3	2	16	4	5
Septiembre	-	2	-	31	-	-	6	8
Octubre	-	-	-	-	-	-	-	-
Noviembre	18	-	-	-	-	-	3	-
Diciembre	16	17	-	11	11	-	9	6
Total	100	100						

Top 200	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	67	72	56	30	93	47	61	57
Febrero	52	76	66	22	-	102	53	48
Marzo	13	2	-	22	-	17	9	10
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	41	-	7	10
Julio	1	6	78	49	28	3	28	40
Agosto	-	2	-	11	5	29	8	11
Septiembre	-	13	-	39	-	-	9	10
Octubre	-	-	-	-	-	-	-	-
Noviembre	29	-	-	3	2	-	6	1
Diciembre	38	29	-	24	31	2	21	14
Total	200	200						

Top 300	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	95	112	84	50	116	76	89	82
Febrero	69	91	89	34	-	130	69	63
Marzo	27	8	-	34	-	31	17	16
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	2	-	58	-	10	15
Julio	5	12	123	70	45	14	45	63
Agosto	-	8	-	18	11	37	12	17
Septiembre	-	24	-	47	-	1	12	12
Octubre	-	-	-	-	-	-	-	-
Noviembre	42	2	2	8	7	3	11	5
Diciembre	62	43	-	39	63	8	36	28
Total	300	300						

Top 600	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	166	178	171	89	187	132	154	145
Febrero	141	171	175	76	28	190	130	117
Marzo	60	30	10	74	-	74	41	40
Abril	-	-	-	-	-	3	1	1
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	2	15	7	99	11	22	33
Julio	44	37	193	116	89	60	90	115
Agosto	6	21	10	50	43	68	33	43
Septiembre	-	49	-	70	3	6	21	20
Octubre	-	-	-	-	-	1	0	0
Noviembre	72	20	12	41	38	15	33	27
Diciembre	111	92	14	77	113	40	75	61
Total	600	600						

Fuente: CNMC

Respecto del sistema balear, con carácter general, tanto con el análisis Top ten como con el análisis de promedios, cabe concluir la necesidad de revisar tanto la duración de las temporadas alta y baja, como los meses que integran la temporada baja (véanse Cuadro II. 5, Cuadro II. 6 y Cuadro II. 7).

Cuadro II. 5. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten). Sistema Balear

Sistema Balear	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis Top ten						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			869	815	887	795	939	833	856	864
Febrero			937	820	947	816	814	988	887	891
Marzo			839	790	852	890	758	912	840	853
Abril			758	717	738	773	789	796	762	774
Mayo			764	750	779	814	859	824	798	819
Junio			888	917	1.012	965	1.111	1.015	985	1.026
Julio			1.112	1.047	1.194	1.125	1.232	1.192	1.150	1.186
Agosto			1.157	1.126	1.186	1.136	1.336	1.284	1.204	1.236
Septiembre			942	1.061	1.062	1.115	1.024	1.109	1.052	1.078
Octubre			931	863	849	898	876	871	881	873
Noviembre			889	677	776	733	806	758	773	768
Diciembre			849	843	772	801	882	803	825	814

■ Temporada alta
 ■ Temporada media
 ■ Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 6. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de la demanda mensual (MW). Sistema Balear

Sistema Balear	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis promedios						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			590	562	602	551	642	587	589	595
Febrero			623	563	639	580	589	681	613	622
Marzo			562	548	584	604	550	621	578	590
Abril			541	528	546	574	577	593	560	572
Mayo			579	577	600	633	648	640	613	630
Junio			654	697	722	741	803	741	726	752
Julio			823	798	933	863	912	922	875	908
Agosto			838	839	879	874	950	946	888	912
Septiembre			701	786	726	791	745	802	759	766
Octubre			614	607	601	641	639	638	623	630
Noviembre			543	491	512	534	562	551	532	540
Diciembre			578	557	549	562	617	566	571	574

■ Temporada alta
 ■ Temporada media
 ■ Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 7. Distribución por mes de las 100, 200, 300 y 600 horas de máxima demanda en el periodo 2013 a 2018. Sistema balear

Sistema balear						
Top 100	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	-	-	-	-	-	-
Febrero	-	-	-	-	-	-
Marzo	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	-	-
Julio	46	10	75	46	12	5
Agosto	54	71	25	42	88	95
Septiembre	-	19	-	12	-	-
Octubre	-	-	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-
Diciembre	-	-	-	-	-	-
Total	100	100	100	100	100	100

Top 200	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	-	-	-	-	-	-
Febrero	-	-	-	-	-	-
Marzo	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	-	-
Julio	97	32	131	91	68	59
Agosto	103	124	69	82	132	141
Septiembre	-	44	-	27	-	-
Octubre	-	-	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-
Diciembre	-	-	-	-	-	-
Total	200	200	200	200	200	200

Top 300	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	-	-	-	-	-	-
Febrero	-	-	-	-	-	-
Marzo	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	5	-
Julio	147	55	188	123	128	129
Agosto	153	163	110	126	167	166
Septiembre	-	82	2	51	-	5
Octubre	-	-	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-
Diciembre	-	-	-	-	-	-
Total	300	300	300	300	300	300

Top 600	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	-	-	-	-	-	-
Febrero	7	-	-	-	-	1
Marzo	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	6	-	60	-
Julio	276	151	359	231	258	276
Agosto	296	264	214	256	282	285
Septiembre	15	185	21	113	-	38
Octubre	6	-	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-
Diciembre	-	-	-	-	-	-
Total	600	600	600	600	600	600

Fuente: CNMC

En el **sistema canario**, según el análisis del Top ten los meses con mayor demanda se concentran en julio, agosto y septiembre, seguidos por los meses de enero y febrero, mientras que según el análisis de promedios mensuales los meses de mayor demanda son julio, agosto, septiembre y octubre. Los meses de menor demanda, independientemente del análisis empleado se registran en abril y mayo, seguido por marzo según el análisis de los promedios y junio según el análisis del top ten. En consecuencia, independientemente del análisis empleado, se plantea la necesidad de actualizar las temporadas eléctricas (véanse Cuadro II. 8, Cuadro II. 9 y Cuadro II. 10).

Cuadro II. 8. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten). Sistema Canario

Sistema Canario	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis Top ten						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			1.334	1.315	1.324	1.286	1.324	1.357	1.323	1.323
Febrero			1.323	1.320	1.337	1.298	1.312	1.369	1.326	1.329
Marzo			1.301	1.288	1.293	1.297	1.292	1.291	1.294	1.293
Abril			1.247	1.217	1.217	1.228	1.245	1.239	1.232	1.232
Mayo			1.229	1.204	1.247	1.203	1.230	1.220	1.222	1.225
Junio			1.203	1.189	1.199	1.227	1.305	1.231	1.226	1.240
Julio			1.257	1.224	1.313	1.319	1.316	1.272	1.283	1.305
Agosto			1.319	1.266	1.349	1.352	1.365	1.315	1.328	1.345
Septiembre			1.289	1.308	1.321	1.312	1.328	1.354	1.318	1.329
Octubre			1.330	1.340	1.344	1.343	1.371	1.357	1.347	1.353
Noviembre			1.314	1.312	1.319	1.309	1.328	1.289	1.312	1.311
Diciembre			1.313	1.311	1.320	1.319	1.318	1.304	1.314	1.315

■ Temporada alta
 ■ Temporada media
 ■ Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 9. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de la demanda mensual (MW). Sistema Canario

Sistema Canario	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis promedios						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			985	978	981	974	1.002	1.015	989	993
Febrero			980	990	988	976	990	1.016	990	992
Marzo			955	957	968	967	991	982	970	977
Abril			966	944	939	957	980	977	960	963
Mayo			946	918	949	939	980	962	949	957
Junio			951	952	958	981	1.014	983	973	984
Julio			1.008	991	1.043	1.024	1.035	1.020	1.020	1.031
Agosto			1.037	999	1.042	1.063	1.085	1.052	1.046	1.060
Septiembre			1.005	1.037	1.043	1.039	1.054	1.062	1.040	1.050
Octubre			1.006	1.022	1.022	1.022	1.060	1.045	1.030	1.037
Noviembre			990	988	999	1.001	1.033	1.001	1.002	1.009
Diciembre			972	971	995	999	1.007	995	990	999

■ Temporada alta
 ■ Temporada media
 ■ Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 10. Distribución por mes de las 100, 200, 300 y 600 horas de máxima demanda en el periodo 2013 a 2018. Sistema canario

Sistema canario								
Top 100	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	27	27	16	-	11	28	18	14
Febrero	17	15	17	4	2	22	13	11
Marzo	5	-	-	6	-	-	2	2
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	2	-	0	1
Julio	-	-	8	12	3	-	4	6
Agosto	14	-	23	37	42	4	20	27
Septiembre	1	17	7	8	4	28	11	12
Octubre	15	21	16	14	25	15	18	18
Noviembre	17	13	10	9	8	-	10	7
Diciembre	4	7	3	10	3	3	5	5
Total	100	100						

Top 200	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	42	35	26	8	25	34	28	23
Febrero	26	29	23	9	9	33	22	19
Marzo	13	12	6	10	1	7	8	6
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	4	-	1	1
Julio	-	-	22	24	6	1	9	13
Agosto	31	1	34	58	65	22	35	45
Septiembre	6	45	27	17	15	54	27	28
Octubre	24	34	27	21	38	42	31	32
Noviembre	36	25	22	28	26	4	24	20
Diciembre	22	19	13	25	11	3	16	13
Total	200	200						

Top 300	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	47	44	33	23	29	43	37	32
Febrero	35	41	31	17	17	37	30	26
Marzo	18	14	12	11	6	12	12	10
Abril	2	-	-	-	-	-	0	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	10	-	2	3
Julio	5	-	43	37	13	1	17	24
Agosto	55	13	46	85	87	37	54	64
Septiembre	26	72	43	33	32	79	48	47
Octubre	32	43	36	28	51	56	41	43
Noviembre	40	35	30	33	31	21	32	29
Diciembre	40	38	26	33	24	14	29	24
Total	300	300						

Top 600	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	68	62	46	35	40	55	51	44
Febrero	52	61	46	35	30	55	47	42
Marzo	40	33	20	29	17	22	27	22
Abril	17	4	-	2	1	1	4	1
Mayo	6	-	6	-	-	-	2	2
Junio	1	-	-	1	22	1	4	6
Julio	47	13	106	78	41	30	53	64
Agosto	127	63	107	158	165	111	122	135
Septiembre	64	137	103	91	83	152	105	107
Octubre	64	105	73	64	108	105	87	88
Noviembre	61	68	50	53	56	36	54	49
Diciembre	53	54	43	54	37	32	46	42
Total	600	600						

Fuente: CNMC

Respecto del **sistema ceutí**, se observa igualmente la necesidad de ajustar los meses incluidos en las temporadas tanto de la Orden ITC/2794/2007 como de la Circular 3/2014 (véanse Cuadro II. 11, Cuadro II. 12 y Cuadro II. 13).

Cuadro II. 11. Análisis de las temporadas eléctricas según el de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten). Sistema ceutí

Sistema Ceutí	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis Top ten						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			35,3	35,4	37,1	31,8	36,5	34,7	35,1	35,0
Febrero			34,6	35,4	35,5	33,4	31,5	37,1	34,6	34,4
Marzo			33,4	33,6	30,4	32,5	29,5	32,0	31,9	31,1
Abril			29,7	29,5	29,2	30,6	29,5	30,7	29,9	30,0
Mayo			29,3	30,5	29,7	30,2	29,4	29,1	29,7	29,6
Junio			31,0	31,9	30,9	31,2	31,9	29,7	31,1	30,9
Julio			35,0	31,4	34,5	32,8	31,9	30,5	32,7	32,4
Agosto			34,2	33,0	33,4	34,3	32,9	32,0	33,3	33,1
Septiembre			33,7	34,3	31,8	34,7	33,6	34,1	33,7	33,6
Octubre			32,1	32,5	30,5	32,2	28,7	32,1	31,4	30,9
Noviembre			34,0	31,8	30,1	32,5	30,0	31,9	31,7	31,1
Diciembre			35,3	33,8	31,2	33,7	31,6	30,8	32,7	31,8

Temporada alta Temporada media Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 12. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de la demanda mensual (MW). Sistema ceutí

Sistema Ceutí	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis promedios						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			24,7	25,3	25,1	23,3	24,9	24,9	24,7	24,6
Febrero			23,9	25,6	24,2	24,4	23,4	25,4	24,5	24,4
Marzo			21,7	23,9	21,4	22,8	22,0	23,7	22,6	22,5
Abril			21,5	20,5	21,0	22,6	20,7	22,7	21,5	21,8
Mayo			21,8	23,0	22,4	22,8	22,2	22,0	22,3	22,3
Junio			22,6	24,0	23,5	23,5	23,8	22,2	23,3	23,3
Julio			26,0	24,6	25,7	24,6	23,6	23,1	24,6	24,3
Agosto			26,1	25,0	25,0	25,8	25,1	23,8	25,1	24,9
Septiembre			24,6	25,7	23,0	25,3	23,9	25,1	24,6	24,3
Octubre			23,3	24,4	22,8	24,0	21,4	24,0	23,3	23,0
Noviembre			24,9	24,1	22,4	24,2	22,7	24,1	23,7	23,4
Diciembre			25,4	24,6	23,0	24,5	24,0	23,2	24,1	23,7

Temporada alta Temporada media Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 13. Distribución por mes de las 100, 200, 300 y 600 horas de máxima demanda en el periodo 2013 a 2018. Sistema ceutí

Sistema ceutí								
Top 100	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	20	30	39	-	55	32	29	32
Febrero	9	32	31	13	2	43	22	22
Marzo	4	11	-	3	-	-	3	1
Abril	-	-	-	-	-	1	0	0
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	1	3	-	1	1
Julio	15	-	25	7	4	-	9	9
Agosto	10	2	5	28	19	1	11	13
Septiembre	5	14	-	31	16	23	15	18
Octubre	-	-	-	1	-	-	0	0
Noviembre	8	-	-	3	-	-	2	1
Diciembre	29	11	-	13	1	-	9	4
Total	100	100						

Top 200	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	32	58	67	3	86	54	50	53
Febrero	22	50	52	21	11	68	37	38
Marzo	9	16	-	8	-	8	7	4
Abril	-	-	-	1	-	1	0	1
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	1	-	1	7	-	2	2
Julio	31	-	49	18	13	-	19	20
Agosto	28	9	28	52	43	8	28	33
Septiembre	17	40	4	46	29	45	30	31
Octubre	1	4	-	12	-	9	4	5
Noviembre	21	-	-	12	-	7	7	5
Diciembre	39	22	-	26	11	-	16	9
Total	200	200						

Top 300	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	45	77	89	11	109	79	68	72
Febrero	31	65	81	38	26	90	55	59
Marzo	11	18	-	13	-	18	10	8
Abril	-	-	-	1	1	1	1	1
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	4	2	3	15	-	4	5
Julio	53	1	65	29	25	-	29	30
Agosto	39	19	49	60	58	13	40	45
Septiembre	24	63	10	63	40	65	44	45
Octubre	2	16	-	21	-	15	9	9
Noviembre	34	1	-	22	-	17	12	10
Diciembre	61	36	4	39	26	2	28	18
Total	300	300						

Top 600	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	82	110	146	35	158	121	109	115
Febrero	51	111	119	79	66	133	93	99
Marzo	21	39	9	21	5	46	24	20
Abril	-	1	-	4	3	8	3	4
Mayo	-	-	-	-	3	-	1	1
Junio	4	22	23	10	49	-	18	21
Julio	99	8	125	53	57	10	59	61
Agosto	85	43	92	107	114	35	79	87
Septiembre	61	101	35	108	69	103	80	79
Octubre	22	54	19	52	-	59	34	33
Noviembre	76	38	7	59	14	69	44	37
Diciembre	99	73	25	72	62	16	58	44
Total	600	600						

Fuente: CNMC

Por último, en el **sistema melillense**, independientemente del análisis realizado, los meses con mayor demanda se registran, generalmente, entre julio y septiembre, si bien los meses de enero-febrero tiene también altos consumos promedios, mientras que los meses de menor demanda se corresponde con abril y mayo (véanse Cuadro II. 14, Cuadro II. 15 y Cuadro II. 16).

Cuadro II. 14. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten). Sistema melillense.

Sistema Melillense	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis Top ten						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			34,1	33,7	36,1	31,3	37,3	34,4	34,5	34,8
Febrero			35,7	32,9	35,9	31,7	31,8	38,2	34,4	34,4
Marzo			32,7	31,8	31,0	31,3	29,9	31,0	31,3	30,8
Abril			30,4	30,0	29,8	29,3	28,1	30,1	29,6	29,3
Mayo			30,1	28,9	28,8	28,4	28,1	28,9	28,9	28,6
Junio			31,0	31,8	32,3	32,3	32,8	32,0	32,0	32,4
Julio			35,0	32,5	38,3	34,4	35,6	35,5	35,2	36,0
Agosto			36,5	35,7	38,7	37,2	37,7	38,6	37,4	38,1
Septiembre			34,7	36,1	33,9	37,0	34,1	36,7	35,4	35,4
Octubre			34,2	31,8	31,2	31,7	31,2	32,4	32,1	31,7
Noviembre			33,0	30,5	30,7	30,6	30,4	30,7	31,0	30,6
Diciembre			34,4	33,3	31,6	31,6	33,9	31,6	32,7	32,2

Temporada alta Temporada media Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 15. Análisis de las temporadas eléctricas según el promedio de la demanda mensual (MW). Sistema melillense

Sistema Melillense	Orden ITC/2794/2007	Circular 3/2014	Análisis promedios						Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
			2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Enero			24,7	24,2	24,8	22,9	25,0	24,4	24,3	24,3
Febrero			24,7	24,0	25,1	23,2	23,2	25,3	24,3	24,2
Marzo			22,7	22,9	22,4	22,1	22,2	22,5	22,5	22,3
Abril			22,7	21,8	21,9	21,8	20,9	22,0	21,9	21,7
Mayo			23,0	22,3	22,4	22,1	22,1	22,2	22,4	22,2
Junio			23,7	23,9	23,9	24,0	25,0	23,6	24,0	24,1
Julio			26,0	25,3	29,1	25,2	26,5	25,7	26,3	26,6
Agosto			28,1	26,6	28,5	27,6	27,9	28,8	27,9	28,2
Septiembre			26,1	26,0	24,7	26,0	24,8	27,0	25,7	25,6
Octubre			24,7	23,7	23,4	23,6	23,5	23,7	23,8	23,5
Noviembre			23,8	22,9	22,7	22,9	22,8	23,1	23,0	22,9
Diciembre			24,8	23,6	23,2	23,1	24,3	23,4	23,7	23,5

Temporada alta Temporada media Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 16 Distribución por mes de las 100, 200, 300 y 600 horas de máxima demanda en el periodo 2013 a 2018. Sistema melillense

Sistema melillense								
Top 100	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	4	11	4	-	29	-	8	8
Febrero	15	2	3	-	-	18	6	5
Marzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	-	-	-	-
Julio	10	-	48	8	19	4	15	20
Agosto	54	45	45	56	47	61	51	52
Septiembre	10	37	-	36	2	17	17	14
Octubre	2	-	-	-	-	-	0	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-	-	-
Diciembre	5	5	-	-	3	-	2	1
Total	100	100						

Top 200	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	14	31	9	-	46	2	17	14
Febrero	27	13	11	-	-	24	13	9
Marzo	1	-	-	-	-	-	0	-
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	3	1	-	1	1
Julio	18	6	97	23	44	16	34	45
Agosto	89	82	82	119	89	114	96	101
Septiembre	20	55	1	55	11	44	31	28
Octubre	9	2	-	-	-	-	2	-
Noviembre	3	-	-	-	-	-	1	-
Diciembre	19	11	-	-	9	-	7	2
Total	200	200						

Top 300	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	28	47	17	-	67	14	29	25
Febrero	34	28	20	3	2	33	20	15
Marzo	2	4	-	3	-	-	2	1
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	4	-	6	6	-	3	3
Julio	26	15	149	37	65	25	53	69
Agosto	120	105	111	174	122	159	132	142
Septiembre	37	72	3	72	20	69	46	41
Octubre	18	3	-	3	-	-	4	1
Noviembre	5	-	-	-	-	-	1	-
Diciembre	30	22	-	2	18	-	12	5
Total	300	300						

Top 600	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio 2013-2018	Promedio 2015-2018
Enero	53	68	51	21	102	42	56	54
Febrero	55	48	64	37	7	69	47	44
Marzo	13	23	-	13	-	-	8	3
Abril	-	3	-	-	-	-	1	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	1	21	5	21	32	4	14	16
Julio	69	47	260	87	138	79	113	141
Agosto	202	178	199	256	214	245	216	229
Septiembre	80	141	20	118	55	149	94	86
Octubre	38	22	1	21	6	11	17	10
Noviembre	22	1	-	5	-	-	5	1
Diciembre	67	48	-	21	46	1	31	17
Total	600	600						

Fuente: CNMC

De los análisis anteriores cabe destacar el cambio de comportamiento registrado en la demanda como consecuencia del cambio climático registrado en los últimos años. Al respecto 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 y 2012-2013 y 2017-2018 fueron normales (éste último muy próximo al frío) y los de ejercicios 2013-2014 y 2015-2016 fueron cálidos. El invierno 2016-2017 fue calificado como muy cálido⁴⁷.

Cabe señalar que el análisis anterior se ha realizado con demanda agregada de todos los consumidores. Si bien es cierto que es necesario establecer temporadas, es importante valorar la capacidad que tienen los consumidores domésticos de trasladar sus consumos de unos meses a otros dado que sus perfiles de consumo son similares de unos meses a otros. Teniendo en cuenta las alegaciones recibidas en el trámite de audiencia, no se considera necesario diferenciar por temporadas para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW.

En consecuencia, se propone revisar las temporadas para cada uno de los subsistemas peninsulares, insulares y extrapeninsulares para los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW. En particular, se propone considerar cuatro temporadas en lugar de las tres contempladas en la Orden ITC/2794/2007 y en la Circular 3/2014, con objeto de reflejar mejor el cambio de comportamiento registrado en la demanda en los últimos años. Las temporadas propuestas por subsistema son las siguientes:

- Sistema Peninsular
 - Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre.
 - Temporada media-alta: marzo y noviembre.
 - Temporada media: junio, agosto y septiembre.
 - Temporada baja: abril, mayo y octubre.

- Canarias
 - Temporada alta: julio, agosto, septiembre y octubre.
 - Temporada media-alta: noviembre y diciembre.
 - Temporada media: enero, febrero y marzo.
 - Temporada baja: abril, mayo y junio.

⁴⁷ Informes disponibles en:

http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

- **Baleares**
 - Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre
 - Temporada media-alta: mayo y octubre.
 - Temporada media: enero, febrero y diciembre.
 - Temporada baja: marzo, abril y noviembre.

- **Ceuta**
 - Temporada alta: enero, febrero, agosto y septiembre.
 - Temporada media-alta: julio y octubre.
 - Temporada media: marzo, noviembre y diciembre.
 - Temporada baja: abril, mayo y junio.

- **Melilla**
 - Temporada alta: enero, julio, agosto y septiembre.
 - Temporada media-alta: febrero y diciembre.
 - Temporada media: junio, octubre y noviembre.
 - Temporada baja: marzo, abril y mayo.

3.3 Análisis de los tipos de día considerados

Los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 diferencian, únicamente para los consumidores conectados en media y alta tensión, con carácter general, entre días laborables (laborables de lunes a viernes) y días no laborables (sábados, domingos y festivos), si bien para la discriminación horaria de seis periodos establece una discriminación adicional de los días laborables en función de la temporada del año, con la excepción del mes de agosto en la península, abril en el subsistema balear y mayo en los subsistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

Asimismo, los calendarios de la Circular 3/2014 diferencian los días entre laborables y no laborables para la discriminación horaria de tres (aplicable a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW) y seis periodos y establece distintos tipos de día por temporada para la discriminación horaria de seis periodos.

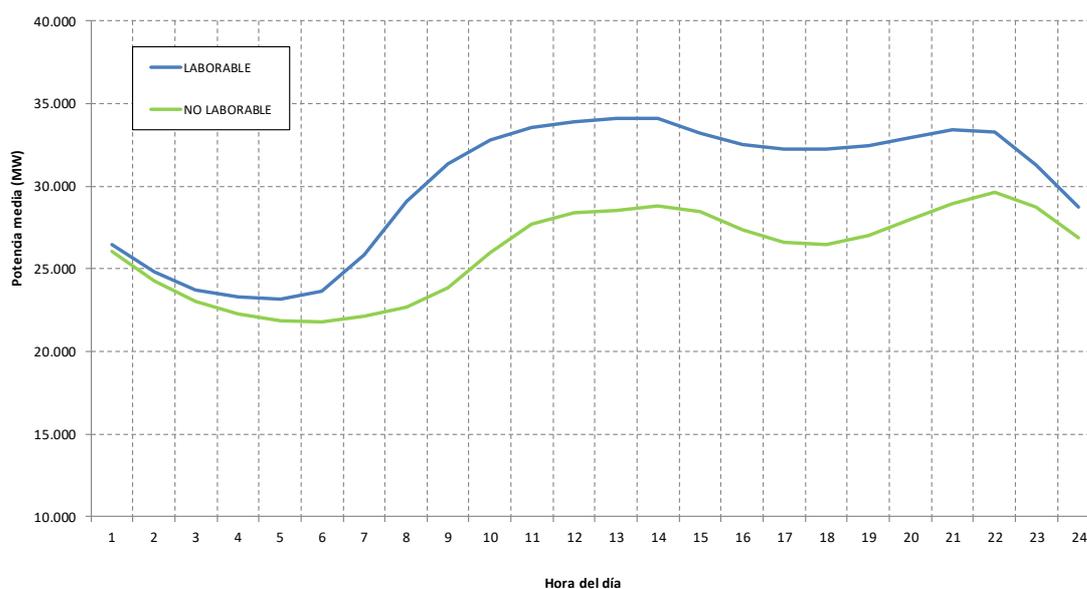
A efectos de definir los distintos tipos de día, se hace necesario analizar, por una parte, si persisten las diferencias entre los días laborables y no laborables y, por otra parte, si existen diferencias en el perfil de los días para las distintas temporadas consideradas.

3.3.1 Análisis de los tipos de día según la laboralidad

En los gráficos siguientes se presentan para el ejercicio 2018 el perfil de demanda de los días laborables y no laborables en cada uno de los subsistemas

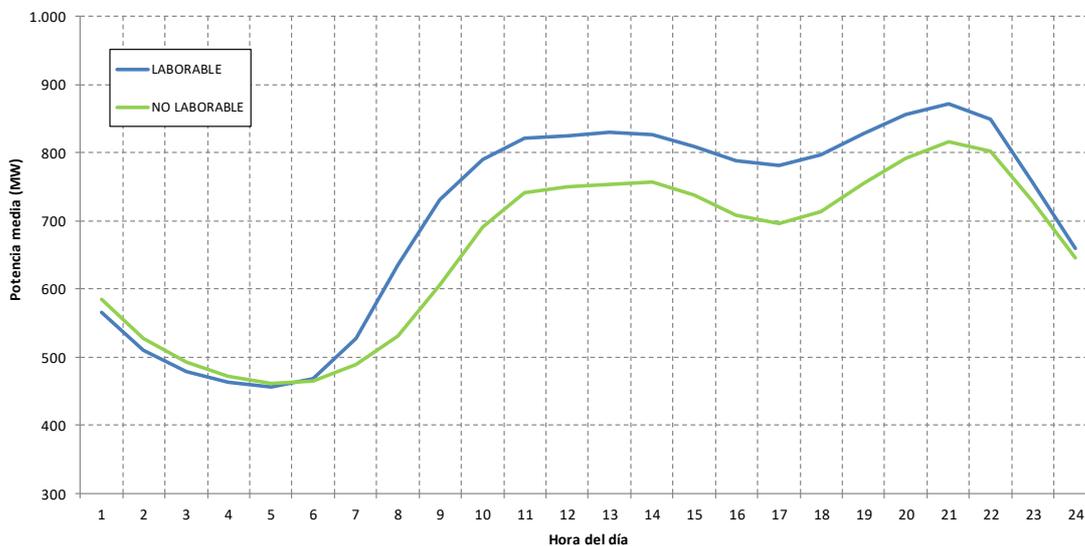
(peninsular, balear, canario, ceutí y melillense), a efectos de mostrar la adecuación de dicha distinción. Únicamente se muestra el resultado obtenido para el ejercicio 2018, si bien este mismo análisis se ha realizado para cada uno de los subsistemas, para los ejercicios 2013 a 2018 con el mismo resultado.

Gráfico II. 2. Potencia media horaria demandada por en los días laborables y no laborables en el Sistema peninsular. Año 2018



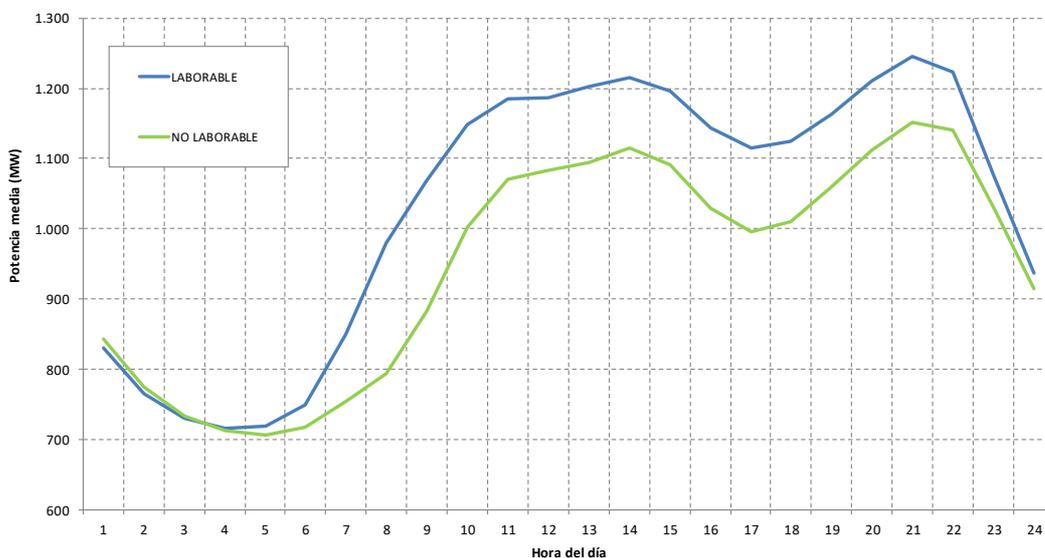
Fuente: CNMC

Gráfico II. 3. Potencia media horaria demandada por en los días laborables y no laborables en el Subsistema balear. Año 2018



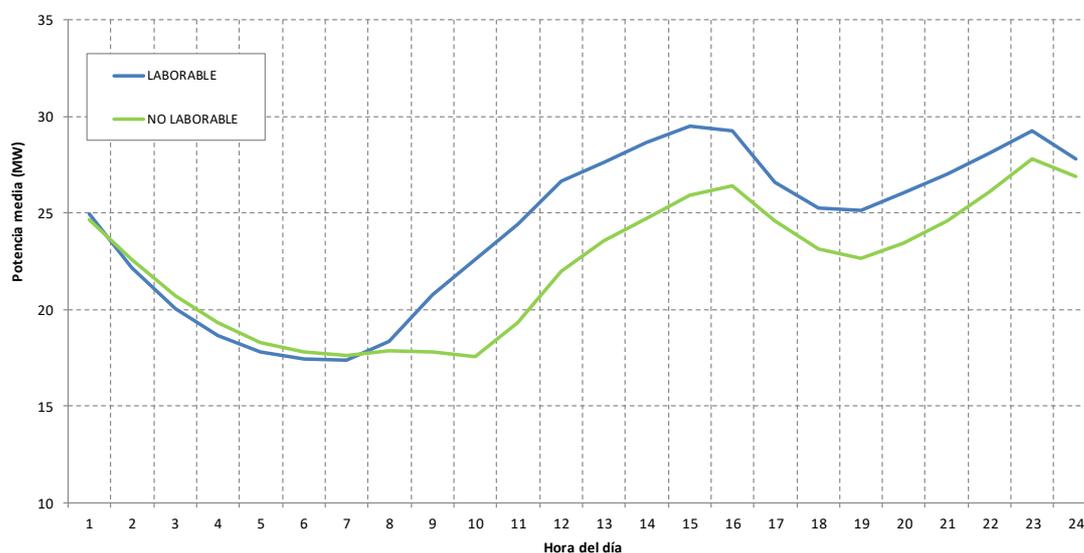
Fuente: CNMC

Gráfico II. 4. Potencia media horaria demandada en los días laborables y no laborables en el Subsistema canario. Año 2018



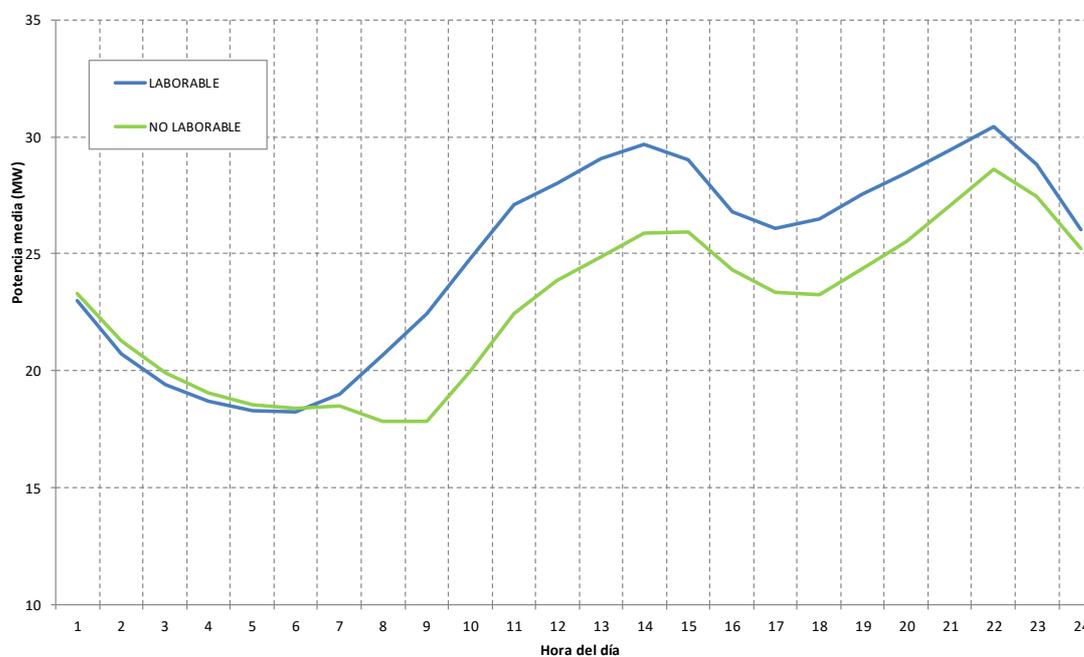
Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Gráfico II. 5. Potencia media horaria demandada en los días laborables y no laborables en el Subsistema ceutí. Año 2018



Fuente: CNMC

Gráfico II. 6. Potencia media horaria demandada en los días laborables y no laborables en el Subsistema melillense. Año 2018



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que en todos los subsistemas los días no laborables reflejan una demanda inferior a los días laborables, se considera adecuado mantener la diferenciación entre ambos tipos de días.

3.3.2 Análisis de los tipos de día según las temporadas

Respecto del análisis de tipos de días, cabe señalar que, dado que los tipos de días se definen según las temporadas y que las temporadas son distintas para cada uno de los calendarios analizados, se presenta, en primer lugar, un análisis del perfil de los meses del año, para a continuación analizar la idoneidad de los tipos de días contemplados en los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y de la Circular 3/2014.

Al respecto se recuerda que, en la Orden ITC/2794/2007 contempla seis tipos de día. Laborables de temporada alta con punta de mañana y tarde (Tipo A), laborables de temporada alta con punta de mañana (Tipo A1), laborables de temporada media con punta de mañana (Tipo B), laborables de temporada media con punta de tarde (Tipo B1), laborables de temporada baja⁴⁸ (Tipo C). Por último, se define un único tipo de día para los sábados, domingos y festivos de todo el año y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla (Tipo D).

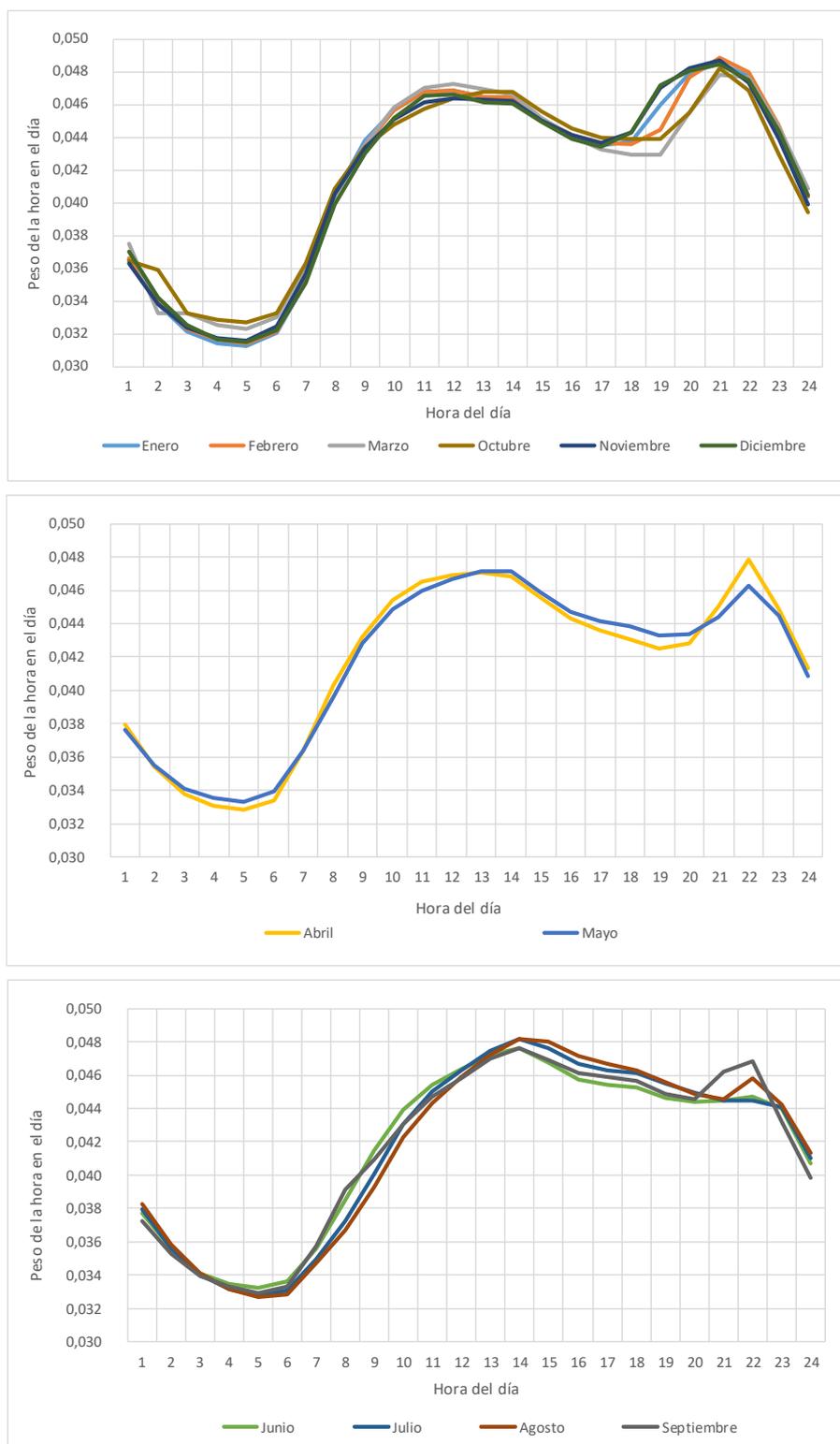
Por su parte, en la Circular 3/2014 se distinguen cuatro tipos de días, laborables de lunes a viernes de temporada alta (Tipo A), laborables de lunes a viernes de temporada media (Tipo B), laborables de lunes a viernes de temporada baja (C) y sábados, domingos y festivos⁴⁹ de todo el año (Tipo D).

Como se ha visto anteriormente, se justifica la diferenciación entre días laborables y no laborables, por lo que, a continuación, se analiza el perfil promedio mensual de los días laborables correspondientes al ejercicio 2018 para cada uno de los subsistemas. Se indica que, se representan gráficamente únicamente los correspondientes al ejercicio 2018, si bien se han realizado los mismos análisis para cada uno de los subsistemas para el periodo 2013-2018 (véanse Gráfico II. 7, Gráfico II. 8, Gráfico II. 9, Gráfico II. 10 y Gráfico II. 11).

⁴⁸ Se excluye agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

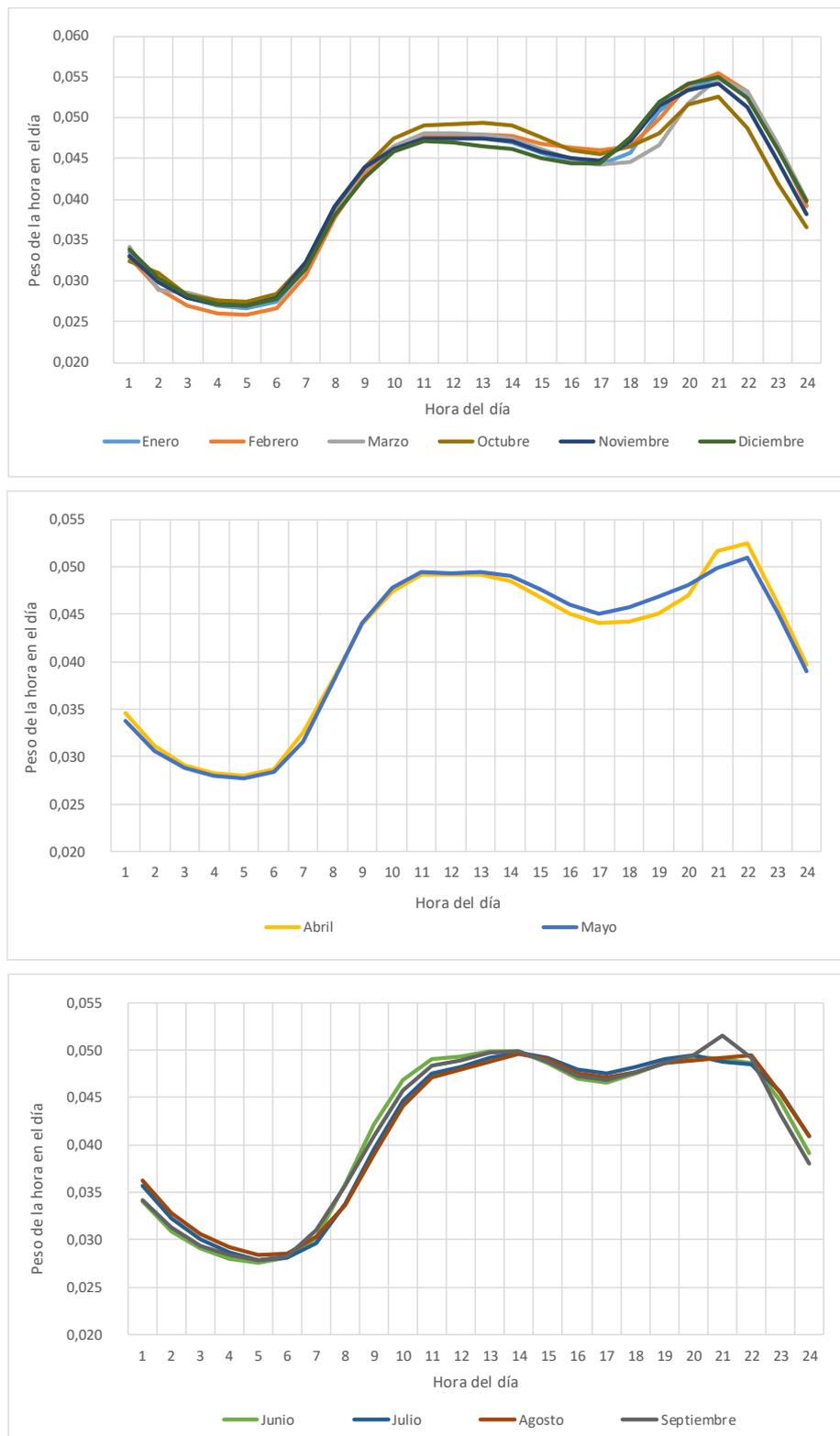
⁴⁹ Incluyendo el 6 de enero.

Gráfico II. 7. Perfil promedio de los días laborables de cada mes. Sistema peninsular. Año 2018



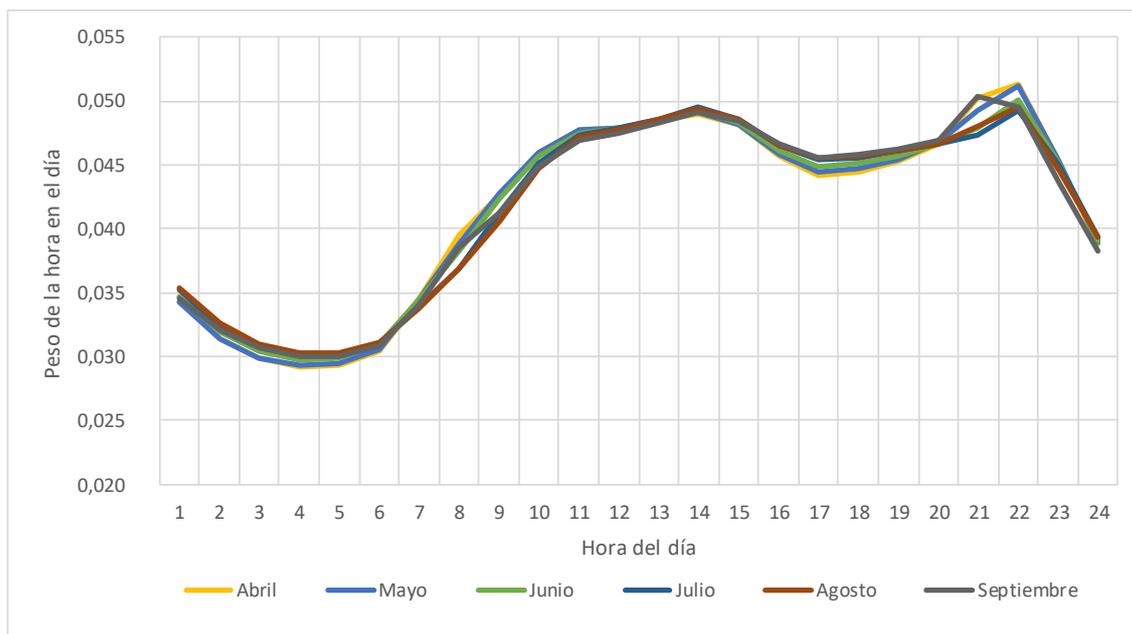
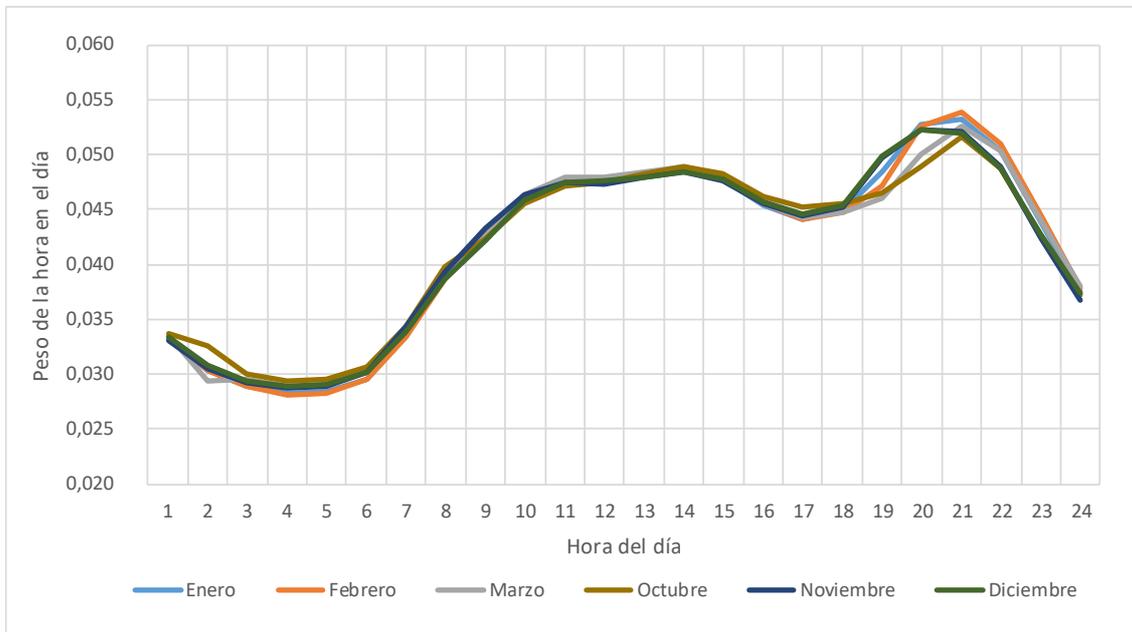
Fuente: CNMC

Gráfico II. 8. Perfil promedio de los días laborables de cada mes. Sistema balear. Año 2018



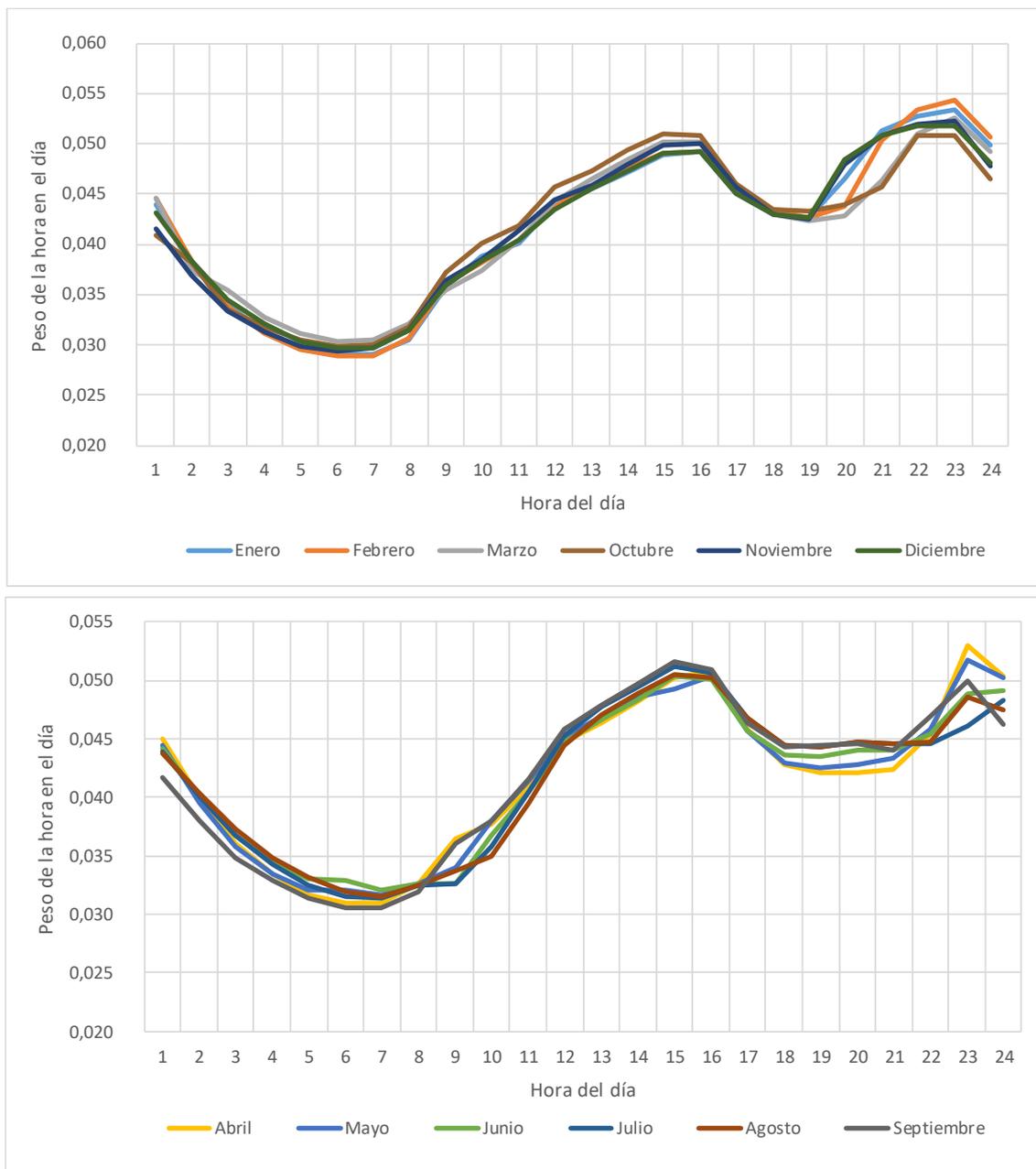
Fuente: CNMC

Gráfico II. 9. Perfil promedio de los días laborables de cada mes. Sistema canario. Año 2018



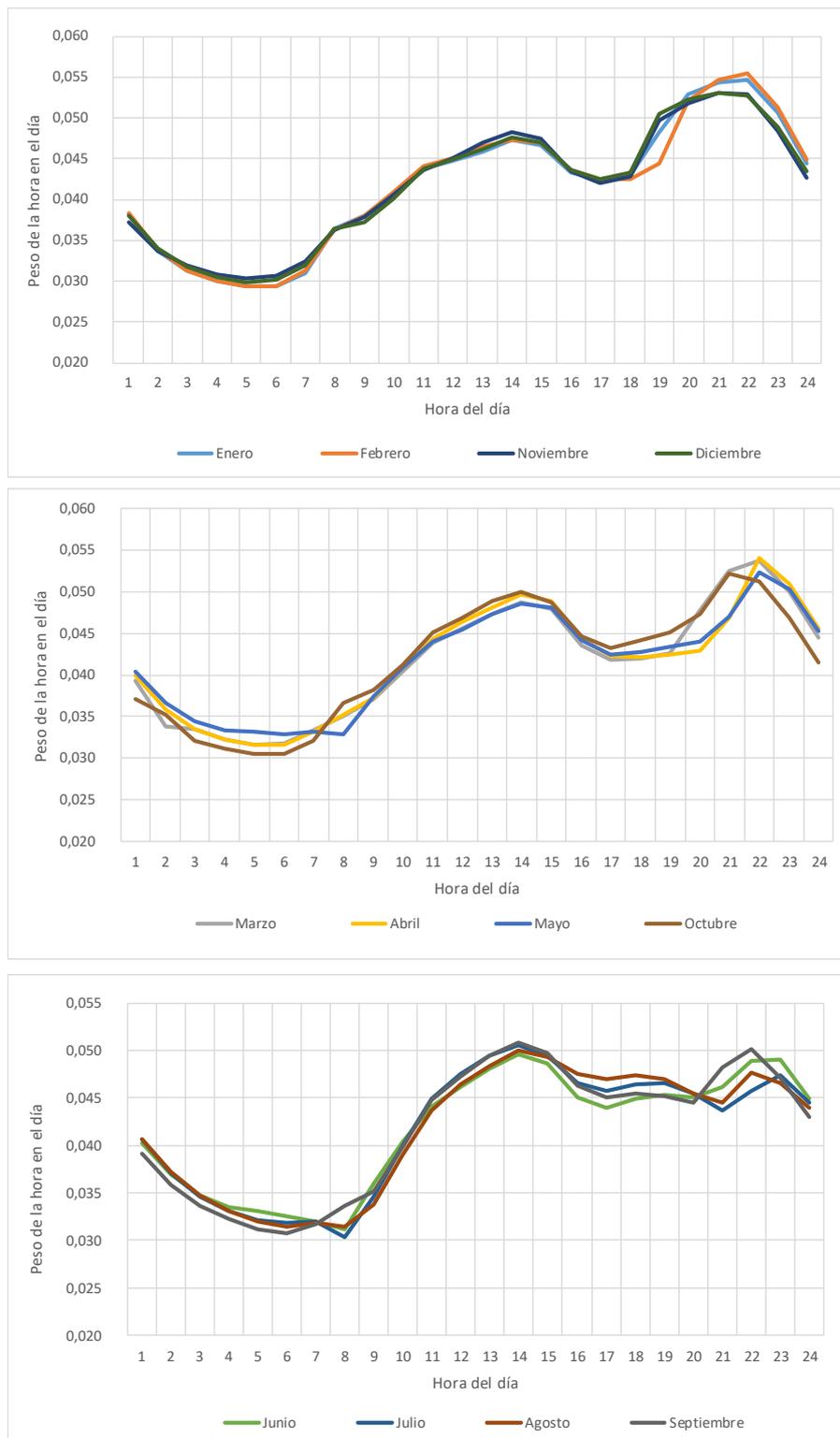
Fuente: CNMC

Gráfico II. 10. Perfil promedio de los días laborables de cada mes. Sistema ceutí. Año 2018



Fuente: CNMC

Gráfico II. 11. Perfil promedio de los días laborables de cada mes. Sistema melillense. Año 2018



Fuente: CNMC

Del análisis de los perfiles promedios mensuales cabe concluir que, con carácter general, se observan dos perfiles claramente diferenciados en todos los subsistemas: perfil de invierno y perfil de verano, si bien los meses integrados en el perfil promedio no son exactamente los mismos en todos los subsistemas. En particular, el perfil de invierno integra con claridad los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre en todos los subsistemas y cabría plantearse la inclusión de los meses de marzo y noviembre, con la excepción del sistema melillense, con un perfil similar a los anteriores, aunque con un perfil ligeramente menos apuntado y un mayor llano entre la punta de la mañana y la punta de la noche. Análogamente, el perfil de verano integra claramente los meses de junio, julio, agosto y septiembre en todos los subsistemas y adicionalmente en los subsistemas de Canarias y Ceuta los meses de abril y mayo. Por último, se observa un tercer perfil, intermedio entre el de invierno y verano, en el que se integran los meses de abril y mayo en los sistemas peninsular y balear y marzo, abril, mayo y octubre en el subsistema melillense.

En consecuencia, se considera necesaria la revisión de los tipos de días definidos en la Orden ITC/2794/2007, a efectos de excluir el mes de agosto en la península, abril en el sistema balear y mayo en los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla del día Tipo D.

Respecto de los calendarios de la Circular 3/2014, se considera adecuada la definición de los tipos de días dada su definición de temporadas.

No obstante, teniendo en cuenta la revisión de las temporadas propuesta se hace necesaria la revisión de los tipos de día, para tener en cuenta el diferente perfil entre los meses de invierno y verano cuando corresponden a una misma temporada.

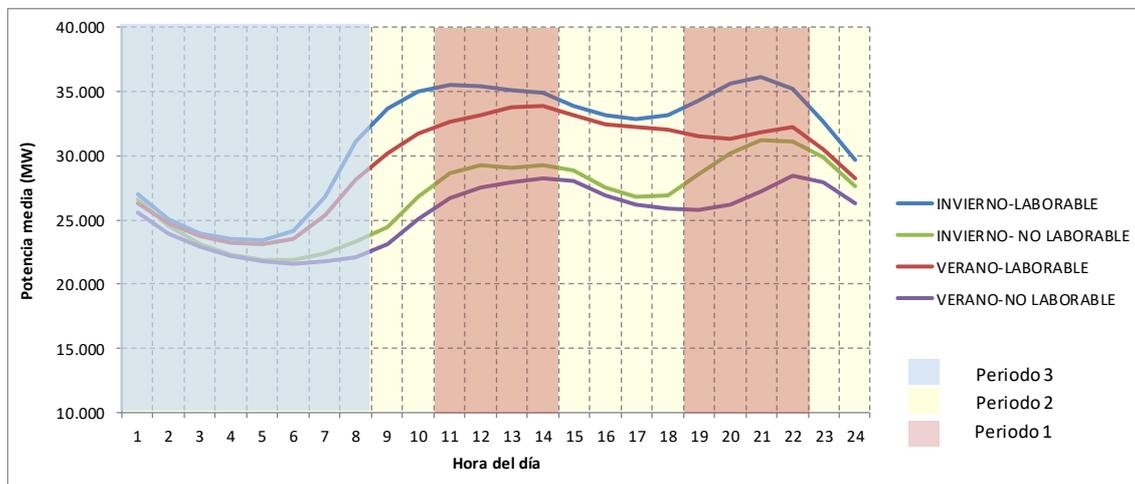
3.4 Análisis de los periodos horarios

3.4.1 Discriminación horaria de tres periodos

Como se ha mencionado anteriormente, teniendo en cuenta la propuesta de los agentes en el trámite de audiencia, se establece una discriminación de tres periodos para los consumidores con potencia contratada menor o igual a 15 kW.

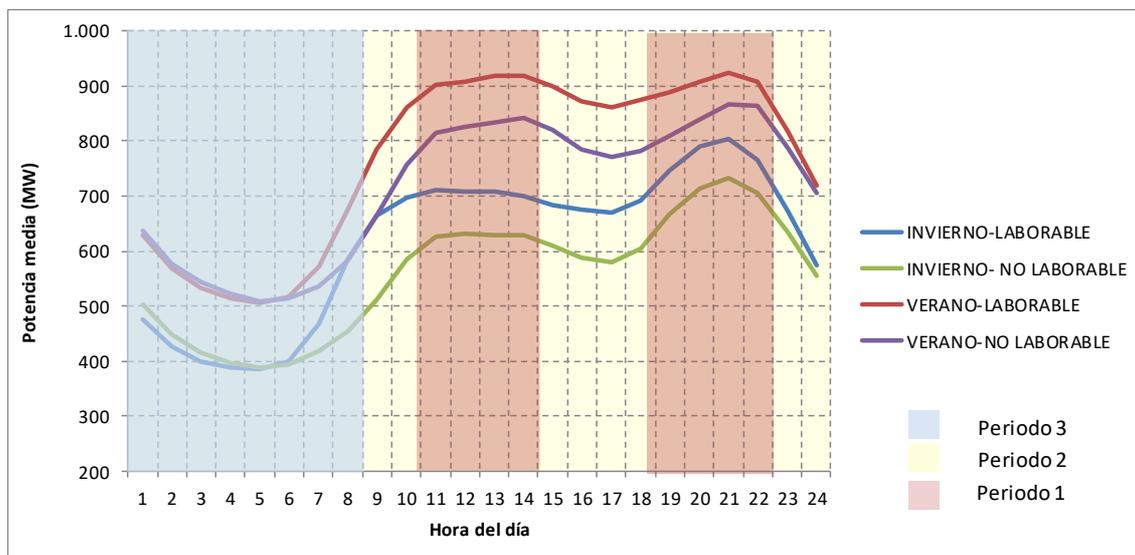
A los efectos, se ha procedido a analizar la idoneidad de del calendario de tres periodos de la Circular 3/2014 para los consumidores de menor o igual 15 kW, concluyéndose la idoneidad de los mismos (véase Gráfico II. 12, Gráfico II. 13, Gráfico II. 14, Gráfico II. 15 y Gráfico II. 16).

Gráfico II. 12. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según calendario de 3 periodos. Subsistema peninsular. Año 2018



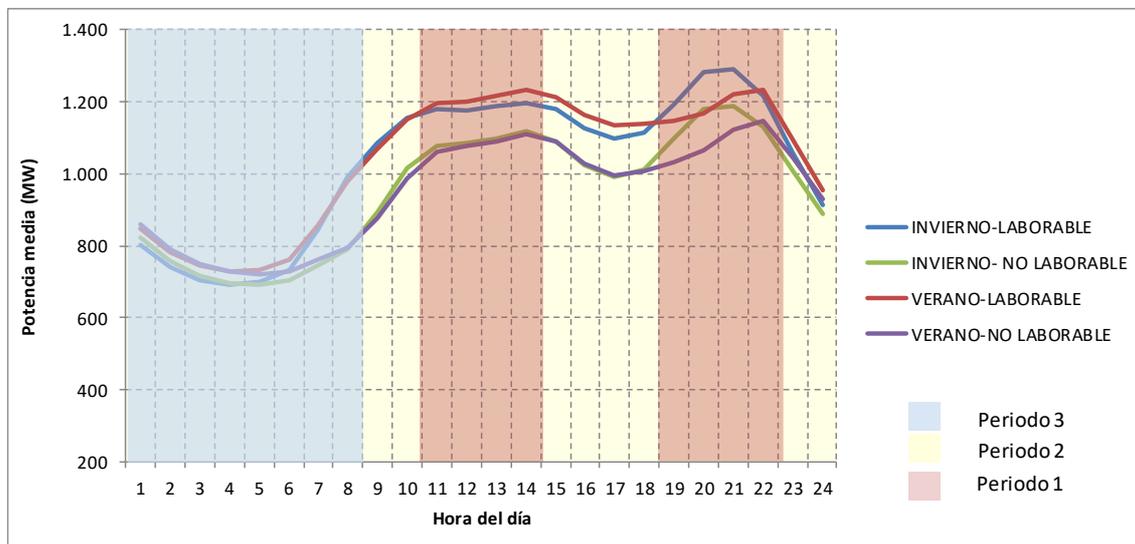
Fuente: CNMC

Gráfico II. 13. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según calendario de 3 periodos. Subsistema Balear. Año 2018



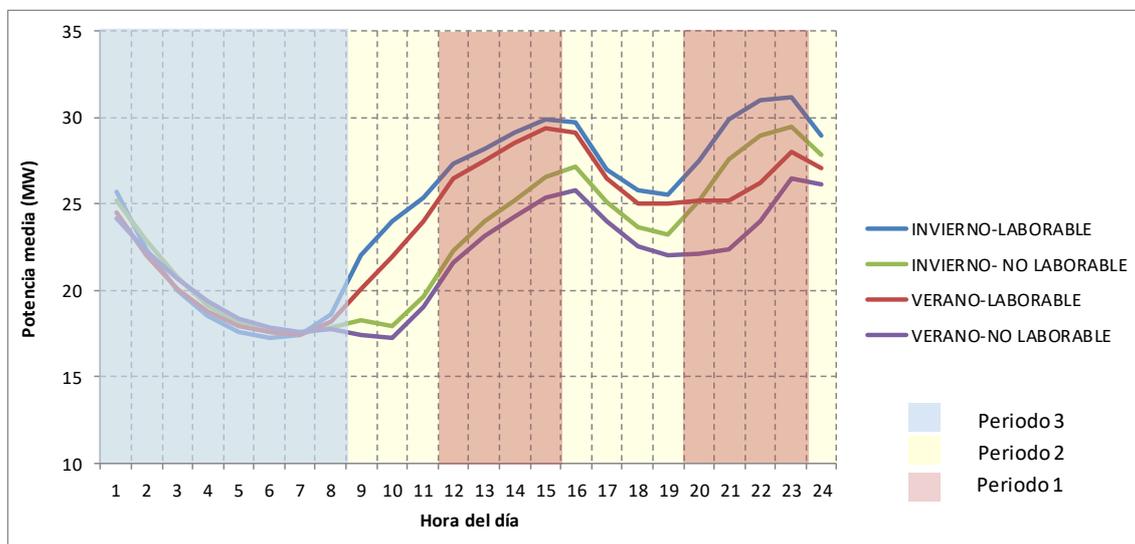
Fuente: CNMC

Gráfico II. 14. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según calendario de 3 periodos. Subsistema Canario. Año 2018



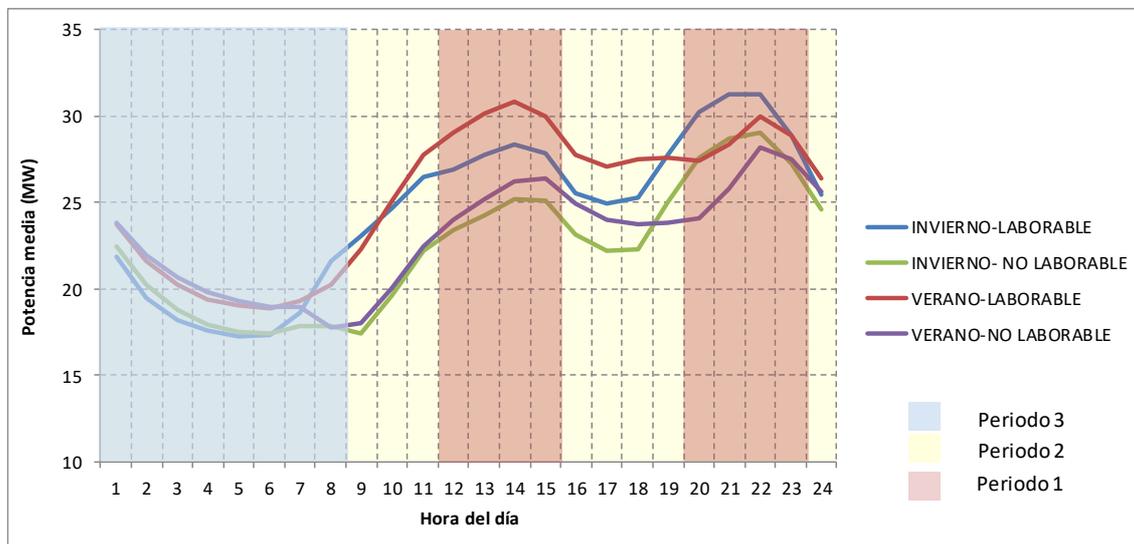
Fuente: CNMC

Gráfico II. 15. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según calendario de 3 periodos. Subsistema Ceutí. Año 2018



Fuente: CNMC

Gráfico II. 16. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según calendario de 3 periodos. Subsistema Melillense. Año 2018



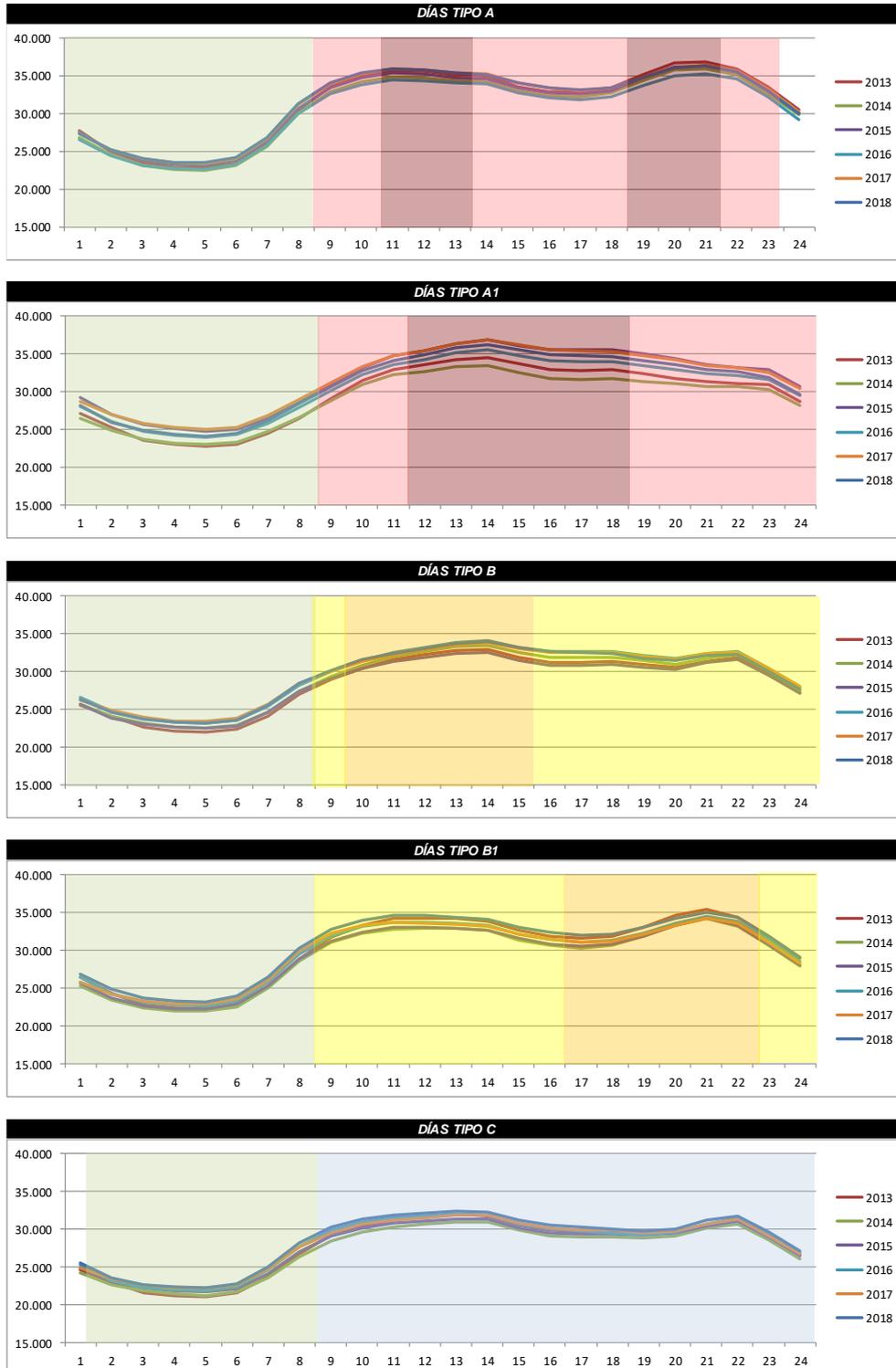
Fuente: CNMC

3.4.2 Discriminación horaria de seis periodos

Una vez caracterizados los meses del año y los días del mes, se procede a analizar la diferenciación de las horas dentro de día, teniendo en cuenta el perfil de la demanda a efectos de comprobar su adecuación a la evolución de la demanda. Para ello, se ha analizado la demanda horaria media de cada uno de los subsistemas (Peninsular, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) por tipo de día en los años 2013-2018.

En los gráficos siguientes se muestra la potencia media demandada por los consumidores en el periodo comprendido entre 2013 y 2018, dados los periodos horarios establecidos para cada tipo de día en la Orden ITC/2794/2007 y en la Circular 3/2014, desagregado por subsistema.

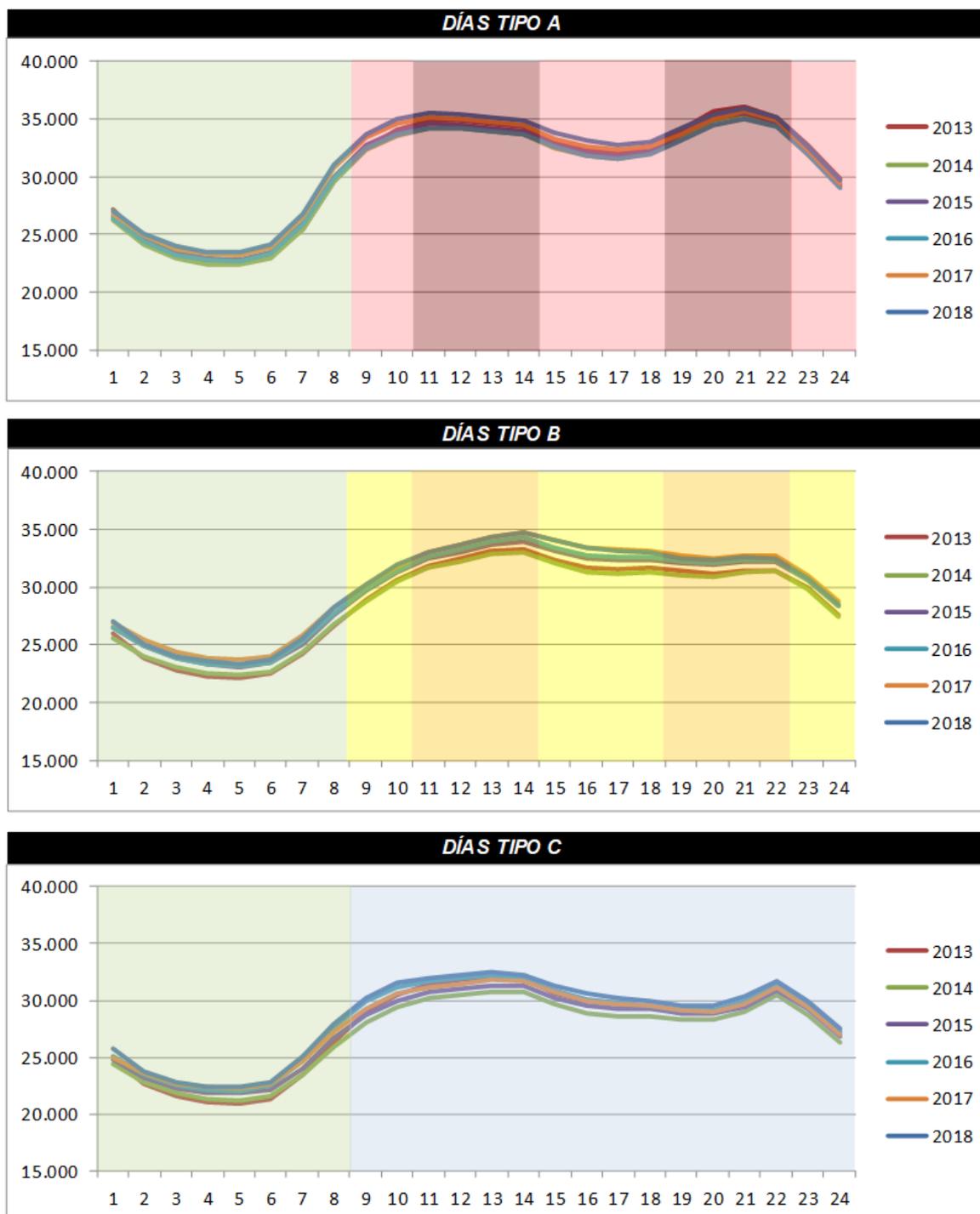
Gráfico II. 17. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema peninsular. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

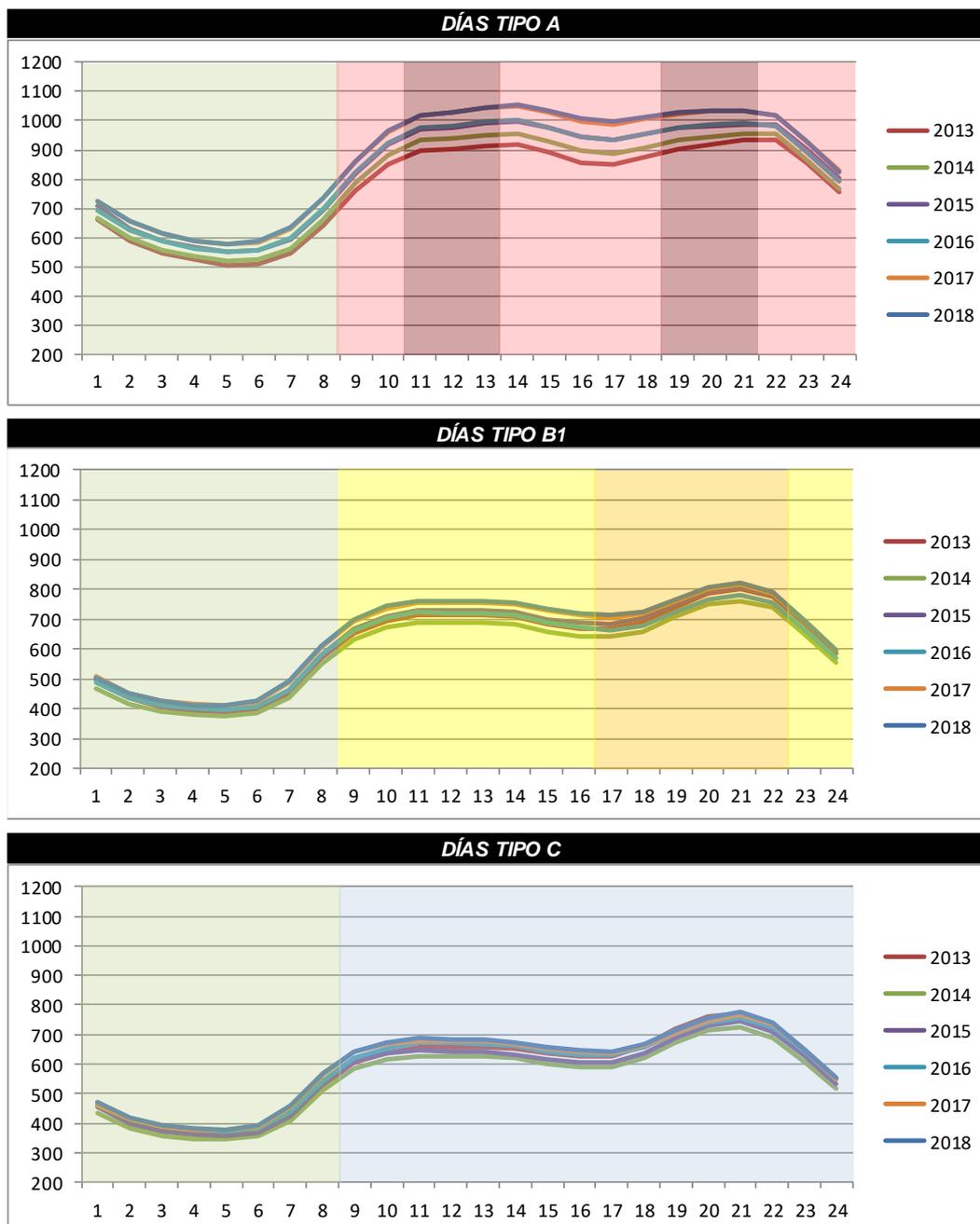
Gráfico II. 18. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema peninsular. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

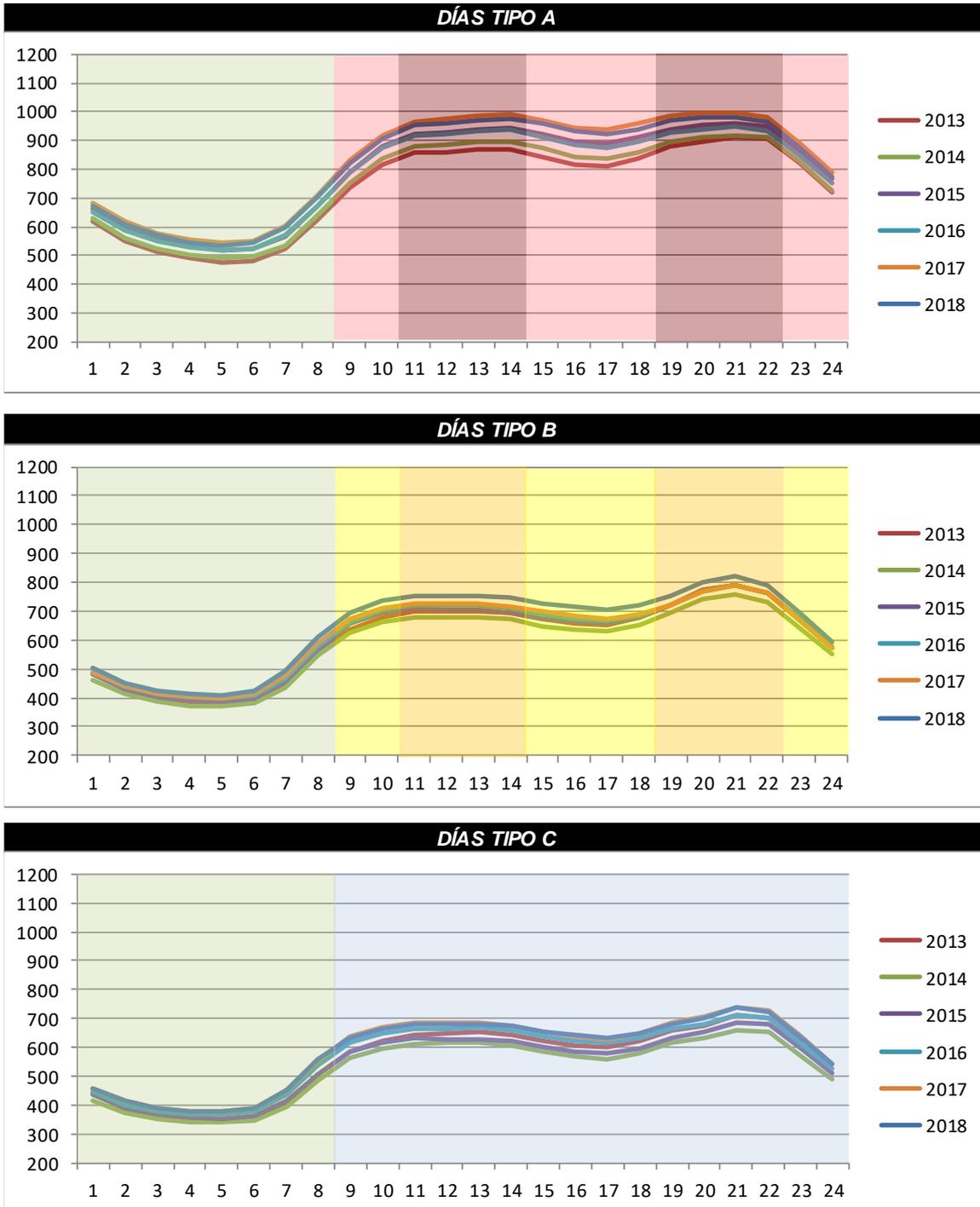
Gráfico II. 19. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema balear. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

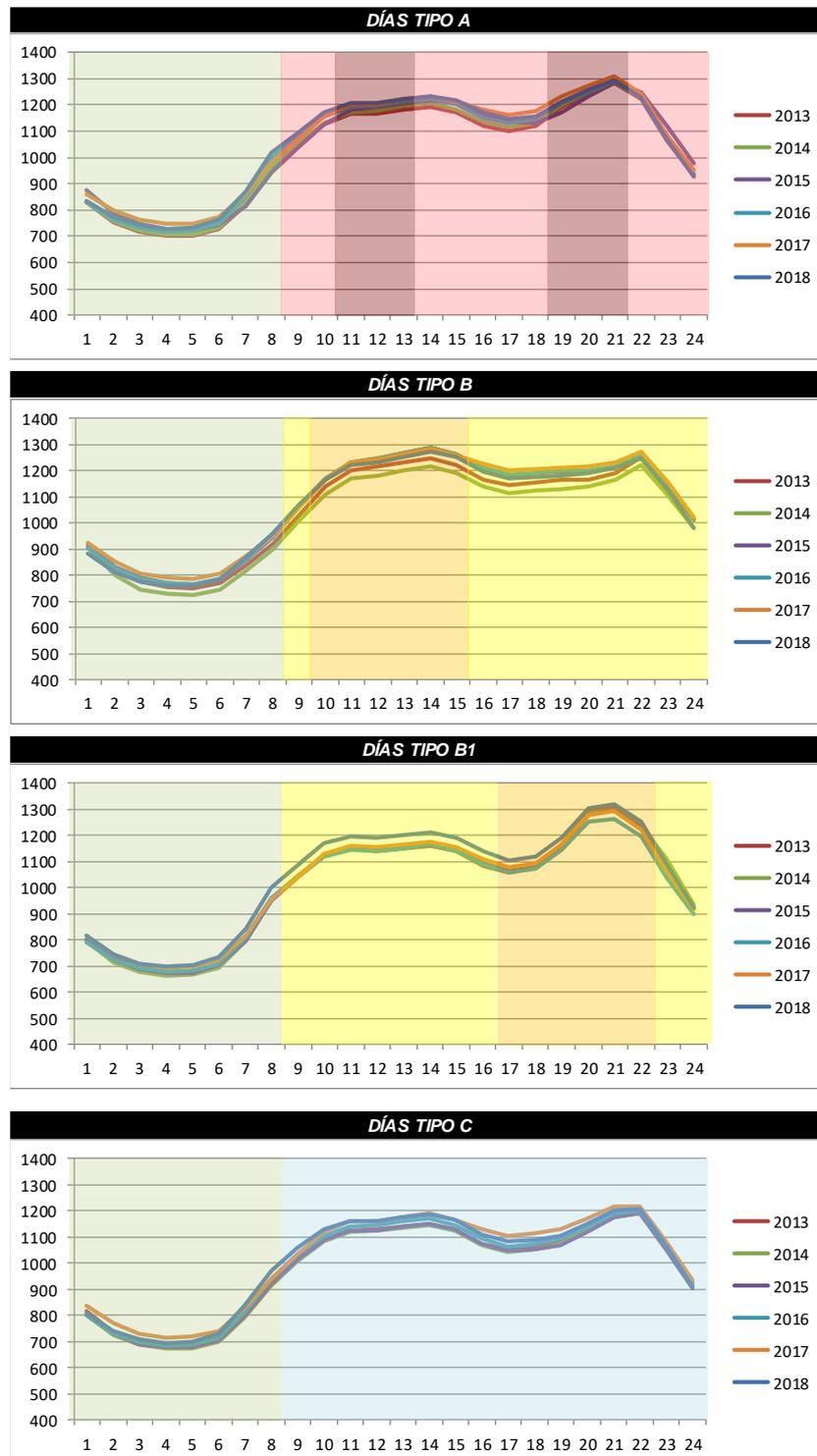
Gráfico II. 20. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema balear. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

Gráfico II. 21. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema canario. Años 2013-2018

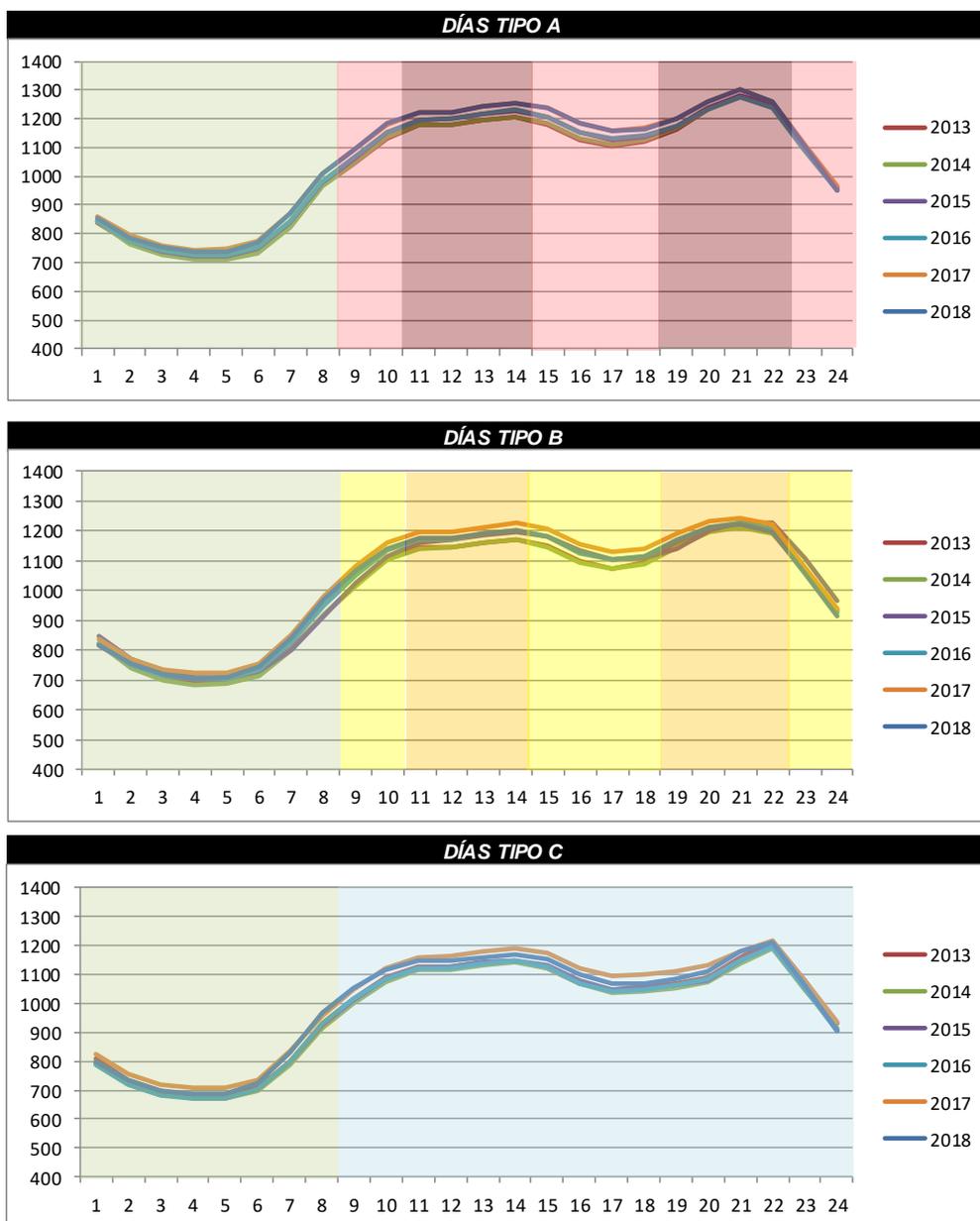


Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores.

No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

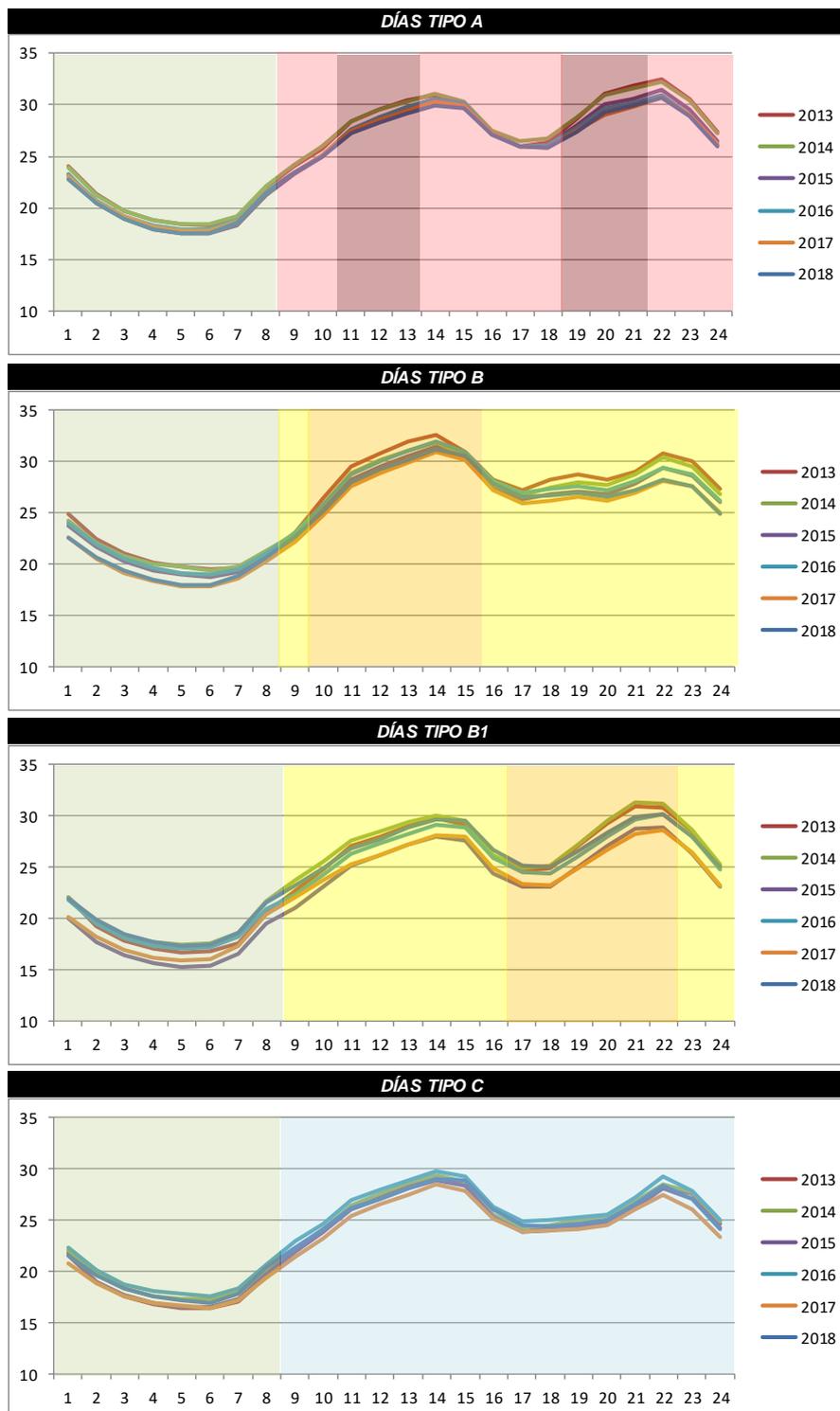
Gráfico II. 22. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema canario. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

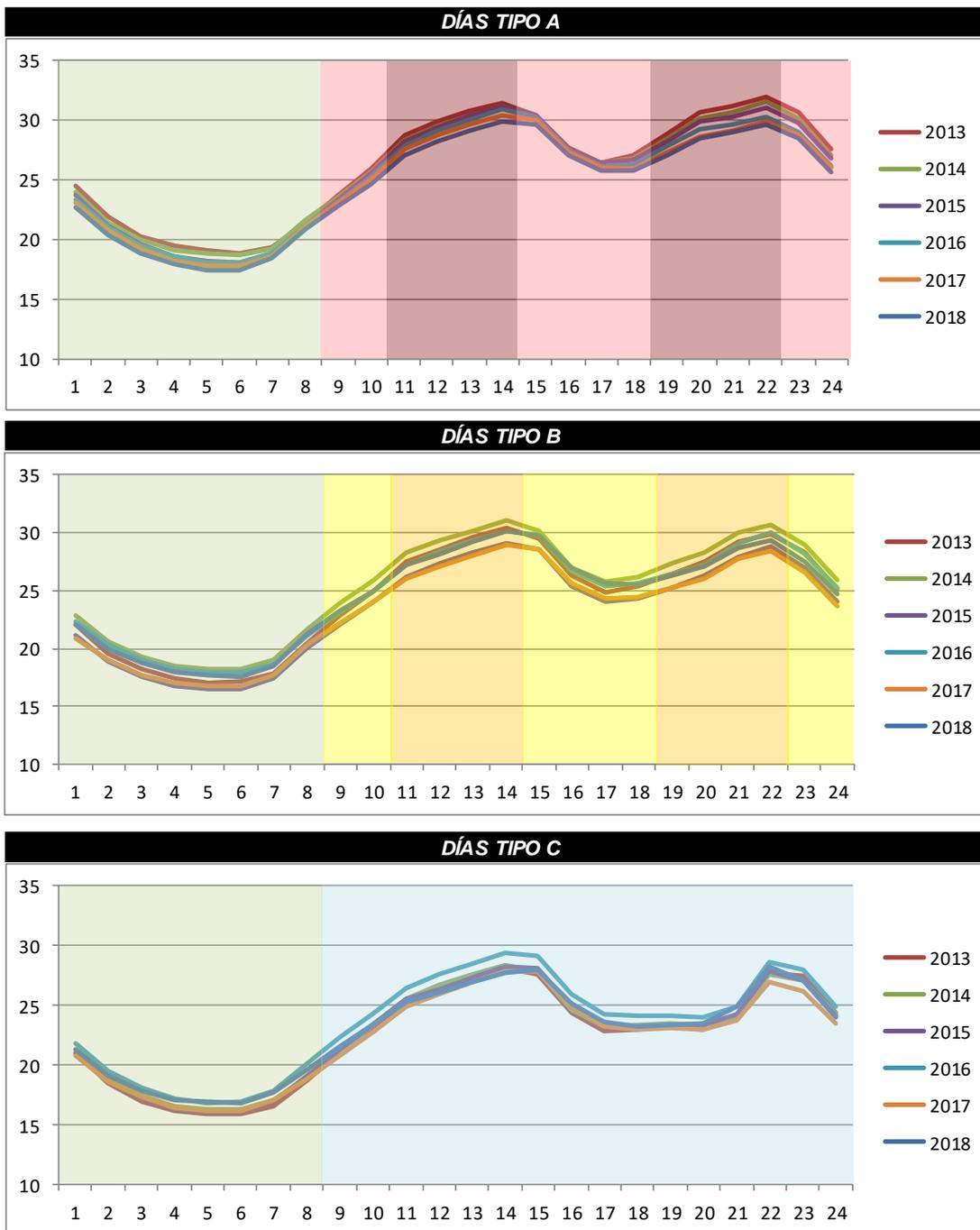
Gráfico II. 23. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de Orden ITC/2794/2007. Subsistema ceutí. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

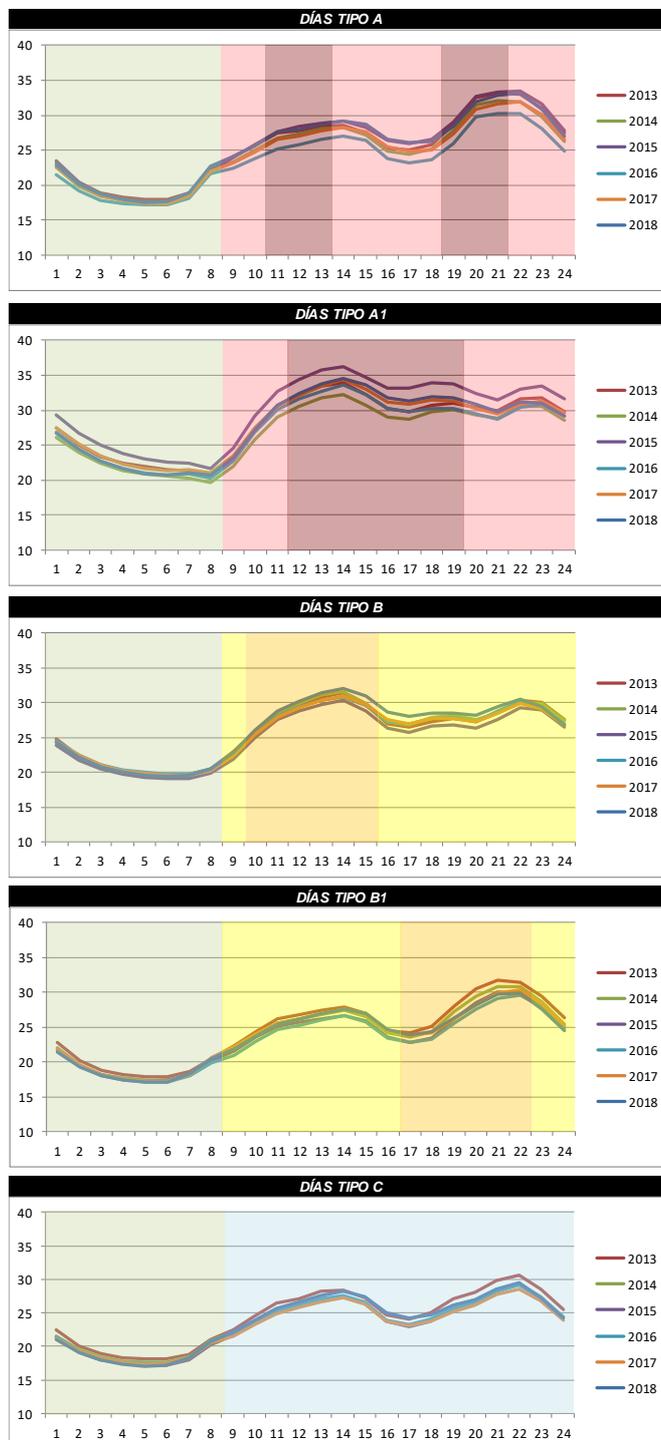
Gráfico II. 24. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema ceutí. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

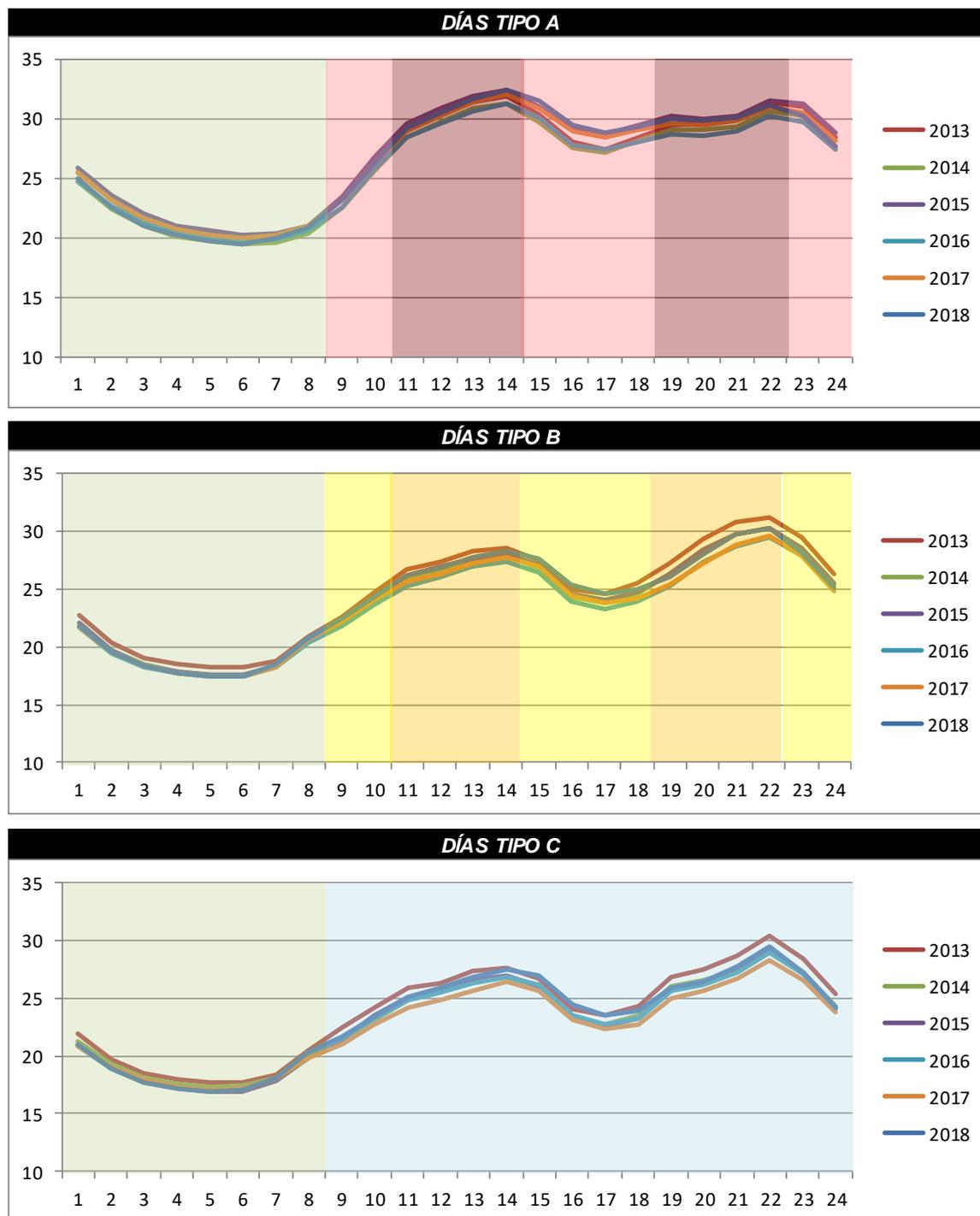
Gráfico II. 25. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema melillense. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

Gráfico II. 26. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema melillense. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

El análisis de la demanda del sistema en los seis últimos años muestra que, con carácter general, los periodos horarios establecidos en la Circular 3/2014 para la discriminación horaria de seis periodos se adaptan mejor a la monótona de cada subsistema que los periodos horarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007, si bien cabría plantearse su actualización con objeto de proporcionar señales más óptimas en el uso de las redes.

En particular, teniendo en cuenta la evolución registrada por la demanda, la revisión de las temporadas eléctricas y las alegaciones recibidas en el trámite de audiencia, se proponen las siguientes modificaciones a los periodos horarios de la Circular 3/2014:

- La demanda presenta punta de mañana y punta de tarde todos los días y en todos los subsistemas, independientemente del tipo de día, por lo que se propone extender la señal de precio de la punta de mañana y de la punta de tarde a todos los tipos de día. Como consecuencia, todos los días del año constarán de tres periodos horarios punta, llano y valle, con la excepción de los sábados, domingos y festivos.
- Aumentar en una hora la punta de la mañana, compensando parcialmente la reducción en un mes de la temporada alta. El análisis realizado que indica las horas de mayor demanda se localizaría en la hora de 9 a 10 en el sistema peninsular y de 14 a 15 en los sistemas insulares y extrapeninsulares.
- Teniendo en cuenta la diferencia de nivel de la demanda⁵⁰ de los meses que integran la temporada media, se propone introducir un tipo de día B (tipo de día de temporada media alta) diferente al tipo de día B1 (tipo de día de temporada media) ambos con punta de mañana y punta de tarde a efectos de trasladar una señal de precios más clara a los consumidores.

4. Propuesta de periodos horarios para el periodo regulatorio 2020-2025

De los análisis anteriores cabe destacar que si bien, con carácter general, los periodos horarios definidos en la Circular 3/2014 reflejan mejor el perfil de la demanda en todos los subsistemas que los periodos horarios definidos en la Orden ITC/2794/2007, el cambio de comportamiento registrado en el patrón de la demanda como consecuencia del cambio climático registrado en los últimos años, hace aconsejable su actualización.

⁵⁰ Esta diferenciación no se considera necesaria para los meses de temporada alta, en la medida en que los periodos horarios se mantienen a lo largo de todo el año y el nivel de demanda aconseja la señal de precios se mantenga tanto los meses de invierno como los meses de verano.

En particular, se observa la necesidad de revisar la definición de las temporadas eléctricas, en la medida en que, como se desprende de los análisis anteriores, la temporada de punta se ha acortado en todos los subsistemas y se registra un cambio en la temporada media que hace aconsejable la consideración de cuatro temporadas en lugar de las tres contempladas en la Orden ITC/2794/2007 y en la Circular 3/2014, con objeto de reflejar mejor el cambio de comportamiento registrado en la demanda en los últimos años.

Por otra parte, como se ha comentado, teniendo en cuenta el cambio de modelo introducido en el Real Decreto 216/2014 que establece la facturación horaria del componente de energía para los suministros acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor, el grado de penetración de los contadores con capacidad de teled medida integrados y la necesidad derivada de la normativa europea de trasladar señales de precio a todos los consumidores a efectos de mejorar la eficiencia energética, se propone implementar discriminación horaria para todos los consumidores.

No obstante, en línea con las alegaciones recibidas durante el trámite de audiencia, se propone una discriminación horaria de tres periodos en lugar de la propuesta inicial de seis periodos, justificado por la dificultad de este colectivo de consumidores para trasladar el consumo entre los distintos meses del año y a efectos de facilitar la comprensión de la señal de precios.

Por ello, en este nuevo contexto esta Comisión considera la necesidad de mantener la sencillez que proponía el calendario de la Circular 3/2014 para los consumidores domésticos.

En este sentido, se propone mantener la misma señal de precios a lo largo de todo el año (punta, llano y valle) a efectos de facilitar su comprensión a los consumidores de menor tamaño y mantener la diferenciación por subsistema para los consumidores de los territorios insulares y extrapeninsulares con potencia contratada superior a 15 kW. En particular los peajes 3.0 TD, 6.0 TD, 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD.

En consecuencia, teniendo en cuenta los análisis anteriores se proponen los siguientes calendarios: para los consumidores con potencia contratada menor e igual a 15 kW (Peaje 2.0 TD):

- 1) Discriminación horaria de tres periodos: de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión inferior a 1 KV y potencia contratada inferior o igual a 15 kW:

Invierno y Verano (lunes a viernes laborables)					
Península, Baleares y Canarias			Ceuta y Melilla		
P1	P2	P3	P1	P2	P3
10h-14h 18h-22h	8h-10h 14h-18h 22h-24h	0h-8h	11h-15h 19h-23h	8h-11h 15h-19h 23h-24h	0h-8h

Se consideran como horas del periodo 3 (valle) todas las horas de los sábados, domingos, el 6 de enero y los días festivos de ámbito nacional, definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión de los festivos sustituibles, así como los que no tienen fecha fija.

2) Discriminación horaria de seis periodos, de aplicación para los consumidores 3.0 TD y 6.X TD se proponen los siguientes calendarios:

a) Definición de las temporadas eléctricas:

Se considerará el año dividido en temporadas, incluyendo en cada una los siguientes meses:

Sistema Peninsular

- (i) Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre.
- (ii) Temporada media alta: marzo y noviembre.
- (iii) Temporada media: junio, agosto y septiembre.
- (iv) Temporada baja: abril, mayo y octubre.

Canarias

- (i) Temporada alta: julio, agosto, septiembre y octubre.
- (ii) Temporada media alta: noviembre y diciembre.
- (iii) Temporada media: enero, febrero y marzo.
- (iv) Temporada baja: abril, mayo y junio.

Baleares

- (i) Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre
- (ii) Temporada media alta: mayo y octubre.
- (iii) Temporada media: enero, febrero y diciembre.
- (iv) Temporada baja: marzo, abril y noviembre.

Sistema Ceuta

- (i) Temporada alta: enero, febrero, agosto y septiembre.
- (ii) Temporada media alta: julio y octubre.
- (i) Temporada media: marzo, noviembre y diciembre.

(ii) Temporada baja: abril, mayo y junio.

Melilla

(i) Temporada alta: enero, julio, agosto y septiembre

(ii) Temporada media alta: febrero y diciembre.

(iii) Temporada media: junio, octubre y noviembre.

(iv) Temporada baja: marzo, abril y mayo.

b) Definición de los tipos de días:

Los tipos de días se clasifican de la siguiente forma:

(i) Tipo A: De lunes a viernes no festivos de temporada alta.

(ii) Tipo B: De lunes a viernes no festivos de temporada media alta.

(iii) Tipo B1: De lunes a viernes no festivos de temporada media.

(iv) Tipo C: De lunes a viernes no festivos de temporada baja.

(v) Tipo D: sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Se consideran a estos efectos como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión de los festivos sustituibles, así como los que no tienen fecha fija.

c) Definición de los periodos horarios.

Los horarios a aplicar por tipo de día en la **Península** son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-	-	-	
P2	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 24 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-	-	
P3	-	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 24 h	De 9 h a 14h De 18 h a 22 h	-	
P4	-		De 8 h a 9h De 14h a 18 h De 22 h a 24h	De 9 h a 14h De 18 h a 22 h	
P5	-			De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 24 h	
P6	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0h a 8 h	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día

Los horarios a aplicar por tipo de día en **Baleares** son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	-	-	
P2	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 24h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	-	
P3	-	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 24h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	
P4	-		De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 24h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	
P5	-			De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 24h	
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

Los horarios a aplicar por tipo de día en **Canarias** son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	-	-	
P2		De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h -	-	
P3	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 24h	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 24h		-	
P4	-		De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 24h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	
P5	-			De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 24h	
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

Los horarios a aplicar por tipo de día en **Ceuta** son los siguientes:

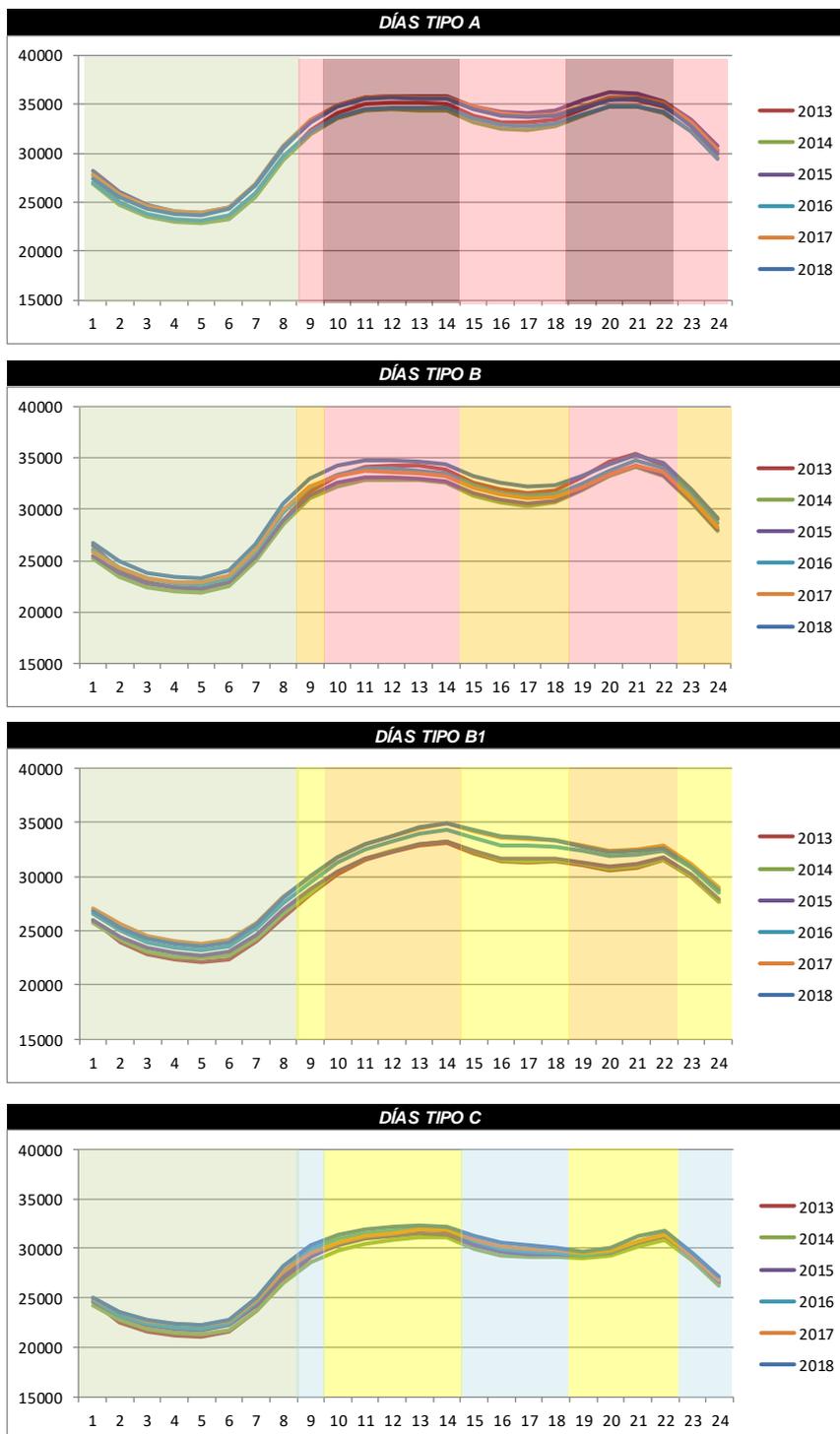
Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	-	-	
P2		De 10 h a 15 h De 19h a 23h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h -	-	
P3		De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h		De 10 h a 15 h De 19h a 23h	
P4	De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h		De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h		
P5	-			De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h	
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

Los horarios a aplicar por tipo de día en **Melilla** son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	-	-	
P2	De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	-	
P3	-	De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	
P4	-		De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	
P5	-			De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h	
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

En los gráficos siguientes se muestra el resultado de considerar todo lo mencionado anteriormente para el territorio peninsular, insular y extrapeninsular.

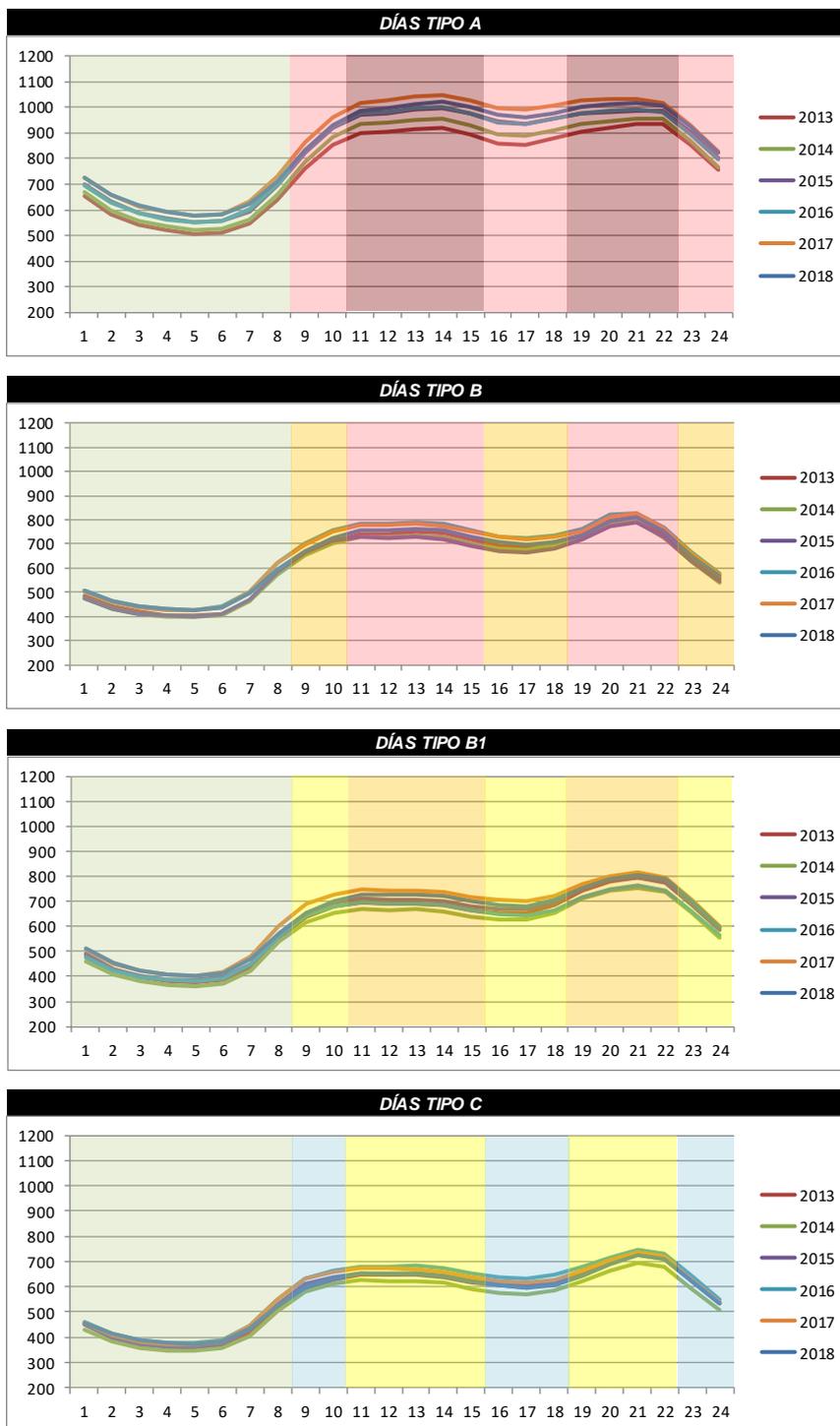
Gráfico II. 27 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema peninsular. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores.
 No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

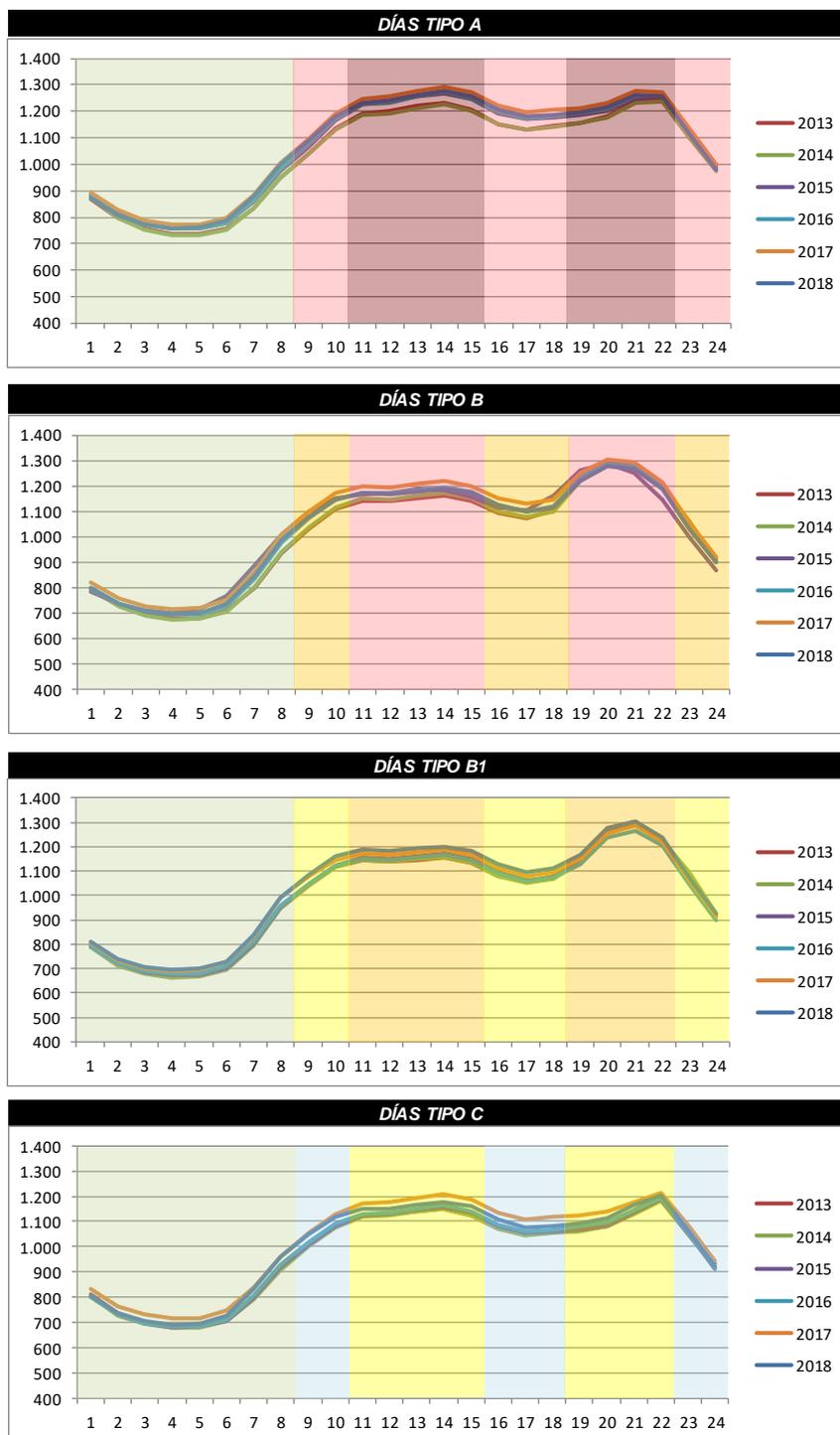
Gráfico II. 28 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema Balear. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores.
 No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

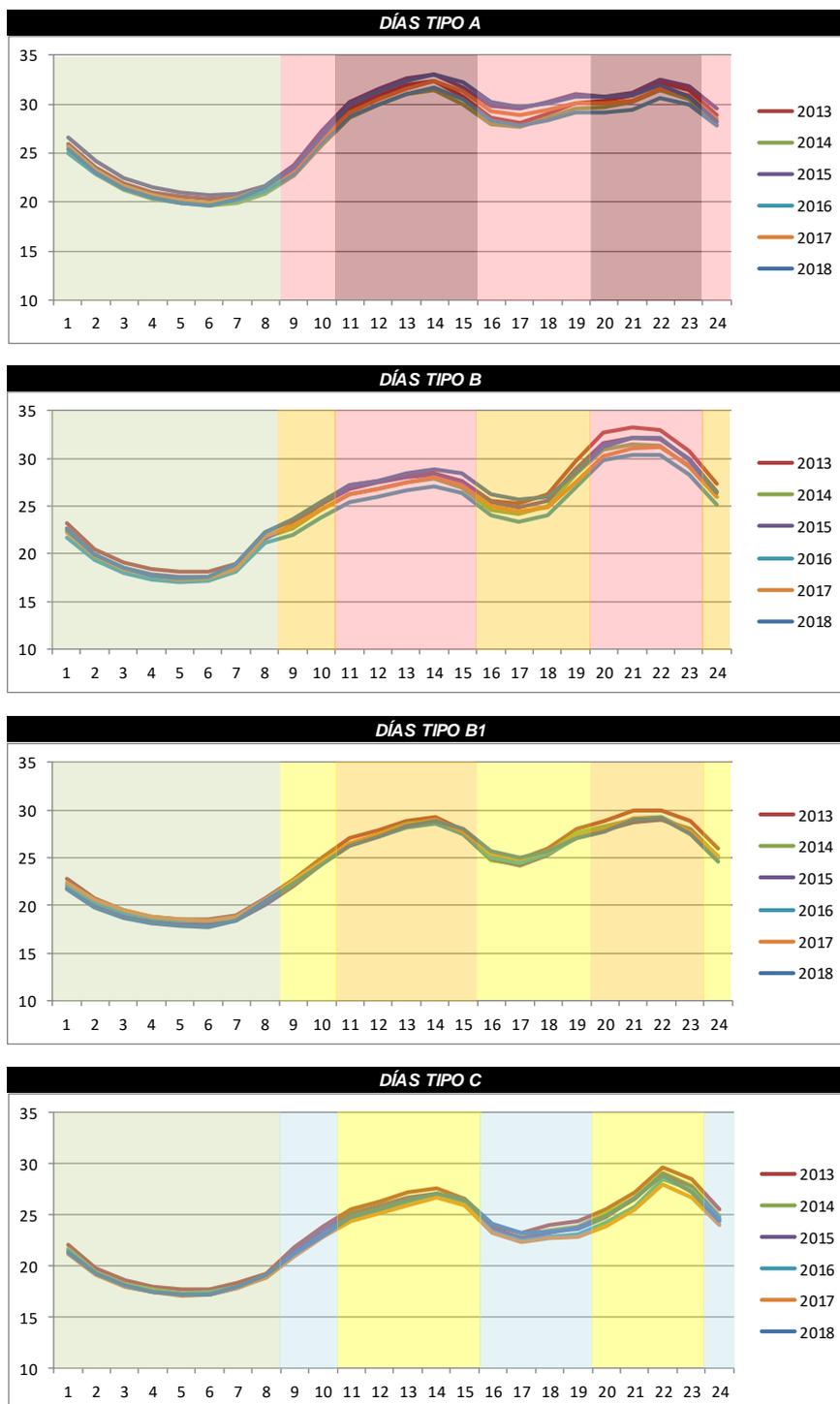
Gráfico II. 29 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema Canario. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores.
 No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

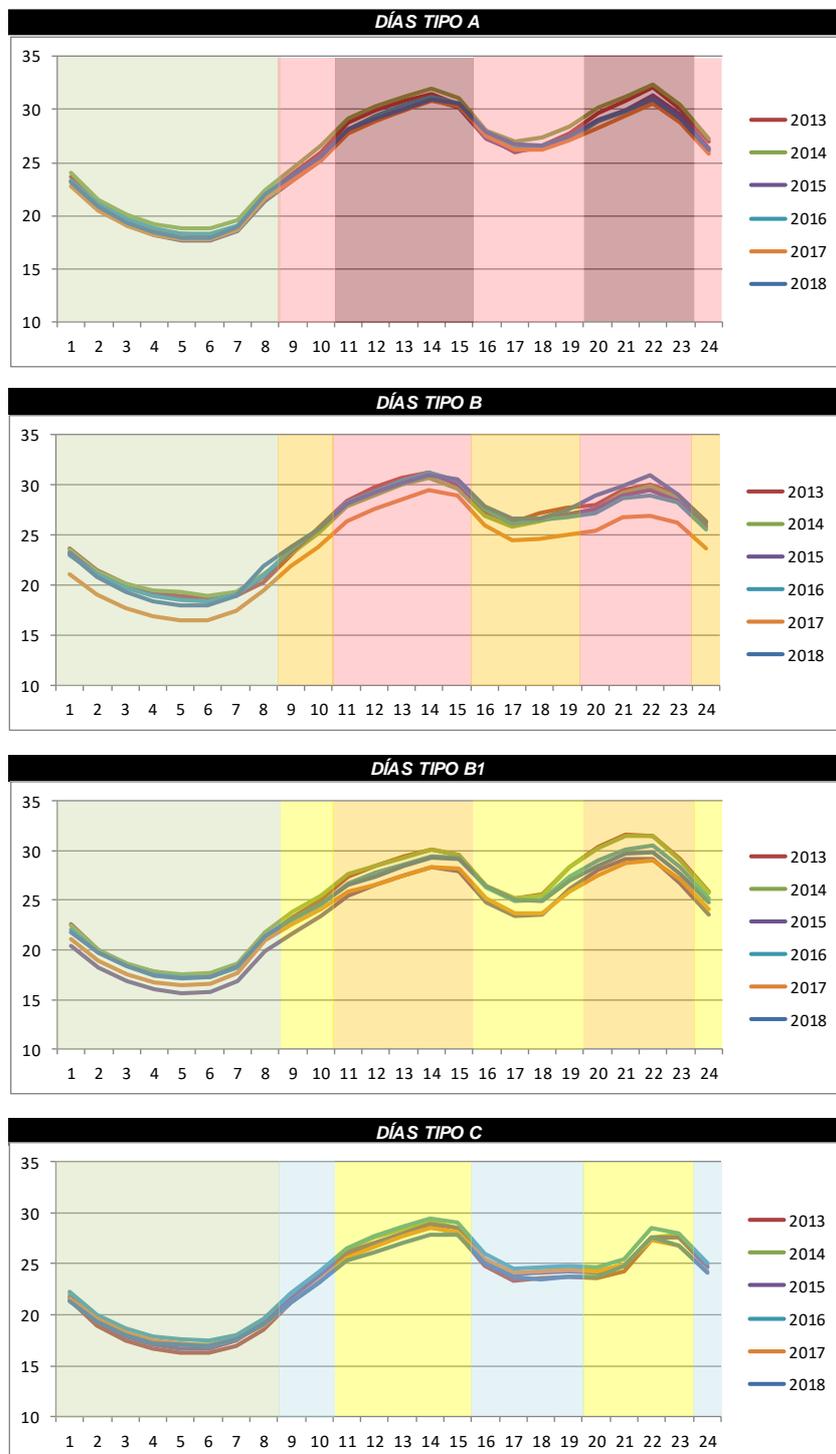
Gráfico II. 30 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema Ceutí. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores.
 No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

Gráfico II. 31 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema Melillense. Años 2013-2018



Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores.
 No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

5. Representatividad de los periodos horarios de la Orden ITC/2794/2007, de la Circular 3/2014 y de la nueva propuesta de periodos horarios

A efectos de analizar el grado de mejora de la revisión de periodos horarios respecto de los definidos en la Orden ITC/2794/2007 y la Circular 3/2014, se compara el grado de coincidencia de cada uno de los calendarios con el calendario teórico que resultaría de considerar la monótona del sistema para cada uno de los años de análisis.

Con carácter general, aunque no en todos los periodos horarios, los calendarios propuestos para el periodo 2020 a 2025 reflejan mejor los periodos horarios de acuerdo con la monótona del sistema que los calendarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007 y los calendarios de la Circular 3/2014.

A efectos ilustrativos, en los cuadros inferiores se compara la representatividad para el año 2018 de los calendarios de la Orden ITC/2794/2007, los de la Circular 3/2014 y los propuestos para la discriminación de 3 y 6 periodos. Cabe señalar que los calendarios propuestos para la 2.0 TD coinciden con los de la Circular 3/2014.

Cuadro II. 17. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria supervalle y la discriminación horaria de tres periodos por subsistema. Año 2018

SISTEMA PENINSULAR											
Calendario DHS						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	3.650	41,7%	114.651	45,2%	62,8%	1	2.032	23,2%	68.375	27,0%	60,4%
2	2.920	33,3%	87.061	34,3%	40,7%	2	2.032	23,2%	65.000	25,6%	45,7%
3	2.190	25,0%	51.784	20,4%	76,7%	3	4.696	53,6%	120.120	47,4%	89,8%
TOTAL	8.760	100,0%	253.495	100,0%		TOTAL	8.760	100,0%	253.495	100,0%	
SISTEMA BALEAR											
Calendario DHS						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	3.650	41,7%	2.931	48,4%	63,9%	1	2.032	23,2%	1.711	28,3%	43,8%
2	2.920	33,3%	2.043	33,8%	42,8%	2	2.032	23,2%	1.560	25,8%	27,4%
3	2.190	25,0%	1.078	17,8%	74,6%	3	4.696	53,6%	2.781	45,9%	75,3%
TOTAL	8.760	100,0%	6.052	100,0%		TOTAL	8.760	100,0%	6.052	100,0%	
SISTEMA CANARIO											
Calendario DHS						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	3.650	41,7%	4.174	47,2%	67,4%	1	2.032	23,2%	2.453	27,7%	72,9%
2	2.920	33,3%	3.027	34,2%	49,6%	2	2.032	23,2%	2.245	25,4%	47,6%
3	2.190	25,0%	1.639	18,5%	87,1%	3	4.696	53,6%	4.142	46,9%	85,2%
TOTAL	8.760	100,0%	8.840	100,0%		TOTAL	8.760	100,0%	8.840	100,0%	
SISTEMA CEUTÍ											
Calendario DHS						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	3.650	41,7%	98	1,6%	69,0%	1	2.032	23,2%	57	27,4%	59,5%
2	2.920	33,3%	68	1,1%	36,8%	2	2.032	23,2%	51	24,8%	36,3%
3	2.190	25,0%	42	0,7%	66,5%	3	4.696	53,6%	99	47,8%	79,4%
TOTAL	8.760	100,0%	207	3,4%		TOTAL	8.760	100,0%	207	100,0%	
SISTEMA MELLILENSE											
Calendario DHS						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	3.650	41,7%	100	1,7%	69,5%	1	2.032	23,2%	59	27,9%	58,3%
2	2.920	33,3%	71	1,2%	47,5%	2	2.032	23,2%	53	24,8%	32,8%
3	2.190	25,0%	42	0,7%	76,7%	3	4.696	53,6%	101	47,3%	80,0%
TOTAL	8.760	100,0%	213	3,5%		TOTAL	8.760	100,0%	213	100,0%	

Fuente: Orden ITC/2794/2007, Circular 3/2014 y CNMC

Cuadro II. 18. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria del peaje 3.0 y la discriminación horaria de tres periodos desagregado por subsistema. Año 2018

SISTEMA PENINSULAR											
Calendario 3.0A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.460	16,7%	47.598	18,8%	39,6%	1	2.032	23,2%	68.375	27,0%	60,4%
2	4.380	50,0%	134.545	53,1%	67,4%	2	2.032	23,2%	65.000	25,6%	45,7%
3	2.920	33,3%	71.352	28,1%	78,7%	3	4.696	53,6%	120.120	47,4%	89,8%
TOTAL	8.760	100,0%	253.495	100,0%		TOTAL	8.760	100,0%	253.495	100,0%	

SISTEMA BALEAR											
Calendario 3.0A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.460	16,7%	1.204	19,9%	30,6%	1	2.032	23,2%	1.711	28,3%	43,8%
2	4.381	50,0%	3.343	55,2%	64,4%	2	2.032	23,2%	1.560	25,8%	27,4%
3	2.919	33,3%	1.506	24,9%	78,0%	3	4.696	53,6%	2.781	45,9%	75,3%
TOTAL	8.760	100,0%	6.052	100,0%		TOTAL	8.760	100,0%	6.052	100,0%	

SISTEMA CANARIO											
Calendario 3.0A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.460	16,7%	1.743	19,7%	51,7%	1	2.032	23,2%	2.453	27,7%	72,9%
2	4.380	50,0%	4.816	54,5%	77,8%	2	2.032	23,2%	2.245	25,4%	47,6%
3	2.920	33,3%	2.281	25,8%	90,9%	3	4.696	53,6%	4.142	46,9%	85,2%
TOTAL	8.760	100,0%	8.840	100,0%		TOTAL	8.760	100,0%	8.840	100,0%	

SISTEMA CEUTÍ											
Calendario 3.0A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.460	16,7%	40	0,7%	45,9%	1	2.032	23,2%	57	27,4%	59,5%
2	4.380	50,0%	111	1,8%	72,4%	2	2.032	23,2%	51	24,8%	36,3%
3	2.920	33,3%	56	0,9%	83,7%	3	4.696	53,6%	99	47,8%	79,4%
TOTAL	8.760	100,0%	207	3,4%		TOTAL	8.760	100,0%	207	100,0%	

SISTEMA MELLILENSE											
Calendario 3.0A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.460	16,7%	35	0,6%	46,5%	1	2.032	23,2%	59	27,9%	58,3%
2	4.380	50,0%	107	1,8%	70,8%	2	2.032	23,2%	53	24,8%	32,8%
3	2.920	33,3%	71	1,2%	81,8%	3	4.696	53,6%	101	47,3%	80,0%
TOTAL	8.760	100,0%	213	3,5%		TOTAL	8.760	100,0%	213	100,0%	

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 19. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria del peaje 3.1 A y la discriminación horaria de tres periodos desagregado por subsistema. Año 2018

SISTEMA PENINSULAR											
Calendario 3.1A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.524	17,4%	51.376	20,3%	48,7%	1	2.032	23,2%	68.375	27,0%	60,4%
2	3.206	36,6%	100.728	39,7%	59,2%	2	2.032	23,2%	65.000	25,6%	45,7%
3	4.030	46,0%	101.391	40,0%	86,3%	3	4.696	53,6%	120.120	47,4%	89,8%
TOTAL	8.760	100,0%	253.495	100,0%		TOTAL	8.760	100,0%	253.495	100,0%	

SISTEMA BALEAR											
Calendario 3.1A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.518	17,3%	1.268	20,9%	32,9%	1	2.032	23,2%	1.711	28,3%	43,8%
2	3.203	36,6%	2.500	41,3%	50,5%	2	2.032	23,2%	1.560	25,8%	27,4%
3	4.039	46,1%	2.285	37,8%	76,5%	3	4.696	53,6%	2.781	45,9%	75,3%
TOTAL	8.760	100,0%	6.052	100,0%		TOTAL	8.760	100,0%	6.052	100,0%	

SISTEMA CANARIO											
Calendario 3.1A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.524	17,4%	1.827	30,2%	55,5%	1	2.032	23,2%	2.453	40,5%	72,9%
2	3.206	36,6%	3.582	59,2%	62,1%	2	2.032	23,2%	2.245	37,1%	47,6%
3	4.030	46,0%	3.431	56,7%	85,1%	3	4.696	53,6%	4.142	68,4%	85,2%
TOTAL	8.760	100,0%	8.840	146,1%		TOTAL	8.760	100,0%	8.840	146,1%	

SISTEMA CEUTÍ											
Calendario 3.1A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.518	17,3%	43	0,7%	52,2%	1	2.032	23,2%	57	27,4%	59,5%
2	3.202	36,6%	83	1,4%	60,7%	2	2.032	23,2%	51	24,8%	36,3%
3	4.040	46,1%	81	1,3%	83,8%	3	4.696	53,6%	99	47,8%	79,4%
TOTAL	8.760	100,0%	207	3,4%		TOTAL	8.760	100,0%	207	100,0%	

SISTEMA MELLILENSE											
Calendario 3.1A						Calendario Propuesta Circular - DH3					
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico
	Número	%	GWh	%			Número	%	GWh	%	
1	1.518	17,3%	44	0,7%	50,0%	1	2.032	23,2%	59	27,9%	58,3%
2	3.202	36,6%	85	1,4%	59,5%	2	2.032	23,2%	53	24,8%	32,8%
3	4.040	46,1%	83	1,4%	83,7%	3	4.696	53,6%	101	47,3%	80,0%
TOTAL	8.760	100,0%	213	3,5%		TOTAL	8.760	100,0%	213	100,0%	

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Cuadro II. 20. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria de seis periodos, en el sistema Peninsular. Año 2018

Orden ITC/2794/2007

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	622	7,1%	8,7%	49%	49%	61%	46%	53%	47%
2	866	9,9%	11,4%	29%	31%	37%	30%	32%	24%
3	444	5,1%	5,8%	16%	11%	18%	13%	15%	12%
4	740	8,4%	9,4%	17%	17%	19%	14%	23%	16%
5	1.040	11,9%	12,6%	33%	36%	32%	32%	33%	38%
6	5.048	57,6%	52,0%	85%	88%	86%	87%	86%	86%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Circular 3/2014

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	824	9,4%	11,4%	54,9%	59,0%	46,0%	52,2%	44,2%	53,2%
2	824	9,4%	10,7%	20,4%	26,5%	28,2%	27,6%	21,2%	22,9%
3	856	9,8%	11,2%	28,9%	28,7%	31,3%	30,0%	25,5%	27,3%
4	856	9,8%	10,8%	24,1%	26,5%	20,1%	23,0%	20,0%	19,5%
5	688	7,9%	8,3%	26,1%	29,5%	22,4%	24,6%	23,3%	27,9%
6	4.712	53,8%	47,5%	86,9%	90,7%	89,3%	90,3%	89,2%	90,0%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Propuesta 2019 CNMC

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	747	8,5%	10,4%	54,8%	61,6%	64,0%	48,1%	52,9%	52,5%
2	959	10,9%	12,7%	31,3%	44,7%	40,6%	33,5%	38,4%	36,5%
3	861	9,8%	11,1%	25,5%	29,3%	28,8%	31,4%	25,4%	33,8%
4	1.026	11,7%	12,8%	34,2%	32,6%	31,1%	28,8%	32,7%	35,5%
5	455	5,2%	5,4%	24,3%	29,0%	23,0%	27,0%	24,7%	27,7%
6	4.712	53,8%	47,5%	86,7%	90,9%	89,3%	90,3%	89,2%	90,0%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Fuente: Orden ITC/2794/2007, Circular 3/2014 y CNMC

Cuadro II. 21. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria de seis periodos, en el Sistema Balear. Año 2018

Orden ITC/2794/2007

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	510	5,8%	8,7%	40%	50%	43%	49%	44%	46%
2	850	9,7%	13,6%	31%	44%	38%	43%	43%	42%
3	516	5,9%	6,6%	16%	19%	19%	12%	16%	12%
4	860	9,8%	10,3%	20%	20%	25%	21%	24%	24%
5	976	11,1%	10,9%	18%	21%	15%	24%	23%	16%
6	5.048	57,6%	49,9%	80%	78%	79%	78%	77%	77%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Circular 3/2014

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	856	9,8%	13,7%	47,4%	53,2%	46,5%	52,4%	49,9%	51,3%
2	856	9,8%	12,6%	22,2%	32,1%	26,2%	32,7%	29,7%	29,0%
3	832	9,5%	10,6%	25,5%	33,8%	31,1%	39,2%	29,7%	33,7%
4	832	9,5%	9,6%	20,5%	20,4%	20,6%	25,7%	16,6%	18,8%
5	672	7,7%	7,4%	8,9%	15,9%	13,1%	19,8%	15,8%	17,4%
6	4.712	53,8%	46,1%	77,5%	76,6%	76,3%	76,3%	75,5%	75,4%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Propuesta 2019 CNMC

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	765	8,7%	13,1%	52,3%	61,0%	54,2%	60,2%	57,2%	58,6%
2	991	11,3%	14,3%	22,8%	35,9%	24,9%	36,1%	31,5%	27,7%
3	857	9,8%	10,4%	13,1%	25,5%	19,5%	21,1%	22,6%	18,2%
4	994	11,3%	11,4%	22,6%	26,6%	21,1%	23,6%	25,0%	21,2%
5	441	5,0%	4,7%	5,5%	6,2%	9,5%	8,5%	3,6%	7,5%
6	4.712	53,8%	46,1%	77,5%	76,6%	76,3%	76,4%	75,5%	75,4%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Fuente: Orden ITC/2794/2007, Circular 3/2014 y CNMC

Cuadro II. 22. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria de seis periodos, en el Sistema Canario. Año 2018

Orden ITC/2794/2007

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	492	5,6%	6,9%	33%	45%	31%	33%	37%	40%
2	820	9,4%	10,6%	16%	21%	21%	19%	21%	17%
3	516	5,9%	7,1%	6%	6%	8%	9%	7%	6%
4	860	9,8%	11,2%	23%	25%	22%	22%	25%	18%
5	1.008	11,5%	12,8%	28%	25%	28%	26%	26%	23%
6	5.064	57,8%	51,4%	85%	85%	84%	84%	84%	85%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Circular 3/2014

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	848	9,7%	11,9%	49,8%	54,4%	51,1%	52,5%	54,4%	60,5%
2	848	9,7%	10,9%	13,0%	14,2%	14,8%	16,0%	15,9%	18,4%
3	832	9,5%	11,2%	23,8%	24,6%	24,2%	23,3%	21,1%	32,0%
4	832	9,5%	10,3%	24,0%	28,5%	16,9%	27,5%	24,2%	21,5%
5	688	7,9%	8,6%	18,0%	23,4%	17,2%	20,6%	18,9%	17,3%
6	4.712	53,8%	47,0%	86,9%	86,3%	85,5%	85,1%	85,1%	85,4%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Propuesta 2019 CNMC

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	765	8,7%	10,8%	49,2%	55,7%	52,6%	57,4%	62,2%	59,6%
2	936	10,7%	12,8%	30,2%	36,7%	29,3%	26,9%	27,8%	42,8%
3	882	10,1%	11,1%	24,2%	20,0%	19,3%	19,7%	20,5%	15,3%
4	1.017	11,6%	12,9%	31,0%	28,6%	36,8%	29,9%	23,6%	31,6%
5	448	5,1%	5,4%	21,9%	22,7%	20,0%	18,5%	17,5%	16,7%
6	4.712	53,8%	47,0%	86,9%	86,3%	85,5%	85,1%	85,1%	85,4%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Fuente: Orden ITC/2794/2007, Circular 3/2014 y CNMC

Cuadro II. 23. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria de seis periodos, en el Sistema Ceutí. Año 2018

Orden ITC/2794/2007									
Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	498	5,7%	7,1%	34%	44%	42%	31%	49%	33%
2	830	9,5%	10,5%	17%	14%	18%	17%	19%	14%
3	504	5,8%	6,7%	11%	12%	8%	10%	11%	8%
4	840	9,6%	10,9%	19%	21%	20%	23%	21%	18%
5	1.024	11,7%	12,7%	23%	24%	24%	20%	19%	18%
6	5.064	57,8%	52,1%	85%	85%	83%	83%	83%	81%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Circular 3/2014									
Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	840	9,6%	11,6%	56,4%	49,5%	62,0%	47,7%	57,6%	33,0%
2	840	9,6%	10,4%	19,0%	10,0%	22,0%	10,7%	15,8%	11,8%
3	840	9,6%	11,5%	18,6%	15,4%	27,3%	19,3%	24,7%	15,0%
4	840	9,6%	10,4%	25,0%	27,6%	24,2%	22,5%	17,8%	17,5%
5	688	7,9%	8,2%	14,3%	17,6%	18,6%	13,8%	16,5%	10,9%
6	4.712	53,8%	48,0%	83,2%	85,5%	83,9%	83,7%	82,6%	79,6%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Propuesta 2019 CNMC									
Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	756	8,6%	10,9%	44,0%	54,4%	51,4%	46,8%	53,4%	41,0%
2	945	10,8%	12,9%	31,8%	39,0%	33,6%	32,6%	35,4%	27,7%
3	884	10,1%	11,0%	25,1%	18,3%	22,9%	25,0%	19,0%	18,6%
4	1.015	11,6%	12,6%	30,9%	32,2%	21,1%	28,7%	24,2%	16,8%
5	448	5,1%	5,1%	18,1%	15,9%	15,2%	18,5%	15,9%	6,5%
6	4.712	53,8%	47,5%	83,2%	85,5%	83,9%	83,9%	82,6%	79,6%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Fuente: Orden ITC/2794/2007, Circular 3/2014 y CNMC

Cuadro II. 24. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria de seis periodos, en el Sistema Melillense. Año 2018

Orden ITC/2794/2007

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	604	6,9%	9,0%	41%	39%	58%	41%	52%	50%
2	772	8,8%	10,2%	19%	17%	23%	16%	20%	20%
3	486	5,5%	6,6%	11%	11%	20%	14%	9%	12%
4	810	9,2%	10,1%	21%	22%	15%	20%	18%	18%
5	1.024	11,7%	12,6%	19%	20%	20%	20%	21%	20%
6	5.064	57,8%	51,5%	83%	82%	81%	82%	81%	81%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Circular 3/2014

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	856	9,8%	12,4%	49,4%	51,6%	51,4%	46,8%	53,3%	50,4%
2	856	9,8%	11,3%	19,0%	19,6%	17,1%	13,7%	20,1%	18,2%
3	832	9,5%	11,1%	26,5%	29,7%	28,1%	27,6%	29,1%	27,9%
4	832	9,5%	9,7%	19,2%	19,6%	13,5%	16,2%	12,9%	11,3%
5	672	7,7%	8,1%	13,1%	13,4%	10,9%	14,1%	13,4%	12,9%
6	4.712	53,8%	47,4%	81,3%	81,6%	79,9%	80,8%	79,9%	80,2%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Propuesta 2019 CNMC

Periodo	Nº horas	Nº horas periodo sobre total horas	Energía sobre total	Coincidencia con el calendario teórico					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	774	8,8%	11,3%	53,0%	51,2%	57,2%	50,1%	53,8%	55,3%
2	953	10,9%	13,0%	22,0%	22,5%	26,6%	20,3%	22,7%	26,2%
3	849	9,7%	10,9%	20,5%	20,7%	24,6%	18,7%	18,3%	21,2%
4	1.024	11,7%	12,5%	28,9%	26,6%	28,1%	30,9%	29,5%	27,0%
5	448	5,1%	4,9%	11,4%	13,2%	12,2%	13,8%	8,3%	9,4%
6	4.712	53,8%	47,4%	81,5%	81,7%	80,3%	80,9%	79,9%	80,2%
Total	8.760	100,0%	100,0%						

Fuente: Orden ITC/2794/2007, Circular 3/2014 y CNMC

ANEXO III. BALANCES DE POTENCIA

Balances de potencia. Calendario Circular CNMC. Año 2018
Flujos de potencia (MW). Periodo 1 (8 de febrero de 2018, de 20h a 21h)

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	30.798	13.004	7.911	6.587	0	2.675	7,18%	621	2,06%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.929	0	9.859	6.476	0	1.124	3,02%	474	2,71%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.095	0	0	19.410	1	2.965	7,95%	488	2,18%
1 kV < NT < 30 kV	1.016	0	0	0	23.648	9.008	24,16%	833	2,55%
NT ≤ 1 kV	4	0	0	0	0	21.509	57,69%	2.144	9,97%
Total	41.842	13.004	17.770	32.473	23.649	37.283	100,00%	4.560	

Flujos de potencia (MW). Periodo 2 (20 de marzo de 2018, de 20h a 21h)

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	25.824	10.135	6.337	5.939	0	2.847	8,05%	566	2,24%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	6.192	0	8.860	5.856	0	1.157	3,27%	454	2,86%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	6.204	0	0	17.960	1	3.026	8,55%	415	1,98%
1 kV < NT < 30 kV	1.369	0	0	0	21.558	8.774	24,80%	791	2,61%
NT ≤ 1 kV	10	0	0	0	0	19.574	55,33%	1.996	10,20%
Total	39.600	10.135	15.197	29.755	21.559	35.378	100,00%	4.221	

Flujos de potencia (MW). Periodo 3 (3 de agosto 2018 de 13h a 14h)

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	24.619	10.350	6.493	5.426	0	1.847	5,60%	504	2,09%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.848	0	7.984	4.641	0	1.180	3,58%	393	2,84%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.659	0	0	16.074	1	2.694	8,17%	366	1,95%
1 kV < NT < 30 kV	2.281	0	0	0	17.416	10.271	31,13%	736	2,66%
NT ≤ 1 kV	815	0	0	0	0	16.999	51,53%	1.233	7,25%
Total	36.223	10.350	14.477	26.142	17.416	32.992	100,00%	3.231	

Flujos de potencia (MW). Periodo 4 (3 de agosto de 2018 de 14h a 15h)

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	28.092	11.347	7.127	6.410	0	2.702	7,37%	506	1,84%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.013	0	8.273	5.526	0	1.177	3,21%	383	2,56%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.981	0	0	17.041	1	2.917	7,95%	421	1,22%
1 kV < NT < 30 kV	2.350	0	0	10	19.371	11.096	30,25%	862	2,82%
NT ≤ 1 kV	825	0	0	0	0	18.787	51,22%	1.409	7,50%
Total	40.260	11.347	15.400	28.987	19.372	36.679	100,00%	3.582	

Flujos de potencia (MW). Periodo 5 (10 de abril de 2018 de 14h a 15h)

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	22.440	8.237	5.652	5.068	0	3.026	9,44%	456	2,07%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	5.036	0	6.954	4.783	0	1.142	3,56%	394	3,06%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.718	0	0	14.923	1	3.023	9,43%	377	2,11%
1 kV < NT < 30 kV	1.903	0	0	0	16.426	9.491	29,60%	761	2,93%
NT ≤ 1 kV	283	0	0	0	0	15.383	47,97%	1.327	8,62%
Total	35.380	8.237	12.607	24.774	16.427	32.066	100,00%	3.315	

Flujos de potencia (MW). Periodo 6 (9 de febrero de 2018 de 7h a 8h)

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	26.285	10.563	6.702	5.253	0	3.327	10,25%	439	1,70%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.092	0	8.009	5.030	0	1.227	3,78%	389	2,73%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.601	0	0	15.634	1	3.305	10,18%	372	1,96%
1 kV < NT < 30 kV	959	0	0	0	16.545	9.503	29,27%	830	3,19%
NT ≤ 1 kV	2	0	0	0	0	15.105	46,52%	1.442	9,55%
Total	35.939	10.563	14.712	25.918	16.545	32.467	100,00%	3.472	

Fuente: CNMC

ANEXO IV. BALANCES DE ENERGÍA

Balances de energía. Calendario Circular CNMC. Año 2018

Flujos de energía (MWh). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	17.866.264	7.235.797	4.476.056	3.993.494	0	1.881.965	7,84%	278.952	1,59%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.249.566	0	5.605.505	3.848.521	0	824.693	3,43%	206.644	2,01%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.505.955	0	0	11.201.617	573	2.177.041	9,07%	208.285	1,56%
1 kV < NT < 30 kV	1.074.452	0	0	0	12.664.666	7.085.107	29,51%	368.310	1,86%
NT ≤ 1 kV	335.284	0	0	0	0	12.042.413	50,15%	958.110	7,96%
Total	26.031.521	7.235.797	10.081.562	19.043.632	12.665.239	24.011.220	100,00%	2.020.301	

Flujos de energía (MWh). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	21.982.837	8.857.006	5.430.387	4.841.126	0	2.539.591	8,50%	314.727	1,45%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.009.958	0	6.904.960	4.615.589	0	1.082.929	3,63%	263.487	2,09%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.631.652	0	0	13.891.086	860	2.813.220	9,42%	261.833	1,57%
1 kV < NT < 30 kV	1.341.984	0	0	0	15.452.999	8.771.333	29,36%	465.451	1,92%
NT ≤ 1 kV	455.829	0	0	0	0	14.664.350	49,09%	1.245.339	8,49%
Total	32.422.260	8.857.006	12.335.347	23.347.800	15.453.860	29.871.423	100,00%	2.550.837	

Flujos de energía (MWh). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	18.274.853	7.225.660	4.381.115	3.971.936	0	2.416.503	9,50%	279.639	1,55%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.645.173	0	5.744.729	3.882.660	0	1.005.186	3,95%	238.258	2,24%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.150.961	0	0	11.549.205	696	2.483.391	9,76%	243.512	1,74%
1 kV < NT < 30 kV	1.213.747	0	0	0	12.664.254	7.505.714	29,51%	447.580	2,22%
NT ≤ 1 kV	378.968	0	0	0	0	12.023.673	47,27%	1.020.246	8,49%
Total	27.663.701	7.225.660	10.125.843	19.403.801	12.664.950	25.434.467	100,00%	2.229.235	

Flujos de energía (MWh). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	21.079.341	8.275.157	5.009.705	4.558.009	0	2.939.425	9,91%	297.044	1,43%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.324.007	0	6.631.417	4.477.430	0	1.219.705	4,11%	270.612	2,20%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.818.860	0	0	13.200.186	801	2.973.408	10,02%	285.589	1,77%
1 kV < NT < 30 kV	1.521.130	0	0	0	14.348.161	8.937.003	30,12%	471.592	2,03%
NT ≤ 1 kV	503.168	0	0	0	0	13.599.808	45,84%	1.252.322	9,21%
Total	32.246.506	8.275.157	11.641.123	22.235.625	14.348.961	29.669.348	100,00%	2.577.158	

Flujos de energía (MWh). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	9.294.255	3.635.375	2.208.420	2.016.658	0	1.315.625	9,95%	118.177	1,29%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	1.966.469	0	2.935.962	2.002.493	0	546.950	4,13%	116.439	2,12%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.148.563	0	0	5.824.291	358	1.343.550	10,16%	124.745	1,74%
1 kV < NT < 30 kV	711.412	0	0	0	6.308.013	4.060.505	30,69%	186.336	1,80%
NT ≤ 1 kV	231.333	0	0	0	0	5.962.072	45,07%	577.632	9,69%
Total	14.352.031	3.635.375	5.144.381	9.843.442	6.308.371	13.228.702	100,00%	1.123.329	

Flujos de energía (MWh). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	86.023.439	33.931.222	19.784.155	16.641.121	0	14.052.744	12,20%	1.614.197	1,91%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	15.152.824	0	25.002.697	16.712.885	0	6.166.103	5,35%	1.202.361	2,51%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	18.394.154	0	0	49.967.642	4.292	12.065.488	10,48%	1.143.585	1,84%
1 kV < NT < 30 kV	5.029.021	0	0	0	53.049.200	32.772.887	28,46%	2.528.582	2,95%
NT ≤ 1 kV	1.704.593	0	0	0	0	50.106.750	43,51%	4.651.336	9,28%
Total	126.304.030	33.931.222	44.786.852	83.321.649	53.053.493	115.163.971	100,00%	11.140.061	

Fuente: CNMC

ANEXO V. RESUMEN DE ALEGACIONES

ANEXO V. RESUMEN DE ALEGACIONES

En este anexo se presenta un resumen de las alegaciones recibidas a la propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, cuyo trámite de audiencia finalizó el pasado 16 de septiembre de 2019.

Se han recibido 52 alegaciones.

1. Comentarios generales

Con carácter general, todos los agentes han valorado positivamente la oportunidad de participar en la elaboración de la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución, en la medida en que favorece la transparencia y asegura la efectiva participación de todas las partes interesadas.

Adicionalmente, algunos agentes (3) han valorado positivamente la diferenciación entre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, del resto de costes del sistema, lo que es relevante a efectos de facilitar la transición energética.

- *Necesidad de coordinar las metodologías de peajes y cargos*

No obstante, también con carácter general, los agentes que se ha manifestado al respecto (22) han señalado que la necesidad de que las metodologías para el establecimiento de peajes y cargos se realicen de forma coordinada y simultánea en el tiempo.

En este sentido, varios agentes (3) han señalado inconsistencias en la normativa vigente en el sentido de que, por una parte, el propio Ministerio ha reconocido en su informe *“la necesidad de una que el diseño de los peajes y los cargos debe ser conjunta, para asegurar la coherencia del marco final y que dicha transición sea ordenada”* y, por otra, que a la fecha no se dispone de la metodología de los cargos, máxime teniendo en cuenta que, según lo establecido en la Disposición Final Tercera del Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, ambas metodologías deben ser aprobadas antes de 1 de enero de 2020.

Dos agentes han puesto de manifiesto que la estructura conjunta de peajes y cargos resultante de la metodología debería ser sencilla, resultar de la agregación por componentes y, sobre todo, considerar los mismos periodos horarios de forma que las señales percibidas por los consumidores sean coherentes y eficientes.

Por otra parte, prácticamente la totalidad de los agentes (14) han señalado que no se puede valorar el verdadero impacto sobre los consumidores de la metodología propuesta, en tanto no se evalúe de forma conjunta con la metodología de cargos.

En este sentido, un agente ha puesto de manifiesto que la indefinición temporal de la metodología de cargos puede retrasar la ejecución de las instalaciones de autoconsumo al no poderse estimar el ahorro que dicha instalación proporcionaría.

Un agente ha propuesto que durante el periodo transitorio de 4 años establecido en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, los precios finales de los consumidores converjan progresivamente. En particular, han propuesto que en los casos en los que la diferencia del importe total supere el 5% o la repercusión porcentual entre potencia y energía más de 10 puntos porcentuales se adapte, con el mismo porcentaje de modificación para peajes y cargos, los precios para que la variación se complete en el plazo de cuatro años sin renunciar al principio de suficiencia de la metodología conjunta.

Finalmente, dos agentes han indicado que sendas metodologías deben permitir a los agentes replicar el cálculo.

- *Periodo transitorio de implementación de las metodologías de peajes y cargos*

En relación con el periodo transitorio de implementación de las metodologías de peajes y cargos los agentes han formulado las siguientes observaciones:

- Un agente ha propuesto que durante el periodo transitorio de convergencia se aplique la estructura de peajes vigente, dado que los peajes y cargos que resulten de las metodologías correspondientes deben trasladarse gradualmente a los consumidores durante cuatro años.
- Varios agentes (2) han insistido en que las metodologías deben aprobarse con la suficiente antelación para garantizar que el impacto de su aplicación sobre los consumidores sea absorbido de forma gradual.
- Un agente ha insistido en la necesidad definir un transitorio en el que se evite que el nivel de precios resultante del nuevo esquema sea superior al que actualmente están soportando los consumidores electrointensivos.
- Un agente ha indicado que durante el periodo transitorio de convergencia para los consumidores de baja tensión y los acogidos al peaje 3.1 se podría introducir la nueva estructura de peajes manteniendo a la vez temporalmente las tarifas vigentes y que el traspaso a los nuevos peajes fuera voluntario, de forma que durante el periodo transitorio los nuevos peajes se irían haciendo más atractivos como consecuencia de la reducción gradual del volumen de los cargos. Alternativamente, se podría realizar una adaptación de las tarifas

actuales modificando los términos de potencia y energía a los peajes propuestos, considerando los nuevos calendarios propuestos.

- Un agente ha señalado la necesidad de contemplar en la Circular el periodo transitorio de convergencia previsto en el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, proponiendo que en los casos en los que la diferencia del importe total supere el 5% o la repercusión porcentual entre potencia y energía más de 10 puntos porcentuales proponemos se adapte, con el mismo porcentaje de modificación para peajes y cargos, los precios para que la variación se complete en el plazo de cuatro años sin renunciar al principio de suficiencia de la metodología conjunta
- Un agente ha señalado que se debe contemplar un periodo transitorio de 4 años para la adaptación de los contratos de suministro.

- *Metodología de cálculo de los cargos*

En relación con la *metodología de cargos*, varios agentes han indicado que el objeto de la Circular no es el establecimiento de la metodología de asignación del resto de costes a los cargos y, en consecuencia, propone eliminar de la Memoria que acompaña a la Circular toda sugerencia o comentario respecto a la posible asignación de los mismos.

Por otra parte, un agente ha señalado que la asignación mayoritaria al término de potencia del coste de redes obligaría al Gobierno a asignar mayoritariamente los cargos al término de energía.

Por último, un agente ha señalado la necesidad de que tanto peajes y cargos sean recuperados a través de un término variable con discriminación horaria.

- *Orientaciones de política energética*

Respecto del cumplimiento de las *orientaciones de política energética*, los agentes que se han manifestado al respecto (8) han formulado las siguientes observaciones:

- Dos agentes han indicado que, a efectos de valorar el cumplimiento de las orientaciones de política energética, es esencial analizar conjuntamente los efectos de ambas metodologías sobre el consumo eléctrico.
- El aumento de la diferenciación horaria de precios constituye una señal positiva, que facilita la eficiencia en el consumo de energía (3 agentes). Si bien deben evitarse tarifas complejas para los consumidores de menor tamaño (2 agentes).
- La diferenciación por periodos de los términos de potencia para los consumidores conectados en baja tensión es muy positiva y facilita la recarga del vehículo eléctrico vinculada al hogar (2 agentes).

- El incremento de la diferenciación horaria en los términos de potencia y energía de los consumidores contribuye a mejorar la señal de precios, si bien se considera necesario equilibrar el reparto entre potencia y energía, a efectos de avanzar en la descarbonización (1 agente).
- Cabría plantearse algún tratamiento específico para los puntos de recarga rápida en la vía pública, dado el peso del término fijo y el escaso volumen de utilización (2 agentes).
- La estructura de peajes puede suponer una barrera a la recarga de vehículos eléctricos de flotas, carsharing y puntos de recarga rápida y ultrarrápida en la vía pública (1 agente).
- Incumple las orientaciones de política energética en lo relativo a incentivar el proceso de electrificación de la economía, contribuir a la movilidad eléctrica, contribuir al ahorro y eficiencia energética en el consumo final de la energía (5 agentes).
- La retribución de las redes de transporte y electricidad deberían asignarse al término variable y la falta de ingresos compensarla con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, fiscalidad energética o los instrumentos que se determinen con una visión global, implicando al regulador y al Gobierno (1 agente).
- La estructura de peajes de la Circular incumple la orientación de política energética relativa a la competitividad del sector industrial en la medida en que los niveles de tensión considerados afecta negativamente a 4.500 instalaciones que ven sus costes incrementados respecto los localizados en otras CC.AA. y, por tanto, mermada su competitividad (3 agentes).
- Cabría plantearse la revisión del nivel de precios que resulta para los peajes de transporte, ya que resulta anómalo que el peaje mayoritario al que pertenece la industria electrointensiva sea el que presenta una evolución de precio más desfavorable, presentando un descenso de precio un 41% inferior (29%/49% - 1) al de la media de todos los escalones tarifarios, lo que podría ir en contra de la orientación de política energética relativa a la competitividad del sector industrial.

- *Cumplimiento del paquete Energía limpia*

Finalmente, en relación con el paquete de invierno dos agentes han señalado que la propuesta no tiene en cuenta la Directiva 944/2019 ni el Reglamento 943/2019, mientras que otros agentes (3) han señalado la necesidad de revisar en profundidad la normativa del sector eléctrico, a efectos de adaptarla a la nueva normativa europea y las circunstancias derivadas de la transición energética.

2. Comentarios particulares

2.1 Ámbito de aplicación

En relación con el ámbito de aplicación de la Circular se indica que los agentes que han opinado al respecto han formulado las siguientes observaciones:

- *Consumos propios de generación*

Varios agentes (10) han solicitado que se declaren exentos del pago de peajes a los consumos propios de generación, en la medida en que al final es necesario realizar el traslado del coste a los consumidores en el componente de energía y la repercusión indirecta es más ineficiente y afecta en mayor medida al precio final de la energía.

Adicionalmente, dos de ellos han manifestado que deberían estar exentos de la obligación de contratar, análogamente a lo recogido para los consumos propios de transporte y distribución.

Por otra parte, algunos agentes (6) han señalado que, en caso de mantenerse la aplicación de peajes a los consumos propios, debe darse cobertura normativa en la Circular a las recomendaciones propuestas por el Operador del Sistema en marzo de 2016, en cumplimiento del mandato del Ministerio, para el tratamiento homogéneo de estos consumidores.

Por otra parte, un agente ha solicitado que se aclare si los consumos propios de los productores están sujetos o no a peajes.

- *Consumos propios de transporte y distribución*

Varios agentes (7) han valorado muy positivamente la excepción a la contratación de peajes de sus consumos propios, en la medida en que se evitará toda la complejidad administrativa e innecesaria del procedimiento actual de contratación y declaración de los consumos propios de las distribuidoras para solicitar su aprobación y devolución de los peajes de acceso por parte del Ministerio y la CNMC, a la vez que se da una señal de eficiencia para su reducción.

Adicionalmente, dos agentes han señalado la necesidad de incluir en la Circular un plazo adaptar los requisitos que deben cumplir los suministros de las instalaciones de transporte suministros desde la red de distribución para adaptarse a las obligaciones del Real Decreto 1110/2007, proponiendo un plazo de 12 meses y que el coste sea reconocido en la retribución.

- *Autoconsumo de instalaciones próximas*

Un agente ha señalado que es necesario especificar en la circular que los peajes aplican a la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a través de red.

- *Peaje de generación*

Algunos agentes (6) han valorado positivamente la supresión del peaje de generación, en la medida en que resulta ineficiente y es trasladado automáticamente al consumidor en el componente de energía, mientras que otros (12) se han mostrado en contra debido a que consideran que el generador no va a trasladar la reducción del coste al consumidor en el componente de energía.

Al respecto, algunos agentes han propuesto mantener el peaje de generación recuperando los ingresos máximos permitidos por la normativa europea por un término de potencia en lugar de un término de energía, de manera que impida el traslado del peaje a los consumidores.

En la misma línea, un agente ha propuesto plantear un cargo a toda la generación en función de los costes incrementales que induce la nueva generación y el uso de la red que se requiere para suministrar al consumidor, con el objetivo de garantizar la competencia en el despliegue de energías renovables y evitar la actual señal de localización de la nueva generación basada únicamente en la disponibilidad de energía primaria en ciertos territorios.

Al igual, un agente ha propuesto emplear el peaje de generación para implementar señales de localización, imputando al generador el 50% de las redes a las que está conectado, de forma análoga a la propuesta del sector gasista y reescalar luego los precios para cumplir con el límite establecido en el Reglamento (EU) N° 838/2010.

En esta misma línea, un agente considera necesario mantener el peaje de generación y utilizarlo para dar señales de localización, indicando la necesidad de modificar la Ley 24/2013. Adicionalmente, propone peajes de generación diferenciados para generadores renovables y no renovables.

Por último, algunos agentes (2) ha mostrado dudas sobre el impacto de la eliminación del peaje de generación en el coste de la energía de los consumidores, proponiendo que, en caso de que finalmente se suprima, se establezcan los mecanismos de supervisión y seguimiento que garanticen el traslado de esta reducción en sus ofertas.

- *Importaciones de energía de países no miembros*

Varios agentes (3) han valorado positivamente la aplicación del peaje de acceso a las importaciones de energía de países terceros no miembros de la UE, pero consideran que es insuficiente. Al respecto, para internalizar los sobrecostes medioambientales, proponen un peaje sin discriminación horaria, justificado porque la discriminación de seis periodos está pensada para lanzar señales de precio a la demanda no a las importaciones, y con un nivel de precio superior al propuesto.

- *Instalaciones de bombeo y de almacenamiento*

Varios agentes (4) han señalado que la Circular debe recoger expresamente que las compras de energía para bombeo y de instalaciones de almacenamiento que no estén asociadas a un consumidor final están exentas de peajes de acceso. Adicionalmente, un agente propone el mismo tratamiento para las instalaciones Power to Gas.

- *Comercializadores*

Algunos agentes (3) han señalado que en el ámbito de aplicación de los peajes se debería incluir a las comercializadoras, en la medida en que éstas proporcionan tarifas a sus clientes que no se corresponden con las consideradas en la propuesta.

2.2 Definiciones

Un agente ha señalado que en la definición de grupo tarifario debería considerar configuraciones singulares. Así, con carácter excepcional los titulares de centros suministrados por varios puntos de suministro a distintas tensiones deberían poder considerarse bajo el mismo grupo tarifario, bajo determinadas condiciones.

Un agente ha propuesto renombrar el periodo horario como periodo tarifario para evitar confusiones.

2.3 Principios generales

Un agente ha destacado la importancia de respetar los principios de sostenibilidad económica y de eficiencia en la definición de la metodología.

Al respecto, otro agente ha indicado la necesidad de corregir anualmente los potenciales desvíos de ingresos derivados de errores en las previsiones de la demanda, a efectos de evitar el impacto sobre las empresas.

Algunos agentes (3) han indicado la necesidad de incluir entre los principios generales el de facilitar la transición energética y enunciarlo de forma que se

recoja que la metodología tendrá en cuenta los objetivos europeos en materia de transición energética y facilitará el paso de un sistema centralizado en la generación y gestión, a otro sistema distribuido en la generación y en el que las comunidades ciudadanas de energía asuman el papel que se les asigna en normativa europea.

Un agente ha valorado positivamente los principios generales considerados en la metodología, si bien considera importante ampliar el principio de eficiencia a efectos de contemplar, además de lo señalado, el comportamiento responsable de los usuarios en relación con el ahorro de energía, el fomento de la elasticidad al consumo y la operabilidad de las redes.

2.4 Retribución considerada en el cálculo de los peajes

Varios agentes han señalado (3) la necesidad de considerar en la determinación de los peajes todos los ingresos, incluyendo los procedentes de las exportaciones e importaciones de electricidad de o hacia países no miembros, los procedentes de excesos de potencia y los procedentes de la facturación por energía reactiva.

Un agente ha propuesto armonizar con la normativa europea la referencia a los ingresos resultantes de las conexiones internacionales

2.5 Estructura de peajes

- *Respecto de la estructura de peajes por nivel de tensión*

Varios agentes (6) han indicado que la estructura por nivel de tensión recogida en la metodología mantiene una separación entre los niveles de tensión NT1 y NT2 que no obedece a criterios objetivos de asignación de costes a consumidores de las mismas características y supone una discriminación en la competitividad industrial. Proponiendo uno de ellos unificar los peajes 6.1 TD y 6.2 TD en un único peaje de aplicación a los consumidores conectados entre 1 kV y 72,5 kV y tres de ellos (1, como alternativa a la primera propuesta, 2) modificar el peaje 6.2 TD para que sea de aplicación a todos los consumidores conectados en tensiones iguales o superiores a 24 kV e inferiores a 72,5 kV.

Un agente ha señalado que la estructura por nivel de tensión es discriminatoria, ya que los requisitos que deben cumplir las instalaciones en las redes de 24 kV y 36 kV son los mismos, al igual que los costes unitarios. En consecuencia, propone bien incluir un nivel de tensión adicional de 24 kV a 36 kV, bien modificar el nivel de tensión 2 para que sea de aplicación a todos los consumidores conectados en tensiones iguales o superiores a 24 kV e inferiores a 72,5 kV.

Otro agente ha señalado la conveniencia de desagregar el peaje de transporte en dos peajes uno de aplicación a los consumidores conectados en 220 kV y otro de aplicación a los consumidores conectados en 400 kV.

Finalmente, un agente ha señalado la necesidad de incorporar un peaje específico para la recarga de vehículos eléctricos de acceso público. En particular, ha propuesto un peaje reducido por kW instalado o por punto de suministro de por ejemplo 30 €/mes.

- *Respecto de la estructura de término de facturación*

Si bien no se ha realizado una referencia expresa por parte de los agentes, parece que hay consenso en que los peajes consten de términos de potencia y energía, con la excepción de un agente que ha señalado que los peajes de redes deben constar únicamente un término variable y otro agente que ha manifestado que la retribución de las redes debería imputarse en su totalidad a la potencia.

- *Respecto de la discriminación horaria*

Con carácter general, los agentes (10) que han opinado al respecto han señalado la bondad de proporcionar señales de precios diferenciadas por periodos horarios, completando de esta manera la señal de precios que los consumidores reciben del mercado.

No obstante, algunos (6) plantean la posibilidad de simplificar la señal de precios a los *consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW*, en la medida en que este tipo de consumidores tiene capacidad de desplazar el consumo a lo largo del día, pero no entre meses, proponiendo una discriminación horaria de tres periodos para este colectivo de consumidores. Mientras que otros agentes (6) han propuesto, por las mismas razones, considerar tres periodos para todos los clientes conectados en baja tensión.

En relación con lo anterior, un agente ha propuesto mantener la estructura de peajes vigente para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW y al tiempo introducir la nueva estructura de peajes con dos términos de potencia y seis términos de energía o, alternativamente, que la nueva estructura sustituya al actual peaje 2.0 DHS, permitiendo así la migración progresiva.

Dos agentes han señalado como muy positiva la habilitación de la contratación de potencia en horas nocturnas y de fin de semana para los consumidores domésticos conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, señalando uno de ellos que facilitará la recarga de vehículos eléctricos.

Por el contrario, otros dos agentes han manifestado que no le parece adecuado restringir a dos potencias la estructura de peajes de los consumidores, señalando uno de ellos que de esta manera se restringe para este colectivo su capacidad

de elección y de gestión de forma no justificada, ya que el consumidor puede optar por contratar la misma potencia en varios periodos horarios de forma que el resultado sea el mismo. En consecuencia, proponen establecer seis potencias para todos los peajes.

Un agente ha señalado la complejidad de la estructura de peajes para los consumidores de menor tamaño y propone que para que la medida sea llevada a cabo con éxito se proporcione a los consumidores las potencias máximas demandadas en los 24 meses anteriores, y se implementen los seis periodos progresivamente, comenzado considerar el cambio a discriminación horaria los fines de semana.

Un agente ha indicado que es discriminatorio el término de energía de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y propone que se consideren seis periodos para todos los peajes.

Un agente ha señalado la posibilidad de que la modulación pueda ser realizada de forma continua en tiempo real e incluso en función de las energías renovable que se esté produciendo en cada momento.

Adicionalmente, algunos agentes (2) proponen una estructura de tres periodos también para los *consumidores de conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW*.

En relación con los consumidores conectados en media tensión, un agente ha valorado como muy positiva la eliminación del peaje 3.1 A. Por el contrario, un agente ha señalado la necesidad de realizar un análisis en detalle antes de replantearse la eliminación del peaje 3.1 A.

Por otra parte, algunos agentes han propuesto los unificar los periodos horarios 5 y 6, teniendo en cuenta que la nula discriminación en el término de potencia entre ambos periodos.

- *Respecto de la obligación de contratar potencias crecientes*

Un agente ha puesto de manifiesto que la obligación de contratar potencias crecientes no está justificada y, además, hace ineficiente el nuevo esquema tarifario. En consecuencia, propone abrir el debate, en tanto no obedece a los intereses de los clientes, a efectos de conocer si las tolerancias de la red permiten o no eliminar dicha regla o modularla.

Por otra parte, dos agentes han señalado que la incorporación del criterio de potencias crecientes a los consumidores conectados en baja tensión tendrá como consecuencia inmediata un sobrecoste en su factura y desincentivará el proceso de electrificación, lo que va en contra de las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019.

Finalmente, dos agentes han propuesto eliminar la obligatoriedad de contratar potencias crecientes, con objeto de dotar a los consumidores industriales de flexibilidad, así como adecuar sus producciones a los periodos de menor demanda.

- *Respecto de los peajes por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas*

Un agente ha señalado que cuando en el artículo 6.3 se refiere a una instalación próxima, se entiende que se está refiriendo a una “instalación próxima a través de red.

Otro agente ha indicado que se debería recoger expresamente en la Circular que estos peajes no son de aplicación a los casos de autoconsumo mediante una línea directa entre productor y consumidor.

Adicionalmente, un agente ha señalado que eximir del peaje por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a los consumidores conectados en baja tensión, para luego ir incrementándolo progresivamente en función del grado de penetración hasta alcanzar el 50% del peaje correspondiente.

- *Respecto del peaje de importaciones*

Varios agentes (4) han señalado que el peaje de aplicación a las importaciones de energía procedentes de países no miembros es insuficiente para compensar el diferencial por los sobrecostes medioambientales soportados por la generación nacional y proponen un peaje específico sin discriminación horaria equivalente al sobrecoste medioambiental.

Adicionalmente, un agente ha señalado la necesidad de aclarar en la Circular que la aplicación de peaje está limitada a países no miembros con los que no existen acuerdos de reciprocidad y ampliar el ámbito de aplicación a países miembros a efectos de anticipar posibles salidas del acuerdo europeo de reciprocidad.

- *Peajes por usos*

Algunos agentes (3) proponen la posibilidad de implementar tarifas por usos (por ejemplo, alumbrado en baja tensión o transporte) a efectos de facilitar la transición energética, proponiendo la eliminación de la imposición de contratar potencias crecientes en todos los peajes.

En la misma línea, varios agentes (2) han manifestado la necesidad de contemplar un peaje específico para la recarga de vehículos eléctricos de acceso público, proponiendo uno de ellos bien un término de potencia reducido, bien un

término fijo por punto de suministro de 30 €/mes, a efectos de facilitar el despliegue de puntos de recarga rápida de acceso público.

2.6 Periodos horarios

Con carácter general, los agentes que se han pronunciado al respecto (11) han valorado adecuada la propuesta de calendarios, si bien han formulado las siguientes observaciones:

- Varios agentes (6) han indicado que la complejidad de los calendarios para los consumidores domésticos puede dificultar la traslación de la señal de precio. Al respecto un agente ha propuesto una simplificación del mismo, de tal manera que se mantengan los periodos de punta, llano y valle recogidos en la Circular, pero sin la diferenciación por meses, de tal forma que la diferenciación de precios se reduzca a tres periodos, mientras que otros agentes (2) ha propuesto un calendario de tres periodos alternativo o, en su defecto, la agrupación de los periodos 1 y 2 de la Circular en un periodo de punta, la agrupación de los periodos 2 y 3 de la Circular en un periodo de llano y la agrupación de los periodos 4, 5 y 6 de la Circular en un periodo de valle.

Por último, otro agente ha propuesto que el periodo punta se corresponda con las horas comprendidas entre las 10 de la mañana y las 10 de la noche, el periodo de llano incluya las horas 8, 9, 23 y 24 y el periodo de valle incluya las horas 1 a 7 o, alternativamente, agregar en un solo periodo de punta los periodos 1, 2, 3, 4 y 5 de la Circular.

- Varios agentes (4) han propuesto que únicamente se definan como días festivos únicamente los de fecha fija, con objeto de evitar reprogramar todos los contadores para adaptarlos a los festivos de cada año
- Un agente ha propuesto por simplicidad y para evitar reprogramaciones que no se consideren los festivos.
- Dos agentes han indicado la necesidad de revisar periódicamente la demanda, de forma que se puedan anticipar y controlar respuestas de la demanda y proponen introducir una revisión periódica de los calendarios.
- Un agente ha propuesto mantener un único calendario para todo el territorio nacional, quizá con la excepción de Canarias, hasta que no se decida implementar calendarios diferenciados geográficamente.
- Un agente ha señalado que los calendarios deberían mantenerse al menos durante seis años y ser actualizados basándose siempre en la misma metodología. Al respecto, proponen como criterio que los meses de temporada alta se definan como aquellos en los que la media de los 10 máximos valores de demanda registrados sean superiores al 95% de la punta, la temporada media como la que aquéllos están entre el 90% y el 95%

y la baja en la que son, como máximo, del 90% de la punta. Asimismo, estando de acuerdo con los periodos definidos, consideran que debería establecerse una regla metodológica para el futuro y proponen que se encuadre cada hora en uno u otro periodo en función de la demanda media de cada subsistema respecto de la máxima. El periodo punta podría corresponder, por ejemplo, nuevamente a aquellas horas en las que la demanda sea superior al 95% de la máxima y el llano a las que están entre el 90 y el 95%. Para mantener los periodos punta, llano y valle entre meses proponemos que el cálculo se haga solamente para la temporada alta y que luego se extienda al resto de temporadas.

- Un agente ha señalado que en caso de mantener la discriminación horaria de 6 periodos para los consumidores domésticos se debería habilitar la posibilidad de estimación utilizando la curva de carga horaria del mismo periodo del año anterior.
- Un agente ha valorado positivamente los periodos horarios propuestos, pero plantea la posibilidad de modificar en el sistema peninsular el periodo de punta (de 11:00 a 20:00) en los meses de verano (junio, julio agosto y septiembre), a efectos de mejorar la representatividad.

Por el contrario, algunos agentes (5) se han mostrado en desacuerdo con los calendarios propuestos motivado por el aumento del número de horas de punta y llano (periodos 1 a 4) a costa de disminuir el número de horas de valle (periodos 5 y 6). Al respecto, dos agentes han señalado el impacto de los nuevos periodos horarios en un consumidor plano y solicitan que se analice la posibilidad de mantener el número de horas de cada periodo horario establecido para los calendarios vigentes, al efecto han propuesto incluir mayo en el periodo 6. Adicionalmente, uno de ellos propone una agrupación de horas en el día para que las discontinuidades entre periodos sean mínimas, motivado por el impacto en la organización de turnos de trabajo.

Por último, un agente ha señalado la necesidad de revisar en coherencia con los calendarios el cumplimiento del requisito de consumo en el periodo 6 para poder ofertar el servicio de interrumpibilidad.

Respecto de la *metodología empleada para realizar la propuesta de calendarios*, un agente ha indicado que la metodología empleada en el análisis de los calendarios es coherente con un enfoque tradicional, pero no con la evolución prevista de penetración de la producción solar, entendiéndose que la definición de los calendarios debería tener en cuenta la evolución futura. Al respecto propone trasladar dos horas del periodo 6 a la parte central del día (12:00 a 14:00 en invierno y de 13:00 a 15:00 en verano).

Por el contrario, otro agente ha señalado la bondad de definir los calendarios considerando la demanda agregada del sistema en lugar de llevarse a cabo un

análisis separado por nivel de tensión, lo que en general no llevaría al resultado óptimo para el sistema.

Finalmente, un agente ha propuesto que en futuras revisiones de periodos horarios se incluya en el análisis señales orientadas a incentivar el uso de las redes en los momentos de mayor hueco térmico, a efectos de facilitar la integración de las energías renovables.

2.7 Metodología de asignación

Una parte de los agentes (15) han mostrado su acuerdo con la metodología de asignación establecida en la Circular, motivado porque la imputación en mayor medida al término de potencia es coherente con la naturaleza del coste, al tiempo que se complementa con una mayor diferenciación de precios, tanto en el término fijo como en el variable, reforzando la señal de precios dada a los consumidores para que realicen un uso de las redes más eficiente.

No obstante, algunos han formulado las siguientes observaciones:

- Un agente ha propuesto que el coste de la red debería recuperarse únicamente a través del término de potencia.
- Un agente ha señalado que dado que las puntas de demanda no se producen en el mismo momento ni en la misma zona de distribución cabría plantearse utilizar balances de energía para cada frontera transporte distribución en ese nivel de tensión para cada periodo.
- Dos agentes han propuesto que en el diseño de precios se tenga en cuenta que los peajes por periodo horario deben ser decrecientes y que los precios de un determinado nivel de tensión deben ser inferiores a los peajes de niveles de tensión inferiores. Al respecto ha señalado que los consumidores conectados en transporte son los más perjudicados, en la medida en que el coste asignado representa casi el 72% del precio que tienen en la actualidad.
- Un agente ha indicado que la señal de precios del término de potencia de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW es muy marcada, lo que puede traducirse en un traslado masivo de potencia al periodo de valle, poniendo en riesgo los ingresos del sistema.

Por otra parte, algunos agentes (8), que representan el 31% de los que se han opinado al respecto, manifestándose a favor (3) o sin manifestarse en contra (5) de la metodología propuesta, han indicado la necesidad de variabilizar el coste de las redes a efectos de proporcionar a los consumidores señales de precio que conduzcan a comportamientos eficientes y facilitar la penetración del autoconsumo, del almacenamiento de energía y las comunidades locales de energía. En particular, los agentes han formulado las siguientes observaciones:

- Un agente ha señalado que imputar el coste al término fijo supondría un desincentivo muy importante para que dichos consumidores desarrollen acciones efectivas de gestión de su demanda eléctrica, dado que el precio final de la energía eléctrica que consumen dependería mucho menos de su consumo eléctrico real y mucho más de su potencia contratada y propone, al menos, el 25% de la retribución de las redes de baja tensión se recupere a través del término variable.
- En esta misma línea, un agente ha advertido de que, a falta de conocer la metodología de asignación de los cargos que defina el Ministerio, no parece razonable que el precio final del consumidor tenga la misma estructura fijo variable que resulta de la metodología de asignación, a efectos de cumplir con las orientaciones de política energética.
- Un agente, si bien coincide en que la potencia es el principal inductor de coste en el diseño de las redes, ha propuesto como alternativa el empleo de la potencia media en el periodo de facturación, lo que equivale a energía consumida para los consumidores de baja tensión, motivado porque la potencia contratada no recoge adecuadamente el uso que los consumidores hace de las redes y porque incentiva el desarrollo de las comunidades energéticas lo que podría poner en riesgo la sostenibilidad del sistema eléctrico. Este agente ha considerado adecuada la metodología propuesta para los consumidores conectados en media y alta tensión.
- Un agente ha indicado que en la Memoria no se incluye un análisis de la idoneidad de la potencia contratada ni se justifican los porcentajes a recuperar por el término de potencia en cada nivel de tensión.
- Un agente ha señalado la inconsistencia con la metodología de asignación propuesta para las redes gasistas, donde se asigna el coste de las redes de nivel de presión superior al término variable y no existe una diferenciación de redes en la estructura de peajes.
- Un agente ha señalado que en el caso de peajes de autoconsumo en instalaciones próxima a través de red se debe recuperar por la energía autoconsumida tanto la parte asociada a la retribución del nivel de tensión al que se encuentra conectada la instalación de generación como la del nivel de tensión al que se encuentra conectado el consumidor.
- Algunos agentes (2) han manifestado que la propuesta no tiene en cuenta suficientemente la promoción del consumidor activo.

Finalmente, algunos agentes (4) se han mostrado en *total desacuerdo con la metodología de asignación propuesta*, motivado porque, a su entender, incumplen las orientaciones de política energética.

- *Respecto de la asignación de costes por nivel de tensión*

Varios agentes (3) han indicado la necesidad de aportar más información sobre la distribución de costes por nivel de tensión, ya que lo contrario va en contra del criterio de transparencia, mientras que un agente ha señalado que la asignación del coste por nivel de tensión penaliza a los consumidores de menor tamaño y considera que se está produciendo una subvención cruzada entre consumidores domésticos y grandes consumidores de energía.

- *Respecto de la asignación entre potencia y energía*

El 50% de los agentes (15) han señalado la conformidad con el criterio de asignación propuesto, si bien uno de ellos ha propuesto que el coste de las redes debería imputarse exclusivamente al término fijo.

Al respecto, algunos agentes (2) han señalado que imputar la retribución de las redes al término fijo evita incrementar término variable de la factura, lo que resulta adecuado en un contexto de transición energética, que debe fomentar la electrificación frente a otras energías más contaminantes. En particular, es adecuado para que la recarga del vehículo eléctrico y las soluciones basadas en bomba de calor mejoren su situación actual frente a los hidrocarburos, contribuyendo así a reducir las emisiones.

Por el contrario, el otro 50% de los agentes (14) ha propuesto asignar la retribución de las redes al término variable, señalando dos de ellos (2) que, si bien están de acuerdo con que el mejor inductor del coste de las redes es la potencia demandada, creen más eficiente utilizar la energía consumida en el periodo, en lugar de la potencia contratada, como mejor aproximación a la potencia demandada.

En particular, algunos de estos participantes (5) han propuesto que el 75% de la retribución sea recuperado a través del término de energía en todos los niveles de tensión, mientras que un agente ha propuesto asignar el 75% del coste al término de potencia y reducirlo progresivamente hasta acabar en el 0% en el plazo máximo de cuatro años.

Por otra parte, un agente ha señalado la necesidad de diferenciar el coste asignado a cada nivel de tensión entre el asociado a la demanda y el asociado a la integración de renovables, en la medida en que los consumidores electrointensivos pueden reducir su contribución a la financiación de los mismos.

- *Respecto de la asignación de costes por periodo horario*

Varios agentes (3) han señalado como inadecuada, ineficiente y arbitraria la utilización de las H primeras horas de año para asignar el coste por periodo horario, en la medida en que es simplista y no tiene en cuenta los distintos colectivos de consumidores y el diferente uso de la red de los mismos. Al

respecto indican que establecer en 2.000 horas la punta es arbitrario. En consecuencia, proponen adjudicar un 30% de los costes de redes entre los periodos de forma proporcional a las horas anuales de cada periodo. (cubriría aquella parte de los costes que no dependen del periodo: comercialización, operación), otro 30%, proporcional a la energía que circula por cada periodo y nivel de tensión, (cubriría la parte de los costes variables dependientes del uso de la red) y finalmente un 40% para la potencia demandada utilizando las 2.000 primeras horas de la media de las monótonas de los tres últimos años y no solo el 2018, así como la implementación de peajes por uso.

En la misma línea otro agente ha señalado el criterio arbitrario y que la discriminación obtenida es inferior a la de los peajes vigentes y propone definir el parámetro H como el número de horas que alcance al menos un 80% de la punta.

- *Respecto de la asignación de costes al propio nivel de tensión y a nivel de tensiones inferiores*

Varios agentes (3) han señalado que los costes de circular la energía por el propio nivel de tensión sería superior a los que se producen cuando se vierte energía a niveles inferiores y, en consecuencia, consideran que un parte del coste del cada nivel de tensión no es imputable a niveles de tensión inferiores. Al respecto proponen fijar en un % de los consumos en el propio nivel y periodo. Descontada esa cantidad, se procedería a repartir el resto entre ese nivel y los inferiores a los que “exporta” energía tal y como se hace en la propuesta.

Adicionalmente, proponen emplear en la asignación únicamente balances de energía, en lugar de balances de potencia y energía.

Por otra parte, un agente señala que el empleo de los balances de potencia para de máxima demanda de cada periodo es arbitrario y poco representativo y conduce a imputar en mayor medida los costes a los consumidores de baja tensión y proponen emplear balances de energía de las horas que alcancen al menos el 80% de la punta. Finalmente, propone emplear los mismos balances para el término de potencia y energía.

- *Homogeneización de periodos*

Un agente se ha mostrado de acuerdo con la eliminación de discontinuidades, si bien propone que en la baja tensión el periodo de valle incluya las horas del periodo 5 y 6.

- *Respecto del resultado de la metodología propuesta*

Un agente ha señalado que la metodología propuesta es discriminatoria porque los peajes aplicables a los consumidores de baja tensión bajan en menor medida

que los de los consumidores industriales, señalando que la propuesta de asignación no cumple con el criterio de objetividad.

Otro agente ha indicado que la metodología propuesta penaliza a los consumidores de menor tamaño y lastra la competitividad entre la pequeña y mediana empresa frente al gran consumidor y propone que se estime en un % máximo la imputación al pequeño consumidor y que el resto sea compensado por el peaje de generación.

2.8 Facturación por potencia

Un agente ha señalado que se debe garantizar que la facturación del término de potencia se prorratee por el número de días que comprende el periodo de facturación.

2.9 Facturación por excesos de potencia

Algunos agentes (2) han señalado expresamente su conformidad con la metodología propuesta para el cálculo del término por facturación del exceso de potencia.

Adicionalmente, los agentes que han opinado al respecto han formulado las siguientes observaciones:

- Con carácter general los agentes (12) han propuesto que se mantenga la limitación de potencia para los suministros en baja tensión con potencia menor o igual a 15 kW, y la facturación por maxímetro para los suministros de baja tensión con potencia superior a 15 kW, o aquellos suministros esenciales o no interrumpibles, aunque tengan una potencia inferior a 15 kW, como se está realizando actualmente.
- En todo caso, algunos agentes (8) han señalado la necesidad de aclarar si los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW que dispongan de ICP están sujetos a excesos de potencia y especificarse si las referencias en la normativa actual relativas a los dispositivos de control de potencia de los consumidores que no sean de tarifas 6.X continúan siendo válidas.
- Un agente ha señalado que del mecanismo de facturación por excesos de potencia parece deducirse la desaparición del ICP, señalando al respecto que debería analizarse en mayor profundidad y de manera global, a efectos de cumplir con el reglamento electrotécnico de baja tensión y no poner en peligro la seguridad de las instalaciones.

- Un agente ha señalado la necesidad de implementar un periodo transitorio informativo para los consumidores de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW durante el cual no se les facture excesos de potencia. Adicionalmente propone que este colectivo de consumidores pueda solicitar la activación del ICP para evitar las penalizaciones.
- Un agente ha señalado que no es posible la fórmula propuesta para la facturación de los excesos de potencia a la baja tensión y a los equipos de medida Tipo 4. Adicionalmente, ha indicado que sería necesario modificar el RD244/2019, el RD 1110/2007, el P.O. 10.5 de REE y el método de cálculo de los perfiles de consumo para los consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo para ajustarse a lo dispuesto en la Circular.
- Dos agentes han señalado que debería limitarse el impacto de la facturación de los excesos de potencia a los consumidores conectados en baja tensión, a efectos de no imponer penalizaciones excesivas, proponiendo uno de ellos limitar la penalización al mínimo del que resulte de aplicar la circular o el 120% de la máxima potencia demandada.
- Un agente ha señalado que se debería recoger en el artículo 3 la definición de la optimización de potencias, ya que la redacción resulta confusa.
- Por otra parte, un agente ha indicado que la penalización por exceso de potencia cuarto horarios debe aplicarse estrictamente al mes natural, a efectos de no penalizar al consumidor.
- Un agente ha señalado la complejidad de aplicar la facturación por excesos de potencia para los consumidores acogidos al peaje 3.0 TD y proponen que en la facturación se empleen potencias horarias.
- Un agente ha propuesto que se recoja en la Circular la periodicidad de la facturación de los excesos de potencia.
- Un agente ha propuesto eliminar la penalización del 20% en la determinación del término de excesos de potencia o, en su defecto, permitir la modificación de las potencias contratadas más de una vez al año, motivado por la incertidumbre de cualquier industrial respecto a su producción a 1 año vista.
- Un agente, sin pronunciarse sobre la metodología de cálculo de los términos por exceso de potencia, propone mantener el valor vigente (1,4064 €/kW), motivado por el impacto de la facturación de los excesos de potencia, cuando se deben a factores no controlables por la empresa.

2.10 Facturación por energía reactiva

Un agente ha señalado la necesidad de mantener el esquema actual de facturación por energía reactiva, recogido en la Circular, en tanto no se disponga de las conclusiones del grupo de trabajo de expertos en control de tensión.

Por el contrario, dos agentes, aun estando de acuerdo con esperar a las conclusiones del grupo de trabajo, han propuesto establecer con carácter transitorio medidas que permitan mejorar los problemas de control de tensión de la red. En particular, dos agentes han propuesto que todos los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW deben mantener de forma horaria un factor de potencia superior a 0,90 inductivo durante el periodo punta y superior a 0,98 capacitivo en todos los periodos llano y valle. Fuera de los rangos inductivos o capacitivos anteriormente indicados, será de aplicación una penalización de 0,05 Euro/kVArh. Por otra parte, un agente ha propuesto que la facturación por energía reactiva aplique también durante el periodo 6.

En línea con lo anterior, un agente ha propuesto incluir en el apartado de facturación por energía reactiva que el término de facturación por energía reactiva también aplique a los aportes de inyección de reactiva a la red durante el periodo tarifario 6, periodo valle, de forma que exista un incentivo a que los consumidores no dejen conectados durante dichos periodos (noche y fines de semana) sus equipos de compensación de reactiva (condensadores).

Por otra parte, un agente ha señalado que, independientemente de que se facture o no por energía reactiva, sería necesario imponer la obligación de disponer de equipos de compensación a aquellos consumidores con valores de inyección de energía reactiva superior a un valor razonable.

Un agente ha mostrado su disconformidad con la propuesta por considerar discriminatorio que no aplique la facturación por energía reactiva a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW.

Por otra parte, algunos agentes (3) han propuesto introducir bonificaciones para aquellos usuarios que han invertido en equipos, bonificaciones que serían sufragadas por los ingresos obtenidos de las penalizaciones. En particular, proponen implementar una bonificación para los usuarios con potencias contratadas superiores a 15 kW cuando su energía reactiva (sin considerar el periodo 6) no supere el 25%.

2.11 Peajes de duración inferior a un año

En relación con los peajes de aplicación a contratos de duración inferior al año los agentes han formulado los siguientes comentarios:

- Un agente ha señalado la necesidad de aclarar, por una parte, el ámbito de aplicación de dichos contratos y, por otra, el alcance de las regularizaciones.

- Un agente ha señalado que se debería aclarar en la Circular la posibilidad de aplicar estos peajes a periodos de contratación cuarto-horarios, lo que facilitaría el desarrollo de instalaciones de recarga en vía pública, señalando al respecto la necesidad de que estos suministros dispongan de equipo de medida con telemedida y telegestión efectivamente integrados y que registre las potencias cuartohorarias. La facturación de potencia debería hacerse prorrateando por periodos cuarto horarios en lugar de diarios.
- En la misma línea, un agente ha señalado la bondad de los peajes de duración inferior a un año. No obstante, propone establecer la facturación para los contratos de duración inferior a una semana en función del número de horas en lugar de días, a efectos de no penalizar la estadia de buques de duración inferior al día.
- Un agente ha mostrado la total conformidad con la metodología propuesta, si bien sugiere imponer la obligación al consumidor de indicar el periodo de duración del contrato y, en caso contrario, suponer una duración de tres meses, prorrogable mensualmente y aplicando en todo caso el recargo máximo.
- Un agente ha indicado que, dado que indicar la duración del contrato es un elemento fundamental a en el momento de contratar, se matice que la Circular que la duración del contrato será de 3 meses en aquellos casos en que no se proporcione la duración del mismo.
- Un agente ha propuesto que, a efectos de evitar continuas regularizaciones, se establezcan los porcentajes que aplican a partir de una duración determinada.
- Un agente ha indicado que la metodología de cálculo de los coeficientes no es plenamente equitativa y, además, las regularizaciones son complejas, proponiendo, por una parte, una posible tipificación de los contratos y, por otra parte, limitar las regularizaciones bien a un único cargo en la última factura, bien a un cargo único en la primera factura y una regularización al final del periodo.
- Un agente ha señalado que aparentemente existe una contradicción entre los peajes de duración inferior a un año y los peajes regulados en el artículo 6 del Real Decreto 1164/2001 y propone aclarar la contradicción y en su caso, derogar explícitamente las disposiciones del Real Decreto 1164/2001 que se considere necesario y que se explique en más detalle la facturación de este tipo de contratos en función de su duración final.

2.12 Coeficientes de pérdidas

Tres agentes han valorado adecuados los coeficientes propuestos, en la medida en que se ajustan más a la realidad, mientras que tres consideran que el método utilizado para el cálculo de los coeficientes de pérdidas solidariza entre todos los

consumidores las ineficiencias de las redes y los fraudes existentes, proponiendo analizar la posibilidad de aplicar pérdidas nodales, al menos, para la industria electrointensiva.

Un agente ha señalado que en el periodo de valle un incremento marginal de la demanda contribuye a reducir las pérdidas unitarias, por lo que propone modificar el coeficiente de pérdidas del periodo 6, al menos en la alta tensión.

Por otra parte, un agente ha señalado que la actualización de los coeficientes de pérdidas del transporte implica un aumento al alza para un consumidor plano, dando lugar a un incremento del coste de suministro.

Un agente ha señalado que la revisión de los coeficientes de pérdidas debe ser acompañada por la eliminación de los coeficientes k , a efectos de no incrementar la factura del consumidor.

Finalmente, en relación con el cálculo del incentivo de pérdidas los agentes han formulado las siguientes observaciones:

- Un agente ha indicado que en el cálculo se debe tener en cuenta los consumos propios de distribución.
- Un agente ha indicado una inconsistencia entre la metodología de cálculo de los coeficientes y la metodología de cálculo del incentivo de pérdidas, al estar calculado los coeficientes para las salidas de la red mientras que el incentivo se calcula en los puntos de entrada de la red, y ha propuesto, en consecuencia, la modificación de uno de los dos cálculos (coeficientes de pérdidas o incentivo).
- Un agente ha señalado la necesidad de establecer coeficientes de pérdidas diferenciados por zonas de distribución, a efectos del cálculo del incentivo contemplado en la retribución de la actividad de distribución, motivado porque el incentivo debería tener en cuenta la adecuada caracterización y topología de la red, así como la generación distribuida, aspecto no gestionable por el distribuidor.
- Un agente ha señalado la necesidad de publicar los coeficientes de pérdidas en la Circular o en la normativa que proceda.
- Un agente propone actualizar los coeficientes estándares de pérdidas, a efectos de tener en cuenta los consumos propios de las instalaciones de transporte y distribución.

2.13 Procedimiento de liquidaciones

Respecto del procedimiento de liquidaciones, mientras que algunos agentes (3) se han mostrado totalmente de acuerdo con la propuesta de separar las liquidaciones de los peajes de transporte y distribución de los cargos motivado por que en caso contrario se desvirtuaría el principio de suficiencia de los peajes para cubrir la retribución de las actividades de transporte y distribución, otros (4) han señalado que la liquidación separada de la retribución de las actividades de transporte y distribución está en contra del procedimiento de liquidaciones y del mecanismo de financiación de los desajustes establecidos en el artículo 19 y la Disposición transitoria decimotercera de la Ley 24/2013, respectivamente, motivado porque en caso contrario la contribución a la cobertura de los costes no sería la misma para todos los sujetos del sistema de liquidaciones.

Adicionalmente, algunos agentes (4) han solicitado que se aclare la redacción de la Disposición transitoria primera relativa a la entrada en vigor del nuevo sistema de liquidaciones, en la medida en que no queda claro cómo ni cuándo aplicaría el citado sistema, indicando, además, que en todo caso la liquidación de peajes y cargos debe realizarse en paralelo y conjuntamente.

2.14 Información que debe acompañar a la publicación de peajes

Un agente ha señalado que debería excluirse a las empresas de menos de 100.000 clientes de las obligaciones de remisión de dicha información, teniendo en cuenta las cargas administrativas que el cumplimiento de estas obligaciones requiere y el limitado impacto de esta información en la elaboración de los escenarios correspondientes para calcular los peajes de acceso.

Un agente ha señalado que no parece adecuado pedir información sobre proyecciones a empresas sin capacidad técnica para hacerlas y propone, en su lugar, aportar información histórica que facilite las proyecciones.

Tres participantes en la consulta pública han solicitado que se incorpore información histórica y previsiones de todos los ingresos que contribuyan a cubrir los costes de la red de transporte y distribución, y descontando estos ingresos de las cuantías a asignar a los peajes de los consumidores finales. En particular los relativos a las penalizaciones por exceso de potencia demandada y energía reactiva, además de los ingresos por energía autoconsumida en instalaciones de proximidad que usen la red.

Adicionalmente, solicitan información sobre los intercambios de energía, con países comunitarios y extracomunitarios, su incidencia económica para el sostenimiento de la red y su influencia en los picos de demanda.

Un agente ha propuesto que las curvas de carga horarias sean facilitadas por el operador del sistema en lugar de por las empresas distribuidoras, con el objetivo de que la energía empleada en el cálculo de los peajes y en las liquidaciones del mercado sea la misma.

Por último, un agente ha manifestado que los órganos competentes en materia de energía deberían poder acceder a los datos que se remiten periódicamente a la CNMC, a efectos de evitar duplicidades de información por parte de las Administraciones públicas

2.15 Revisión de la metodología

Algunos agentes (3) han propuesto la revisión de la metodología antes de 6 años, motivado por el previsible impacto de la transición energética, proponiendo alternativamente una duración de tres años.

Con carácter general los agentes que se han manifestado al respecto (8) han valorado positivamente la creación de un grupo de trabajo para el análisis, revisión y, en su caso, modificación de los peajes a futuro.

No obstante, algunos agentes (4) han indicado la necesidad de incluir en el grupo de trabajo que se cree a efectos del debate sobre la estructura de peajes a comercializadores, Comunidades Autónomas y otros agentes interesados. Asimismo, el Operador del Sistema ha solicitado participar en el grupo de trabajo.

Finalmente, un agente indica de tanto la metodología propuesta como la revisión que pueda derivarse del grupo de trabajo tendrá un impacto sobre los costes, que debiera ser contemplado en la Circular por la que se establece la retribución de las empresas.

2.16 Periodo transitorio

Respecto de la definición y alcance del periodo transitorio los participantes en la consulta pública han formulado las siguientes observaciones:

- *Duración del periodo transitorio*

Con carácter general los agentes (15), han solicitado un periodo transitorio más extenso (al menos de seis meses), señalando la mayoría de ellos que el periodo debería empezar a contar desde la resolución de adaptación de los formatos de comunicación entre distribuidores y comercializadores.

Adicionalmente, varios agentes (3) han señalado, además de la necesidad de adaptar los sistemas informáticos, la necesidad de renegociar los contratos

existentes, proponiendo como ideal un periodo transitorio de un año y como mínimo de seis meses.

Dos agentes han señalado que se debería dar un plazo razonable para que los consumidores acogidos al actual peaje 3.0 puedan adaptar o sustituir sus contadores para que se puedan medir horariamente.

Por otra parte, tres agentes han indicado que el periodo transitorio no debería iniciarse hasta que se publique la metodología de cargos, mientras que otro agente ha señalado la posibilidad de aprobar la Circular, pero vincular su aplicación a la publicación del correspondiente Real Decreto de cargos.

Finalmente, varios agentes (4) han indicado que necesariamente habrá de definirse un periodo transitorio de aplicación conjunta de peajes y cargos, a efectos de asegurar que el impacto sea absorbido de forma gradual.

- *Peajes de aplicación durante el periodo transitorio*

Varios agentes (7) han señalado innecesario que se establezcan unos peajes que sean de aplicación exclusiva durante el periodo transitorio y propone que se prorroguen los peajes vigentes durante el periodo de adaptación que establezca la CNMC, así como mantener la misma forma de facturar a los clientes hasta la plena implementación de la Circular una vez superado el plazo de adaptación de equipos y sistemas.

Por otra parte, dos agentes han propuesto que durante el periodo transitorio de convergencia se aplique la estructura de peajes vigente, dado que los peajes y cargos que resulten de las metodologías correspondientes deben trasladarse gradualmente a los consumidores durante cuatro años.

- *Adaptación de las potencias contratadas a la nueva estructura de peajes*

Un agente indica que se debe incluir expresamente en la circular el plazo que se otorga a las distribuidoras para efectuar los cambios de potencia y la adaptación de contadores.

Varios agentes (4) han señalado la necesidad de permitir adaptar sus potencias contratadas a la nueva estructura de peajes definida en la Circular, independientemente de si han transcurrido o no doce meses desde la última modificación de las potencias contratadas, señalando uno de ellos que los cambios no deben tener coste para el consumidor.

Adicionalmente, algunos agentes (2) han indicado que el plazo dado a los consumidores para la adaptación de las potencias es insuficiente, proponiendo uno de ellos ampliarlo a 12 meses. Al respecto, uno de los agentes ha señalado que en caso de ser necesaria la ampliación de derechos de acometida el plazo

para resolver el expediente en consumidores conectados a alta tensión puede superar los seis meses.

Finalmente, un agente ha señalado la necesidad de aclarar la redacción del artículo 9.2 por su confusión.

- *Adaptación de los contadores a la nueva estructura de peajes*

Un agente indica que se debe incluir expresamente en la circular el plazo que se otorga a las distribuidoras para efectuar la adaptación de contadores a los nuevos periodos, plazo que en todo caso no debiera ser inferior a 6 meses.

Un agente ha indicado que durante el tiempo que dure la reprogramación de equipos de medida, convivirán los periodos horarios vigentes con los de la circular, por lo que se deberán darse las instrucciones oportuna para facturar correctamente a los consumidores.

- *Coste de la adaptación a la nueva estructura de peajes*

Dos agentes han señalado que los costes incurridos por los distribuidores por la adaptación de sus sistemas a los cambios introducidos en la estructura de peajes deberán se considerados en la Circular por la que se establece la retribución de la actividad.

En la misma línea, un agente ha señalado que los costes de gestión y desarrollos informáticos en que se incurran para implantar las nuevas metodologías de peajes y cargos deberían tenerse en cuenta en el cálculo del coste de comercialización del PVPC.

2.17 Derogación normativa

Algunos agentes (4) han planteado la necesidad de recoger expresamente en la propia Circular una relación detallada y completa de las disposiciones administrativas que se derogan.

Adicionalmente dos agentes han indicado que aparentemente existe una contradicción entre los peajes de duración inferior a un año y los peajes regulados en el artículo 6 del Real Decreto 1164/2001 y propone aclarar la contradicción y en su caso, derogar explícitamente las disposiciones del Real Decreto 1164/2001 que se considere necesario.

2.18 Entrada en vigor

Un agente propone posponer la aprobación de la metodología a la publicación del informe que ACER debe elaborar en cumplimiento del artículo 18.9 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad⁵¹, a efectos de cumplir con el citado reglamento.

3. Otras consideraciones

3.1 Análisis del impacto de la Circular

Varios agentes (4) han señalado que el análisis del impacto recogido en la memoria de la Circular puede inducir a error en la medida en que dependerá de la metodología de asignación del resto de costes a los cargos que debe definir el Ministerio y, en coherencia, proponen simplificar este capítulo.

En relación con lo anterior, dos agentes han indicado que el objeto de la Circular no es el establecimiento de la metodología de asignación del resto de costes a los cargos y, en consecuencia, propone eliminar de la Memoria que acompaña a la Circular toda sugerencia o comentario respecto a la posible asignación de los mismos.

Un agente solicita que en el análisis de impacto de la Circular se incluya el impacto del cambio de calendario.

Un agente ha señalado que en el Análisis de impacto de la circular no se ha realizado el test Pyme, conforme establece el artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre.

Un agente ha señalado que el impacto de los peajes de acceso depende del perfil de consumo de cada suministro y que a falta de conocer la metodología de cargo, parece que pudiera producirse un incremento de costes.

3.2 Información y formación a los consumidores

Varios agentes (3) han señalado la necesidad de informar y formar a los consumidores sobre la nueva estructura de peajes, con el objetivo de facilitar la comprensión de las señales de precios, facilitando así cambios en los patrones de consumo.

Al respecto, uno de ellos ha indicado que se echa de menos en la Circular establecer el mecanismo de la comunicación de los cambios al consumidor, así

⁵¹ El citado artículo establece que “A más tardar el 5 de octubre de 2019, a fin de atenuar el riesgo de fragmentación del mercado, la ACER elaborará un informe de buenas prácticas sobre metodologías de fijación de tarifas de transporte y distribución dejando al mismo tiempo margen suficiente para tener en cuenta las particularidades nacionales. “

como la implicación de los cambios en el modelo de regulado en la Resolución de 23 de mayo de 2014 de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Adicionalmente, dos agentes han señalado la necesidad de facilitar y favorecer el acceso del consumidor a sus curvas de carga, facilitar los cambios de potencia e implementar las medidas adecuadas para que los consumidores conozcan las ventajas de la propuesta de cara al ahorro y la eficiencia energética.

3.3 Limitación de los cambios de potencia

Un agente ha manifestado la inconsistencia entre proporcionar señales de precios a los consumidores y la limitación a los cambios de potencia recogidos en el artículo 5.4 del Real Decreto 1164/2001, proponiendo la modificación o eliminación de dicha limitación.

Un agente ha propuesto que se permita cambiar las potencias contratadas un máximo de cuatro veces al año, motivado por la incertidumbre a la que se enfrentan algunas empresas respecto a su producción industrial a un año vista y el impacto sobre la facturación de los excesos de potencia.

Finalmente, un agente ha señalado la necesidad de recoger en la Circular el número máximo de modificaciones de potencia en el contrato de suministro en el periodo de un año.

3.4 Formato de las facturas

Algunos agentes (3) han señalado la necesidad de revisar el formato de las facturas, indicando uno de ellos que la nueva estructura tarifaria no debería complicar la factura a los clientes PVPC, ni su cálculo. Por ello, para futuros desarrollos normativos, sugiere que se mantenga el formato de la factura actual con un único término fijo por potencia contratada y un término variable por energía consumida.

Adicionalmente, un agente para dotar de transparencia al PVPC ha sugerido que el precio horario que publica REE lleve incorporados los términos variables de cada periodo tarifario.

3.5 Coste de los cambios de potencia

Un agente ha indicado que en la Circular se debiera aclarar si los cambios de potencia o de peaje tienen coste para los consumidores, proponiendo, en todo caso, que sean nulos para el consumidor.

3.6 Tratamiento de la industria electrointensiva

Varios agentes (4) han señalado la necesidad aplicar mecanismos de exención y/o reducción de peajes de transporte y distribución a la industria electrointensiva, de forma análoga a los modelos existentes en Alemania y Francia.

En la misma línea, un agente ha planteado la implementación de descuentos sobre los peajes de transporte a los consumidores electrointensivos que por sus características de consumo faciliten la integración de la producción de energía intermitente.

3.7 Estacionalidad

Dos agentes han propuesto que, a efectos de mejorar la competitividad de las empresas, se pueda modificar las potencias contratadas al menos dos veces al año sin coste asociado.

Un agente ha señalado que los precios que resulta de aplicar la metodología de la Circular le perjudican gravemente dado el carácter estacional de su consumo y propone al respecto dos soluciones: 1) aplicar descuentos de temporada en el término de potencia (contemplados en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013⁵²) o 2) poder utilizar un contrato de temporada durante la temporada baja en la que se reduzca la potencia (permitido por la Disposición final quinta bis de la Ley 24/2013)⁵³.

En la misma línea, un agente ha propuesto que se prevea una modalidad de peaje reducido que posibilite la reducción de potencias para determinados suministros sujetos a estacionalidad.

3.8 Equipos de medida

⁵² El artículo 9.3 de la Ley 24/2013 establece que «Asimismo, de forma excepcional, se podrá establecer reglamentariamente reducciones a los peajes y cargos para determinadas categorías de consumidores en la modalidad de suministro con autoconsumo caracterizados por ser intensivos en consumo energético o sujetos a estacionalidad, siempre que la modificación propuesta sea consistente con la seguridad y la sostenibilidad económica y financiera del sistema recogido en el artículo 13 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, así como con la normativa comunitaria de aplicación.»

⁵³ Disposición final quinta bis de la Ley 24/2013 establece que “En los términos que reglamentariamente se determinen, el contrato de acceso para regadío contemplará la posibilidad de disponer de dos potencias diferentes a lo largo de 12 meses, en función de la necesidad de suministro para esta actividad. Los precios del término de potencia no surtirán incremento alguno respecto de las tarifas de aplicación, siempre que la fijación así establecida sea consistente con la seguridad y la sostenibilidad económica y financiera del sistema recogido en el artículo 13 de la ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como con la normativa comunitaria de aplicación.»

- *Cierre de medidas*

Un agente ha propuesto facturar los peajes de acceso utilizando la información de las curvas de carga, proponiendo en consecuencia la modificación del Real Decreto 1110/2007 para eliminar la obligación de que el contador realice los cierres por periodos de facturación, con el objetivo de facilitar la implementación de la modificación de esta y futuras estructuras tarifarias.

- *Consumidores tipo 5 sin equipo de medida horario*

Varios agentes (4) han indicado que el tratamiento dado a los consumidores los consumidores que no disponen de equipo de medida con curva horaria en la Disposición transitoria segunda de la Circular no resuelven los problemas asociados a los contadores que no ha sido posible sustituir en el Plan de Sustitución que finalizó el 31 de diciembre de 2018 y propone implementar las medidas adicionales propuestas por la CNMC en su Informe sobre el cumplimiento del último hito del citado Plan (Expediente nº: INF/DE/180/18⁵⁴), a efectos de incentivar a los consumidores a permitir esta sustitución.

En este sentido, otro agente ha propuesto contemplar la posibilidad de que un porcentaje mínimo de contadores quedaran sin adaptarse por causas no imputadas a las empresas distribuidoras.

- *Equipos de medida tipo 3 y 4*

Varios agentes (4) han señalado la inconsistencia entre el despliegue de contadores inteligentes para los consumidores de menos de 15 kW y dejar a los consumidores con contadores Tipo 3 y Tipo 4, proponiendo uno de ellos la implementación de un Plan de sustitución de contadores para los puntos de medida Tipo 3 y Tipo 4 que permita el almacenamiento y transmisión de medidas cuartohorarias.

En línea con lo anterior, tres agentes han indicado la necesidad de implementar medidas cuartohorarias para todos los consumidores.

3.9 Acceso a las curvas de carga

Varios agentes (7) han señalado la necesidad de que los consumidores tengan acceso a su curva de carga cuartohoraria, a efectos de contratar adecuadamente las potencias y mejorar la respuesta ante excesos de potencia.

En esta línea, un agente ha señalado la dificultad para conseguir las curvas horarias de una forma ágil y con un formato homogéneo dentro del sector eléctrico.

⁵⁴ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/2520102_3.pdf

A los efectos, dos agentes han propuesto que se modifique la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1074/2015 a efectos de librar a las distribuidoras de la gestión del acceso de curva de carga horaria histórica de los titulares de puntos de suministro, cuando el comercializador presente la correspondiente autorización por parte del cliente. Adicionalmente, estos agentes proponen como alternativa la creación de un Operador de Medición Independiente que permita a todos los participantes del sistema recibir la información con el mismo tiempo y calidad.

Por último, un agente ha señalado la necesidad de garantizar el acceso del consumidor a las curvas de carga sin de coste alguno.

3.10 Pagos por capacidad

Dos agentes han señalado la necesidad de reajustar los precios destinados a financiar los pagos por capacidad, a efectos de evitar un exceso de recaudación derivado de la revisión de los periodos horarios.

Un agente ha indicado que los nuevos calendarios suponen un incremento de los pagos por capacidad.

3.11 Consumidores vulnerables

Un agente ha recomendado establecer mecanismos de compensación redistributivos en los casos de consumidores de rentas muy bajas.

3.12 Reordenación de los costes cubiertos por los peajes y cargos

Un agente ha sugerido la necesidad de reordenar los costes del sector eléctrico, de forme que los procesos de Restricciones Técnicas y Restricciones Técnicas en tiempo real, deberían de ser integrados en el alcance cubierto por los peajes de transporte y distribución, tal y como sucede en la mayoría de países europeos. Asimismo, con el fin de contribuir a la simplificación del esquema de coste, los importes destinados a la retribución del operador del sistema, también deberían de estar cubiertos por los peajes de transporte y distribución.

3.13 Intercambios de información entre distribuidora y comercializadora

Dos agentes han propuesto que se haga extensivo al resto de suministros de baja tensión el apartado 3.3.3. del procedimiento de operación 10.13 relativo a la puesta en disposición de la curva de carga horaria simultáneamente a la factura del peaje.

Asimismo, estos agentes han señalado que la publicación de la curva cuarto horaria tendrá que ser incluida en la publicación a los comercializadores simultáneamente a la factura de peaje de ser considerada en el cálculo de excesos de potencia para dicho suministro.

Respecto de los consumidores conectados en baja tensión y media tensión con potencia contratada comprendida entre 50 kW y 450 kW, algunos agentes (2) han señalado que se debería indicar al comercializador si se dispone de curva de carga horaria y, en caso de que se le instale el equipo, indicar que a partir de esa factura y confirmado el aviso será la curva de carga horaria la que le pase el distribuidor la que se emplee en las liquidaciones de la energía.

Finalmente, un agente ha señalado la necesidad de revisar los formatos y procesos de intercambio de información entre distribuidoras y comercializadoras.

3.14 Suplementos territoriales

Varios agentes (4) han señalado que la metodología de la Circular debería contemplar la recuperación de los tributos autonómicos y locales que se apliquen a las actividades de transporte y distribución, ya que, en caso contrario, conduciría a las empresas a asumir pérdidas de manera injustificada.

En caso de que finalmente no se contemple en la Circular, un agente ha señalado la necesidad de que el coste de estos tributos y tasas sea contemplado en la configuración de los cargos previstos en el artículo 16 de la Ley 24/2013, que está pendiente de llevarse a cabo.

3.15 Garantías de origen renovable

Dos agentes han propuesto que la CNMC recomiende al Ministerio de Transición Ecológica, que considere reducir el precio de las Garantías de Origen renovable (GdO's) de las primas que reciben los generadores, aminorando así el coste de las primas con la consiguiente reducción de costes de peajes, motivado porque los gestores actuales de los parques de generación se están beneficiando de la venta de los GdO's que actualmente tienen un valor de mercado significativo (1 €/MWh).

3.16 Acceso a la red

Un agente ha solicitado, a efectos de favorecer el desarrollo de la generación distribuida, que:

1º Las instalaciones de producción renovable en agrupaciones menores de 5 MW, que conecten a red de distribución de tensión hasta 30 kV tengan un

mecanismo de tramitación abreviado y con unos plazos de respuesta de REE y de la distribuidora que no exceda de los 15 días naturales.

- 2º Las instalaciones de producción renovable en agrupaciones menores de 2 MW, que conecten a red de distribución de tensión hasta 30 kV no precisen la autorización de REE, pues su incidencia en la red de Transporte es insignificante y perfectamente controlada por el distribuidor, sobre cuya red se vierte.

3.17 Retribución definitiva de la actividad de la distribución

Un agente ha señalado que el impacto de la aprobación de la distribución definitiva de los años 2017, 2018 y 2019 debería trasladarse de forma paulatina a las empresas afectadas en caso de que supongan una reducción de retribución respecto de lo que se les ha liquidado con carácter provisional, a efectos de evitar un quebranto económico.

3.18 Impagos de comercializadores inhabilitados

Un agente ha señalado el perjuicio que supone para el distribuidor la declaración de las facturaciones de peajes en caso de comercializadores inhabilitados y propone que el coste sea asumido por el sistema.

