

**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA DE
CIRCULAR XX/2019, DE X DE XXX, 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**

CIR/DE/002/19

XX de XXXXXX de 2019

Índice

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD	8
4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	9
5. NORMAS AFECTADAS	10
6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	11
7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	12
7.1. Ámbito de aplicación	12
7.2. Estructura de los peajes de transporte y distribución	14
7.3. Periodos horarios	18
7.4. Metodología de asignación de la retribución de las actividades de transporte y distribución	19
7.4.1. Información necesaria para la determinación de los peajes de transporte y distribución	20
7.4.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución	20
7.4.3. Asignación de la retribución a los peajes de transporte y distribución	23
7.4.4. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución	41
7.4.5. Excesos de potencia	51
7.4.6. Energía reactiva	56
7.4.7. Peajes de duración inferior al año	58
7.5. Procedimiento de liquidaciones	63
7.6. Coeficientes de pérdidas estándares	64
7.7. Régimen transitorio	69
7.8. Modelo de cálculo	70
8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR	70
8.1. Impacto económico	70
8.1.1. Análisis de los peajes resultantes de la metodología de la Circular	76
8.1.2. Análisis de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes	79

8.1.3. Variación de los peajes hasta el final del periodo regulatorio	84
8.2. Impacto sobre las políticas de orientación energética	86
8.3. Impacto sobre la competencia	87
8.4. Otros impactos	87
8.5. Impacto en el caso de modificar el porcentaje a recuperar por el término de potencia y por el término de energía de baja tensión.	88
<hr/>	
ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2020-2025	92
<hr/>	
ANEXO II. ANÁLISIS DE LOS PERIODOS HORARIOS	129
<hr/>	
ANEXO III. BALANCES DE POTENCIA	184
<hr/>	
ANEXO IV. BALANCES DE ENERGÍA	186
<hr/>	

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR X/2019, DE X DE XXXX, 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, conforme dicta el artículo 16.1.a) de la Ley 24/2013.

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.

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 Regulatoria 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 24/2014¹, 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.

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

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

redes de transporte y distribución de los consumidores y generadores, dejando en suspenso la aplicación de la 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 modificará 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 Regulatoria Independiente, 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.

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

En relación con los peajes de 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 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.

Esta función ya estaba contemplada en la normativa europea³ desde 2003, por lo que se considera oportuno proceder con cierta celeridad a la aprobación de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución.

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

³ La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE contemplaba entre las competencias de las autoridades la de incluir al menos la fijación o la aprobación de tarifas o, como mínimo, las metodologías de cálculo de las tarifas de transporte y 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, se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia. Esta Circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue, adecuándose a los principios de política energética publicados por el Ministerio.

4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

La Circular consta de trece artículos, dos disposiciones adicionales, dos disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, una disposición final 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 y 13 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 primera establece la Liquidación de las actividades del transporte y la distribución.

Las disposición transitoria primera supedita la Liquidación de las actividades del transporte y la distribución a la metodología de cálculo de los cargos.

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

En la disposición derogatoria se derogan cuantas disposiciones administrativas se opongan a lo establecido en esta Circular.

En la disposición final 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 desarrollada 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, 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.
- 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.

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.

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.

En este epígrafe se recogerá un resumen de las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, así como cualquier otra cuestión relevante que surja en la misma y descripción de más trámites significativos (Tramitación RDL 1/2019, Consejo Consultivo de Electricidad).

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, 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 y las empresas transportistas y distribuidoras por sus consumos propios.

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 generación⁴. 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 competencia⁵. 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.

⁴ Disponible en

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

⁵ 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)

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).

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

En consecuencia, teniendo en cuenta que, en la situación actual en España no es posible proporcionar señales de localización a la generación y que el actual peaje a los productores está establecido en un término variable, lo que facilita su traslado al consumidor, 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 eléctrico⁶, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 10 de marzo de 2015.

7.2. Estructura de los peajes de transporte y distribución

Según el artículo 16 de la Ley 24/2013, 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.

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

⁶ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipnde00115>

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

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

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 RD 1164/2001.

El pasado 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, 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 telemedida⁹

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

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

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 de seis periodos para todos los consumidores.

La introducción de peajes con discriminación horaria para todos los consumidores es consistente 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 pasado 6 de abril 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 las normativas de seguridad y calidad industrial, lo que probablemente, redundará en un aumento significativo del autoconsumo.

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.

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 y el escaso margen de que se dispone para desarrollar la metodología de peajes, 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.
- b) Implementación de la discriminación horaria de seis periodos en el término de energía de todos los peajes.
- 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.

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 de 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 XXX/2019, de XX de XX, 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 XXX/2019, de XX de XX, 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 1.554.210 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 114.322 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 marzo 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 2015, 2017 y 2018 y hay abierto un procedimiento de lesividad. 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 1.439.888 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 €)	1.439.888
Retribución del transporte 2020	1.554.210
± TSO	- 114.322
Ingresos o pagos Acuerdo ETSO	- 1.837
Gestión de restricciones en conexiones internacionales	- 112.485
± 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 XXX/2019, de XX de XXXX, 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 5.257.000 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 Circular XXX/2019, de XX de XXXX, 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, 5.257.000 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 €)	5.257.000
+ Retribución Distribución	5.257.000
± Desvíos de ejercicios anteriores	-
Revisión retribución ejercicios anteriores	no aplica
Desvíos peajes de distribución	no aplica

Fuente: CNMC

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

La metodología de asignación de la retribución de 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 €)	1.439.888	499.415	610.338	2.132.765	2.014.482
% 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

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

La metodología de la Circular 3/2014, de 2 de julio¹¹, contemplaba la asignación de la retribución del transporte y la distribución mayoritariamente al término de potencia, motivado porque en el diseño de las redes la potencia es el principal inductor de coste.

En el contexto actual, en que se prevé un aumento de la penetración de tecnologías de generación distribuida, como son la instalación de placas fotovoltaicas y tecnología de almacenamiento, así como la instalación de contadores inteligentes que permiten la comunicación bidireccional entre el consumidor final y el sistema, se considera más adecuado abogar por un diseño de peajes con un mayor componente de término fijo que de término variable por diversos motivos.

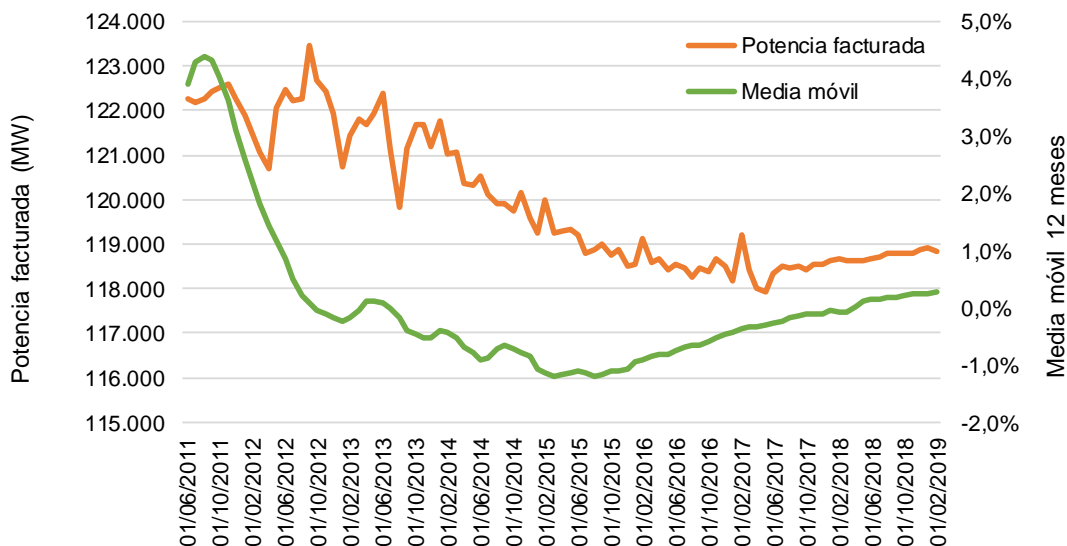
En primer lugar, la recuperación mayoritaria de la retribución de las redes a través de un término variable puede inducir a subvenciones cruzadas entre consumidores del mismo tipo con la penetración del autoconsumo y el almacenamiento. En particular, los consumidores pasivos y/o los que disponen de menores recursos para hacer frente a las inversiones necesarias de autoconsumo y/o tecnología de almacenamiento estarían subvencionando a los consumidores activos y/o a los consumidores con mayor capacidad económica de acometer las inversiones, en la medida en que éstos últimos verían reducida su factura por peajes de red por la energía autoconsumida, mientras que el coste

¹¹ Para mayor información véase la Memoria 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

de la factura del resto de consumidores debería aumentar con objeto de asegurar la suficiencia de ingresos.

En segundo lugar, el término de potencia también proporciona señales de precio a los consumidores. Al respecto cabe señalar que tras los aumentos introducidos en los términos de potencia de los peajes de acceso en 2014 se ha podido constatar una contracción de la potencia contratada por los consumidores (véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Evolución de la potencia facturada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW

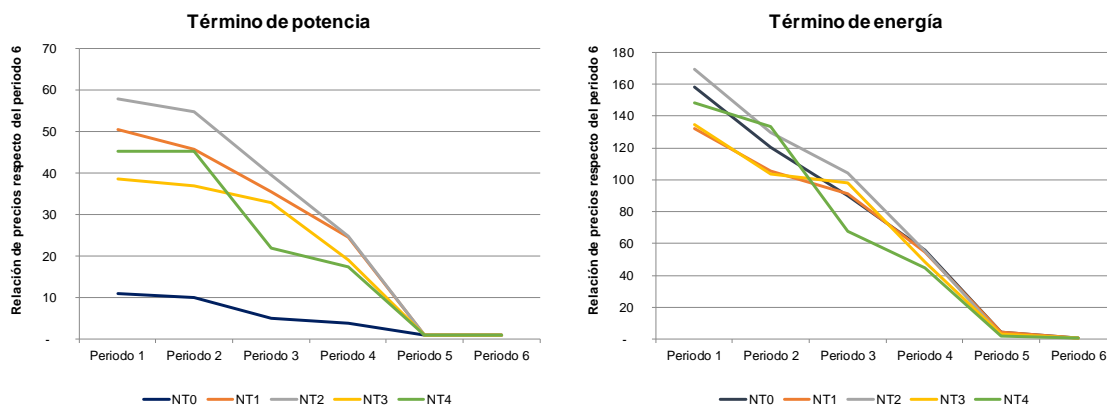


Fuente: CNMC

En tercer lugar, la estructura de peajes propuesta introduce 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 en seis periodos) y al aumentar el apuntamiento de precios respecto de los peajes vigentes (véase Gráfico 2). Esta señal es particularmente relevante para favorecer la penetración al vehículo eléctrico, inexistente en la actual estructura de peajes de acceso.

Gráfico 2. Relación de precios respecto del periodo de valle en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución



Fuente: CNMC

En cuarto lugar, las redes se diseñan para abastecer la potencia que demandan los consumidores en la hora de máxima demanda del sistema, independientemente de que el resto de las horas del año la demanda sea nula, lo que justifica que el coste de las redes sea de naturaleza mayoritariamente fija y, coherentemente, sea asignado al término fijo de los peajes.

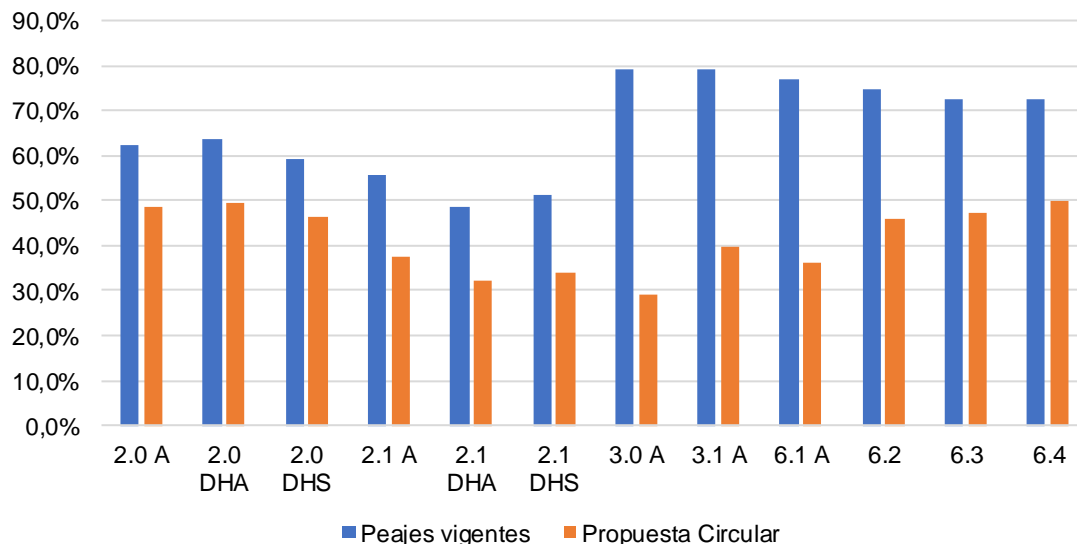
Al respecto se indica que, en Europa se está evolucionando en el sentido de incrementar el término fijo en los peajes de redes. A efectos ilustrativos, en Países Bajos se ha eliminado el componente variable de los peajes, en Alemania el término fijo se ha incrementado hasta representar el 50% de los costes de acceso y en Italia se ha eliminado la progresividad¹² para establecer que los costes de red se recuperan en su totalidad a través de un término fijo por potencia contratada.

En relación con lo anterior, se adelanta que el término fijo de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular representa el 42,4% de los costes de acceso (véase epígrafe 8.1.1) y la propuesta supone en la práctica una reducción respecto del término fijo de los peajes de acceso vigentes (véase Gráfico 3). Esta reducción es particularmente relevante en los rangos de potencia y tensión medios (3.0, 3.1 y 6.1), donde la señal de precio y eficiencia es más relevante.

Una mayor imputación al término de energía de los cargos como resultado de la metodología que al respecto dicte el Gobierno, en particular reflejando el carácter variable del componente de coste correspondiente a la retribución de las energías renovables, cogeneración y residuos, implicaría un incentivo implícito al autoconsumo justificado por su contribución al cumplimiento de objetivos de penetración de renovables.

¹² Principio según el cual los consumidores de mayor tamaño deben hacer frente a peajes más elevados

Gráfico 3. Facturación del término de potencia de los peajes de acceso vigentes y de los peajes de transporte y distribución de la Circular respecto de la facturación de acceso



Fuente: CNMC

Por último, las instalaciones de generación distribuida permiten a los consumidores disminuir la cantidad de energía tomada de la red, mientras que las instalaciones de almacenamiento permiten modular tanto el consumo de energía como la potencia contratada. En consecuencia, existe una alta sensibilidad entre el diseño de la estructura de tarifas y la implementación de instalaciones de generación distribuida y almacenamiento y es por ello que existe un amplio debate sobre el diseño de peajes en un contexto de penetración elevada de energía distribuida.

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 fijo¹³.

No obstante, se considera necesario disponer de información que permita prever la evolución del autoconsumo y el almacenamiento y analizar su impacto sobre los costes de las redes, la metodología de asignación y el diseño de peajes de redes, a efectos de definir una estructura de tarifas adecuada que no obstaculice la penetración del autoconsumo y las instalaciones de almacenamiento. En este

¹³ 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>

contexto, se propone inicialmente 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.

En el Cuadro 4 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 de la Circular 4/2014.

Cuadro 4. Asignación de la retribución de transporte y 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.

Nivel de tensión tarifario	Término de Potencia	Término de Energía
NT0	100,0%	0,0%
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 5).

Cuadro 5. 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€)	1.439.888	499.415	610.338	2.132.765	2.014.482	6.696.888
% 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 €)	1.079.916	374.561	457.753	1.599.574	2.014.482	5.526.287
% 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 €)	359.972	124.854	152.584	533.191	-	1.170.601

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)¹⁴.

¹⁴ Para mayor información véase epígrafe 3.5 de la Memoria que acompaña a la Circular 3/2014,

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 Electricidad¹⁵ 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.

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 6. 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

¹⁵ 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.

Cuadro 7. 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 8. 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 9).

Cuadro 9. 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

% 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%	674.852	541.456	147.854	117.800	348.813	
2	31,7%	30,6%	32,1%	28,5%	30,8%	637.584	488.670	146.939	106.563	332.614	
3	12,4%	19,3%	21,5%	22,4%	21,8%	249.796	307.918	98.188	83.714	234.882	
4	10,6%	14,9%	13,4%	15,8%	13,8%	213.535	238.336	61.339	59.181	149.028	
5	0,9%	0,7%	0,3%	0,6%	0,2%	17.123	10.397	1.373	2.060	2.160	
6	11,0%	0,8%	0,5%	1,4%	1,2%	221.593	12.797	2.060	5.244	12.419	
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	2.014.482	1.599.574	457.753	374.561	1.079.916	

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 10).

Cuadro 10. 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%	-	180.485	49.285	39.267	116.271	
2	31,7%	30,6%	32,1%	28,5%	30,8%	-	162.890	48.980	35.521	110.871	
3	12,4%	19,3%	21,5%	22,4%	21,8%	-	102.639	32.729	27.905	78.294	
4	10,6%	14,9%	13,4%	15,8%	13,8%	-	79.445	20.446	19.727	49.676	
5	0,9%	0,7%	0,3%	0,6%	0,2%	-	3.466	458	687	720	
6	11,0%	0,8%	0,5%	1,4%	1,2%	-	4.266	687	1.748	4.140	
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	533.191	152.584	124.854	359.972	

Fuente: CNMC

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.

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 11).

Cuadro 11. Hora de máxima demanda de cada uno de los periodos horarios de la discriminación, según el calendario de la Circular. Año 2018

Periodo	Día	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 12 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 12. 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 13 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 13. 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	674.852	637.584	249.796	213.535	17.123	221.593
NT1	NT1	149.360	141.359	114.231	86.803	3.808	4.668
	NT0	392.096	347.311	193.687	151.533	6.590	8.128
NT2	NT2	19.594	21.187	14.095	8.964	231	359
	NT1	35.379	36.375	31.196	19.074	418	620
	NT0	92.882	89.378	52.898	33.301	724	1.080
NT3	NT3	7.587	7.766	7.157	4.651	183	451
	NT2	8.815	7.883	6.416	4.333	147	390
	NT1	27.970	25.078	19.348	13.846	477	1.214
	NT0	73.428	65.836	50.794	36.350	1.253	3.188
NT4	NT4	30.923	37.495	17.986	14.595	297	1.599
	NT3	9.681	9.727	8.618	4.818	72	436
	NT2	23.366	21.905	16.804	10.114	151	940
	NT1	78.572	74.689	62.996	38.928	539	3.066
	NT0	206.272	188.798	128.477	80.573	1.100	6.378

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 14 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 14. 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	674.852	637.584	249.796	213.535	17.123	221.593	2.014.482
	NT1	392.096	347.311	193.687	151.533	6.590	8.128	1.099.345
	NT2	92.882	89.378	52.898	33.301	724	1.080	270.261
	NT3	73.428	65.836	50.794	36.350	1.253	3.188	230.849
	NT4	206.272	188.798	128.477	80.573	1.100	6.378	611.599
	Total	1.439.529	1.328.906	675.651	515.293	26.790	240.368	4.226.537
NT1	NT1	149.360	141.359	114.231	86.803	3.808	4.668	500.228
	NT2	35.379	36.375	31.196	19.074	418	620	123.062
	NT3	27.970	25.078	19.348	13.846	477	1.214	87.933
	NT4	78.572	74.689	62.996	38.928	539	3.066	258.790
		Total	291.280	277.500	227.771	158.651	5.242	9.569
NT2	NT2	19.594	21.187	14.095	8.964	231	359	64.430
	NT3	8.815	7.883	6.416	4.333	147	390	27.984
	NT4	23.366	21.905	16.804	10.114	151	940	73.280
		Total	51.775	50.974	37.315	23.411	530	1.689
NT3	NT3	7.587	7.766	7.157	4.651	183	451	27.795
	NT4	9.681	9.727	8.618	4.818	72	436	33.353
		Total	17.268	17.493	15.775	9.469	255	887
NT4	NT4	30.923	37.495	17.986	14.595	297	1.599	102.895
		Total	30.923	37.495	17.986	14.595	297	1.599

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, 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 y el calendario de seis periodos de la Circular. En el Cuadro 15 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 15. 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	$\alpha_{i,p}^i$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha_{0,p}^0$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha_{1,p}^1$	0,359	0,362	0,372	0,384	0,392	0,382
	$\alpha_{0,p}^1$	0,641	0,638	0,628	0,616	0,608	0,618
NT2	$\alpha_{2,p}^2$	0,163	0,168	0,177	0,184	0,187	0,194
	$\alpha_{1,p}^2$	0,300	0,301	0,306	0,313	0,318	0,308
	$\alpha_{0,p}^2$	0,537	0,531	0,517	0,503	0,494	0,498
NT3	$\alpha_{3,p}^3$	0,080	0,086	0,095	0,099	0,100	0,129
	$\alpha_{2,p}^3$	0,089	0,089	0,088	0,088	0,087	0,085
	$\alpha_{1,p}^3$	0,298	0,296	0,293	0,292	0,292	0,282
	$\alpha_{0,p}^3$	0,533	0,529	0,524	0,522	0,521	0,504
NT4	$\alpha_{4,p}^4$	0,107	0,117	0,134	0,141	0,143	0,166
	$\alpha_{3,p}^4$	0,033	0,035	0,038	0,039	0,040	0,052
	$\alpha_{2,p}^4$	0,078	0,079	0,078	0,079	0,080	0,080
	$\alpha_{1,p}^4$	0,281	0,277	0,274	0,276	0,278	0,261
	$\alpha_{0,p}^4$	0,502	0,492	0,475	0,464	0,459	0,441

Fuente: CNMC

En el Cuadro 28 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 16. 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	49.787	47.120	38.077	28.934	1.269	1.556
	NT0	130.699	115.770	64.562	50.511	2.197	2.709
NT2	NT2	6.531	7.062	4.698	2.988	77	120
	NT1	11.793	12.125	10.399	6.358	139	207
	NT0	30.961	29.793	17.633	11.100	241	360
NT3	NT3	2.529	2.589	2.386	1.550	61	150
	NT2	2.938	2.628	2.139	1.444	49	130
	NT1	9.323	8.359	6.449	4.615	159	405
	NT0	24.476	21.945	16.931	12.117	418	1.063
NT4	NT4	10.308	12.498	5.995	4.865	99	533
	NT3	3.227	3.242	2.873	1.606	24	145
	NT2	7.789	7.302	5.601	3.371	50	313
	NT1	26.191	24.896	20.999	12.976	180	1.022
	NT0	68.757	62.933	42.826	26.858	367	2.126

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 17 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 17. 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	130.699	115.770	64.562	50.511	2.197	2.709	366.448
	NT2	30.961	29.793	17.633	11.100	241	360	90.087
	NT3	24.476	21.945	16.931	12.117	418	1.063	76.950
	NT4	68.757	62.933	42.826	26.858	367	2.126	203.866
	Total	254.892	230.441	141.952	100.586	3.222	6.258	737.351
NT1	NT1	49.787	47.120	38.077	28.934	1.269	1.556	166.743
	NT2	11.793	12.125	10.399	6.358	139	207	41.021
	NT3	9.323	8.359	6.449	4.615	159	405	29.311
	NT4	26.191	24.896	20.999	12.976	180	1.022	86.263
		Total	97.093	92.500	75.924	52.884	1.747	3.190
NT2	NT2	6.531	7.062	4.698	2.988	77	120	21.477
	NT3	2.938	2.628	2.139	1.444	49	130	9.328
	NT4	7.789	7.302	5.601	3.371	50	313	24.427
		Total	17.258	16.991	12.438	7.804	177	563
NT3	NT3	2.529	2.589	2.386	1.550	61	150	9.265
	NT4	3.227	3.242	2.873	1.606	24	145	11.118
		Total	5.756	5.831	5.258	3.156	85	296
NT4	NT4	10.308	12.498	5.995	4.865	99	533	34.298
		Total	10.308	12.498	5.995	4.865	99	533

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

Cuadro 18. 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	1.439.529	1.328.906	675.651	515.293	26.790	240.368
NT1	291.280	277.500	227.771	158.651	5.242	9.569
NT2	51.775	50.974	37.315	23.411	530	1.689
NT3	17.268	17.493	15.775	9.469	255	887
NT4	30.923	37.495	17.986	14.595	297	1.599

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	141.041	143.080	143.102	143.102	143.102	143.140
NT1	17.510	18.457	19.465	19.561	19.698	25.285
NT2	4.183	4.348	4.396	4.422	4.457	5.899
NT3	1.670	1.768	1.788	1.862	1.889	2.369
NT4	3.583	3.807	4.002	4.124	4.266	5.020

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	10,2065	9,2878	4,7215	3,6009	0,1872	1,6792
NT1	16,6349	15,0350	11,7016	8,1105	0,2661	0,3785
NT2	12,3764	11,7236	8,4892	5,2938	0,1190	0,2864
NT3	10,3405	9,8939	8,8245	5,0845	0,1347	0,3746
NT4	8,6308	9,8493	4,4945	3,5392	0,0697	0,3185

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 NT4 y el periodo 6, debido a que las potencias contratadas por este colectivo de consumidores son prácticamente planas (véase Cuadro 18).
- Por nivel de tensión, el coste medio de facturación por término de potencia es decreciente (véase Cuadro 30).

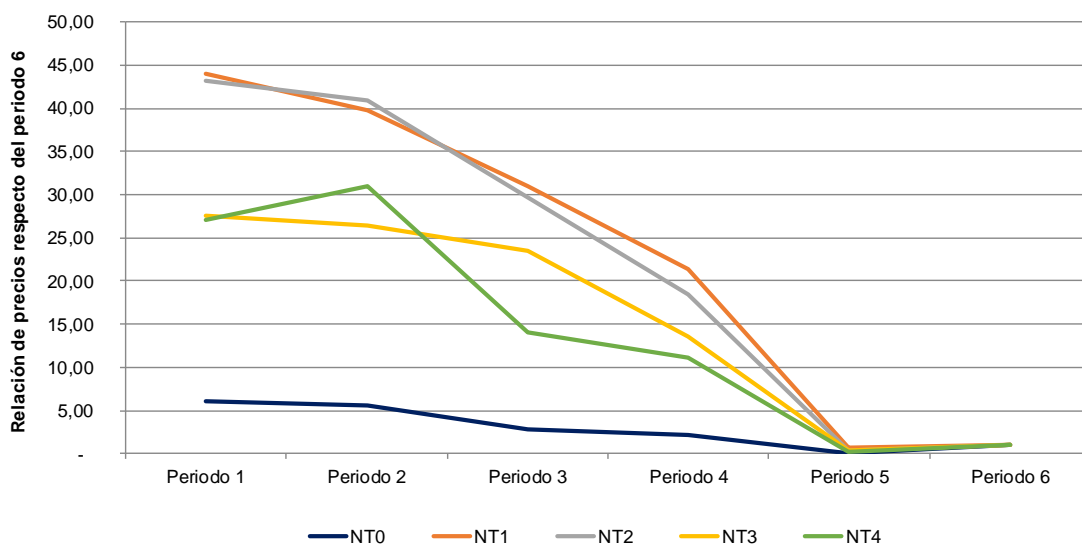
Cuadro 19. Facturación media por término de potencia de los peajes de transporte y distribución. Año 2020

Nivel de tensión tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de redes por término de potencia (miles €)	Facturación media (€/MWh)	Relación de precios respecto NT4
NT0	113.460	4.226.537	37,25	8,86
NT1	71.338	970.013	13,60	3,23
NT2	23.105	165.694	7,17	1,71
NT3	10.011	61.148	6,11	1,45
NT4	24.466	102.895	4,21	1,00
Total	242.380	5.526.287	22,80	5,42

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 4).

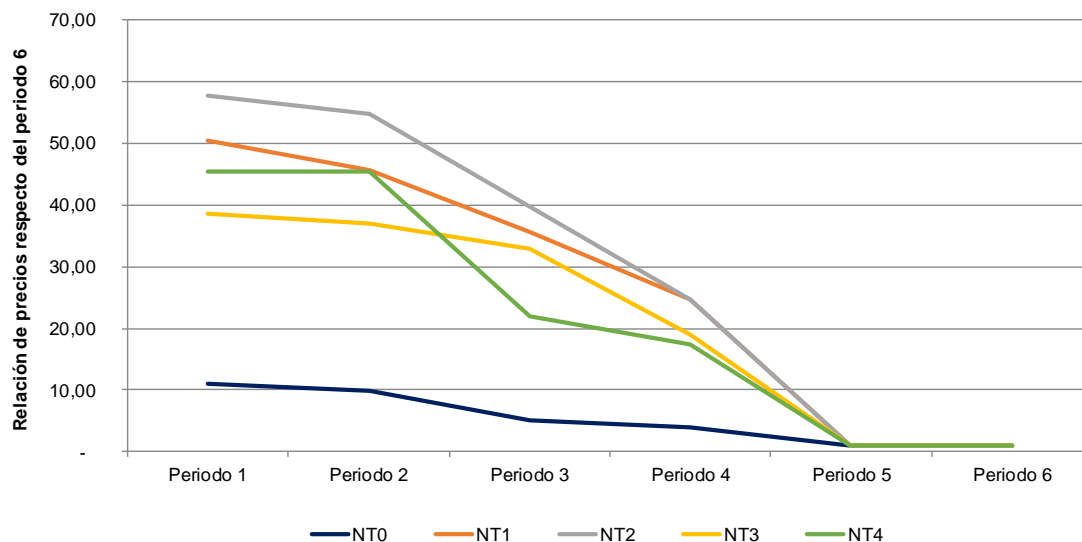
Gráfico 4. Discriminación de los términos de potencia por periodos horarios respecto del periodo 6 resultante de aplicar la metodología de asignación de la Circular. Año 2020



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 5). De esta forma, estos periodos tendrían el mismo término de potencia.

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 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 20 se muestra los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular.

Cuadro 20. 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	4,2690	0,0261				
3.0 TD	1,4625	1,3195	0,8978	0,5630	0,0261	0,0261
6.1 TD	4,4872	4,0467	3,2364	1,9901	0,0801	0,0801
6.2 TD	5,5854	5,0379	3,8229	2,2871	0,1054	0,1054
6.3 TD	5,7972	5,5015	4,8209	2,5870	0,1194	0,1194
6.4 TD	9,2585	9,2585	4,4945	3,5392	0,2042	0,2042

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	24,4810	0,9072				
3.0 TD	8,7440	7,9683	3,8237	3,0378	0,9072	0,9072
6.1 TD	12,1477	10,9883	8,4652	6,1205	0,2491	0,2491
6.2 TD	6,7910	6,6857	4,6663	3,0067	0,1090	0,1090
6.3 TD	4,5433	4,3925	4,0035	2,4975	0,1488	0,1488
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	28,7500	0,9333				
3.0 TD	10,2065	9,2878	4,7215	3,6009	0,9333	0,9333
6.1 TD	16,6349	15,0350	11,7016	8,1105	0,3293	0,3293
6.2 TD	12,3764	11,7236	8,4892	5,2938	0,2143	0,2143
6.3 TD	10,3405	9,8939	8,8245	5,0845	0,2682	0,2682
6.4 TD	9,2585	9,2585	4,4945	3,5392	0,2042	0,2042

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 21).

Cuadro 21. 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	254.892	230.441	141.952	100.586	3.222	6.258
NT1	97.093	92.500	75.924	52.884	1.747	3.190
NT2	17.258	16.991	12.438	7.804	177	563
NT3	5.756	5.831	5.258	3.156	85	296
NT4	10.308	12.498	5.995	4.865	99	533

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (GWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.141	15.596	12.879	14.743	6.012	51.088
NT1	7.468	8.949	8.472	9.872	4.084	32.493
NT2	2.102	2.705	2.458	2.923	1.288	11.630
NT3	791	1.039	991	1.202	529	5.459
NT4	1.804	2.437	2.292	2.808	1.279	13.846

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	19,3965	14,7756	11,0216	6,8227	0,5360	0,1225
NT1	13,0006	10,3365	8,9615	5,3572	0,4278	0,0982
NT2	8,2108	6,2818	5,0608	2,6695	0,1372	0,0484
NT3	7,2810	5,6146	5,3043	2,6269	0,1603	0,0542
NT4	5,7129	5,1293	2,6164	1,7324	0,0775	0,0385

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 22).

Cuadro 22. 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	113.460	737.351	6,50	4,64
NT1	71.338	323.338	4,53	3,23
NT2	23.105	55.231	2,39	1,71
NT3	10.011	20.383	2,04	1,45
NT4	24.466	34.298	1,40	1,00
Total	242.380	1.170.601	4,83	3,45

En el Cuadro 23 se muestra los términos de energía de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular.

Cuadro 23. 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	0,004437	0,003496	0,002887	0,001564	0,000055	0,000036
3.0 TD	0,004437	0,003496	0,002887	0,001564	0,000055	0,000036
6.1 TD	0,004368	0,003436	0,002536	0,001388	0,000049	0,000033
6.2 TD	0,004310	0,003224	0,002497	0,001345	0,000045	0,000028
6.3 TD	0,004855	0,003749	0,002998	0,001629	0,000054	0,000039
6.4 TD	0,006896	0,005333	0,004588	0,002502	0,000081	0,000050

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	0,012413	0,009533	0,007453	0,004716	0,000448	0,000076
3.0 TD	0,012413	0,009533	0,007453	0,004716	0,000448	0,000076
6.1 TD	0,012219	0,009413	0,006657	0,004321	0,000417	0,000072
6.2 TD	0,005473	0,004220	0,003355	0,001876	0,000113	0,000024
6.3 TD	0,003985	0,002939	0,002661	0,001624	0,000129	0,000041
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	0,016851	0,013029	0,010340	0,006280	0,000503	0,000111
3.0 TD	0,016851	0,013029	0,010340	0,006280	0,000503	0,000111
6.1 TD	0,016587	0,012849	0,009194	0,005709	0,000466	0,000105
6.2 TD	0,009784	0,007444	0,005852	0,003222	0,000158	0,000053
6.3 TD	0,008840	0,006688	0,005659	0,003253	0,000183	0,000080
6.4 TD	0,006896	0,005333	0,004588	0,002502	0,000081	0,000050

Fuente: CNMC

III. Determinación de los términos de energía de los peajes 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 autoconsumo¹⁶ 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 peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas 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 24).

Cabe señalar que los términos de energía de los peajes 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.

¹⁶ 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 24. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución de los peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas 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	64.748	58.980	38.194	30.492	1.357	1.629
NT2	8.020	8.248	5.792	3.759	86	134
NT3	3.150	3.052	2.638	1.952	68	225
NT4	12.442	12.995	10.514	7.026	103	689

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.141.153	15.596.076	12.879.467	14.742.916	6.012.001	51.088.494
NT1	7.468.347	8.948.897	8.472.232	9.871.516	4.084.245	32.492.984
NT2	2.101.879	2.704.866	2.457.740	2.923.273	1.287.988	11.629.730
NT3	790.556	1.038.579	991.340	1.201.607	529.285	5.459.141
NT4	1.804.255	2.436.648	2.291.510	2.808.180	1.279.325	13.846.042

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas (€/kWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	0,008670	0,006591	0,004508	0,003089	0,000332	0,000050
NT2	0,003815	0,003049	0,002357	0,001286	0,000067	0,000011
NT3	0,003985	0,002939	0,002661	0,001624	0,000129	0,000041
NT4	0,006896	0,005333	0,004588	0,002502	0,000081	0,000050

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 1164/2001¹⁷ 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 €/kW¹⁸) 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 vigentes¹⁹ 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 acceso²⁰, 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

¹⁷ 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.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.

²⁰ Excluida la facturación por energía reactiva.

comprendidos entre el 1% y el 9%. En consecuencia, se hace necesaria la actualización del precio del exceso de potencia.

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 25).

Cuadro 25. 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:

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

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 Pci , 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.

Pci : Potencia contratada en el período i en el periodo considerado, expresada en kW.

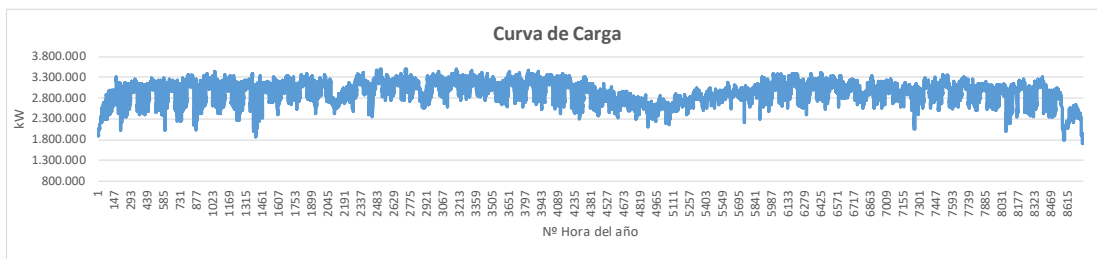
El término del exceso de potencia se ha estimado de forma que, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje, la facturación de acceso que resulte de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que

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

1.- Facturación por Potencia considerando Potencias máximas



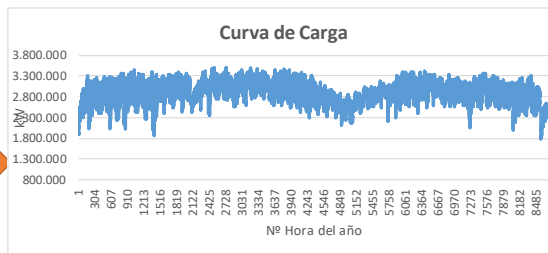
Periodo	Potencias (kW)	
	Máximas por periodo	Máximas por periodo crecientes
1	2.905.302	2.905.302
2	3.094.093	3.094.093
3	3.165.686	3.165.686
4	3.214.028	3.214.028
5	3.236.840	3.236.840
6	3.494.778	3.494.778

Periodo	Facturación por potencia (€)	Facturación excesos de potencia (€)	Facturación Total (€)
1	26.898.715	-	26.898.715
2	28.646.634	-	28.646.634
3	14.228.029	-	14.228.029
4	11.375.127	-	11.375.127
5	660.948	-	660.948
6	713.617	-	713.617
TOTAL	82.523.070	-	82.523.070

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	9,2585	1,0000
2	9,2585	1,0000
3	4,4945	0,4854
4	3,5392	0,3823
5	0,2042	0,0221
6	0,2042	0,0221



Optimización

Periodo	Potencias óptimas (kW)	
	Máximas por Periodo	Máximas por periodo crecientes
1	2.802.722	2.802.722
2	2.962.704	2.962.704
3	3.041.063	3.041.063
4	3.107.133	3.107.133
5	3.169.199	3.169.199
6	3.453.167	3.453.167

Periodo	Facturación por potencia (€)	Facturación excesos de potencia (€)	Facturación Total (€)
1	25.948.977	526.855	26.475.833
2	27.430.168	686.440	28.116.607
3	13.667.918	356.495	14.024.412
4	10.996.802	196.299	11.193.101
5	647.135	7.363	654.498
6	705.120	5.840	710.960
TOTAL	79.396.120	1.779.292	81.175.412

3.- Término del Exceso de Potencia

Escenario	Facturación Total
	€
A.- Facturación por Potencia considerando Potencias máximas	82.523.070
B.- Facturación por Potencia considerando Potencias óptimas	81.175.412
Descuento (%) por optimizas potencias	-1,63%

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

2,4721

Fuente: CNMC

En el Cuadro 27 se muestra el precio del término del exceso de potencia, T_{ep} , y los coeficientes K_i resultantes para el ejercicio 2020.

Cuadro 27. 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)		3,4222	3,3169	3,7090	3,3098	2,8889	3,0554

		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	0,0325	0,9100	0,9038	0,9473	0,9568	1,0000
	3	-	0,4626	0,7034	0,6859	0,8534	0,4854
	4	-	0,3528	0,4876	0,4277	0,4917	0,3823
	5	-	0,0914	0,0198	0,0173	0,0259	0,0221
	6	-	0,0914	0,0198	0,0173	0,0259	0,0221

Fuente: CNMC

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 electricidad²¹ y emergencia y reposición del servicio²², 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.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone 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.

Al respecto se indica que el esquema vigente de facturación energía reactiva vigente establecido en el Real Decreto 1164/2001, ha sido modificado recientemente²³ 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 septiembre²⁴, 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.

²¹ 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

²² Reglamento UE 2017/2196 por el que se establece 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

²³ 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.

²⁴ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01718>

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 28 se muestra para cada peaje de transporte y distribución el porcentaje de la retribución de redes que se debe recuperar a través del término de potencia asociado al propio nivel de tensión y de niveles de tensión superiores, conforme a la metodología de la Circular.

Cuadro 28. 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	46,9%	48,0%	37,0%	41,4%	63,9%	92,2%	47,7%
	NT1	27,2%	26,1%	28,7%	29,4%	24,6%	3,4%	26,0%
	NT2	6,5%	6,7%	7,8%	6,5%	2,7%	0,4%	6,4%
	NT3	5,1%	5,0%	7,5%	7,1%	4,7%	1,3%	5,5%
	NT4	14,3%	14,2%	19,0%	15,6%	4,1%	2,7%	14,5%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
NT1	NT1	51,3%	50,9%	50,2%	54,7%	72,6%	48,8%	51,6%
	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	27,0%	26,9%	27,7%	24,5%	10,3%	32,0%	26,7%
		Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
NT2	NT2	37,8%	41,6%	37,8%	38,3%	43,6%	21,3%	38,9%
	NT3	17,0%	15,5%	17,2%	18,5%	27,8%	23,1%	16,9%
	NT4	45,1%	43,0%	45,0%	43,2%	28,6%	55,6%	44,2%
		Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
NT3	NT3	43,9%	44,4%	45,4%	49,1%	71,8%	50,8%	45,5%
	NT4	56,1%	55,6%	54,6%	50,9%	28,2%	49,2%	54,5%
		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 51,0% de la retribución asignada corresponde al propio nivel de tensión y el 49,0% 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 51,6% del término de potencia y, adicionalmente, la parte que le corresponda por el uso de redes de niveles de tensión superiores (véase Cuadro 29).

Cuadro 29. 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)	16,634934	10,254501	10,136840	6,914256	0,672342	0,329263
Coste asignado por periodo (miles €)	291.280	277.500	227.771	158.651	5.242	9.569
% Coste del NT1 (B)	51,3%	50,9%	50,2%	54,7%	72,6%	48,8%
% Coste resto niveles de tensión (C)	48,7%	49,1%	49,8%	45,3%	27,4%	51,2%

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	9,2053	5,6429	5,5049	4,0439	0,5037	0,1747
2	4,9404	3,0311	2,9630	2,1524	0,2595	0,0944
3	3,5187	2,1605	2,1157	1,5219	0,1781	0,0676
4	2,8079	1,7252	1,6920	1,2067	0,1374	0,0542
5	2,3814	1,4640	1,4378	1,0175	0,1130	0,0462
6	2,0971	1,2898	1,2684	0,8914	0,0967	0,0408
7	1,8940	1,1655	1,1473	0,8014	0,0851	0,0370
8	1,7417	1,0722	1,0566	0,7338	0,0764	0,0341
9	1,6232	0,9996	0,9860	0,6813	0,0696	0,0319
10	1,5284	0,9416	0,9295	0,6392	0,0642	0,0301
11	1,4509	0,8941	0,8833	0,6048	0,0597	0,0287
12	1,3862	0,8545	0,8447	0,5762	0,0560	0,0274

Duración del contrato	% de variación (E) sobre (A)						Recargo promedio
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
1	564%	560%	552%	602%	799%	537%	567%
2	256%	255%	251%	274%	363%	244%	258%
3	154%	153%	150%	164%	218%	146%	155%
4	103%	102%	100%	109%	145%	98%	103%
5	72%	71%	70%	77%	102%	68%	72%
6	51%	51%	50%	55%	73%	49%	52%
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 30 y en el Gráfico 6 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

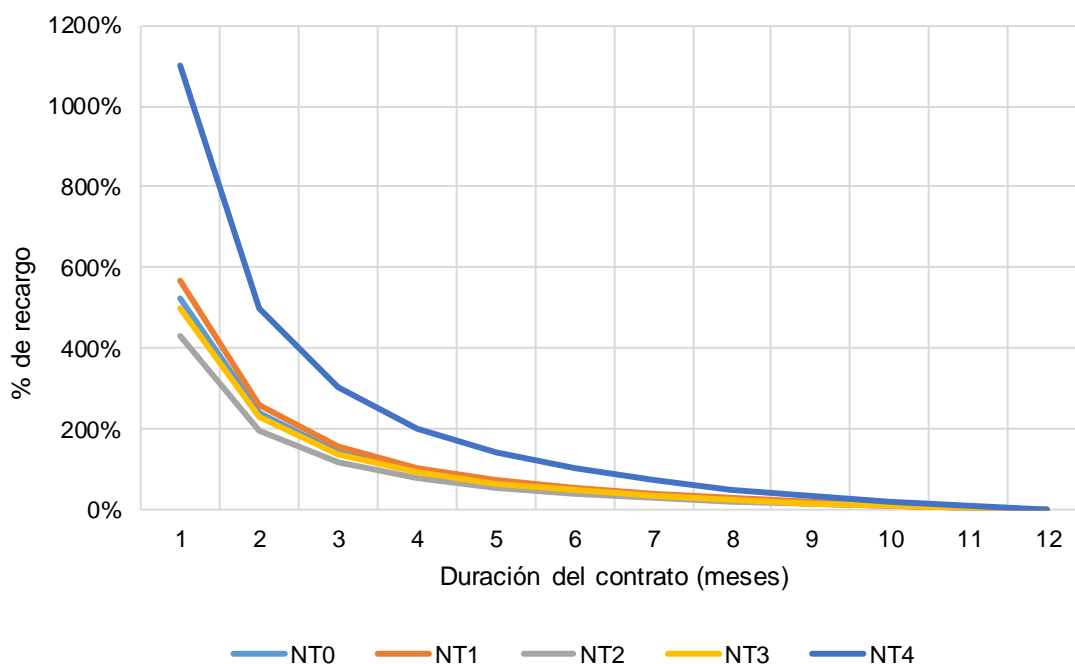
de los contratos, penalizado en mayor medida a aquellos contratos con menor duración.

Cuadro 30. 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 3/2014.

Número de meses	NT0	NT1	NT2	NT3	NT4
1	524%	567%	428%	500%	1100%
2	238%	258%	194%	227%	500%
3	143%	155%	117%	136%	300%
4	95%	103%	78%	91%	200%
5	67%	72%	54%	64%	140%
6	48%	52%	39%	45%	100%
7	34%	37%	28%	32%	71%
8	24%	26%	19%	23%	50%
9	16%	17%	13%	15%	33%
10	10%	10%	8%	9%	20%
11	4%	5%	4%	4%	9%
12	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: CNMC

Gráfico 6. 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	148%
$3 \text{ meses} < D \leq 4$ meses	98%
$4 \text{ meses} < D \leq 5$ meses	69%
$5 \text{ meses} < D \leq 6$ meses	49%
$D > 6$ meses	35%

Dichos coeficientes son muy similares a los establecidos en el Circular 3/2014. En particular, se incrementa 3 puntos porcentuales el recargo aplicable a los contratos con duración inferior a tres meses (145% vs 148%), 1 punto porcentuales el aplicable a los contratos con duración de entre 3 y 4 meses (97% vs 98%), entre 4 y 5 meses (68% vs 69%) y entre 5 y 6 meses (48% vs 49%) y se mantiene el recargo para los de duración superior a 6 meses.

Se indica que, a efectos de facturar estos contratos se atenderá a la previsión de la duración del contrato que realice el consumidor, En caso de que en el momento de la contratación, el consumidor no proporcione previsión sobre la duración aproximada del contrato, se considera adecuada la aplicación del recargo más elevado (correspondiente a una duración inferior o igual a 3 meses), En cualquier caso, se deberán realizar las regularizaciones oportunas para adecuarse a la duración efectiva del contrato.

7.5. Procedimiento de liquidaciones

En la actualidad, y de conformidad con lo establecido en las disposiciones adicional octava, 1d y transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como en la disposición transitoria sexta del Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la función de liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico está siendo realizada por la CNMC.

Según se establece en la disposición transitoria decimotercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, hasta el desarrollo reglamentario del procedimiento general de liquidaciones de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 18.2, resulta de aplicación el procedimiento regulado en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (con las particularidades mencionadas en dicha disposición).

Por tanto, la CNMC, como órgano encargado de las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico, y siguiendo lo establecido en el Real Decreto 2017/1997 y en la Ley 24/2013, para cada ejercicio realiza 14 liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la liquidación de cierre de cada año. Cada una de estas liquidaciones, debido al sistema acumulativo utilizado en el proceso, acumula, corrige y anula la liquidación efectuada anteriormente. Asimismo, si en cada una de estas liquidaciones provisionales aparecen desviaciones transitorias entre los ingresos y costes del sistema eléctrico, dichas desviaciones son soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual.

El artículo 13 de la Ley del Sector establece que los costes del sistema serán financiados mediante los ingresos del sistema y, más concretamente, que los peajes de acceso a las redes estarán destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución, mientras que los cargos se destinarán al pago de las otras partidas de costes que no sean cubiertas por otros ingresos.

En consecuencia, y dado que se va a desarrollar una metodología de peajes que se destinarán a cubrir las retribuciones de las actividades de transporte y distribución y se desarrollará una metodología de cálculo de los cargos para cubrir otros costes del sistema eléctrico, se hace necesario revisar el procedimiento de liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico con objeto de establecer liquidaciones separadas de peajes y cargos, de forma que se garantice, no solo, que cada uno de los precios regulados esté destinado

a cubrir los costes correspondientes, sino que tanto peajes como cargos sean suficientes para cubrir sus costes asociados.

La liquidación separada de estos conceptos aporta mayor transparencia, evitando las subvenciones cruzadas entre peajes y cargos, y permite aplicar adecuadamente los límites a los desajustes anuales establecidos en la Ley.

7.6. 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.

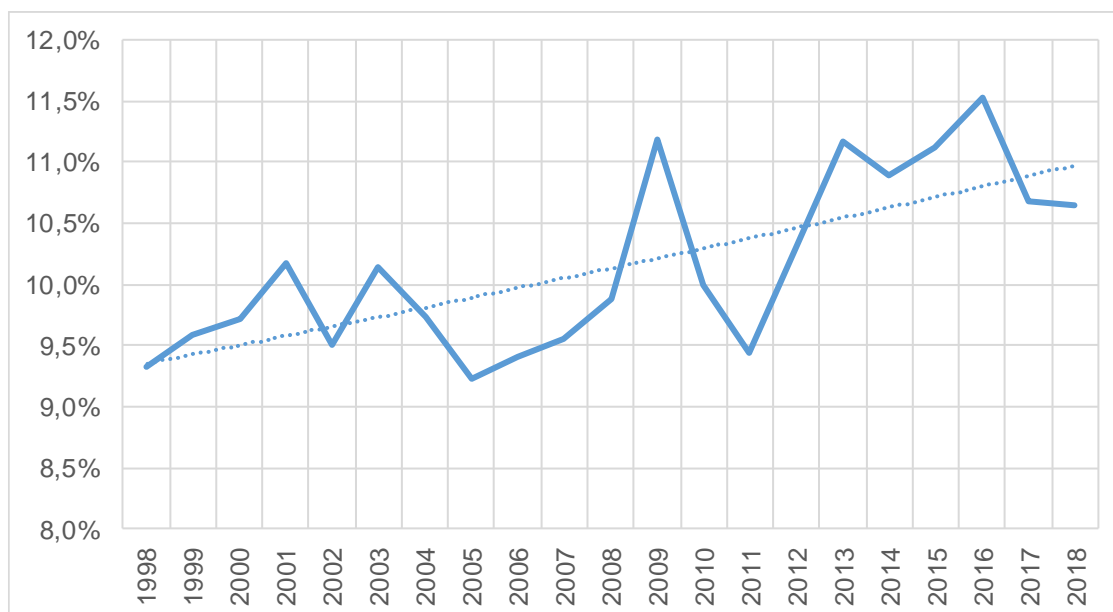
Los coeficientes de pérdidas vigentes se corresponden con los coeficientes de pérdidas propuestos por la Comisión en su alternativa segunda, incorporando a los coeficientes de distribución las pérdidas correspondientes a transporte y se han mantenido invariables desde el año 2000, pese a la revisión 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 7 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 7. Evolución de las pérdidas resultantes de comparar la demanda en b.c. y en consumo entre 1998 y 2018

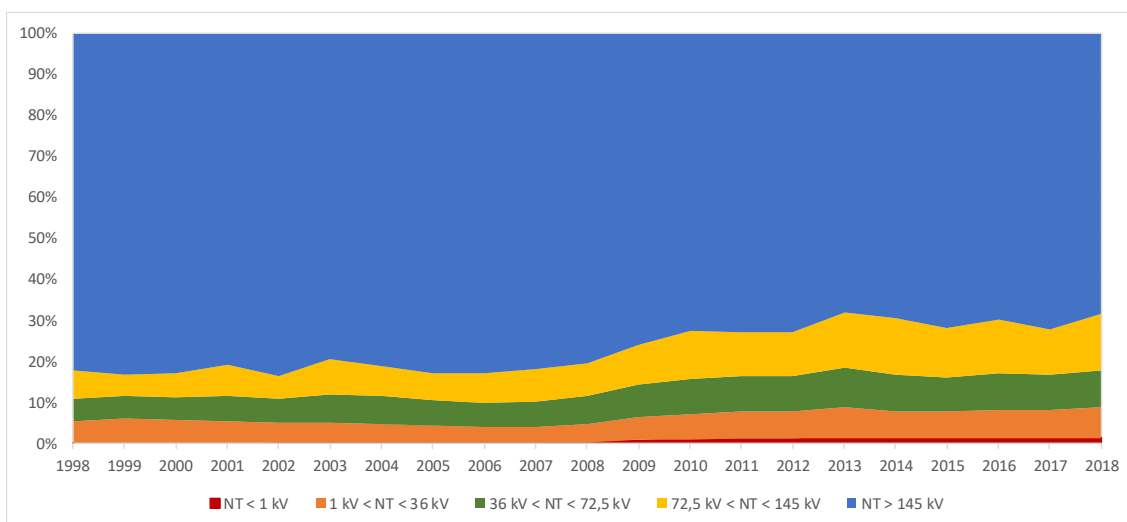


Fuente: CNMC y OS

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 8 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 8. 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	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, 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 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.

9. Los coeficientes de pérdidas desagregados por nivel de tensión y periodo horario conforme al calendario de la Orden ITC/2794/2007 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.
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 nivel de tensión, 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.

7.7. 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.

7.8. 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 31 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 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 DHA, 2.0 DHS y 2.1 A. 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 31. 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 propuesta 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 2020 según propuesta de Circular (€/MWh)	% variación 2020 sobre 2019
Baja tensión	113.643	5.102.934	44,90	113.460	4.885.638	43,06	-4,1%
2.0 A	44.627	2.843.539	63,72	39.551	2.464.843	62,32	-2,2%
2.0 DHA	23.339	993.998	42,59	28.257	1.228.704	43,48	2,1%
2.0 DHS	48	1.355	28,42	51	1.486	29,00	2,0%
2.1 A	4.371	235.720	53,92	3.689	202.288	54,84	1,7%
2.1 DHA	4.139	121.066	29,25	4.693	132.577	28,25	-3,4%
2.1 DHS	12	368	30,86	13	372	29,44	-4,6%
3.0 A	37.107	906.889	24,44	37.207	855.369	22,99	-5,9%
Alta tensión	128.827	2.022.720	15,70	128.920	1.811.250	14,05	-10,5%
3.1 A	15.859	493.716	31,13	15.877	425.140	26,78	-14,0%
6.1 A	55.349	1.034.747	18,70	55.461	923.302	16,65	-11,0%
6.2	23.091	250.657	10,85	23.105	231.007	10,00	-7,9%
6.3	10.006	93.245	9,32	10.011	85.137	8,50	-8,7%
6.4	24.521	150.356	6,13	24.466	146.664	5,99	-2,2%
Total	242.470	7.125.655	29,39	242.380	6.696.888	27,63	-6,0%

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. Cabe señalar que, la potencia contratada por los consumidores acogidos al peaje 6.4 aumentó, aproximadamente, el 2% durante el ejercicio 2018, mientras que la potencia contratada del resto de consumidores apenas registró variaciones o registró variaciones negativas (véase Cuadro 32).

**Cuadro 32. 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%	-1,9%	-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%	-1,1%	-1,4%	-1,0%	-0,1%	-3,8%	2,1%	-0,1%
	diciembre	0,4%	-1,0%	-1,4%	-1,1%	0,1%	-4,6%	1,9%	-0,1%

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, se estima que tras la eliminación del peaje de generación 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 33 se presenta el impacto de la supresión del peaje de generación sobre el precio final²⁵ del ejercicio 2018 del consumidor medio de cada peaje acceso. 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.

²⁵ Excluidos impuestos y margen de comercialización.

Cuadro 33. 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	197,40	- 0,59	38,2%	-0,3%
2.0 DHA	154,23	- 0,58	37,5%	-0,4%
2.0 DHS	130,26	- 0,59	55,9%	-0,5%
2.1 A	211,46	- 0,58	35,9%	-0,3%
2.1 DHA	148,58	- 0,58	48,3%	-0,4%
2.1 DHS	150,23	- 0,59	48,2%	-0,4%
3.0 A	137,68	- 0,58	53,2%	-0,4%
3.1 A	126,43	- 0,53	54,2%	-0,4%
6.1 A	102,53	- 0,54	65,3%	-0,5%
6.2	84,33	- 0,53	76,6%	-0,6%
6.3	80,03	- 0,52	81,3%	-0,6%
6.4	73,99	- 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 4,3% en lugar del 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 34 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 126,7 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 34. 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	113.460	4.885.638	43,06	4.806.612	42,36	- 0,70	-1,6%
2.0 A	39.551	2.464.843	62,32	2.425.579	61,33	- 0,99	-1,6%
2.0 DHA	28.257	1.228.704	43,48	1.208.935	42,78	- 0,70	-1,6%
2.0 DHS	51	1.486	29,00	1.461	28,53	- 0,47	-1,6%
2.1 A	3.689	202.288	54,84	199.043	53,96	- 0,88	-1,6%
2.1 DHA	4.693	132.577	28,25	130.401	27,79	- 0,46	-1,6%
2.1 DHS	13	372	29,44	366	28,96	- 0,48	-1,6%
3.0 A	37.207	855.369	22,99	840.827	22,60	- 0,39	-1,7%
Alta tensión	128.920	1.811.250	14,05	1.763.577	13,68	- 0,37	-2,6%
3.1 A	15.877	425.140	26,78	415.989	26,20	- 0,58	-2,2%
6.1 A	55.461	923.302	16,65	903.447	16,29	- 0,36	-2,2%
6.2	23.105	231.007	10,00	224.000	9,69	- 0,30	-3,0%
6.3	10.011	85.137	8,50	82.105	8,20	- 0,30	-3,6%
6.4	24.466	146.664	5,99	138.034	5,64	- 0,35	-5,9%
Total	242.380	6.696.888	27,63	6.570.188	27,11	- 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 35 y Cuadro 36).

Cuadro 35. 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	121.353	16,9%	7.844.334	75,56	0,53%	41.196	0,40	0,53%
2.0 A	47.143	55.286	17,3%	3.558.257	75,48	55.140	17,0%	3.554.693	75,40	-0,31%	- 3.564	- 0,08	-0,10%
2.0 DHA	15.773	18.262	15,8%	1.166.902	73,98	18.490	17,2%	1.181.990	74,94	1,45%	15.088	0,96	1,29%
2.0 DHS	41	49	17,8%	3.041	73,40	49	17,5%	3.033	73,23	-0,28%	- 7	- 0,17	-0,23%
2.1 A	4.372	5.112	16,9%	331.092	75,73	5.104	16,7%	331.085	75,73	-0,20%	- 8	- 0,00	0,00%
2.1 DHA	3.314	3.831	15,6%	243.811	73,56	3.883	17,1%	247.176	74,58	1,54%	3.365	1,02	1,38%
2.1 DHS	10	12	17,6%	766	74,49	12	17,3%	763	74,26	-0,38%	- 2	- 0,23	-0,30%
3.0 A	33.168	38.254	15,3%	2.499.270	75,35	38.677	16,6%	2.525.594	76,15	1,27%	26.323	0,79	1,05%
Alta tensión	125.359	132.121	5,4%	8.479.860	67,64	131.574	5,0%	8.438.664	67,32	-0,44%	- 41.196	- 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%	- 4.906	- 0,33	-0,48%
6.1 A	51.669	55.364	7,2%	3.581.384	69,31	55.044	6,5%	3.558.983	68,88	-0,62%	- 22.401	- 0,43	-0,63%
6.1 B	5.164	5.427	5,1%	348.528	67,50	5.411	4,8%	347.338	67,27	-0,30%	- 1.190	- 0,23	-0,34%
6.2	17.686	18.593	5,1%	1.186.593	67,09	18.550	4,9%	1.183.086	66,89	-0,25%	- 3.507	- 0,20	-0,30%
6.3	10.549	10.932	3,6%	693.812	65,77	10.958	3,9%	694.842	65,87	0,24%	1.030	0,10	0,15%
6.4	25.457	25.944	1,9%	1.638.630	64,37	25.813	1,4%	1.628.409	63,97	-0,52%	- 10.221	- 0,40	-0,62%
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	0,00%

Fuente: CNMC

Cuadro 36. 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	121.353	16,9%	493.410	4,75	0,53%	- 363	- 0,00	-0,07%
2.0 A	47.143	55.286	17,3%	255.977	5,43	55.140	17,0%	255.300	5,42	-0,31%	- 677	- 0,01	-0,26%
2.0 DHA	15.773	18.262	15,8%	46.065	2,92	18.490	17,2%	46.185	2,93	1,45%	120	0,01	0,26%
2.0 DHS	41	49	17,8%	105	2,53	49	17,5%	104	2,51	-0,28%	- 1	- 0,02	-0,76%
2.1 A	4.372	5.112	16,9%	23.670	5,41	5.104	16,7%	23.630	5,40	-0,20%	- 41	- 0,01	-0,17%
2.1 DHA	3.314	3.831	15,6%	9.029	2,72	3.883	17,1%	9.061	2,73	1,54%	32	0,01	0,35%
2.1 DHS	10	12	17,6%	28	2,70	12	17,3%	28	2,68	-0,38%	- 0	- 0,02	-0,72%
3.0 A	33.168	38.254	15,3%	158.899	4,79	38.677	16,6%	159.103	4,80	1,27%	204	0,01	0,13%
Alta tensión	125.359	132.121	5,4%	188.092	1,50	131.574	5,0%	186.639	1,49	-0,44%	- 1.453	- 0,01	-0,77%
3.1 A	14.834	15.860	6,9%	43.334	2,92	15.798	6,5%	42.904	2,89	-0,42%	- 430	- 0,03	-0,99%
6.1 A	51.669	55.364	7,2%	75.777	1,47	55.044	6,5%	75.017	1,45	-0,62%	- 759	- 0,01	-1,00%
6.1 B	5.164	5.427	5,1%	7.416	1,44	5.411	4,8%	7.384	1,43	-0,30%	- 31	- 0,01	-0,42%
6.2	17.686	18.593	5,1%	22.352	1,26	18.550	4,9%	22.266	1,26	-0,25%	- 86	- 0,00	-0,38%
6.3	10.549	10.932	3,6%	12.106	1,15	10.958	3,9%	12.122	1,15	0,24%	16	0,00	0,13%
6.4	25.457	25.944	1,9%	27.108	1,06	25.813	1,4%	26.945	1,06	-0,52%	- 162	- 0,01	-0,60%
Total	229.181	252.927	10,4%	681.865	2,98	252.927	10,4%	680.049	2,97	0,0%	- 1.816	- 0,01	-0,27%

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. En todo caso, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, 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, 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.

Cuadro 37. 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	166,20	- 3,37	0,70	2,67	- 0,58	0,51	0,02	0,0002	0,0009	- 0,04	166,15	0,0%
2.0 A	197,40	- 4,85	0,99	3,86	- 0,58	- 0,08	- 0,01	- 0,0001	- 0,0004	- 0,68	196,72	-0,3%
2.0 DHA	154,23	- 3,40	0,70	2,70	- 0,59	0,96	0,01	0,0005	0,0018	0,38	154,61	0,2%
2.0 DHS	130,26	- 2,27	0,47	1,80	- 0,59	- 0,17	- 0,02	- 0,0001	- 0,0004	- 0,78	129,48	-0,6%
2.1 A	211,46	- 4,28	0,88	3,40	- 0,58	- 0,00	- 0,01	- 0,0001	- 0,0003	- 0,60	210,87	-0,3%
2.1 DHA	148,58	- 2,22	0,46	1,76	- 0,59	1,02	0,01	0,0005	0,0020	0,44	149,03	0,3%
2.1 DHS	150,23	- 2,31	0,48	1,83	- 0,59	- 0,23	- 0,02	- 0,0001	- 0,0005	- 0,83	149,40	-0,6%
3.0 A	137,68	- 1,83	0,39	1,44	- 0,58	0,79	0,01	0,0004	0,0016	0,22	137,90	0,2%
Alta tensión	95,14	- 1,34	0,37	0,97	- 0,53	- 0,33	- 0,02	- 0,0001	- 0,0006	- 0,88	94,26	-0,9%
3.1 A	126,43	- 2,34	0,58	1,76	- 0,53	- 0,33	- 0,03	- 0,0001	- 0,0005	- 0,89	125,53	-0,7%
6.1 A	102,53	- 1,45	0,36	1,10	- 0,53	- 0,43	- 0,01	- 0,0002	- 0,0008	- 0,98	101,55	-1,0%
6.2	84,33	- 1,03	0,30	0,72	- 0,52	- 0,21	- 0,01	- 0,0001	- 0,0003	- 0,74	83,60	-0,9%
6.3	80,03	- 0,95	0,30	0,65	- 0,52	0,10	0,00	0,0001	0,0003	- 0,42	79,61	-0,5%
6.4	73,99	- 0,91	0,35	0,56	- 0,51	- 0,40	- 0,01	- 0,0002	- 0,0007	- 0,92	73,07	-1,2%
Total	128,40	- 2,29	0,52	1,77	- 0,55	0,06	0,00	0,0000	0,0001	- 0,49	127,91	-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

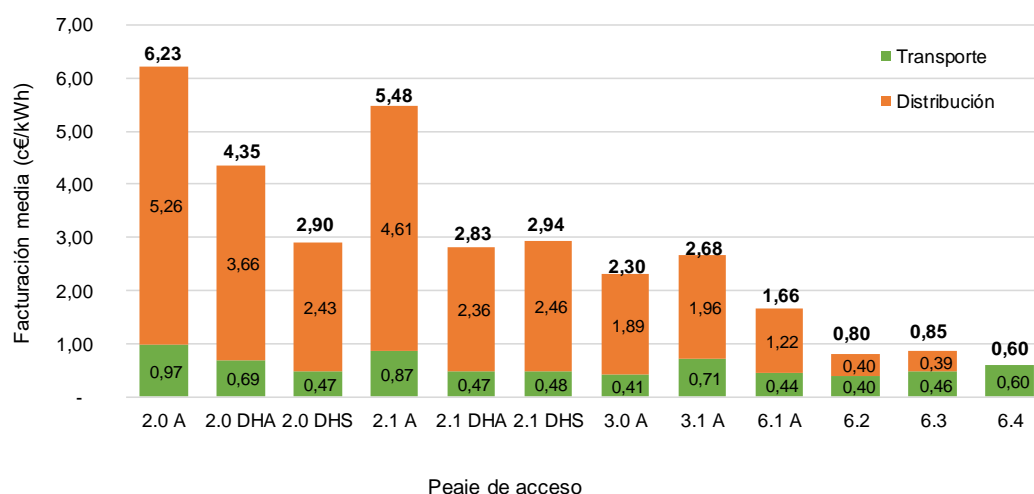
En el Gráfico 9 se muestra, considerando el escenario de demanda previsto para 2020 con la estructura de peajes vigentes, la facturación media (c€/kWh) de los peajes de transporte y distribución que resultan de aplicar la metodología de la Circular. La Circular introduce modificaciones en la estructura 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 vigentes²⁶.

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 1 kW y los consumidores con potencia contratada

²⁶ 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 12% y un 35% 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 38% 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.

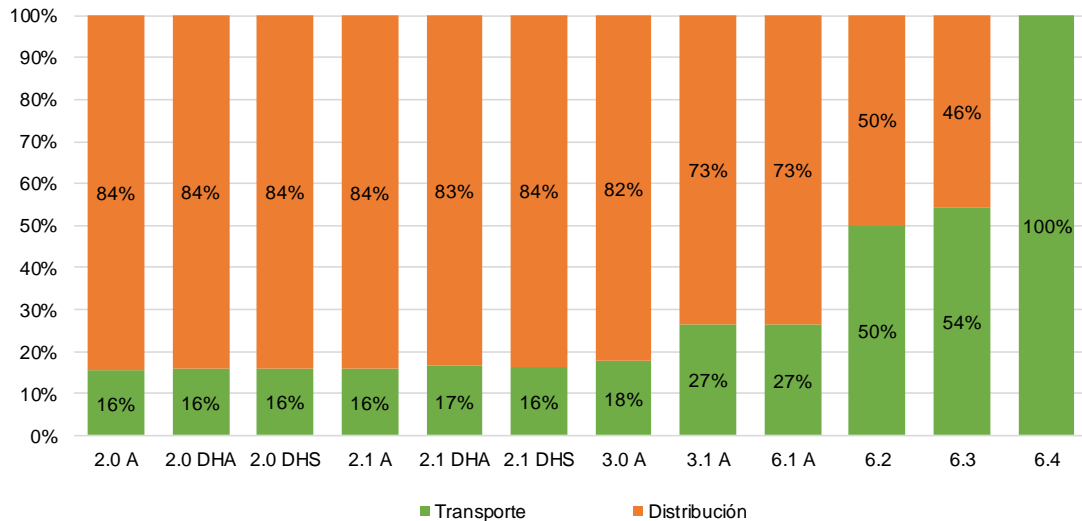
Gráfico 9. Facturación media (c€/kWh) de los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la Circular. Año 2020



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 10).

Gráfico 10. 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

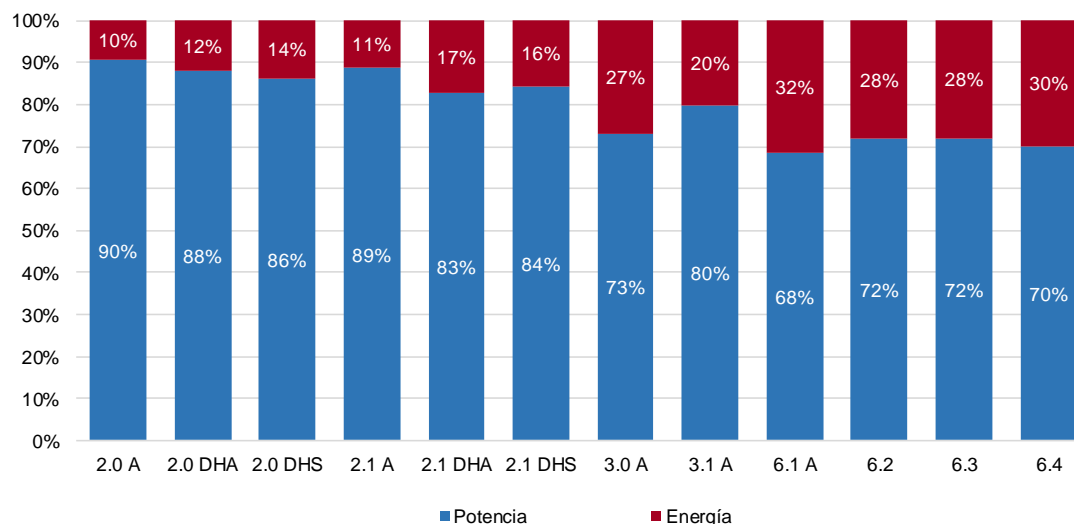


Fuente: CNMC

En relación con la *composición de facturación por términos de facturación*, se observa que la facturación por el término de potencia representa entre el 73% y el 90% para los consumidores de baja tensión, entre el 68% y el 80% para los consumidores de media tensión, y entre el 59% y, aproximadamente, el 72% para los consumidores de alta y muy alta tensión (véase Gráfico 11).

Al respecto cabe señalar que, la facturación por el término de potencia de los peajes de transporte y distribución representan, aproximadamente, el 43% de la facturación por peajes de acceso vigentes para los consumidores de baja tensión, el 37% para los consumidores de media tensión y el 47% de los consumidores de alta y muy alta tensión.

Gráfico 11. 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, 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 38 se muestra, con la estructura de peajes vigentes, el resultado de facturar el escenario de previsión para el ejercicio 2020²⁷ a los peajes de transporte y distribución que resultan de la Circular, a los peajes de acceso

²⁷ 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 (60%) son los conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW, seguidos por los consumidores conectados en media tensión (48%). Por el contrario, los consumidores con menor proporción de cargos implícitos (29%) en los peajes de acceso vigentes son los acogidos al peaje 6.4.

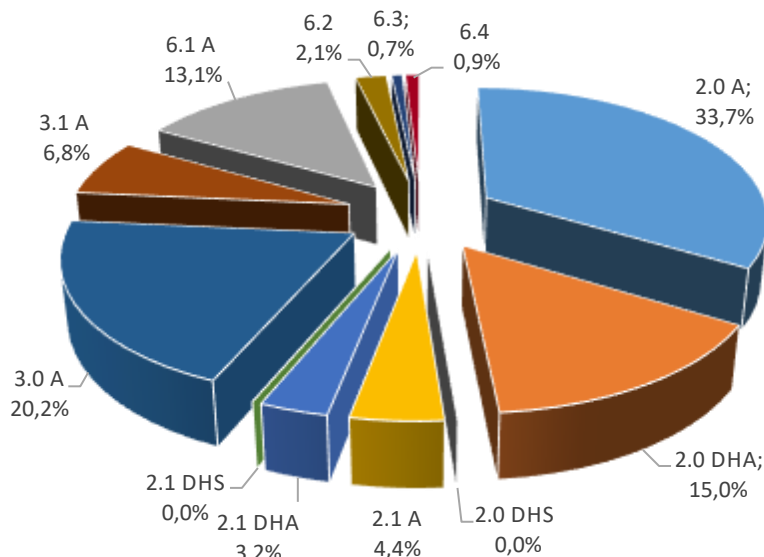
Cuadro 38. Facturación de las variables previstas para 2020 a los precios de los peajes de transporte y distribución que resultan de la Circular y a los precios de los peajes de acceso vigentes y cargos implícitos que resultan de la diferencia

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	29.596.440	113.460	4.885.638	9.735.510	4.849.872	49,8%	76,5%
2.0 A	19.880.516	39.551	2.464.843	4.599.924	2.135.081	46,4%	33,7%
2.0 DHA	8.097.670	28.257	1.228.704	2.179.676	950.973	43,6%	15,0%
2.0 DHS	9.145	51	1.486	2.773	1.287	46,4%	0,0%
2.1 A	503.308	3.689	202.288	480.013	277.725	57,9%	4,4%
2.1 DHA	314.253	4.693	132.577	338.390	205.814	60,8%	3,2%
2.1 DHS	852	13	372	921	549	59,6%	0,0%
3.0 A	790.695	37.207	855.369	2.133.813	1.278.443	59,9%	20,2%
Alta tensión	112.812	128.920	1.811.250	3.303.083	1.491.833	45,2%	23,5%
3.1 A	88.685	15.877	425.140	854.767	429.627	50,3%	6,8%
6.1 A	20.202	55.461	923.302	1.751.234	827.932	47,3%	13,1%
6.2	2.842	23.105	231.007	362.212	131.205	36,2%	2,1%
6.3	417	10.011	85.137	129.587	44.449	34,3%	0,7%
6.4	666	24.466	146.664	205.284	58.620	28,6%	0,9%
Total	29.709.252	242.380	6.696.888	13.038.593	6.341.705	48,6%	100,0%

Fuente: CNMC

En el Gráfico 12 se muestra la distribución de la facturación de los cargos implícitos por peaje de acceso vigente. Cabe señalar que, el 33,7% de los costes asociados a los cargos es sufragado por los consumidores acogidos al peaje 2.0 A, el 20,0% por los consumidores acogidos al peaje 3.0 A y el 15,1% por los consumidores acogidos al peaje 2.0 DHA. Se destaca que el 76,4% de los cargos es sufragado por consumidores de baja tensión, el 19,8% por consumidores de media tensión y el 3,8% restante por los consumidores de alta tensión.

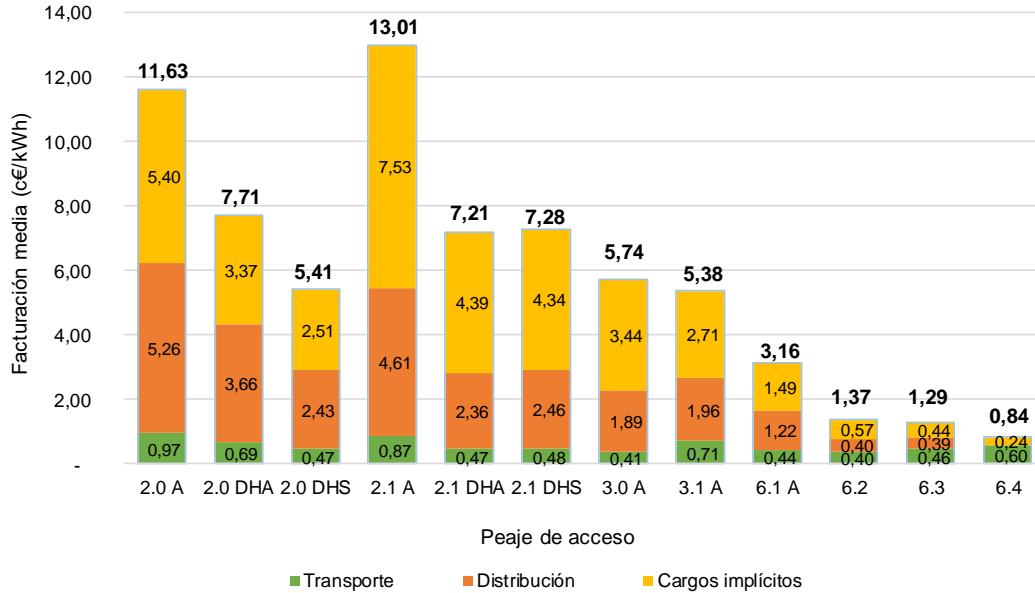
Gráfico 12. Distribución de la facturación en concepto de cargos implícitos por peaje de acceso. Año 2020



Fuente: CNMC

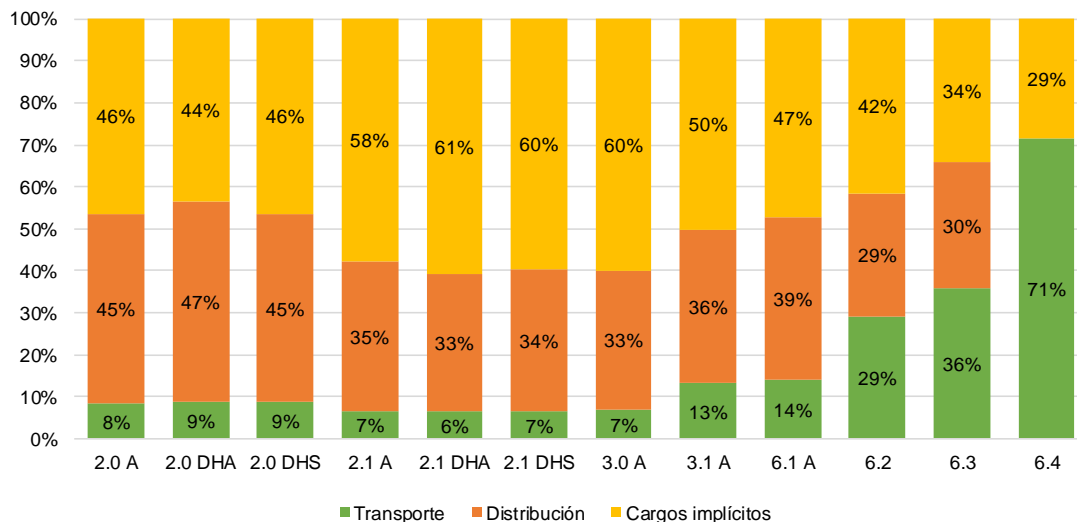
En el Gráfico 13 y el Gráfico 14 se muestran, en términos de facturación media, los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes que resultan de aplicar la metodología de la Circular. Se observa que los cargos implícitos representan entre el 44% y el 61% de la facturación media de los peajes de 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 44% y el 46%) es inferior al que resulta para el resto de peajes de baja tensión (entre el 58% y el 61%). Los peajes de acceso vigentes con menores cargos implícitos son los correspondientes a los clientes conectados en muy alta tensión con un 29% 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 34% y el 50% 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 y con discriminación horaria de dos periodos (2.1 A DHA) y los peajes de acceso de los consumidores 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 13. 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 14. 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

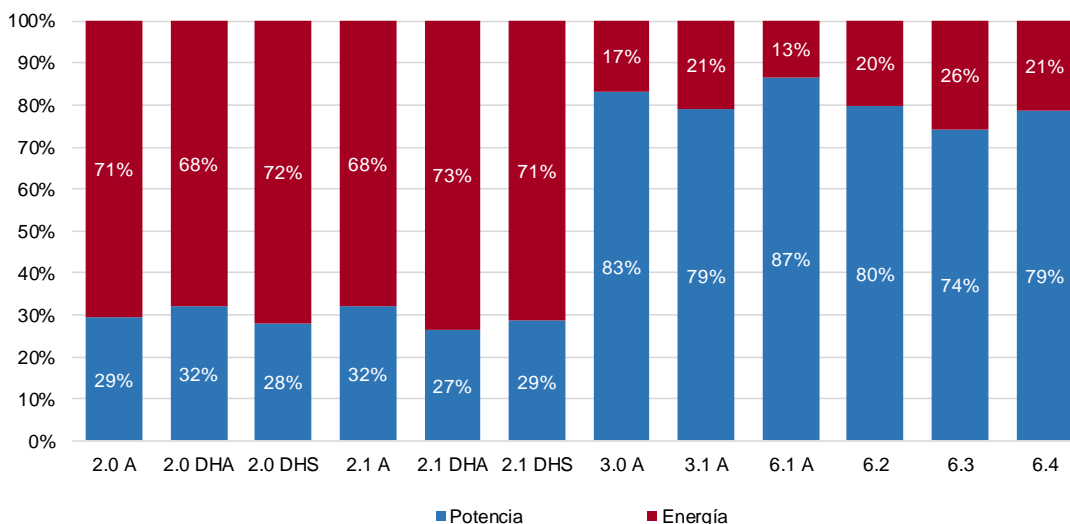


Fuente: CNMC

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 15). 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 39).

Gráfico 15. Distribución por término de facturación de los cargos implícitos



Fuente: CNMC

Cuadro 39. 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	16,6349	15,0350	11,7016	8,1105	0,3293	0,3293	0,016587	0,012849	0,009194	0,005709	0,000466	0,000105
6.2 TD	12,3764	11,7236	8,4892	5,2938	0,2143	0,2143	0,009784	0,007444	0,005852	0,003222	0,000158	0,000053
6.3 TD	10,3405	9,8939	8,8245	5,0845	0,2682	0,2682	0,008840	0,006688	0,005659	0,003253	0,000183	0,000080
6.4 TD	9,2585	9,2585	4,4945	3,5392	0,2042	0,2042	0,006896	0,005333	0,004588	0,002502	0,000081	0,000050

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	22,5045	4,5517	2,6325	6,2236	14,0049	6,2109	0,010087	0,007072	0,001421	-0,000426	0,002945	0,002032
6.2 TD	9,7820	-0,6348	-0,3740	2,8213	7,9008	3,4883	0,005803	0,004197	0,000352	-0,000135	0,001835	0,001194
6.3 TD	8,5757	-0,4276	-1,8967	1,8432	6,6596	2,8927	0,006208	0,004549	0,000328	-0,000274	0,001741	0,001126
6.4 TD	4,4478	-2,3994	0,5253	1,4805	4,8155	2,0861	0,001569	0,001689	-0,000563	-0,000217	0,001394	0,000968

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 2023 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 17,8% respecto del ejercicio 2022.

Cuadro 40. 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	6.696.888	6.643.662	6.655.730	6.377.291	6.389.731	6.395.793	
Transporte	1.573.269	1.439.888	1.456.922	1.482.404	1.216.556	1.244.178	1.266.791	
Distribución	5.552.386	5.257.000	5.186.741	5.173.326	5.160.735	5.145.553	5.129.002	
% variación retribución		-6,0%	-0,8%	0,2%	-4,2%	0,2%	0,1%	-10,2%
Transporte		-8,5%	1,2%	1,7%	-17,9%	2,3%	1,8%	-19,5%
Distribución		-5,3%	-1,3%	-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,3%	-7,6%
Consumo (GWh)	242.470	242.380	242.326	242.304	242.312	242.415	242.582	
2.0 TD	76.536	76.254	76.011	75.766	75.550	75.384	75.283	
3.0 TD	37.107	37.207	37.307	37.410	37.513	37.621	37.729	
6.1 TD	71.208	71.338	71.469	71.611	71.753	71.911	72.069	
6.2 TD	23.091	23.105	23.120	23.134	23.148	23.162	23.176	
6.3 TD	10.006	10.011	10.011	10.013	10.014	10.017	10.021	
6.4 TD	24.521	24.466	24.409	24.372	24.335	24.320	24.305	
Peajes T&D (miles €)	7.125.655	6.696.888	6.643.662	6.655.730	6.377.291	6.389.731	6.395.793	
2.0 TD	4.196.046	4.030.269	3.982.876	3.978.083	3.848.510	3.848.765	3.846.264	
3.0 TD	906.889	855.369	857.290	865.548	840.032	843.035	844.987	
6.1 TD	1.528.463	1.348.442	1.339.455	1.343.276	1.274.691	1.278.713	1.281.229	
6.2 TD	250.657	231.007	230.478	231.944	212.891	214.464	215.651	
6.3 TD	93.245	85.137	85.165	85.884	77.251	78.026	78.630	
6.4 TD	150.356	146.664	148.399	150.994	123.916	126.729	129.032	
Peajes T&D (€/MWh)	29,39	27,63	27,42	27,47	26,32	26,36	26,37	
2.0 TD	54,82	52,85	52,40	52,50	50,94	51,06	51,09	
3.0 TD	24,44	22,99	22,98	23,14	22,39	22,41	22,40	
6.1 TD	21,46	18,90	18,74	18,76	17,77	17,78	17,78	
6.2 TD	10,85	10,00	9,97	10,03	9,20	9,26	9,30	
6.3 TD	9,32	8,50	8,51	8,58	7,71	7,79	7,85	
6.4 TD	6,13	5,99	6,08	6,20	5,09	5,21	5,31	
% variación Peajes T&D		-6,0%	-0,8%	0,2%	-4,2%	0,2%	0,0%	-10,3%
2.0 TD		-3,6%	-0,9%	0,2%	-3,0%	0,2%	0,1%	-6,8%
3.0 TD		-5,9%	0,0%	0,7%	-3,2%	0,1%	-0,1%	-8,4%
6.1 TD		-11,9%	-0,8%	0,1%	-5,3%	0,1%	0,0%	-17,2%
6.2 TD		-7,9%	-0,3%	0,6%	-8,3%	0,7%	0,5%	-14,3%
6.3 TD		-8,7%	0,0%	0,8%	-10,1%	1,0%	0,7%	-15,8%
6.4 TD		-2,2%	1,4%	1,9%	-17,8%	2,3%	1,9%	-13,4%

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 las políticas de orientación energética

La Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece en su apartado cuarto las orientaciones de política energética que la CNMC debe seguir en la metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad.

Se considera que los peajes que resultan de la metodología de la Circular cumplen con las orientaciones de política energética porque, conforme al principio de causalidad los consumidores pagan por las redes que realmente utilizan para su suministro, incentivando el consumo en aquellos periodos en los que la red está menos saturada, optimizando la utilización de las mismas y evitando inversiones innecesarias en el contexto actual de electrificación de la economía.

Adicionalmente, cabe señalar que la estructura de peajes propuesta introduce dos términos de potencia y seis términos de energía para los consumidores de menor tamaño, de forma que se tiene en cuenta, por una parte, el momento en que la potencia es demandada, a efectos de procurar un consumo eficiente y facilitar la penetración del vehículo eléctrico en aquellos momentos en que la saturación de las redes es menor y, por otra parte, permite a los comercializadores complementar las señales de precios en el término de energía.

Asimismo, los peajes resultantes de la Circular facilitan la competitividad del sector industrial, en la medida en que tiene un impacto positivo sobre su factura, que, en términos medios, se verá reducida entre un 0,5% y un 1,2%.

Por otra parte, la definición de los periodos horarios de la Circular facilitará la comprensión de la señal de precios a los usuarios, en la medida en que se mantiene a lo largo del año, e incentivará el consumo eficiente, en la medida en que se adapta mejor a la realidad registrada en los últimos años.

Finalmente, los peajes resultantes de la metodología de la Circular garantizan la suficiencia de los ingresos para cubrir la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, de acuerdo con las previsiones realizadas, teniendo en cuenta, en su caso, los desvíos de ejercicios anteriores.

En todo caso, se considera importante señalar que el impacto sobre las orientaciones de política energética es limitado, teniendo en cuenta que los peajes de transporte y distribución representan una mínima proporción en la factura final de los consumidores (véase Cuadro 41).

Cuadro 41. Composición del precio final por grupo tarifario, excluidos impuestos y margen de comercialización, para el escenario de precios del mercado 2018 y supuesto se mantiene el nivel de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes

Grupo tarifario	Composición del precio final del consumidor medio de cada grupo tarifario, antes de impuestos y sin margen de comercialización (€/MWh)							% sobre total						
	Peaje T&D	Cargo implícito	Coste energía (1)	Pagos por capacidad	OMIE	OS	Total	Peaje T&D	Cargo implícito	Coste energía (1)	Pagos por capacidad	OMIE	OS	Total
Baja tensión	43,06	42,75	5,24	74,92	0,15	0,04	166,15	25,9%	25,7%	3,2%	45,1%	0,1%	0,0%	100,0%
2.0 A	62,32	53,98	5,42	74,82	0,15	0,04	196,72	31,7%	27,4%	2,8%	38,0%	0,1%	0,0%	100,0%
2.0 DHA	43,48	33,66	2,93	74,35	0,15	0,04	154,61	28,1%	21,8%	1,9%	48,1%	0,1%	0,0%	100,0%
2.0 DHS	29,00	25,13	2,51	72,64	0,15	0,04	129,48	22,4%	19,4%	1,9%	56,1%	0,1%	0,0%	100,0%
2.1 A	54,84	75,29	5,40	75,14	0,15	0,04	210,87	26,0%	35,7%	2,6%	35,6%	0,1%	0,0%	100,0%
2.1 DHA	28,25	43,86	2,73	73,99	0,15	0,04	149,03	19,0%	29,4%	1,8%	49,7%	0,1%	0,0%	100,0%
2.1 DHS	29,44	43,41	2,68	73,68	0,15	0,04	149,40	19,7%	29,1%	1,8%	49,3%	0,1%	0,0%	100,0%
3.0 A	22,99	34,36	4,80	75,56	0,15	0,04	137,90	16,7%	24,9%	3,5%	54,8%	0,1%	0,0%	100,0%
Alta tensión	14,05	11,57	1,58	66,88	0,13	0,04	94,26	14,9%	12,3%	1,7%	71,0%	0,1%	0,0%	100,0%
3.1 A	26,78	27,06	2,89	68,63	0,14	0,04	125,53	21,3%	21,6%	2,3%	54,7%	0,1%	0,0%	100,0%
6.1 A	16,65	14,93	1,45	68,35	0,14	0,04	101,55	16,4%	14,7%	1,4%	67,3%	0,1%	0,0%	100,0%
6.2	10,00	5,68	1,30	66,45	0,13	0,04	83,60	12,0%	6,8%	1,6%	79,5%	0,2%	0,0%	100,0%
6.3	8,50	4,44	1,15	65,35	0,13	0,03	79,61	10,7%	5,6%	1,4%	82,1%	0,2%	0,0%	100,0%
6.4	5,99	2,40	1,06	63,46	0,13	0,03	73,07	8,2%	3,3%	1,4%	86,8%	0,2%	0,0%	100,0%

Fuente: CNMC

(1) Incluye el coste del servicio de interrumpibilidad

8.3. 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.

8.4. 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.

8.5. Impacto en el caso de modificar el porcentaje a recuperar por el término de potencia y por el término de energía de baja tensión.

La propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad considera que el 100% de la retribución de las redes de baja tensión se debe recuperar a través del término de potencia, en coherencia con lo establecido en la Circular 3/2014, y motivado porque en el diseño de las redes la potencia es el principal inductor de coste.

No obstante, en el presente apartado y en coherencia con la nota a pie de página introducida en el Anexo II de la Circular, se analiza el impacto en el caso que el 75% de la retribución de las redes de baja tensión se recuperara a través del término de potencia y el 25% a través de término de energía, análogamente al resto de las redes. Este escenario alternativo tendría las siguientes consecuencias:

- a) *Modificación de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, a los autoconsumidores por la energía demandada de la red y a los generadores por los consumos propios*

En primer lugar, la asignación en mayor medida al término de energía supondría que el término de potencia de los peajes de transporte y distribución aplicables a los consumidores de baja tensión se reducirían entre un 9,2% y un 22,3%, mientras que el término de energía de dichos peajes se incrementaría entre un 46,9% y un 974,2%, tal y como se muestra en el Cuadro 42.

Cuadro 42. Impacto sobre los peajes de transporte y distribución de la modificación del reparto de la retribución de baja tensión entre el término de potencia y el término de energía. Año 2020.

A. Escenario considerado en la Circular: 100% de la retribución de BT se recupera a través del Término de Potencia												
Grupo tarifario	Término de potencia de los peajes (€/kW año)						Término de energía de los peajes (€/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
2.0 TD	28,7500	0,9333	-	-	-	-	0,0169	0,0130	0,0103	0,0063	0,0005	0,0001
3.0 TD	10,2065	9,2878	4,7215	3,6009	0,9333	0,9333	0,0169	0,0130	0,0103	0,0063	0,0005	0,0001

B. Escenario alternativo: 75% de la retribución de BT se recupera a través del Término de Potencia, 25% restantes a través del Término de Energía												
Grupo tarifario	Término de potencia de los peajes (€/kW año)						Término de energía de los peajes (€/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
2.0 TD	25,4218	0,7248	-	-	-	-	0,0297	0,0232	0,0152	0,0099	0,0012	0,0012
3.0 TD	9,0103	8,1738	4,2851	3,2278	0,7248	0,7248	0,0297	0,0232	0,0152	0,0099	0,0012	0,0012

C. Tasa de variación de (B) s/ (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia de los peajes (€/kW año)						Término de energía de los peajes (€/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
2.0 TD	-11,6%	-22,3%					76,2%	78,4%				
3.0 TD	-11,7%	-12,0%	-9,2%	-10,4%	-22,3%	-22,3%	76,2%	78,4%	46,9%	57,7%	141,6%	974,2%

Fuente: CNMC

b) *Modificación de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas*

En segundo lugar, dicha modificación supondría que los autoconsumidores conectados en baja tensión tendrían que abonar un peaje por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas, tal y como se muestra en el Cuadro 43.

Cuadro 43. Impacto sobre los peajes de transporte y distribución de los peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas de la modificación del reparto de la retribución de baja tensión entre el término de potencia y el término de energía. Año 2020.

A. Escenario considerado en la Circular: 100% de la retribución de BT se recupera a través del Término de Potencia

Grupo tarifario	Término de energía de los peajes (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	0,008670	0,006591	0,004508	0,003089	0,000332	0,000050
NT2	0,003815	0,003049	0,002357	0,001286	0,000067	0,000011
NT3	0,003985	0,002939	0,002661	0,001624	0,000129	0,000041
NT4	0,006896	0,005333	0,004588	0,002502	0,000081	0,000050

B. Escenario alternativo: 75% de la retribución de BT se recupera a través del Término de Potencia, 25% restantes a través del Término de Energía

Grupo tarifario	Término de energía de los peajes (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	0,012839	0,010220	0,004849	0,003621	0,000712	0,001084
NT1	0,008670	0,006591	0,004508	0,003089	0,000332	0,000050
NT2	0,003815	0,003049	0,002357	0,001286	0,000067	0,000011
NT3	0,003985	0,002939	0,002661	0,001624	0,000129	0,000041
NT4	0,006896	0,005333	0,004588	0,002502	0,000081	0,000050

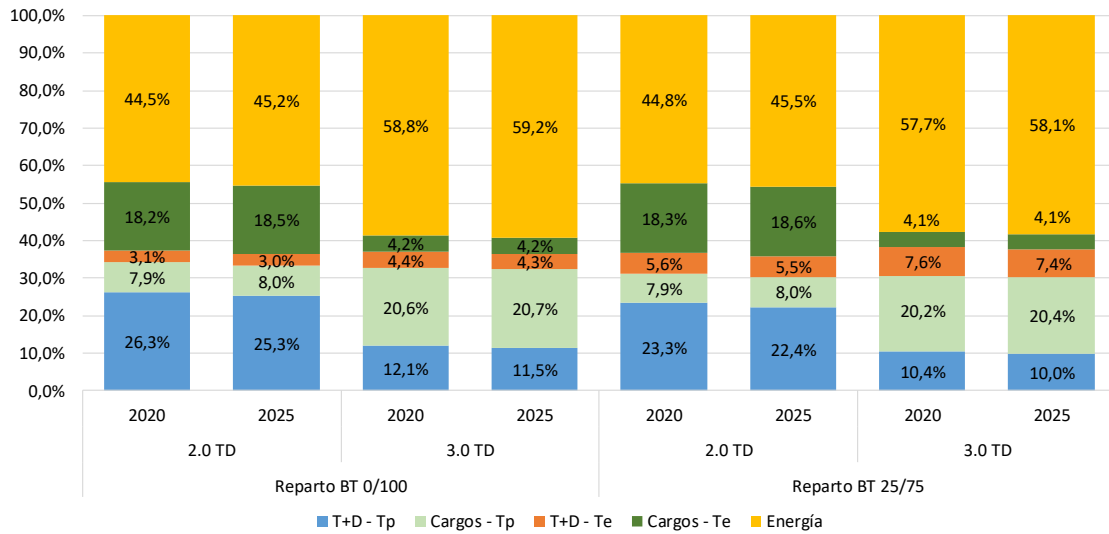
Fuente: CNMC

c) *Porcentaje de la facturación total asociada al término de potencia de los peajes de transporte y distribución*

En tercer lugar, para el consumidor medio acogido al peaje 2.0 TD el término fijo del peaje de transporte y distribución pasaría de representar el 26,3% al 23,3%, de la facturación total del consumidor, excluyendo impuestos y margen de comercialización, en el año 2020 (véase Gráfico 16).

Para el consumidor medio acogido al peaje 3.0 TD, el cambio en la asignación supondría que el término fijo pasara del 12,1 % de la facturación total del consumidor, al 10,4%, en el ejercicio 2020.

Gráfico 16. Impacto sobre la distribución de la facturación media del consumidor acogido a cada peaje de la modificación del reparto de la retribución de baja tensión entre el término de potencia y el término de energía.



Fuente: CNMC

- (1) En el cálculo de las facturaciones medias se han tenido en cuenta las siguientes hipótesis:
- El importe de los cargos se calcula como la diferencia entre los peajes de acceso vigentes y la facturación de los peajes de T&D.
 - Se ha considerado el coste de energía registrado en 2018.
 - No se incluyen impuestos ni margen de comercialización

d) Impacto sobre los consumidores

Finalmente, a efectos ilustrativos, en el Cuadro 44 se analiza el impacto del cambio de criterio de asignación sobre la facturación media de los peajes de transporte y distribución para un consumidor tipo con una potencia contratada de 3,45 kW y 2.500 kWh de consumo anual.

Si el citado consumidor no es autoconsumidor, la modificación del criterio de asignación al término fijo supondría que la facturación anual por potencia se reduciría en 12,20 € al año, mientras que la de energía se incrementaría en 10,88 € al año, por lo que se produciría una reducción en la facturación en concepto de peajes de transporte y distribución de 1,32 € al año.

Si, por el contrario, el consumidor es autoconsumidor, la modificación analizada supondría una reducción de la facturación anual por potencia de 12,20 € y un incremento del término de energía de 5,04 €, lo que implicaría una reducción en

la facturación anual en concepto de peajes de transporte y distribución de 7,16 € al año.

A los efectos anteriores se han considerado las siguientes hipótesis:

- Potencia de la instalación fotovoltaica: 1,73 kW
- Número de horas de utilización: 1.444 horas
- Compensación simplificada con excedentes: los excedentes se han calculado como la diferencia horaria entre la demanda del consumidor (supuesto el perfil medio de los consumidores con potencia contratada menor de 15 kW correspondiente al ejercicio 2018) y la generación horaria media (dado el perfil de generación de las instalaciones fotovoltaicas según al información disponible en el e-sios).

Cuadro 44. Impacto sobre los peajes de transporte y distribución de los peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas de la modificación del reparto de la retribución de baja tensión entre el término de potencia y el término de energía. Año 2020.

A. Escenario considerado en la Circular: 100% de la retribución de BT se recupera a través del Término de Potencia			
	Tp	Te	Total
	€	€	€
1. Sin Autoconsumo	102,41	14,09	116,50
2. Con Autoconsumo	102,41	5,97	108,38
(2) - (1)	0,00	-8,12	-8,12

B. Escenario alternativo: 75% de la retribución de BT se recupera a través del Término de Potencia, 25% restantes a través del Término de Energía			
	Tp	Te	Total
	€	€	€
1. Sin Autoconsumo	90,21	24,97	115,18
2. Con Autoconsumo	90,21	11,01	101,22
(2) - (1)	0,00	-13,96	-13,96

Diferencia : (B) - (A)			
	Tp	Te	Total
	€	€	€
1. Sin Autoconsumo	-12,20	10,88	-1,32
2. Con Autoconsumo	-12,20	5,04	-7,16
(2) - (1)	0,00	-5,84	-5,84

Fuente: CNMC

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 abril, al Operador de Sistema (OS) la demanda eléctrica peninsular, extrapeninsular e insular en barras de central (b.c.) para el año 2018 y previsiones de dichas demandas 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.

Se indica que dichas previsiones podrán ser actualizadas a los efectos de la publicación de la Resolución por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para el ejercicio 2020.

1. Previsión de cierre 2019

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

En el ~~¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.~~ se presenta la demanda en b.c. registrada en 2018, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (julio 2018 - junio 2019) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2019. De acuerdo con la información aportada en abril de 2019, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 268.020 GWh²⁸, un -0,3% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2018 (268.877 GWh) y en un -0,7% a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (266.095 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 los subsistemas Ceutí 0,3%, en el subsistema balear del 1,2% y en el subsistema melillense del 1,7%. Por el contrario, prevé un descenso del -0,3% en el subsistema peninsular y un

²⁸ El Operador del Sistema ha contemplado en su escenario de demanda el cierre de las factorías de Alcoa en La Coruña y en Avilés.

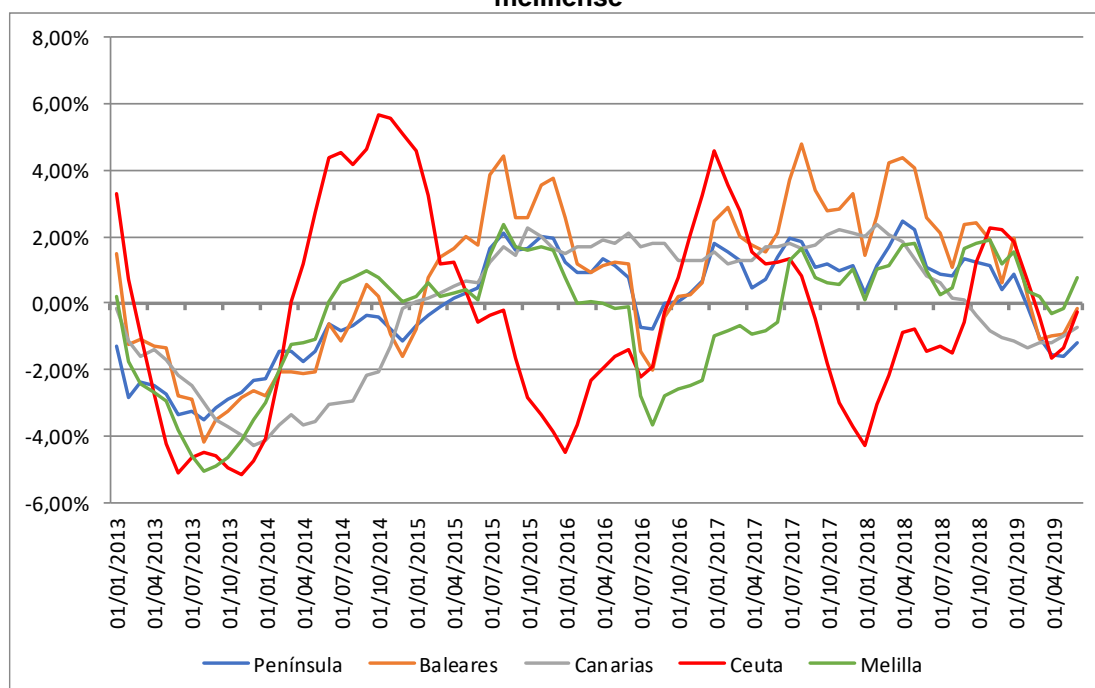
-1,3% en el subsistema canario. Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2019 son superiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (a junio de 2019) en los subsistemas peninsular (-1,2%) balear (-0,2%), melillense (0,8%) y ceutí (-0,3%) e inferior en el subsistema canario (-0,7%) (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 (jul 2018- jun 2019)			Previsión OS de cierre 2019	
		GWh	% variación respecto 2018	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2018
Peninsular	253.563	250.782	-1,1%	-1,2%	252.743	-0,3%
No peninsular	15.314	15.313	0,0%	-0,5%	15.277	-0,2%
Baleares	6.053	6.044	-0,2%	-0,2%	6.126	1,2%
Canarias	8.841	8.851	0,1%	-0,7%	8.726	-1,3%
Ceuta	207	205	-1,1%	-0,3%	208	0,3%
Melilla	213	213	0,1%	0,8%	217	1,7%
Total Nacional	268.877	266.095	-1,0%	-1,16%	268.020	-0,3%

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. Junio 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 peninsular (0,3%), balear (2,2%), canario (0,2%) y melillense (0,4%), por el contrario, disminuirá en el subsistema ceutí (-1,2%). Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2019 (243.944 GWh) supone un aumento respecto de la demanda registrada en 2018 (243.227 GWh) del 0,3%.

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 1,3% y una contracción del consumo de los conectados en media y alta tensión del -0,6%, motivada la contracción de la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 A (-8,4%), 6.3 (-1,7%) y 6.4 (3,8%), compensado por incremento en alta tensión del peaje 6.2 (+7,4%) . 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 a la 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 (-3,8%) está motivado por la parada de ALCOA y de la reducción de consumo en Arcelor Mittal.

La previsión de incremento de la demanda en consumo de las empresas (0,3%) es superior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2019 (-0,3%) y también superior a la media móvil de los últimos doce meses (julio 18-junio 19) registrada por la demanda en b.c. (-1,16%).

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
P _c (1) ≤ 15 kW	70.837	2.488	3.273	89	83	78.528
P _c (1) > 15 kW	33.138	1.678	1.667	56	54	38.592
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	105.055	4.305	4.976	125	138	114.599
P _c (1) ≤ 15 kW	71.574	2.594	3.311	89	83	77.632
P _c (1) > 15 kW	33.481	1.710	1.665	56	55	38.967
Media tensión	65.127	1.349	3.210	63	68	69.817
3.1 A	13.488	443	715	12	17	14.676
6.1 A	51.639	905	2.494	51	51	55.141
Alta tensión	59.322	85	121	-	-	59.528
6.2	24.516	85	121	-	-	24.723
6.3	10.335	-	-	-	-	10.335
6.4 (2)	24.471	-	0	-	-	24.471
Total	229.504	5.738	8.308	188	206	243.944

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

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) P_c: Potencia contratada

(2) Incluye Tránsito Tajo-Seguro

(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 para aquellos consumidores de baja tensión cuya potencia contratada es inferior a 15 kW, debido al traslado de clientes hacia peajes con discriminación horaria, y 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	70.056	35.708	8.835	-	-	-
Pc (1) ≤ 15 kW	62.613	14.997	22	-	-	-
Pc (1) > 15 kW	7.443	20.711	8.812	-	-	-
Media tensión	8.209	12.740	8.953	5.177	7.126	27.612
3.1 A	2.944	5.982	5.750			
6.1 A	5.265	6.758	3.203	5.177	7.126	27.612
Alta tensión	4.625	6.589	3.358	4.775	6.711	33.471
6.2	2.344	3.238	1.737	1.983	2.748	12.672
6.3	758	1.095	479	817	1.164	6.023
6.4 (2)	1.523	2.257	1.142	1.974	2.799	14.776
Total	82.890	55.037	21.145	9.951	13.837	61.083

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	80,7%	19,3%	0,0%			
Pc (1) > 15 kW	20,1%	56,0%	23,8%			
Media tensión						
3.1 A	20,1%	40,8%	39,2%			
6.1 A	9,5%	12,3%	5,8%	9,4%	12,9%	50,1%
Alta tensión						
6.2	9,5%	13,1%	7,0%	8,0%	11,1%	51,3%
6.3	7,3%	10,6%	4,6%	7,9%	11,3%	58,3%
6.4 (2)	6,2%	9,2%	4,7%	8,1%	11,4%	60,4%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (abr 18-mar 19) por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
Pc (1) ≤ 15 kW	83,3%	16,7%	0,0%			
Pc (1) > 15 kW	20,2%	56,0%	23,8%			
Media tensión						
3.1 A	20,4%	40,4%	39,3%			
6.1 A	8,8%	11,1%	5,8%	9,4%	12,8%	52,2%
Alta tensión						
6.2	7,5%	10,0%	5,6%	9,2%	13,8%	53,9%
6.3	6,7%	9,3%	4,9%	8,4%	12,1%	58,7%
6.4 (2)	6,1%	8,9%	4,7%	8,1%	12,0%	60,3%

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 acogidos al peaje 3.1 A se reduce y la de los consumidores acogidos al peaje 6.1 A aumenta. En alta tensión la potencia contratada aumenta, con carácter general, en todos los períodos excepto en el período 3 de los consumidores acogidos al peaje 6.3 que disminuye.

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	143.663	143.251	21.400	21.421			
Potencia (P) ≤ 15 kW	123.654	123.856					
Potencia (P) > 15 kW	20.008	19.395	21.400	21.421			
Media tensión	19.554	18.710	19.719	20.737	13.320	13.471	19.564
3.1 A	6.265	5.912	6.671	7.523			
6.1 A	12.177	11.675	11.868	12.028	12.125	12.262	17.876
6.1 B	1.112	1.123	1.181	1.185	1.195	1.209	1.688
Alta tensión	9.311	8.596	9.024	9.281	9.495	9.685	11.941
6.2	3.226	3.083	3.188	3.232	3.249	3.271	4.240
6.3	1.822	1.720	1.821	1.841	1.918	1.946	2.440
6.4 (2)	4.263	3.794	4.015	4.208	4.328	4.468	5.261
Total	172.528	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	143.507	142.689	20.460	21.428	-	-	-
Potencia (P) ≤ 15 kW	123.478	123.478					
Potencia (P) > 15 kW	20.029	19.211	20.460	21.428			
Media tensión	18.142	17.126	17.994	19.547	12.260	12.399	18.150
3.1 A	5.760	5.361	6.019	7.451			
6.1 A	12.382	11.765	11.975	12.096	12.260	12.399	18.150
Alta tensión	10.852	10.274	10.796	10.263	10.951	11.161	14.140
6.2	4.648	4.620	4.795	4.035	4.516	4.562	6.196
6.3	1.932	1.785	1.888	1.935	2.005	2.028	2.573
6.4 (2)	4.272	3.869	4.113	4.293	4.430	4.571	5.371
Total	172.501	170.089	49.250	51.238	23.211	23.559	32.290

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

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 segundo trimestre de 2019 es del 0,6%, una décima inferior a tasa a la registrada en el trimestre anterior, situándose la tasa de variación interanual del PIB del primer trimestre de 2019 en 2,4%.

Para el año 2019, se espera que el PIB aumente entre un 2,1% y un 2,4%. En particular, según la Comisión Europea (CE) y el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que el PIB aumentará un 2,1% en 2019. La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y el Gobierno²⁹ prevé que el PIB del ejercicio 2019 aumentará el 2,2%, mientras que el Banco de España estima un crecimiento del 2,4% para el año 2019. Al respecto se indica que la previsión de la CE y la OCDE se realizó en el mes de mayo, y las previsiones del BE y el FMI son de junio y abril de 2019, respectivamente.

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.

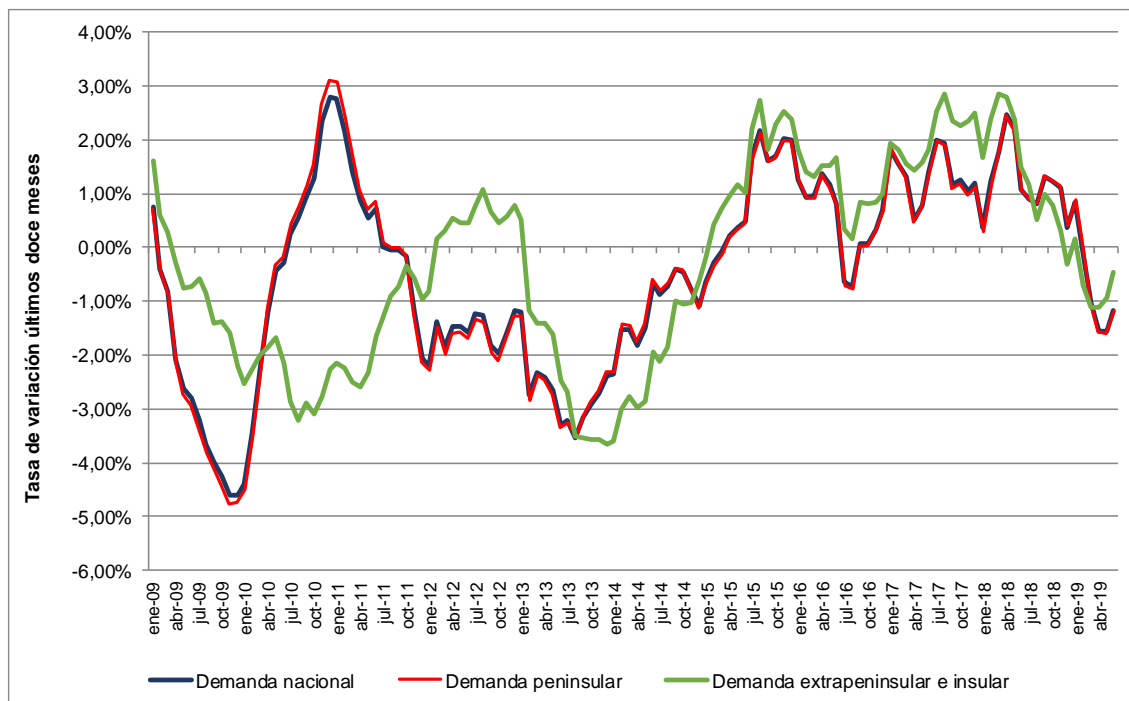
Cuadro I.5. Evolución de la demanda nacional en b.c.

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	24.554	-2,11	3,06	-2,11	3,06	0,37	0,84
Febrero	21.051	22.449	21.281	6,64	-5,20	1,95	-0,95	1,22	-0,12
Marzo	22.265	23.302	21.887	4,65	-6,07	2,84	-2,66	1,75	-1,02
Abril	20.114	21.088	20.654	4,84	-2,06	3,30	-2,52	2,47	-1,54
Mayo	21.449	21.308	21.095	-0,66	-1,00	2,52	-2,23	2,21	-1,57
Junio	23.024	21.608	21.327	-6,15	-1,30	1,01	-2,08	1,09	-1,16
Julio	23.898	23.662		-0,99		0,71		0,90	
Agosto	23.322	23.507		0,79		0,72		0,81	
Septiembre	21.476	22.118		2,99		0,96		1,31	
Octubre	21.459	21.584		0,58		0,92		1,22	
Noviembre	22.074	22.055		-0,09		0,83		1,10	
Diciembre	23.396	22.372		-4,38		0,38		0,38	
Anual	267.867	268.877	130.798						

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

²⁹ Véase Escenario Macroeconómico 2019-2022, actualizado a abril de 2019, disponible en <http://serviciosede.mineco.gob.es/indeco/>

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



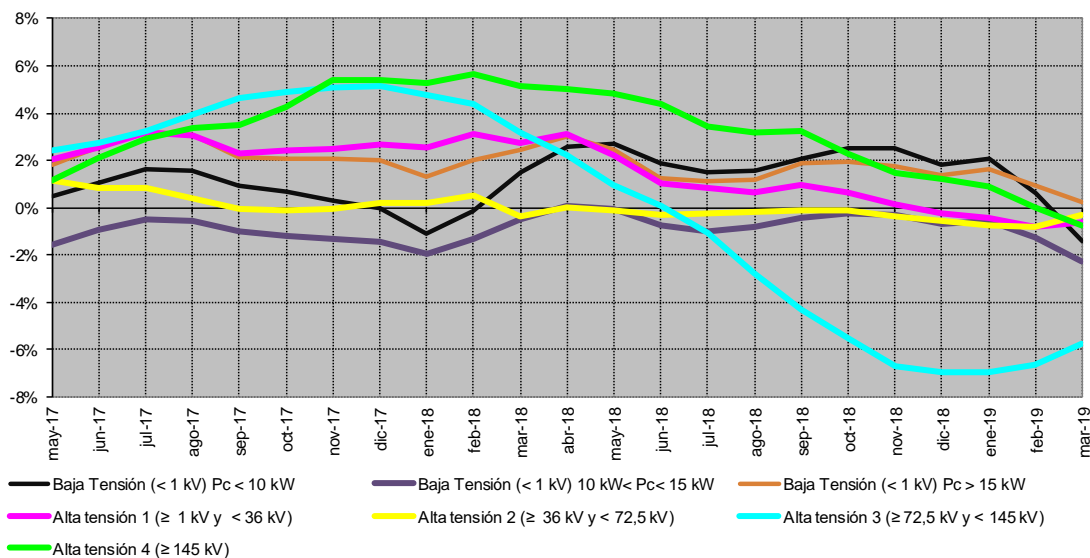
Fuente: REE

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		
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW							
2018	abril	2,6%	0,1%	3,0%	3,1%	0,0%	2,2%	5,0%	2,7%	
	mayo	2,7%	-0,1%	2,4%	2,2%	-0,1%	0,9%	4,9%	2,3%	
	junio	1,9%	-0,8%	1,3%	1,0%	-0,3%	0,1%	4,4%	1,4%	
	julio	1,5%	-1,0%	1,1%	0,8%	-0,2%	-1,1%	3,5%	1,1%	
	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%	-6,7%	1,5%	0,8%	
	diciembre	1,8%	-0,7%	1,4%	-0,2%	-0,6%	-7,0%	1,2%	0,3%	
	2019	enero	2,0%	-0,5%	1,6%	-0,4%	-0,8%	-7,0%	0,9%	0,3%
		febrero	0,6%	-1,2%	0,9%	-0,8%	-0,8%	-6,7%	0,0%	-0,4%
		marzo	-1,4%	-2,2%	0,2%	-0,6%	-0,3%	-5,7%	-0,8%	-1,0%

Fuente: CNMC

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



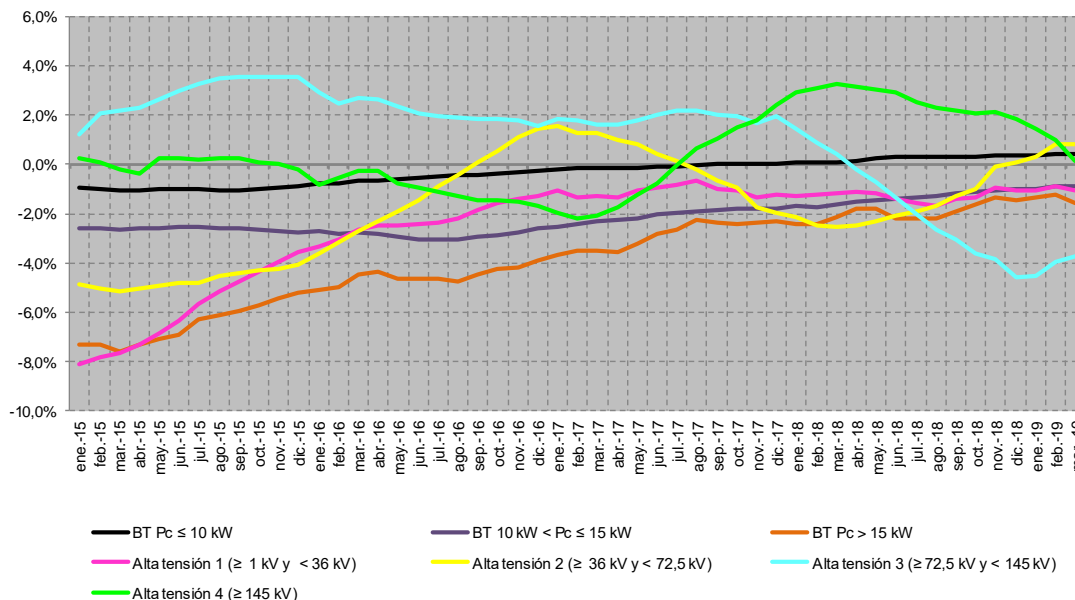
Fuente: CNMC

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 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2018	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%	-1,9%	-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%	-1,1%	-1,4%	-0,9%	-0,1%	-3,8%	2,1%	-0,1%
2019	diciembre	0,4%	-1,0%	-1,4%	-1,1%	0,1%	-4,6%	1,9%	-0,1%
	enero	0,3%	-1,0%	-1,3%	-1,1%	0,3%	-4,5%	1,4%	-0,1%
	febrero	0,4%	-0,9%	-1,2%	-0,9%	0,8%	-4,0%	1,0%	0,0%
	marzo	0,4%	-0,9%	-1,6%	-1,0%	0,8%	-3,7%	0,1%	-0,1%

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. Se ha considerado, en línea con el OS, el cierre de las factorías de ALCOA en la Coruña y en Avilés.

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	29.446.788	140.574.886	21.376.365	21.398.130				68.252.812	36.517.172	8.873.027	-	-	-	113.643.010
2.0 A (P ≤ 10 kW)	21.747.512	82.961.784						44.627.296						44.627.296
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	6.081.365	28.251.805						10.109.743	13.229.223					23.338.965
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	7.306	37.536						16.083	13.832	17.758				47.673
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	559.252	6.701.617						4.371.483						4.371.483
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	275.346	3.239.069						1.611.660	2.527.249					4.138.909
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	817	10.069						4.438	3.958	3.527				11.923
3.0 A (P > 15 kW)	775.192	19.373.007	21.376.365	21.398.130				7.512.109	20.742.911	8.851.742				37.106.762
Alta tensión	112.213	26.801.897	28.226.074	29.488.750	22.356.803	22.694.935	30.964.871	12.010.553	18.088.292	12.492.035	10.465.597	14.621.772	61.148.476	128.826.725
3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.379	5.853.912	6.605.430	7.449.715				3.260.513	6.420.975	6.177.717				15.859.205
6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.915	11.563.362	11.754.123	11.912.841	12.008.628	12.145.021	17.704.009	4.847.851	6.185.030	3.363.337	5.465.624	7.542.222	27.944.582	55.348.645
6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.190	1.122.934	1.181.244	1.185.513	1.195.074	1.208.624	1.687.826	451.852	606.311	335.891	552.088	775.827	2.537.872	5.259.841
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.646	3.052.184	3.156.303	3.199.491	3.216.692	3.238.219	4.197.356	1.314.829	1.797.963	951.787	1.586.494	2.194.150	9.986.323	17.831.547
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	416	1.669.946	1.768.105	1.787.642	1.862.406	1.889.012	2.368.718	666.195	932.350	495.048	844.897	1.207.889	5.860.117	10.006.496
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	665	3.539.559	3.760.870	3.953.548	4.074.003	4.214.059	4.959.513	1.469.312	2.145.664	1.168.254	2.016.493	2.901.685	14.622.249	24.323.657
Trasvase Tajo - Segura	1	-	-	-	-	-	47.450	-	-	-	-	-	197.334	197.334
Total	29.559.001	167.376.783	49.602.439	50.886.880	22.356.803	22.694.935	30.964.871	80.263.365	54.605.464	21.365.061	10.465.597	14.621.772	61.148.476	242.469.736

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)						
		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	27.450.312	130.147.249	-	-				62.987.328	33.262.943	8.013.641	-	-	-	104.263.912
2.0 A (P ≤ 10 kW)	20.441.545	77.543.389						41.645.758						41.645.758
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	5.524.033	25.722.905						9.072.312	12.116.311					21.188.622
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	6.728	34.630						15.159	13.131	17.273				45.563
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	511.790	6.134.933						3.948.638						3.948.638
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	251.477	2.987.376						1.465.425	2.325.790					3.791.215
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	715	8.839						3.969	3.581	3.327				10.877
3.0 A (P > 15 kW)	714.025	17.715.178	-	-				6.836.067	18.804.130	7.993.042				33.633.239
Alta tensión	108.777	25.686.142	27.085.203	28.322.806	21.560.276	21.896.038	29.945.124	11.501.856	17.176.778	11.774.987	10.077.958	14.200.030	59.187.512	123.919.122
3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.148	5.516.155	6.251.688	7.076.067				3.029.390	5.944.104	5.699.736				14.673.230
6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.727	10.828.513	11.010.141	11.163.694	11.255.889	11.390.764	16.754.374	4.583.435	5.771.833	3.135.573	5.096.855	7.139.636	26.104.474	51.831.806
6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.190	1.122.934	1.181.244	1.185.513	1.195.074	1.208.624	1.687.826	451.852	606.311	335.891	552.088	775.827	2.537.872	5.259.841
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.630	3.009.036	3.113.155	3.156.343	3.172.904	3.193.579	4.127.243	1.301.672	1.776.516	940.485	1.567.624	2.174.994	9.865.466	17.626.758
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	416	1.669.946	1.768.105	1.787.642	1.862.406	1.889.012	2.368.718	666.195	932.350	495.048	844.897	1.207.889	5.860.117	10.006.496
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	665	3.539.559	3.760.870	3.953.548	4.074.003	4.214.059	4.959.513	1.469.312	2.145.664	1.168.254	2.016.493	2.901.685	14.622.249	24.323.657
Trasvase Tajo - Segura	1	-	-	-	-	-	47.450	-	-	-	-	-	197.334	197.334
Total	27.559.089	155.833.391	27.085.203	28.322.806	21.560.276	21.896.038	29.945.124	74.489.184	50.439.721	19.788.628	10.077.958	14.200.030	59.187.512	228.183.034

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	718.029	4.419.064	-	-				2.184.473	1.591.615	416.051	-	-	-	4.192.139
2.0 A (P ≤ 10 kW)	420.444	1.915.309						1.134.152						1.134.152
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	227.788	1.283.492						495.387	522.985					1.018.372
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	180	1.099						422	343	248				1.013
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	20.032	231.038						157.240						157.240
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	14.975	151.724						74.542	95.052					169.594
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	41	486						139	115	85				338
3.0 A (P > 15 kW)	34.569	835.916	-	-				322.591	973.121	415.718				1.711.430
Alta tensión	1.169	397.636	408.533	416.931	271.401	272.680	344.506	185.497	340.380	229.370	99.637	89.533	522.202	1.466.619
3.1 A (1 kV a 36 kV)	778	132.554	140.860	148.140				85.255	185.153	169.933				440.341
6.1 A (1 kV a 30 kV)	387	239.608	242.199	243.317	245.288	245.715	314.748	93.189	143.868	54.293	91.089	82.604	472.536	937.578
6.1 B (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	4	25.474	25.474	25.474	26.113	26.965	29.758	7.052	11.359	5.145	8.548	6.930	49.667	88.700
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasvase Tajo - Segura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	719.198	4.816.700	408.533	416.931	271.401	272.680	344.506	2.369.970	1.931.995	645.421	99.637	89.533	522.202	5.658.758

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	1.207.760	5.652.975	-	-				2.908.183	1.603.510	411.650	-	-	-	4.923.342
2.0 A (P ≤ 10 kW)	820.416	3.248.341						1.711.256						1.711.256
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	329.027	1.243.365						541.369	589.139					1.130.508
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	396	1.801						501	357	237				1.095
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	25.269	309.347						252.195						252.195
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	8.832	99.166						71.202	105.325					176.527
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	61	744						330	262	116				708
3.0 A (P > 15 kW)	23.759	750.212	-	-				331.329	908.427	411.297				1.651.053
Alta tensión	2.148	681.785	695.801	712.246	501.833	502.825	649.155	310.233	549.643	469.575	277.566	319.742	1.380.618	3.307.377
3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.358	192.148	199.624	212.087				139.575	279.645	296.256				715.476
6.1 A (1 kV a 30 kV)	777	471.963	478.503	482.485	484.158	485.150	608.800	164.553	259.910	167.161	267.244	307.516	1.309.429	2.475.813
6.1 B (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	12	17.674	17.674	17.674	17.675	17.675	40.355	6.105	10.088	6.157	10.322	12.227	71.189	116.088
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasvase Tajo - Segura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.209.909	6.334.760	695.801	712.246	501.833	502.825	649.155	3.218.416	2.153.153	881.224	277.566	319.742	1.380.618	8.230.719

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	-	-				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	-	-				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 36 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
6.1 B (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 (36 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	15.826	15.800	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	-	-				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	-	-				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 36 kV)	52	8.305	8.416	8.606				3.919	7.093	6.927				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	4.881	5.994	28.530	50.639
6.1 B (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 (36 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	20.711	20.967	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 267.970 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 (jul 2018- jun 2019)			Previsión CNMC de cierre 2019	
		GWh	% variación respecto 2018	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 19 respecto 18
Peninsular	253.563	250.782	-1,1%	-1,2%	252.667	-0,4%
No peninsular	15.314	15.313	0,0%	-0,5%	15.303	-0,1%
Baleares	6.053	6.044	-0,2%	-0,2%	6.102	0,8%
Canarias	8.841	8.851	0,1%	-0,7%	8.779	-0,7%
Ceuta	207	205	-1,1%	-0,3%	208	0,3%
Melilla	213	213	0,1%	0,8%	214	0,6%
Total Nacional	268.877	266.095	-1,0%	-1,16%	267.970	-0,3%

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	1.490	49,7%	254.157	-0,2%
No peninsular	42	987,3%	15.345	0,2%
Baleares	34	6158,2%	6.136	1,4%
Canarias	8	133,3%	8.787	-0,6%
Ceuta	-		208	0,3%
Melilla	-		214	0,6%
Total Nacional	1.531	53,3%	269.502	-0,1%

Fuente: CNMC

La demanda en b.c. prevista para el cierre de 2019 (267.960 GWh) supone una reducción del 2,6% respecto de la demanda inicial prevista para el ejercicio 2019 (275.208 GWh) confeccionada a efectos de la elaboración del informe sobre la propuesta de Orden de los peajes eléctricos para 2019, con demandas inferiores a las inicialmente previstas en los subsistemas peninsular, balear y canario y superiores en los subsistemas de Ceuta y Melilla (véase Cuadro I.16).

Cuadro I.16. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para el ejercicio 2019: Previsión inicial (noviembre 2018) y Previsión de cierre del ejercicio (junio 2019)

Sistema	2018 (GWh)	Previsión inicial CNMC 2019 (noviembre 2018)		Previsión cierre CNMC 2019 (junio 2019)		% variación previsión inicial respecto previsión cierre
		GWh	% variación 19 sobre 18	GWh	% variación 19 sobre 18	
Peninsular	253.563	259.408	2,3%	252.667	-0,4%	-2,6%
No peninsular	15.314	15.800	3,2%	15.303	-0,1%	-3,1%
Baleares	6.053	6.318	4,4%	6.102	0,8%	-3,4%
Canarias	8.841	9.068	2,6%	8.779	-0,7%	-3,2%
Ceuta	207	203	-1,9%	208	0,3%	2,2%
Melilla	213	211	-1,1%	214	0,6%	1,7%
Total Nacional	268.877	275.208	2,4%	267.970	-0,3%	-2,6%

Fuente: CNMC

Asimismo, la demanda en consumo prevista para el cierre del ejercicio 2019 (242.469 GWh) supone una reducción del 2,5% respecto de la demanda en consumo inicialmente prevista para el 2019 (248.728 GWh). En particular, la demanda de los suministros conectados en baja tensión se reduce un 2,15% y la de los conectados en alta tensión un 2,84% en alta tensión. El número de suministros es similar en ambos escenarios mientras que la potencia contratada prevista en junio es inferior en todos los periodos exceptuando el periodo 2 (véase Cuadro I.17).

Cuadro I.17. Previsión de la CNMC de demanda en consumo para el 2019: Previsión inicial (noviembre 2018) y Previsión de cierre (junio 2019)

(A) Previsión de cierre 2019 CNMC actualizada (junio 2019)

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	29.446.788	140.574.886	21.376.365	21.398.130				68.252.812	36.517.172	8.873.027	-	-	-	113.643.010
2.0 A (P ≤ 10 kW)	21.747.512	82.961.784						44.627.296						44.627.296
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	6.081.365	28.251.805						10.109.743	13.229.223					23.338.965
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	7.306	37.536						16.083	13.832	17.758				47.673
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	559.252	6.701.617						4.371.483						4.371.483
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	275.346	3.239.069						1.611.660	2.527.249					4.138.909
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	817	10.069						4.438	3.958	3.527				11.923
3.0 A (P > 15 kW)	775.192	19.373.007	21.376.365	21.398.130				7.512.109	20.742.911	8.851.742				37.106.762
Alta tensión	112.213	26.801.897	28.226.074	29.488.750	22.356.803	22.694.935	30.964.871	12.010.553	18.088.292	12.492.035	10.465.597	14.621.772	61.148.476	128.826.725
3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.379	5.853.912	6.605.430	7.448.715				3.260.513	6.420.975	6.177.717				15.859.205
6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.915	11.563.362	11.754.123	11.912.841	12.008.628	12.145.021	17.704.009	4.847.851	6.185.030	3.363.337	5.465.624	7.542.222	27.944.582	55.348.645
6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.190	1.122.934	1.181.244	1.185.513	1.195.074	1.208.624	1.687.826	451.852	606.311	335.891	552.088	775.827	2.537.872	5.259.841
6.2 (36 kV a 72.5 kV)	1.646	3.052.184	3.156.303	3.199.491	3.216.692	3.238.219	4.197.356	1.314.829	1.797.963	951.787	1.586.494	2.194.150	9.986.323	17.831.547
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	416	1.669.946	1.768.105	1.787.642	1.862.406	1.889.012	2.368.718	666.195	932.350	495.048	844.897	1.207.889	5.860.117	10.006.496
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	665	3.539.559	3.760.870	3.953.548	4.074.003	4.214.059	4.959.513	1.469.312	2.145.664	1.168.254	2.016.493	2.901.685	14.622.249	24.323.657
Tranvía Tajo - Segura	1	-	-	-	-	-	47.450	-	-	-	-	-	197.334	197.334
Total	29.559.001	167.376.783	49.602.439	50.886.880	22.356.803	22.694.935	30.964.871	80.263.365	54.605.464	21.365.061	10.465.597	14.621.772	61.148.476	242.469.736

(B) Previsión inicial 2019 CNMC (Noviembre 2018)

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	29.435.125	143.285.752	20.403.137	21.310.897				72.103.242	35.162.958	8.870.856	-	-	-	116.137.055
2.0 A (P ≤ 10 kW)	22.222.763	87.788.864						50.730.565						50.730.565
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	5.603.211	26.000.268						7.715.410	12.096.653					19.812.064
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	7.032	36.100						14.581	12.799	17.000				44.380
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	566.770	6.981.471						4.808.655						4.808.655
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	260.860	3.182.912						1.351.199	2.426.188					3.777.388
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	854	38.468						4.749	4.097	3.740				12.586
3.0 A (P > 15 kW)	773.635	19.259.669	20.403.137	21.310.897				7.478.083	20.623.219	8.850.115				36.951.418
Alta tensión	112.566	26.749.765	28.135.091	29.956.754	22.654.433	22.982.484	31.507.908	12.094.833	18.209.107	12.925.440	11.143.093	14.581.620	63.637.568	132.591.661
3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.032	5.570.293	6.213.018	7.615.633				3.118.725	6.368.421	6.219.458				15.706.604
6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.792	11.493.962	11.684.651	11.819.237	11.911.182	12.048.971	17.572.772	4.930.003	6.145.069	3.502.653	5.699.017	7.356.265	28.320.168	55.953.176
6.1 B (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 (36 kV a 72.5 kV)	3.652	4.300.632	4.443.624	4.501.550	4.530.692	4.562.580	6.302.251	1.815.506	2.407.098	1.364.235	2.268.757	2.941.835	12.996.454	23.793.885
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	430	1.660.755	1.798.037	1.809.198	1.872.862	1.914.818	2.252.447	700.307	1.013.290	580.735	992.495	1.316.366	6.757.467	11.360.662
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	659	3.724.122	3.995.761	4.211.135	4.339.698	4.456.115	5.224.439	1.530.291	2.275.228	1.258.358	2.162.823	2.967.153	15.413.034	25.626.889
Tranvía Tajo - Segura	1	-	-	-	-	-	156.000	-	-	-	-	-	150.445	150.445
Total	29.547.691	170.035.518	48.538.228	51.267.651	22.654.433	22.982.484	31.507.908	84.198.074	53.372.065	21.796.296	11.143.093	14.581.620	63.637.568	248.728.716

% variación(A) sobre (B)

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	0,0%	-1,9%	4,8%	0,4%				-5,3%	3,9%	0,0%	-	-	-	-2,1%
2.0 A (P ≤ 10 kW)	-2,1%	-5,5%						-12,0%						-12,0%
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	8,5%	8,7%						31,0%	9,4%					17,8%
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	3,9%	6,9%						10,3%	8,1%	4,5%				7,4%
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	-1,3%	-4,0%						-9,1%						-9,1%
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	5,6%	1,8%						19,3%	4,2%					9,6%
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-4,4%	-73,8%						-6,5%	-3,4%	-5,7%				-5,3%
3.0 A (P > 15 kW)	0,2%	0,6%	4,8%	0,4%				0,5%	0,6%	0,0%				0,4%
Alta tensión	-0,3%	0,2%	0,3%	-1,6%	-1,3%	-1,3%	-1,7%	-0,7%	-3,4%	-3,4%	-6,1%	0,3%	-3,9%	-2,8%
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,4%	5,1%	6,3%	-2,2%				4,5%	0,8%	-0,7%				1,0%
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,6%	0,6%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	-1,7%	0,7%	-4,0%	-4,1%	2,5%	-1,3%	-1,1%
6.1 B (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 (36 kV a 72.5 kV)	-22,3%	-2,9%	-2,4%	-2,6%	-2,6%	-2,5%	-6,6%	-2,7%	-0,1%	-5,6%	-5,7%	1,0%	-3,6%	-3,0%
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	-3,0%	0,6%	-1,7%	-1,2%	-0,6%	-1,3%	5,2%	-4,9%	-8,0%	-14,8%	-14,9%	-8,2%	-13,3%	-11,9%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,9%	-5,0%	-5,9%	-6,1%	-6,1%	-5,4%	-5,1%	-4,0%	-5,7%	-7,2%	-7,6%	-2,2%	-5,1%	-5,1%
Tranvía Tajo - Segura	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31,2%
Total	0,0%	-1,6%	2,2%	-0,7%	-1,3%	-1,3%	-1,7%	-4,7%	2,3%	-2,0%	-6,1%	0,3%	-3,9%	-2,5%

Fuente: CNMC

2. Previsión 2020

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

En el Cuadro I.18 se presenta la demanda en b.c. prevista por el OS para 2020. En particular, para el sistema peninsular el OS prevé para el año 2020 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 económica³⁰ del -0,2%, una variación por temperatura del 0,6% y una variación

³⁰ El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

por laboralidad del 0,5%. En los **sistemas no peninsulares** el OS estima un aumento de la demanda en todos los subsistemas excepto en Canarias (-1,7%). Concretamente, estima el aumento de la demanda en b.c. en Baleares en un 0,4%, el de Ceuta en un 0,8% y el de Melilla en un 0,6%. 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.18. 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		
Peninsular	252.743	-0,3%	255.018	0,9%
No peninsular	15.277	-0,2%	15.159	-0,8%
Baleares	6.126	1,2%	6.151	0,4%
Canarias	8.726	-1,3%	8.580	-1,7%
Ceuta	208	0,3%	210	0,8%
Melilla	217	1,7%	218	0,6%
Total Nacional	268.020	-0,3%	270.177	0,8%

Fuente: OS

2.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.19 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.

El escenario previsto para 2020 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 1,3%, caracterizado por un aumento moderado 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 alta y baja 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 Alcoa en Coruña y Avilés y a la recuperación de la producción en Arcelor Mittal.

Cuadro I.19. 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	105.055	4.305	4.976	125	138	114.599
Potencia (P) ≤ 15 kW	71.574	2.594	3.311	69	83	77.632
Potencia (P) > 15 kW	33.481	1.710	1.665	56	55	36.967
Media tensión	65.127	1.349	3.210	63	68	69.817
3.1 A	13.488	443	715	12	17	14.676
6.1 A	51.639	905	2.494	51	51	55.141
Alta tensión	59.322	85	121	-	-	59.528
6.2	24.516	85	121	-	-	24.723
6.3	10.335	-	-	-	-	10.335
6.4 (2)	24.471	-	0	-	-	24.471
Total	229.504	5.738	8.308	188	206	243.944

Previsión de las empresas para 2020 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	106.867	4.393	5.091	125	138	116.614
Potencia (P) ≤ 15 kW	73.019	2.648	3.426	69	84	79.245
Potencia (P) > 15 kW	33.848	1.745	1.665	56	55	37.369
Media tensión	65.506	1.360	3.206	63	68	70.204
3.1 A	13.812	451	712	12	17	15.004
6.1 A	51.694	909	2.494	51	50	55.199
Alta tensión	60.165	85	123	-	-	60.373
6.2	24.451	85	123	-	-	24.659
6.3	10.320	-	-	-	-	10.320
6.4 (2)	25.395	-	0	-	-	25.395
Total	232.538	5.838	8.421	188	206	247.191

% variación 2020 sobre 2019						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	1,7%	2,0%	2,3%	0,0%	0,2%	1,8%
Pc (1) < 10 kW	2,0%	2,1%	3,5%	0,0%	0,3%	2,1%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	1,1%	2,0%	0,0%	0,1%	-0,1%	1,1%
Media tensión	0,6%	0,9%	-0,1%	0,1%	-0,5%	0,6%
3.1 A	2,4%	1,8%	-0,5%	0,1%	-0,5%	2,2%
6.1 A	0,1%	0,4%	0,0%	0,1%	-0,5%	0,1%
Alta tensión	1,4%	0,4%	1,5%			1,4%
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 1,8% y el 1,9% (FMI, Banco de España, OCDE y el Gobierno un aumento de 1,9%, mientras que FUNCAS un 1,8%).

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 motivada por la variación de actividad económica ascienden al 0,9% y al -0,2%, respectivamente.

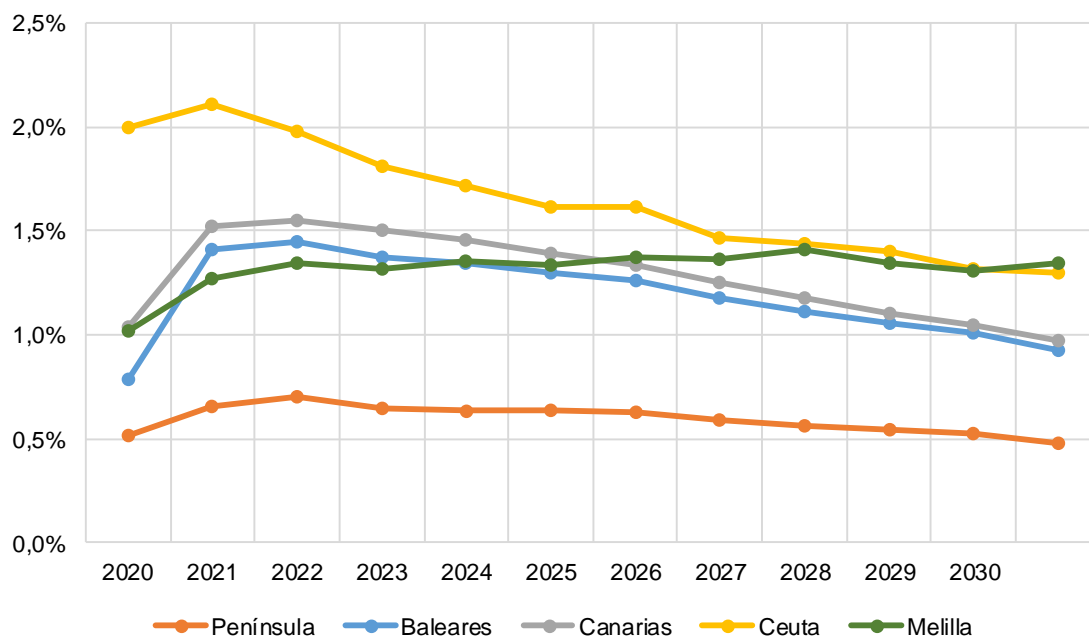
Asimismo, las empresas distribuidoras estiman un aumento de la demanda ligeramente inferior en el ejercicio 2020 al previsto para el cierre del ejercicio 2019, motivado por un aumento menor de la demanda de los consumidores conectados en alta tensión.

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. En particular, se estima que la demanda nacional en consumo alcanzará 242.380 GWh similar a la prevista para el cierre de 2019 (242.470 GWh).

La demanda prevista para el ejercicio 2020 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:

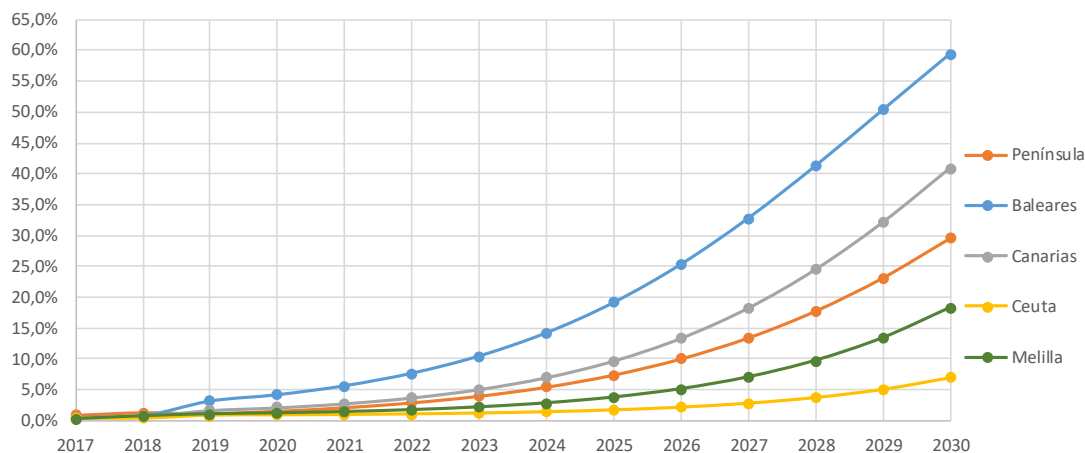
- El parque móvil de vehículos ligeros continuará creciendo hasta el 2025 siendo el incremento decreciente durante el periodo de previsión motivado por la ganancia de cuota de mercado de la utilización de vehículo de uso compartido.

- 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 Autónomas³¹ 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 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 los 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).

³¹ Ley 10/2019 de 22 de febrero de Cambio climático y transición energética de las Islas Baleares.

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 años³², 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% 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 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.

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.

³² 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>

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 2020 resultado de considerar las hipótesis anteriores con la estructura de peajes vigente (véase Cuadro I.20) y con la estructura de peajes de la Circular (Cuadro I.21).

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 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	29.596.440	141.058.441	21.761.139	21.783.296				64.881.649	39.707.975	8.870.483	-	-	-	113.460.108
2.0 A (P ≤ 10 kW)	19.880.516	75.140.241						39.551.450						39.551.450
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	8.097.670	36.427.237						12.229.222	16.027.528					28.256.751
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	9.145	43.182						17.262	14.865	19.095				51.222
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	503.308	6.039.631						3.688.696						3.688.696
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	314.253	3.695.895						1.828.412	2.864.333					4.692.745
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	852	10.594						4.702	4.193	3.746				12.641
3.0 A (P > 15 kW)	790.695	19.701.662	21.761.139	21.783.296				7.561.906	20.797.057	8.847.641	-	-	-	37.206.604
Alta tensión	112.812	27.215.274	28.681.199	30.185.361	23.052.190	23.394.563	31.117.967	12.063.689	18.083.507	12.475.787	10.417.444	14.678.047	61.201.691	128.920.164
3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.685	6.132.055	6.919.280	7.454.717				3.271.657	6.417.828	6.187.254	-	-	-	15.876.739
6.1 A (1 kV a 30 kV)	20.202	11.647.098	11.838.955	12.545.566	12.643.585	12.783.098	17.830.063	4.877.877	6.143.516	3.342.366	5.428.426	7.609.482	28.059.816	55.461.482
6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.192	1.125.143	1.184.090	1.188.362	1.197.948	1.211.347	1.691.796	448.797	601.644	331.737	540.254	757.578	2.628.242	5.308.251
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.650	3.058.189	3.163.909	3.207.180	3.224.428	3.245.515	4.207.229	1.312.241	1.818.049	953.755	1.594.358	2.215.472	9.903.349	17.797.225
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	417	1.669.946	1.768.105	1.787.642	1.862.406	1.889.012	2.368.718	666.239	932.900	496.678	848.106	1.209.967	5.856.618	10.010.508
6.4 (NT > 145 kV)	666	3.582.843	3.806.861	4.001.894	4.123.823	4.265.591	5.020.161	1.486.877	2.169.569	1.163.997	2.006.301	2.885.549	14.753.665	24.465.959
Total	29.709.252	168.273.715	50.442.338	51.968.657	23.052.190	23.394.563	31.117.967	76.945.338	57.791.482	21.346.270	10.417.444	14.678.047	61.201.691	242.380.272

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. 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	28.949.420	121.509	121.578					8.504.408	10.359.185	8.167.531	9.390.971	3.916.287	35.672.733	76.011.115
BT > 15 kW	806.509	20.077	22.153	22.175	22.175	22.175	22.175	4.620.361	5.215.703	4.696.969	5.334.493	2.088.053	15.351.135	37.306.714
1 kV < NT < 30 kV	109.484	17.604	18.555	19.568	19.665	19.802	25.417	7.482.124	8.965.300	8.487.663	9.889.441	4.091.677	32.552.631	71.468.837
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.848	4.192	4.357	4.404	4.431	4.466	5.911	2.103.167	2.706.515	2.459.232	2.925.042	1.288.767	11.636.851	23.119.574
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	418	1.670	1.768	1.788	1.862	1.889	2.369	790.591	1.038.625	991.383	1.201.660	529.308	5.459.379	10.010.946
NT > 145 kV	666	3.583	3.807	4.002	4.124	4.266	5.020	1.800.028	2.430.940	2.286.142	2.801.602	1.276.328	13.813.609	24.408.650
Total	29.869.345	168.634	172.217	51.937	52.257	52.598	60.892	25.300.679	30.716.268	27.088.921	31.543.210	13.190.420	114.486.339	242.325.837

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.22 se muestra la previsión demanda en b.c. para el ejercicio 2020 suministrada desde las redes (267.187 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 9,3% en 2025.

Cuadro I.22. 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	252.667	-0,4%	251.877	-0,3%
No peninsular	15.303	-0,1%	15.310	0,0%
Baleares	6.102	0,8%	6.113	0,2%
Canarias	8.779	-0,7%	8.776	0,0%
Ceuta	208	0,3%	208	0,0%
Melilla	214	0,6%	214	-0,1%
Total Nacional	267.970	-0,3%	267.187	-0,3%

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro I.23 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.23. 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	251.877	-0,4%	2.134	43,3%	254.010	-0,2%
No peninsular	15.310	-0,1%	112	168,5%	15.422	0,2%
Baleares	6.113	0,8%	59	72,9%	6.172	1,4%
Canarias	8.776	-0,7%	51	560,0%	8.827	-0,6%
Ceuta	208	0,3%	1		209	0,3%
Melilla	214	0,6%	1		215	0,6%
Total Nacional	267.187	-0,3%	2.246	46,7%	269.433	0,0%

Fuente: CNMC

3. Previsión 2021-2025

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

En el Cuadro I.24 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 una contracción en el ejercicio 2021, para luego presentar incrementos moderados hasta el final del periodo regulatorio. Según ha indicado el operador del sistema sus previsiones están alineadas con las recogidas en los escenarios objetivos PNIEC.

Cuadro I.24. 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	255.018	252.527	253.289	254.055	254.832	256.334
Extrapeñinsular	15.159	15.759	15.776	15.798	15.815	15.832
Baleares	6.151	5.916	5.883	5.852	5.820	5.791
Canarias	8.580	9.414	9.462	9.510	9.559	9.605
Ceuta	210	213	214	216	217	218
Melilla	218	216	217	220	219	218
Demanda redes	270.177	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%	-1,0%	0,3%	0,3%	0,3%	0,6%
Extrapeñinsular	-0,8%	4,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Baleares	0,4%	-3,8%	-0,6%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Canarias	-1,7%	9,7%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Ceuta	0,8%	1,6%	0,5%	0,9%	0,5%	0,5%
Melilla	0,6%	-0,9%	0,5%	1,4%	-0,5%	-0,5%
Demanda nacional	0,8%	-0,7%	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.25 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, 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 0,4% en el periodo 2022 al 2025. Finalmente, prevén incrementos del consumo en los años 2021 y 2022 del 0,9% y en el periodo 2023 al 2025 incrementos del 1,1%.

Cuadro I.25. 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)	29.635.307	144.625	117.626	29.753.836	145.523	118.861	29.863.953	146.117	120.375	29.979.723	146.730	121.846	30.098.848	147.416	123.394
Potencia (P) ≤ 15 kW	28.839.191	124.483	79.748	28.949.602	125.208	80.444	29.051.206	125.601	81.340	29.158.324	126.022	82.204	29.268.381	126.509	83.123
Potencia > 15 kW	796.116	20.142	37.878	804.234	20.315	38.417	812.747	20.515	39.035	821.398	20.707	39.642	830.466	20.907	40.271
Media tensión (de 1 kV a 30 kV)	107.081	18.046	70.814	107.353	18.024	71.414	107.616	18.011	72.112	107.827	17.997	72.819	108.036	17.988	73.530
Alta tensión	4.606	10.833	60.883	4.621	10.829	61.379	4.636	10.831	61.924	4.648	10.830	62.463	4.660	10.830	63.002
30 kV a 72,5 kV	3.527	4.635	24.887	3.541	4.633	25.103	3.556	4.632	25.337	3.569	4.630	25.572	3.581	4.629	25.804
72,5 kV a 145 kV	416	1.922	10.421	416	1.915	10.516	416	1.910	10.615	416	1.904	10.717	416	1.898	10.818
Mayor o igual a 145 kV	663	4.276	25.574	663	4.282	25.760	663	4.289	25.971	663	4.296	26.174	663	4.303	26.380
Total	29.746.994	173.504	249.323	29.865.810	174.376	251.654	29.976.205	174.958	254.410	30.092.197	175.557	257.128	30.211.544	176.235	259.926

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)	0,3%	0,2%	0,9%	0,4%	0,6%	1,0%	0,4%	0,4%	1,3%	0,4%	0,4%	1,2%	0,4%	0,5%	1,3%
Potencia (P) ≤ 15 kW	0,3%	0,1%	0,6%	0,4%	0,6%	0,9%	0,4%	0,3%	1,1%	0,4%	0,3%	1,1%	0,4%	0,4%	1,1%
Potencia > 15 kW	1,0%	0,8%	1,4%	1,0%	0,9%	1,4%	1,1%	1,0%	1,6%	1,1%	0,9%	1,6%	1,1%	1,0%	1,6%
Media tensión (de 1 kV a 30 kV)	0,3%	-0,2%	0,9%	0,3%	-0,1%	0,8%	0,2%	-0,1%	1,0%	0,2%	-0,1%	1,0%	0,2%	0,0%	1,0%
Alta tensión	0,3%	-0,1%	0,8%	0,3%	0,0%	0,8%	0,3%	0,0%	0,9%	0,3%	0,0%	0,9%	0,3%	0,0%	0,9%
30 kV a 72,5 kV	0,4%	-0,1%	0,9%	0,4%	0,0%	0,9%	0,4%	0,0%	0,9%	0,3%	0,0%	0,9%	0,3%	0,0%	0,9%
72,5 kV a 145 kV	0,1%	-0,4%	1,0%	0,0%	-0,4%	0,9%	0,0%	-0,2%	0,9%	0,0%	-0,3%	1,0%	0,0%	-0,3%	0,9%
Mayor o igual a 145 kV	0,1%	0,1%	0,7%	0,0%	0,1%	0,7%	0,0%	0,2%	0,8%	0,0%	0,2%	0,8%	0,0%	0,2%	0,8%
Total	0,3%	0,1%	0,9%	0,4%	0,5%	0,9%	0,4%	0,3%	1,1%	0,4%	0,3%	1,1%	0,4%	0,4%	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, resultado de hipótesis consideradas en el epígrafe 2.3. En particular, en el Cuadro I.26 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.27 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 para la demanda nacional, 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% 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 0,3% en el 2021 a un 1,5% en el año 2025.

Cuadro I.26. 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)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	228.087	228.023	227.990	227.984	228.068	228.208
Extrapeninsular	14.293	14.303	14.314	14.328	14.347	14.375
Baleares	5.668	5.680	5.693	5.709	5.728	5.753
Canarias	8.228	8.226	8.224	8.223	8.223	8.226
Ceuta	191	191	190	190	190	189
Melilla	206	206	206	206	206	206
Demanda nacional	242.380	242.326	242.304	242.312	242.415	242.582

% variación demanda en consumo extraída de las redes	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Extrapeninsular	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%
Baleares	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,4%
Canarias	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ceuta	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Melilla	-0,1%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Demanda nacional	0,0%	0,0%	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)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	251.877	251.235	250.698	250.235	249.917	249.728
Extrapeninsular	15.310	15.321	15.333	15.348	15.369	15.398
Baleares	6.113	6.125	6.139	6.156	6.177	6.204
Canarias	8.776	8.774	8.772	8.771	8.771	8.774
Ceuta	208	208	208	207	207	206
Melilla	214	214	214	214	214	214
Demanda de redes	267.187	266.556	266.031	265.584	265.285	265.126

% variación demanda en b.c.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	-0,3%	-0,3%	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%
Extrapeninsular	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%
Baleares	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,4%
Canarias	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ceuta	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Melilla	-0,1%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Demanda nacional	-0,3%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%

2.2 Demanda autogenerada

Autoconsumo (GWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	2.134	3.426	5.367	7.962	11.212	15.120
Extrapeninsular	112	254	467	753	1.113	1.546
Baleares	59	109	184	285	411	564
Canarias	51	137	268	443	664	929
Ceuta	1	4	8	14	20	29
Melilla	1	3	7	12	17	24
Demanda nacional	2.246	3.679	5.835	8.715	12.325	16.666

% variación Autoconsumo	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	43,3%	60,5%	56,7%	48,3%	40,8%	34,9%
Extrapeninsular	168,5%	126,2%	84,1%	61,2%	47,7%	39,0%
Baleares	72,9%	84,7%	69,1%	54,8%	44,4%	37,1%
Canarias	560,0%	170,6%	95,1%	65,3%	49,7%	40,0%
Ceuta		201,5%	101,0%	67,5%	50,7%	40,6%
Melilla		201,2%	100,8%	67,3%	50,6%	40,5%
Demanda nacional	46,7%	63,8%	58,6%	49,4%	41,4%	35,2%

2.3 Demanda nacional en b.c.

Demanda nacional b.c. (GWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	254.010	254.661	256.066	258.197	261.129	264.848
Extrapeninsular	15.422	15.575	15.800	16.101	16.481	16.944
Baleares	6.172	6.234	6.323	6.441	6.589	6.768
Canarias	8.827	8.911	9.040	9.214	9.434	9.703
Ceuta	209	212	216	221	227	235
Melilla	215	217	221	225	231	238
Demanda nacional	269.433	270.236	271.866	274.299	277.610	281.792

% variación demanda nacional	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	-0,1%	0,3%	0,6%	0,8%	1,1%	1,4%
Extrapeninsular	0,5%	1,0%	1,4%	1,9%	2,4%	2,8%
Baleares	0,6%	1,0%	1,4%	1,9%	2,3%	2,7%
Canarias	0,5%	1,0%	1,4%	1,9%	2,4%	2,8%
Ceuta	0,6%	1,2%	1,8%	2,4%	2,9%	3,5%
Melilla	0,5%	1,0%	1,5%	2,1%	2,6%	3,1%
Demanda nacional	0,0%	0,3%	0,6%	0,9%	1,2%	1,5%

3. Pérdidas implícitas de redes

Pérdidas implícitas (%)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Peninsular	10,4%	10,2%	10,0%	9,8%	9,6%	9,4%
Extrapeninsular	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
Baleares	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%
Canarias	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%
Ceuta	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
Melilla	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Demanda nacional	10,2%	10,0%	9,8%	9,6%	9,4%	9,3%

Fuente: CNMC

Cuadro I.27. 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	28.949.420	121.509	121.578	-	-	-	-	8.504.408	10.359.185	8.167.531	9.390.971	3.916.287	35.672.733	76.011.115
BT > 15 kW	806.509	20.077	22.153	22.175	22.175	22.175	22.175	4.620.361	5.215.703	4.696.969	5.334.493	2.088.053	15.351.135	37.306.714
1 kV < NT < 30 kV	109.484	17.604	18.555	19.568	19.665	19.802	25.417	7.482.124	8.965.300	8.487.663	9.889.441	4.091.677	32.552.631	71.468.837
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.848	4.192	4.357	4.404	4.431	4.466	5.911	2.103.167	2.706.515	2.459.232	2.925.042	1.288.767	11.636.851	23.119.574
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	418	1.670	1.768	1.788	1.862	1.889	2.369	790.591	1.038.625	991.383	1.201.660	529.308	5.459.379	10.010.946
NT > 145 kV	666	3.583	3.807	4.002	4.124	4.266	5.020	1.800.028	2.430.940	2.286.142	2.801.602	1.276.328	13.813.609	24.408.650
Total	29.869.345	168.634	172.217	51.937	52.257	52.598	60.892	25.300.679	30.716.268	27.088.921	31.543.210	13.190.420	114.486.339	242.325.837

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	29.083.314	121.681	121.770	-	-	-	-	8.474.626	10.322.786	8.139.046	9.358.157	3.902.580	35.568.893	75.766.087
BT > 15 kW	818.607	20.348	22.452	22.475	22.475	22.475	22.475	4.633.105	5.230.086	4.709.897	5.349.173	2.093.802	15.393.465	37.409.529
1 kV < NT < 30 kV	110.067	17.693	18.649	19.666	19.764	19.902	25.543	7.497.049	8.983.093	8.504.422	9.908.920	4.099.749	32.617.311	71.610.544
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.854	4.200	4.365	4.413	4.440	4.474	5.922	2.104.456	2.708.165	2.460.726	2.926.813	1.289.547	11.643.976	23.133.682
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	419	1.670	1.768	1.788	1.862	1.889	2.369	790.723	1.038.799	991.550	1.201.862	529.397	5.460.296	10.012.627
NT > 145 kV	666	3.583	3.807	4.002	4.124	4.266	5.020	1.797.314	2.427.274	2.282.694	2.797.377	1.274.403	13.792.778	24.371.840
Total	30.015.926	169.174	172.811	52.343	52.664	53.006	61.329	25.297.273	30.710.202	27.088.335	31.542.302	13.189.478	114.476.719	242.304.309

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	29.215.340	121.876	121.995	-	-	-	-	8.447.131	10.289.158	8.112.774	9.327.881	3.889.927	35.483.182	75.550.053
BT > 15 kW	826.793	20.531	22.654	22.677	22.677	22.677	22.677	4.645.885	5.244.508	4.722.861	5.363.893	2.099.567	15.435.912	37.512.627
1 kV < NT < 30 kV	110.635	17.778	18.738	19.760	19.858	19.997	25.665	7.512.004	9.000.922	8.521.214	9.928.438	4.107.837	32.682.122	71.752.538
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.860	4.208	4.373	4.421	4.448	4.483	5.934	2.105.745	2.709.815	2.462.220	2.928.584	1.290.328	11.651.107	23.147.800
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	420	1.670	1.768	1.788	1.862	1.889	2.369	790.856	1.038.973	991.716	1.202.063	529.486	5.461.212	10.014.307
NT > 145 kV	666	3.583	3.807	4.002	4.124	4.266	5.020	1.794.603	2.423.614	2.279.252	2.793.158	1.272.481	13.771.977	24.335.086
Total	30.156.713	169.645	173.335	52.648	52.969	53.311	61.664	25.296.225	30.706.990	27.090.037	31.544.018	13.189.626	114.485.513	242.312.411

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	29.348.132	122.119	122.281	-	-	-	-	8.423.961	10.260.775	8.090.666	9.302.378	3.879.263	35.427.373	75.384.415
BT > 15 kW	830.927	20.623	22.756	22.779	22.779	22.779	22.779	4.659.300	5.259.650	4.736.486	5.379.366	2.105.625	15.480.477	37.620.904
1 kV < NT < 30 kV	111.188	17.858	18.822	19.849	19.947	20.087	25.780	7.528.617	9.020.755	8.539.923	9.950.199	4.116.851	32.754.198	71.910.542
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.866	4.215	4.381	4.429	4.456	4.491	5.944	2.107.036	2.711.467	2.463.716	2.930.357	1.291.109	11.658.243	23.161.928
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	421	1.670	1.768	1.788	1.862	1.889	2.369	791.104	1.039.299	992.027	1.202.441	529.652	5.462.926	10.017.449
NT > 145 kV	666	3.583	3.807	4.002	4.124	4.266	5.020	1.793.478	2.422.094	2.277.823	2.791.407	1.271.683	13.763.343	24.319.828
Total	30.294.199	170.068	173.815	52.847	53.169	53.511	61.893	25.303.496	30.714.041	27.100.640	31.556.147	13.194.183	114.546.559	242.415.067

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	29.479.093	122.416	122.639					8.406.138	10.238.888	8.073.735	9.282.827	3.871.072	35.410.077	75.282.737
BT > 15 kW	835.082	20.716	22.858	22.882	22.882	22.882	22.882	4.672.754	5.274.836	4.750.149	5.394.882	2.111.700	15.525.171	37.729.493
1 kV < NT < 30 kV	111.744	17.938	18.907	19.938	20.037	20.177	25.896	7.545.267	9.040.633	8.558.673	9.972.008	4.125.885	32.826.433	72.068.898
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.872	4.223	4.389	4.437	4.464	4.499	5.955	2.108.327	2.713.121	2.465.212	2.932.131	1.291.890	11.665.384	23.176.065
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	421	1.670	1.768	1.788	1.862	1.889	2.369	791.353	1.039.625	992.339	1.202.818	529.818	5.464.640	10.020.592
NT > 145 kV	666	3.583	3.807	4.002	4.124	4.266	5.020	1.792.354	2.420.576	2.276.395	2.789.657	1.270.886	13.754.713	24.304.580
Total	30.429.877	170.546	174.369	53.047	53.369	53.712	62.122	25.316.192	30.727.678	27.116.503	31.574.323	13.201.251	114.646.418	242.582.366

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 pasado 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 de la 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 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.

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, no se contemplan las discriminaciones horarias de dos y tres periodos.

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. En este sentido cabría plantearse la posibilidad de agrupar todos los consumidores en un mismo calendario por subsistema

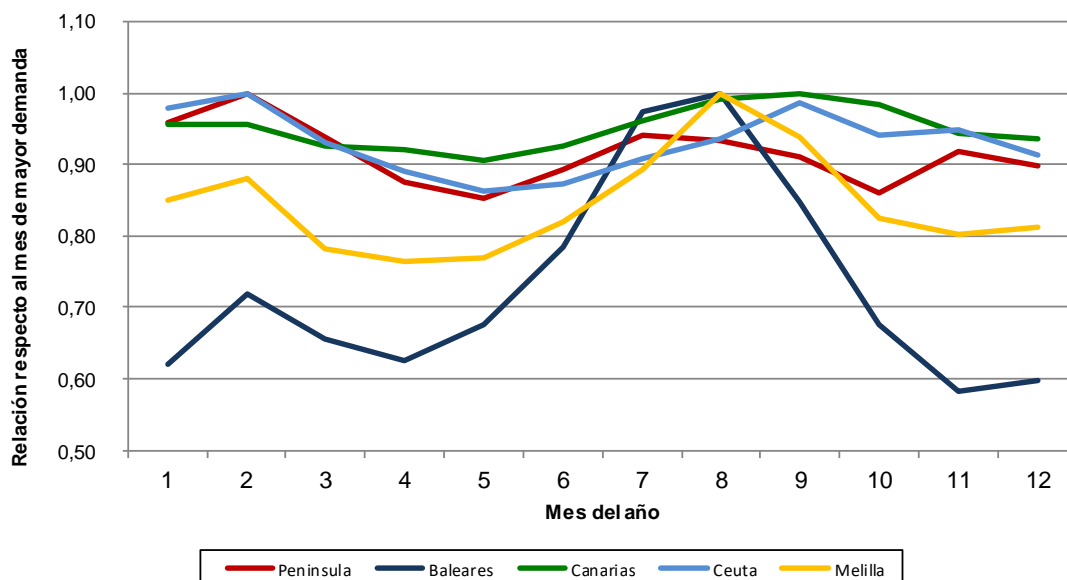
3. Análisis de los calendarios

3.1 Análisis de las zonas

En el Gráfico II. 1 se muestra el perfil de la demanda normalizado³³ 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.

³³ 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 Comisión³⁴, 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, al tratarse de sistemas aislados.

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

³⁴ La mayoría de los miembros del Consejo Consultivo no lo consideró adecuado en la Circular 3/2014

En consecuencia, se propone mantener la diferenciación de periodos horarios por subsistema.

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 mes³⁵ (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).

³⁵ 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	100	100	100	100	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	200	200	200	200	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	300	300	300	300	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	600	600	600	600	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	100	100	100	100	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	200	200	200	200	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	300	300	300	300	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	600	600	600	600	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	100	100	100	100	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	200	200	200	200	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	300	300	300	300	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	600	600	600	600	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	100	100	100	100	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	200	200	200	200	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	300	300	300	300	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	600	600	600	600	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 cálido³⁶.

En consecuencia, se propone revisar las temporadas para cada uno de los subsistemas peninsulares, insulares y extrapeninsulares. 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.
- 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.

³⁶ Informes disponibles en:

http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

- 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 sistema balear y mayo en los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

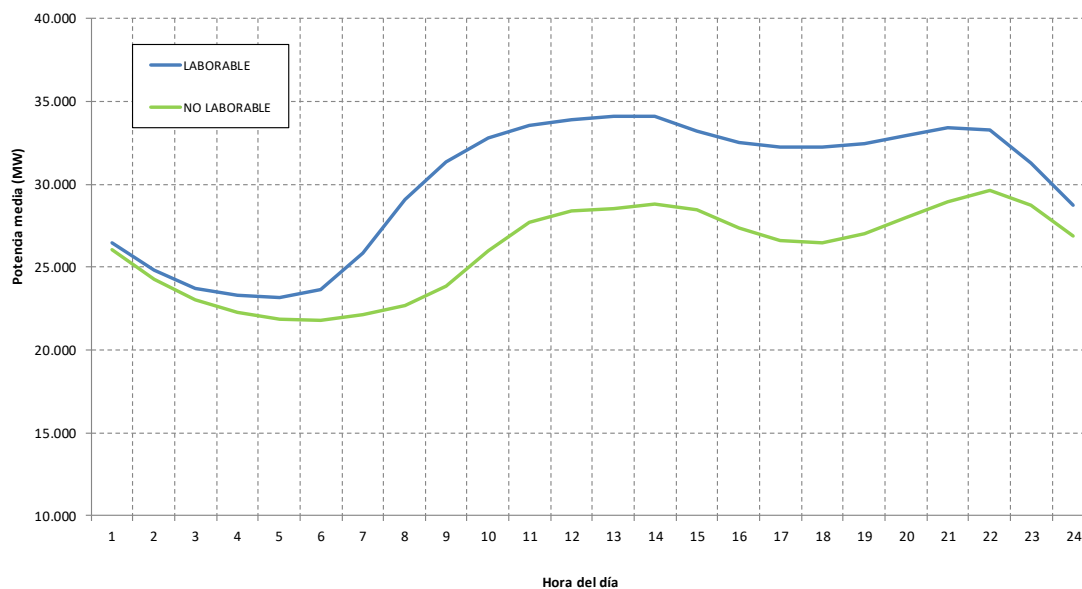
Asimismo, los calendarios de la Circular 3/2014 diferencia los días entre laborables y no laborables para la discriminación horaria de tres (aplicable a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW) y seis periodos y establece distintos tipos de día por temporada 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

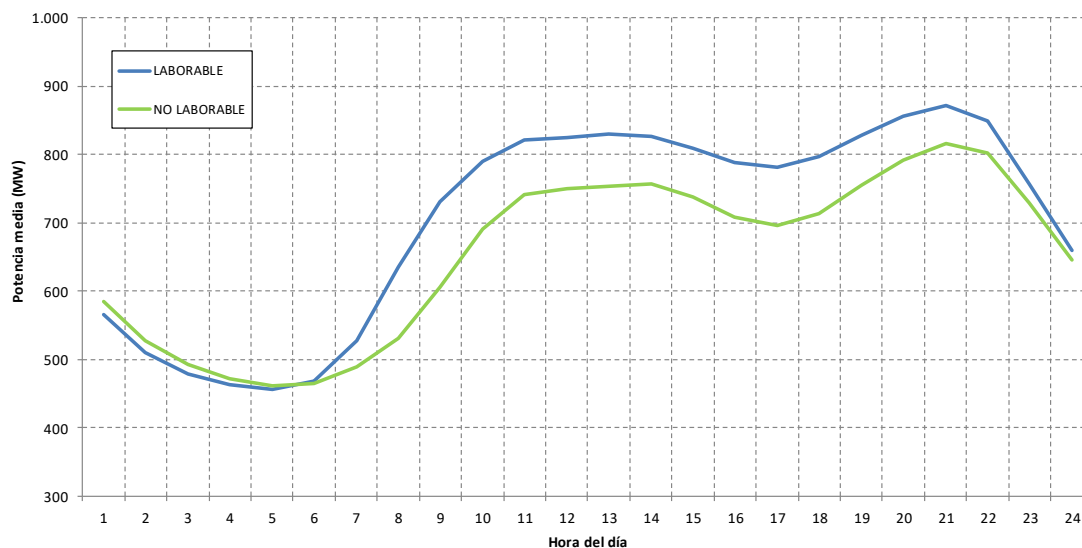
En los gráficos siguientes se presentan para el ejercicio 2018 el perfil de demanda de los días laborables y no laborables en cada uno de los sistemas (peninsular, balear, canario, ceutí y melillense), a efectos de mostrar la adecuación de dicha distinción. Únicamente se muestra el resultado obtenido para el ejercicio 2018, si bien este mismo análisis se ha realizado para cada uno de los sistemas, 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



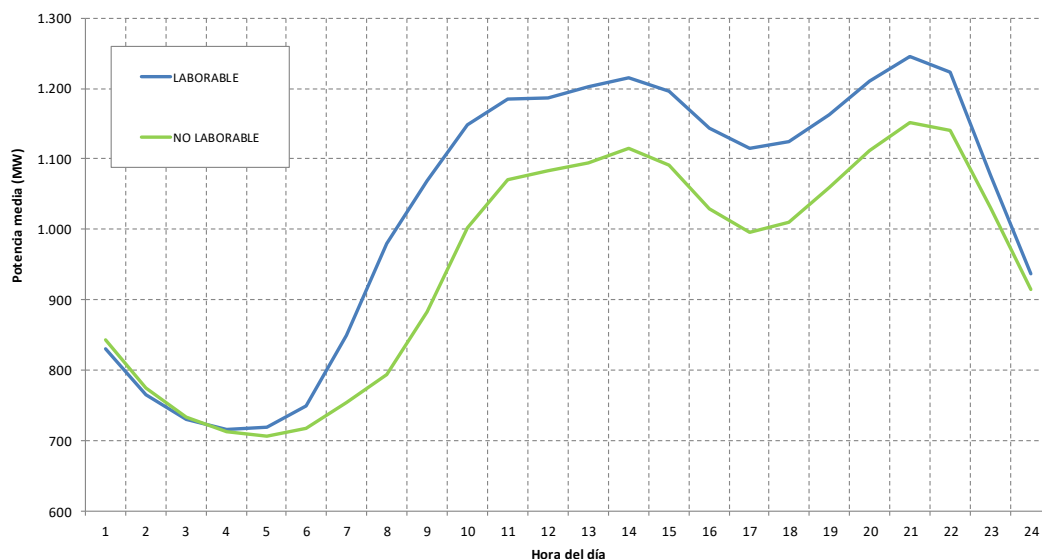
Fuente: CNMC

Gráfico II. 3. Potencia media horaria demandada por en los días laborables y no laborables en el Subsistema balear. Año 2018



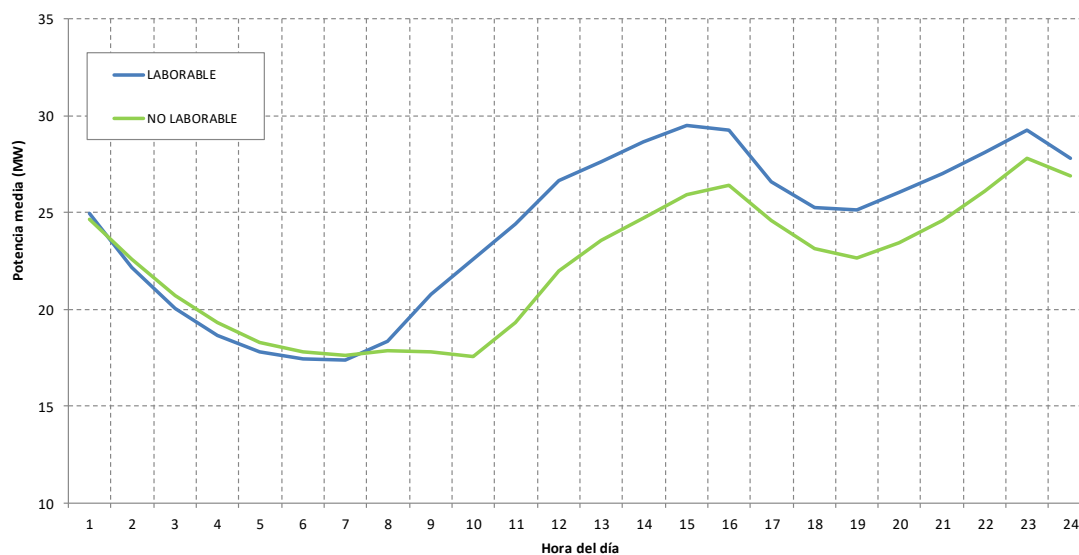
Fuente: CNMC

Gráfico II. 4. Potencia media horaria demandada en los días laborables y no laborables en el Subsistema canario. Año 2018



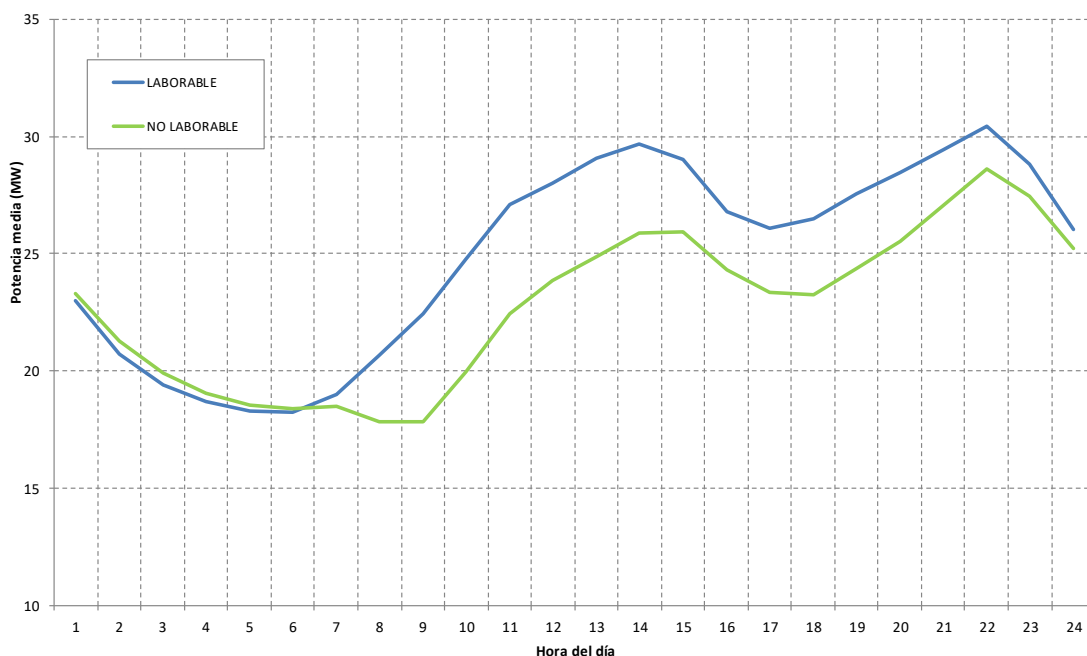
Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

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 baja³⁷ (Tipo C). Por último, se define un único tipo de día para los sábados, domingos y festivos de

³⁷ Se excluye agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

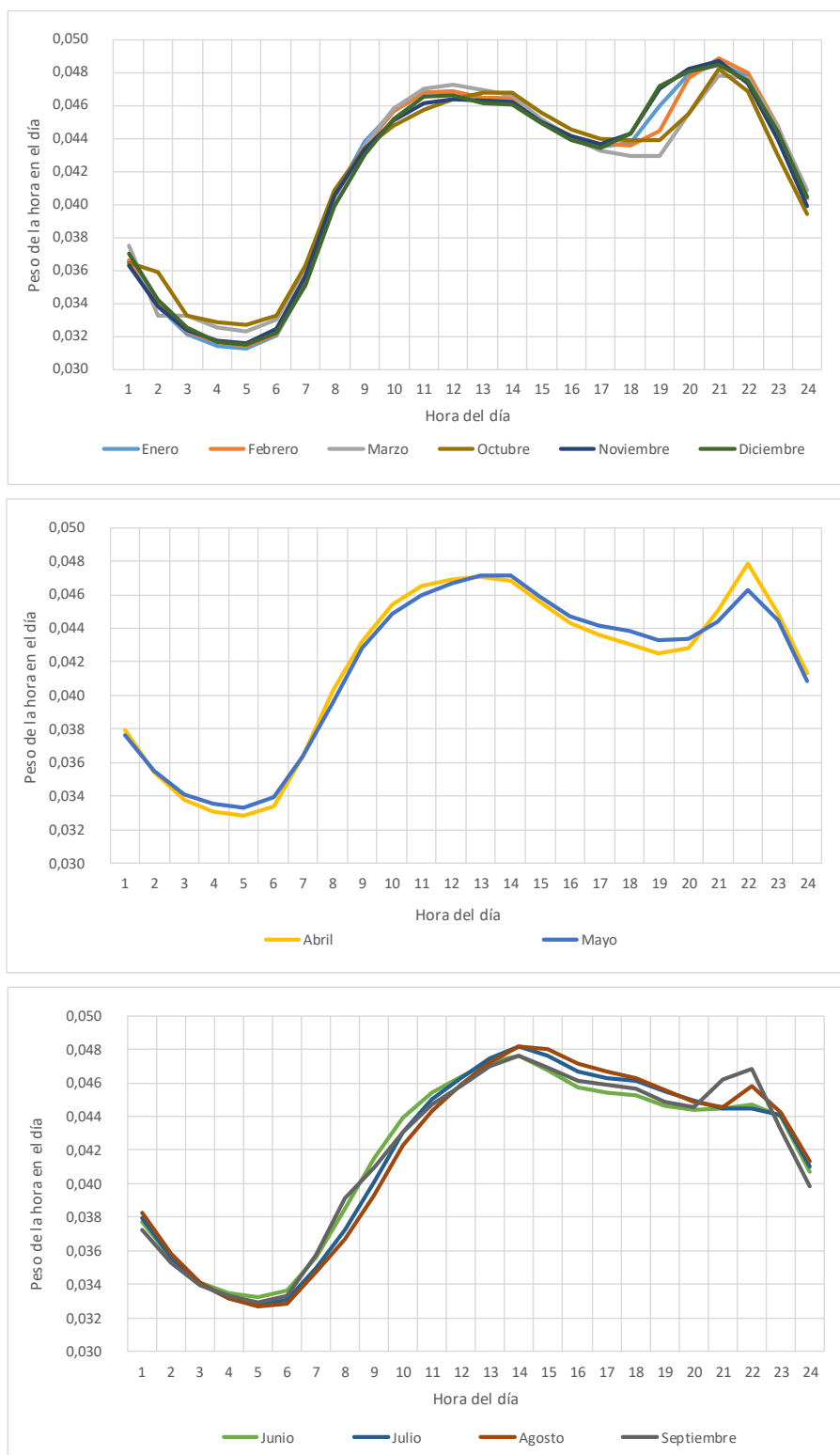
todo el año y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla (Tipo D).

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 festivos³⁸ 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).

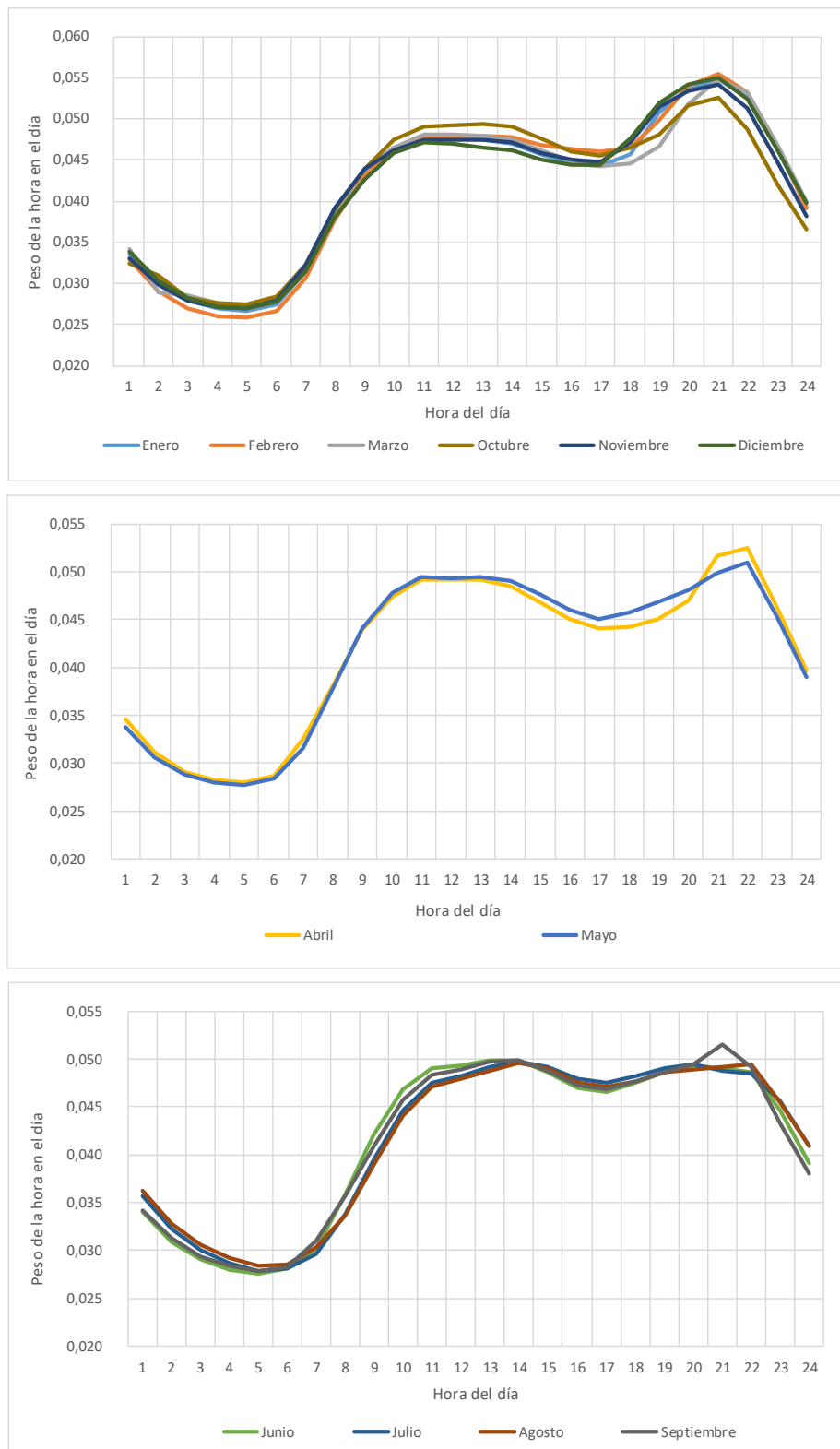
³⁸ Incluyendo el 6 de enero.

Gráfico II. 7. Perfil promedio de los días laborables de cada mes. Sistema peninsular. Año 2018



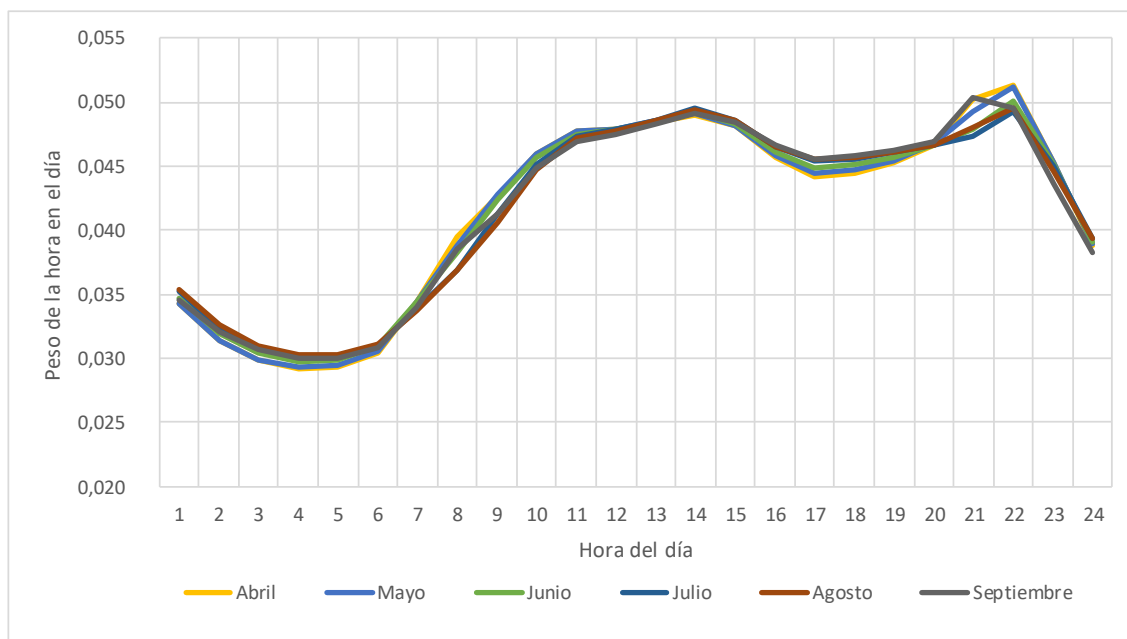
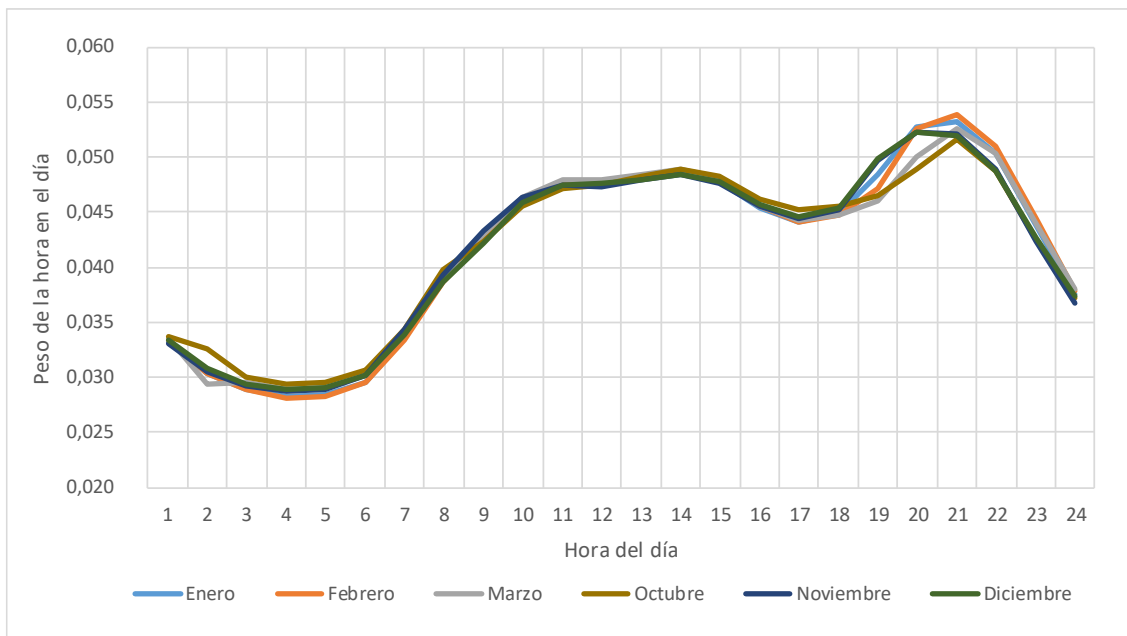
Fuente: CNMC

Gráfico II. 8. Perfil promedio de los días laborables de cada mes. Sistema balear. Año 2018



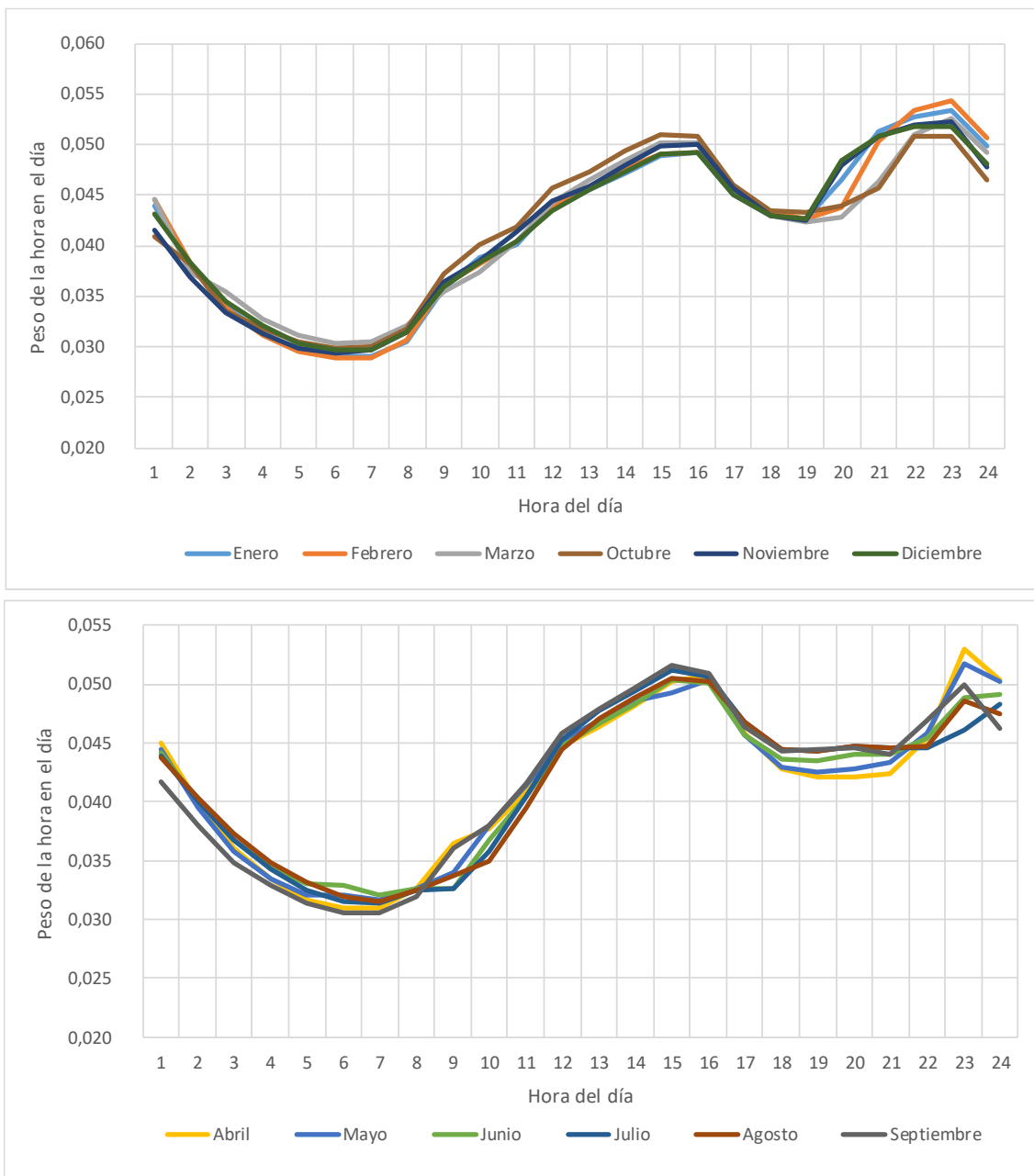
Fuente: CNMC

Gráfico II. 9. Perfil promedio de los días laborables de cada mes. Sistema canario. Año 2018



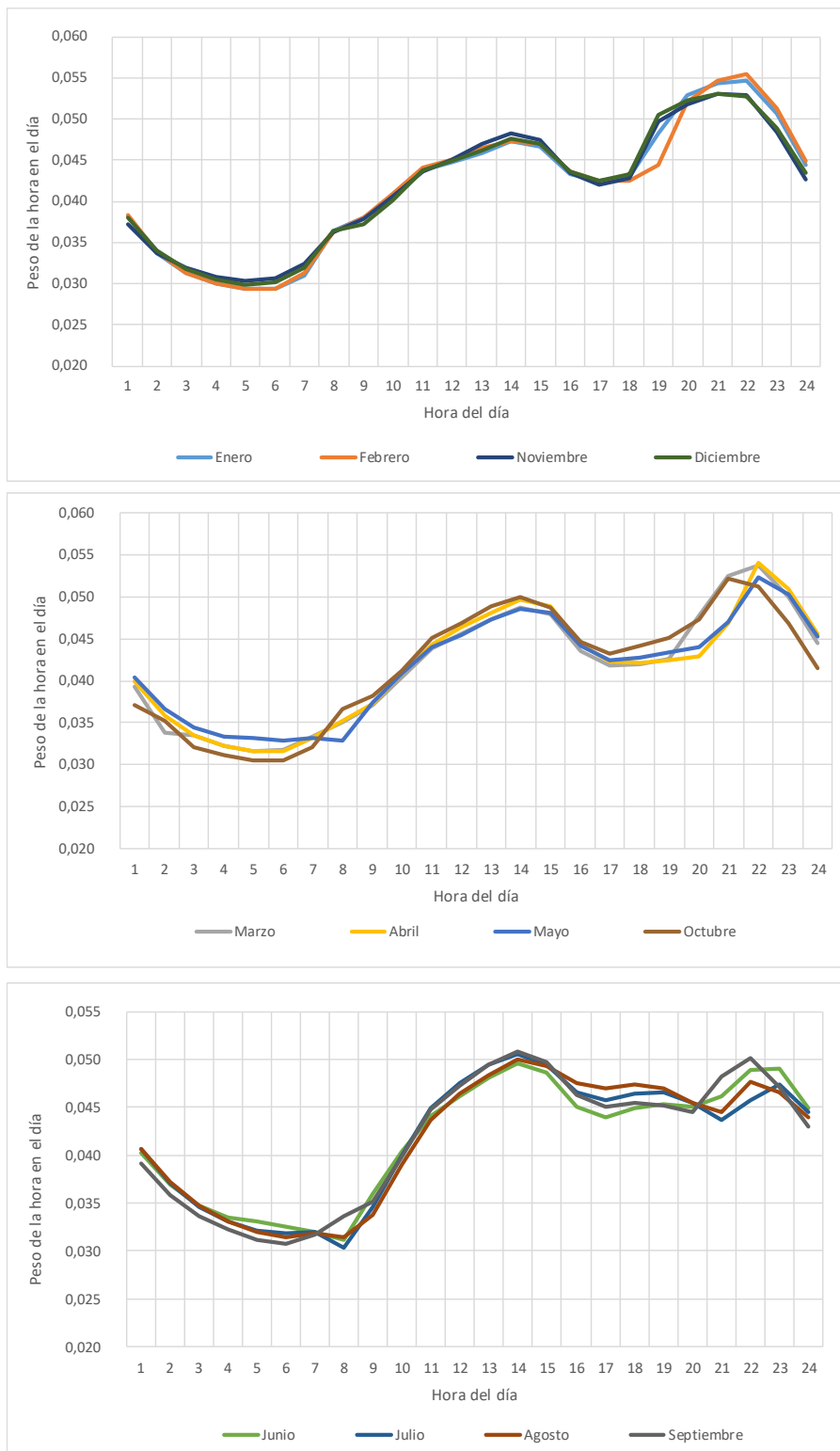
Fuente: CNMC

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.

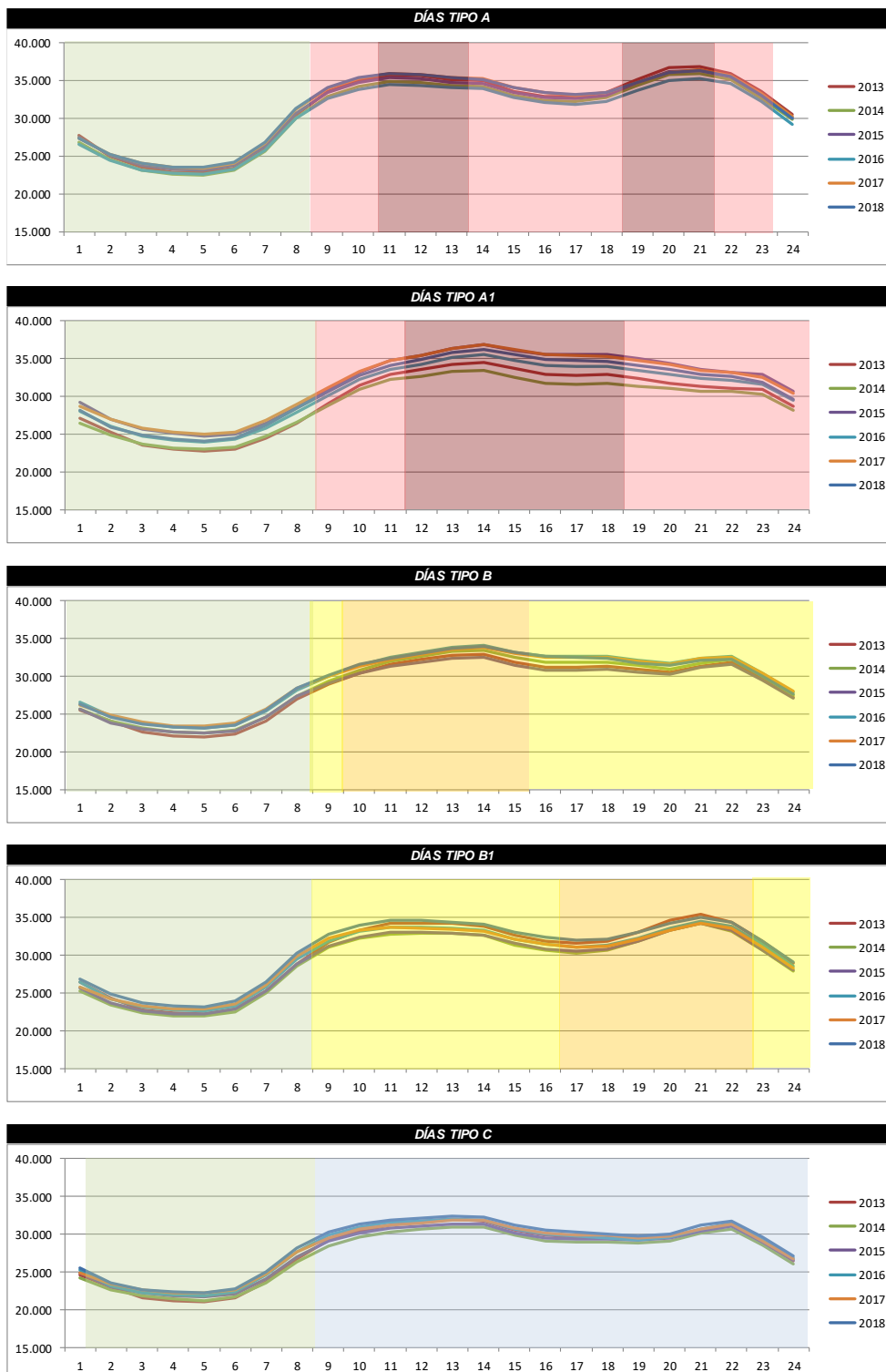
No obstante, teniendo en cuenta la revisión de las temporadas propuesta se hace necesaria la revisión de los tipos de día, para tener en cuenta el diferente perfil entre los meses de invierno y verano cuando corresponden a una misma temporada.

3.4 Análisis de los periodos horarios

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.

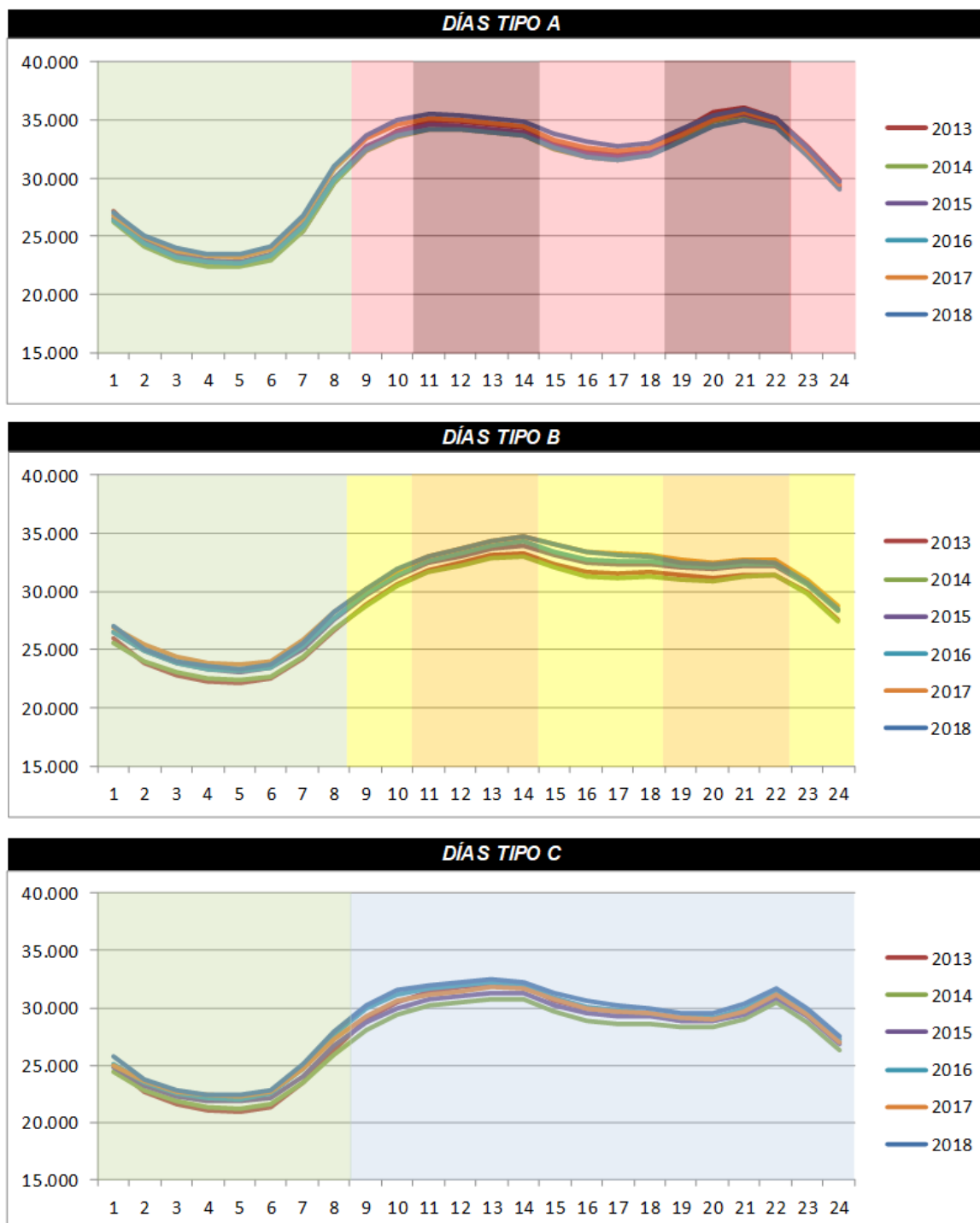
Gráfico II. 12. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema peninsular. Años 2013-2018



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

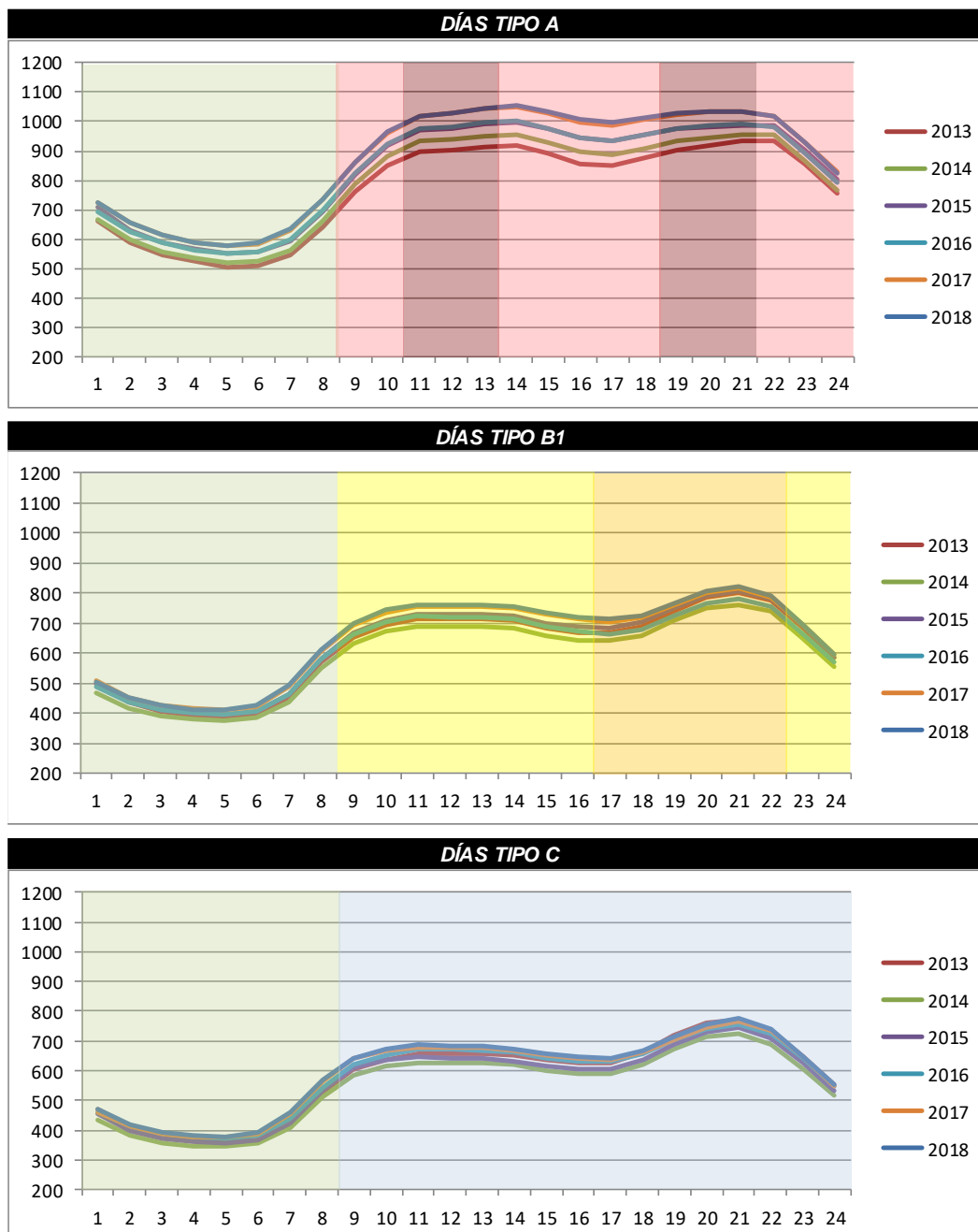
Gráfico II. 13. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema peninsular. Años 2013-2018



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

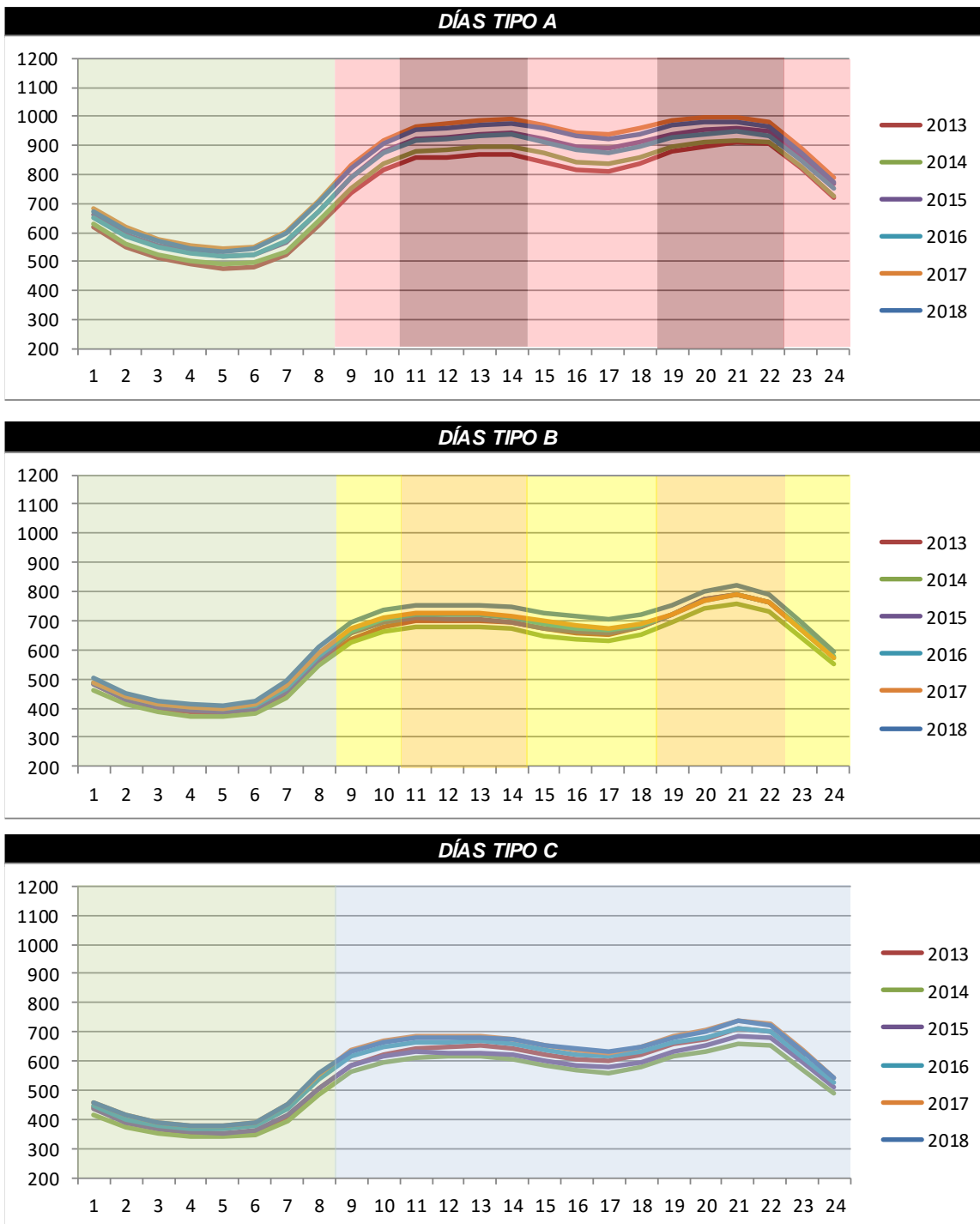
Gráfico II. 14. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema balear. Años 2013-2018



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

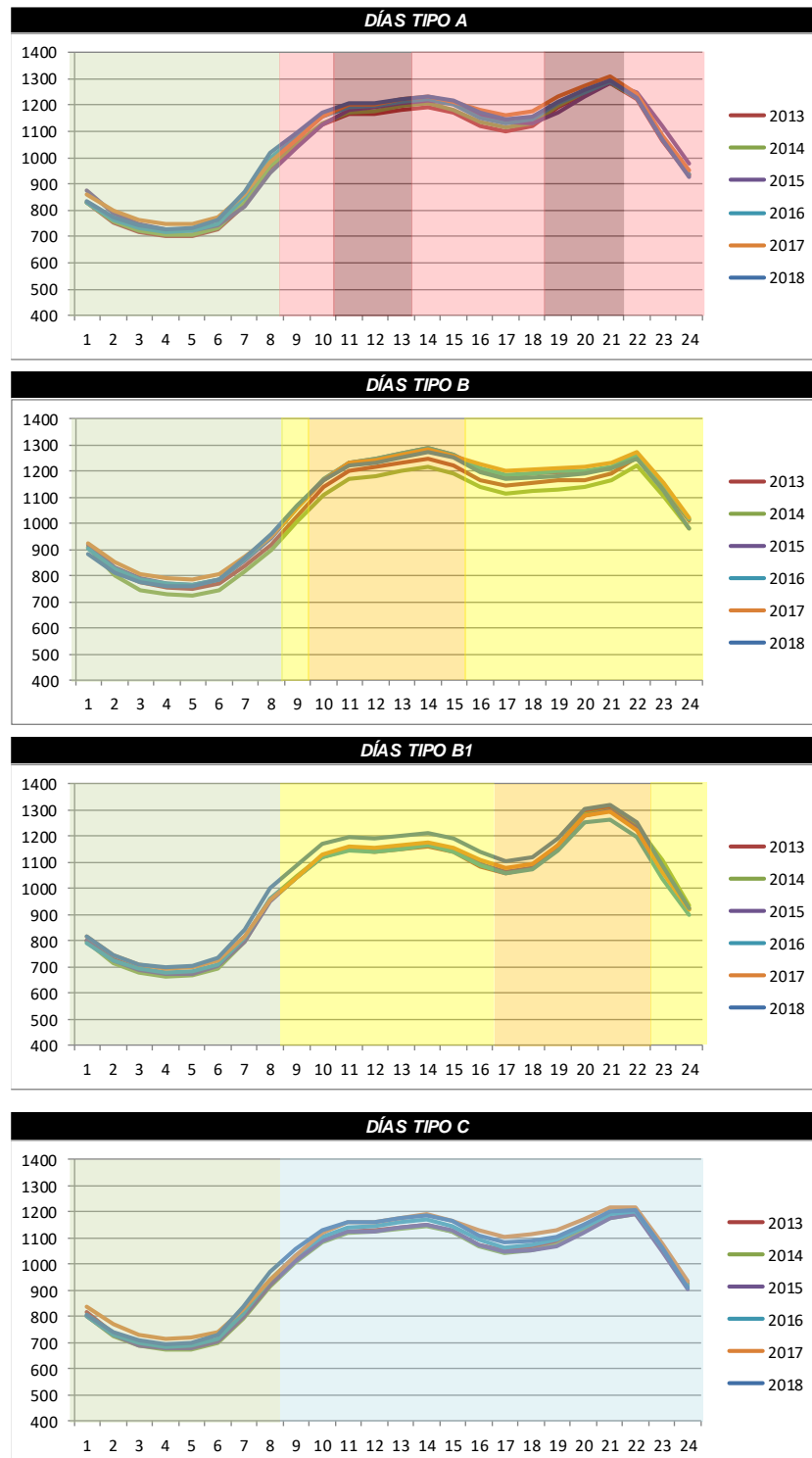
Gráfico II. 15. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema balear. Años 2013-2018



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. 16. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema canario. Años 2013-2018

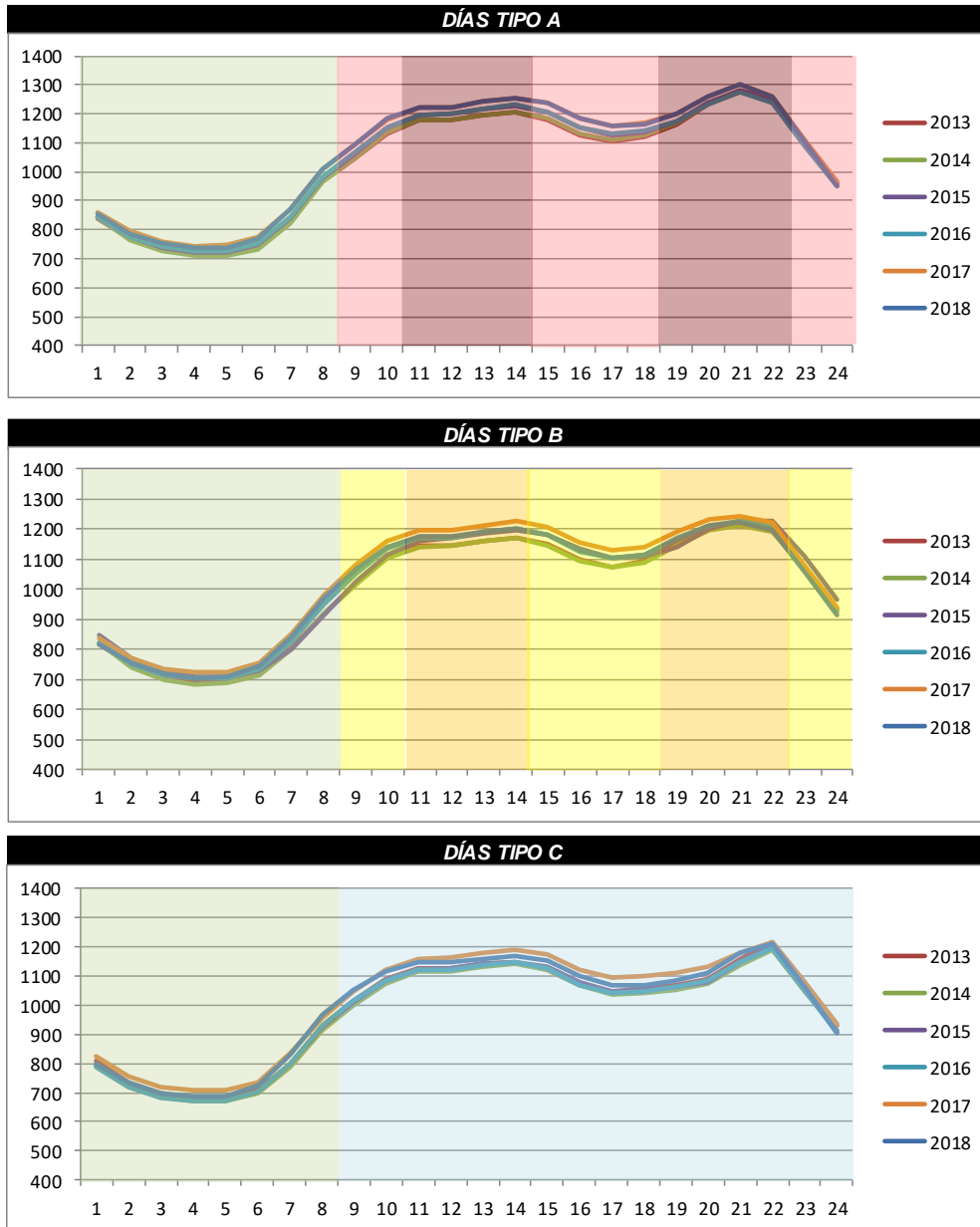


Fuente: CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores.

No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

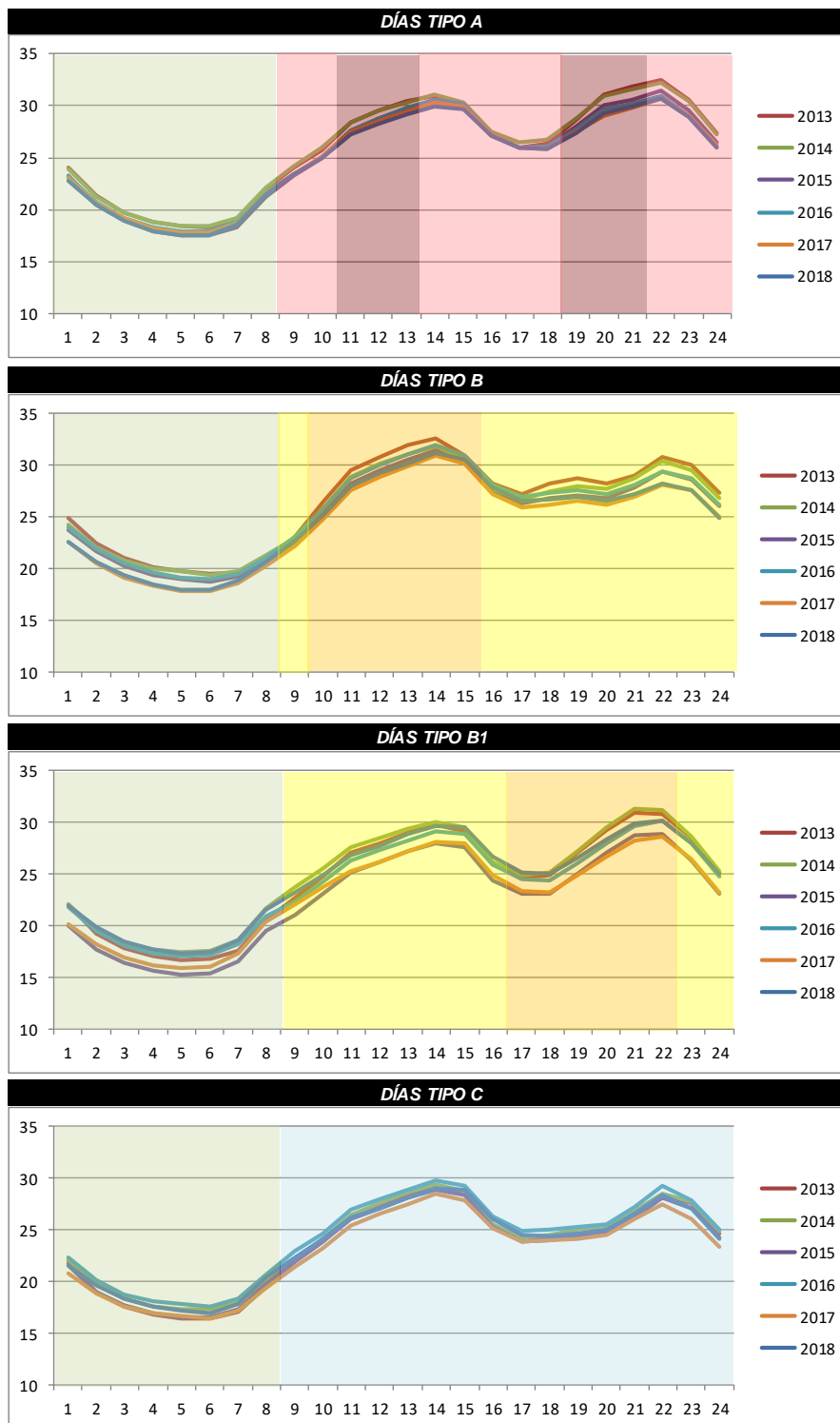
Gráfico II. 17. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema canario. Años 2013-2018



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

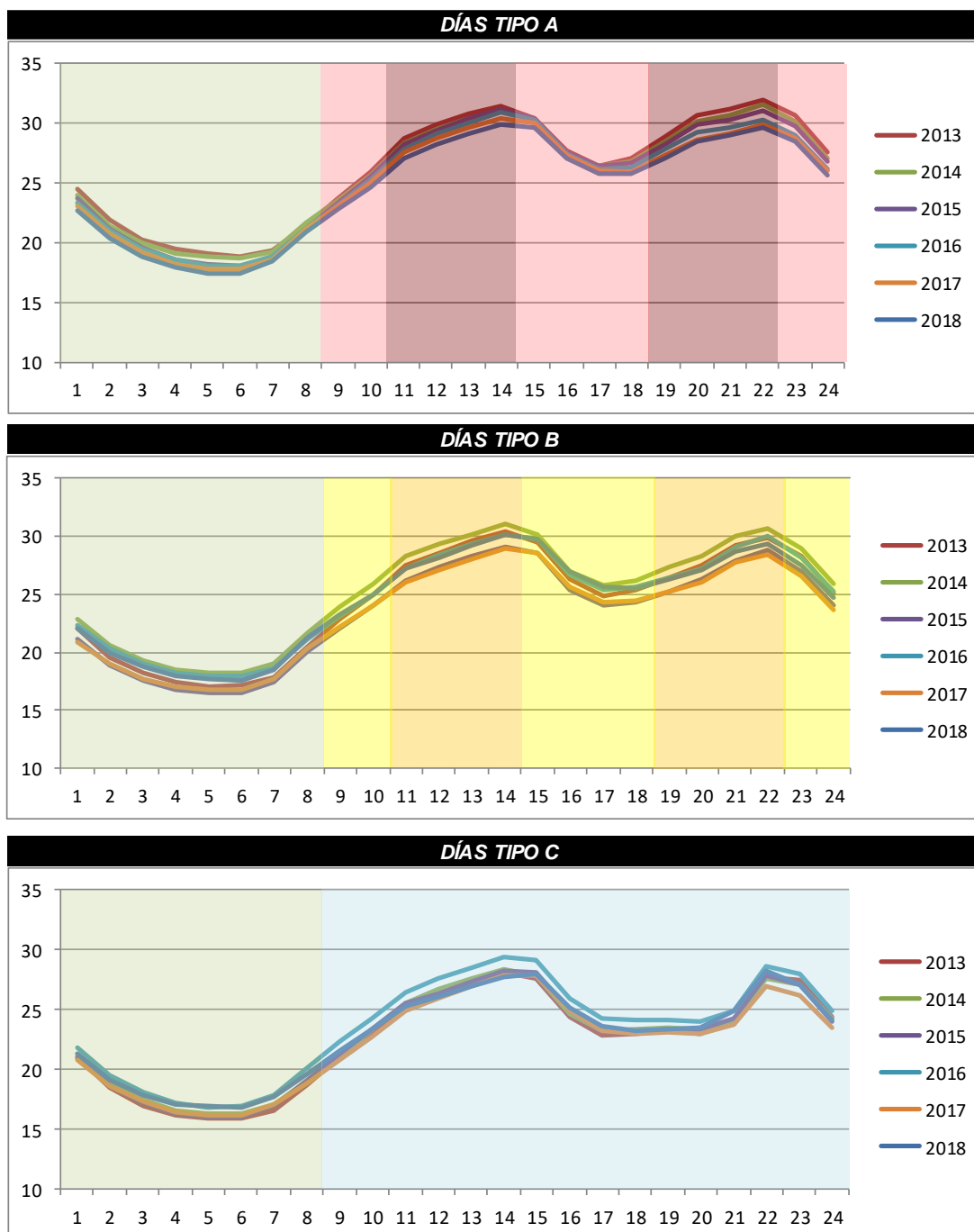
Gráfico II. 18. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de Orden ITC/2794/2007. Subsistema ceutí. Años 2013-2018



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

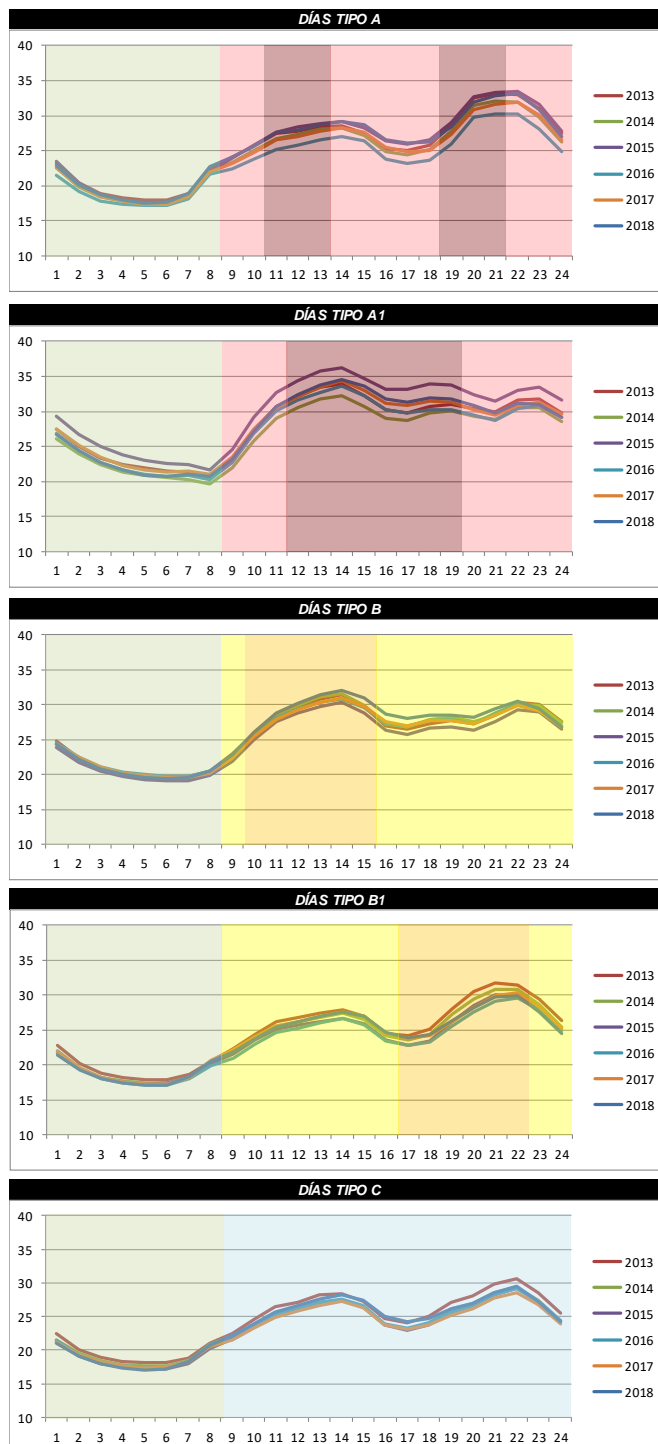
Gráfico II. 19. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema ceutí. Años 2013-2018



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

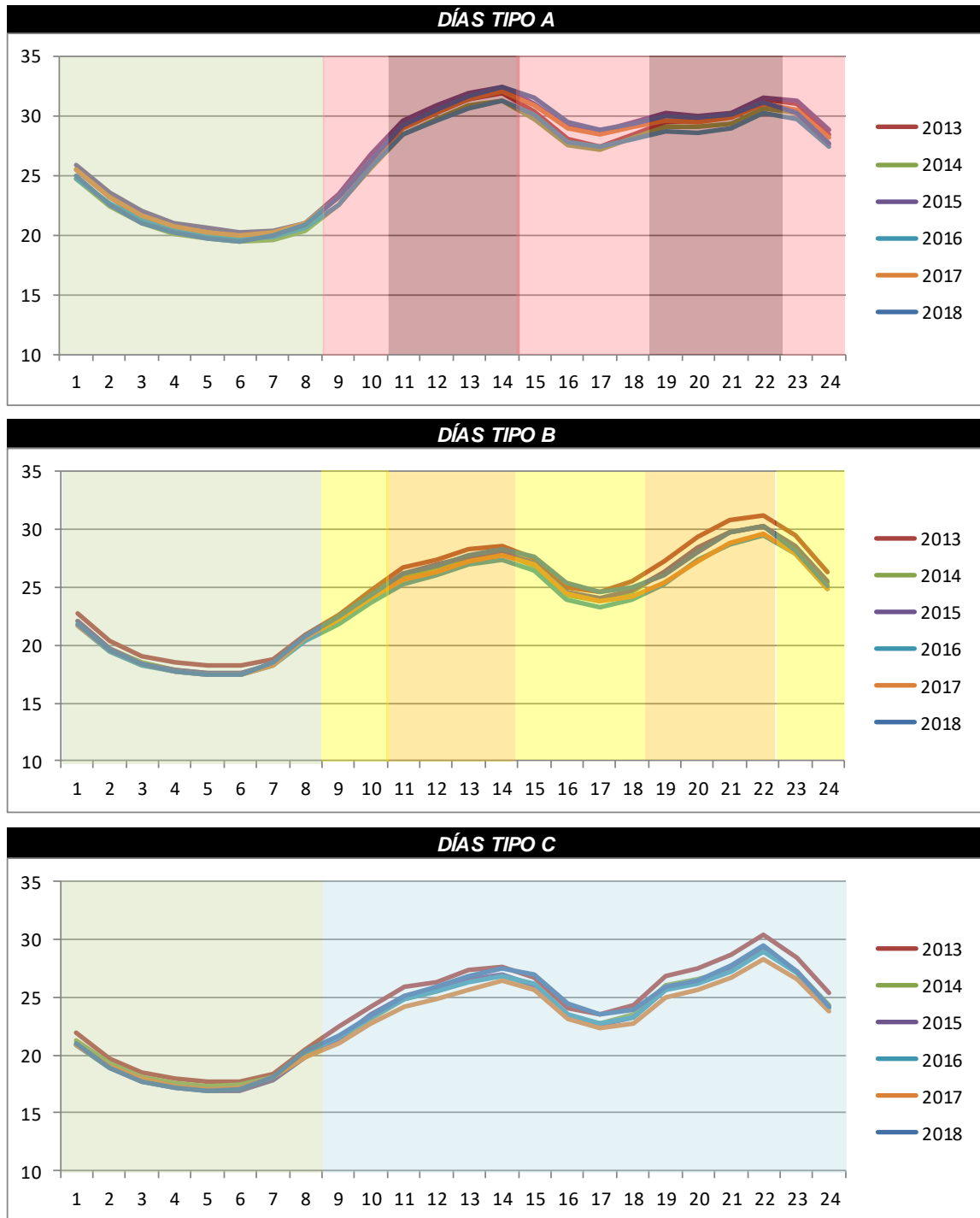
Gráfico II. 20. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema melillense. Años 2013-2018



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. 21. 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 y la revisión de las temporadas eléctricas, 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.

Adicionalmente, la homogeneización de los periodos horarios en todos tipos de día facilitará la comprensión de los consumidores de menor tamaño, para los que, como se ha comentado, se introduce la discriminación horaria de seis periodos.

- 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 demanda³⁹ 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

³⁹ 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.

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.

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 telemedida 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 una discriminación horaria de seis periodos para todos los consumidores.

Por ello, en este nuevo contexto esta Comisión considera la necesidad de proponer un nuevo calendario sin perder de vista la necesidad de mantener la sencillez que proponía el calendario de la Circular 3/2014.

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.

En consecuencia, teniendo en cuenta los análisis anteriores se proponen los siguientes calendarios para todos los consumidores:

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 24 h a 8 h	De 24 h a 8 h	De 24h a 8 h	De 24 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	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 24 h

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	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 24 h

Los horarios a aplicar por tipo de día en **Ceuta** son los siguientes:

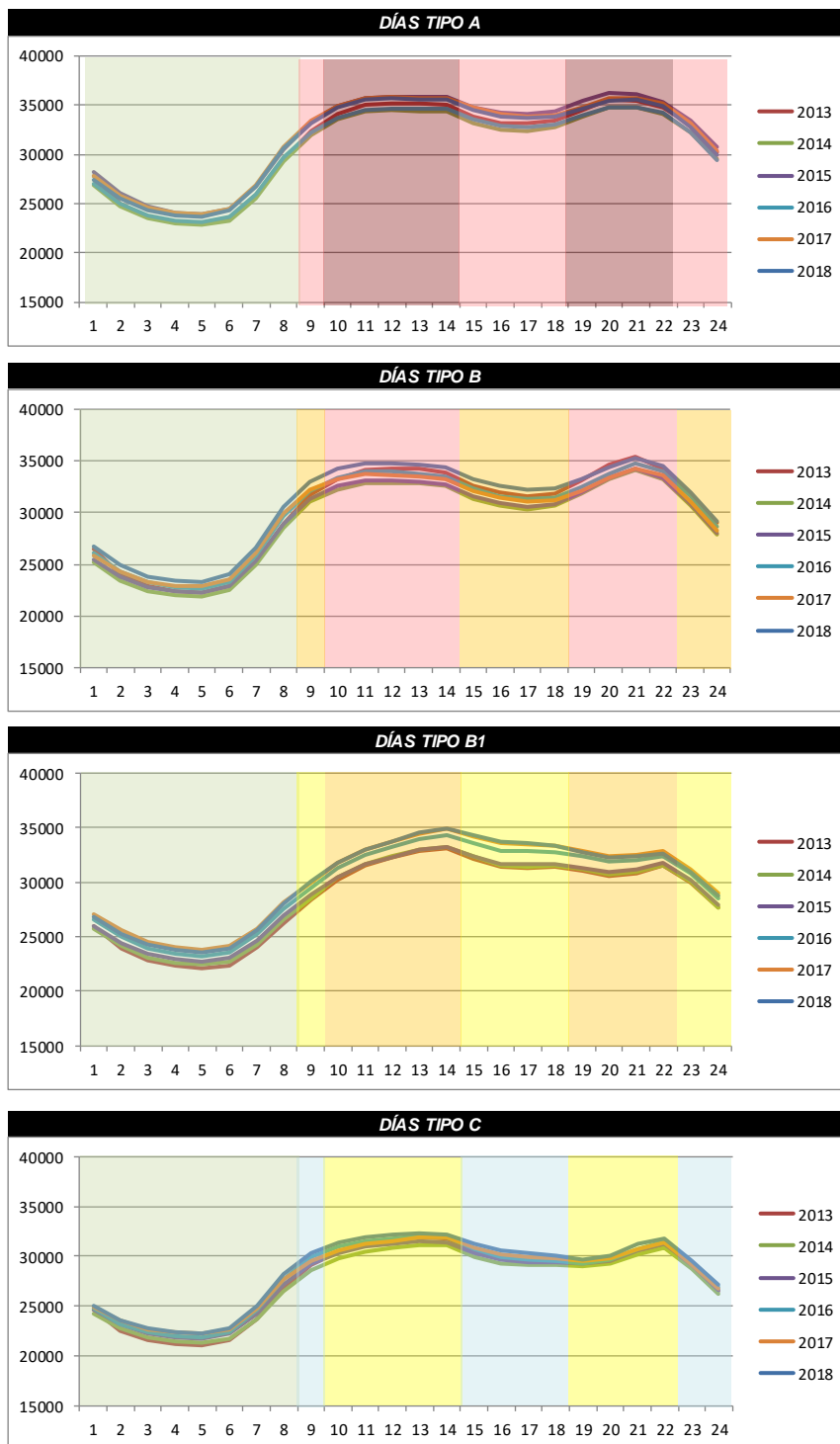
Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	-	-	
P2		De 10 h a 15 h De 19h a 23h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h -	-	
P3		De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h		De 10 h a 15 h De 19h a 23h	
P4	De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 24h		De 8 h a 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	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 24 h

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	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 24 h

En los gráficos siguientes se muestra el resultado de considerar todo lo mencionado anteriormente para el territorio peninsular, insular y extrapeninsular.

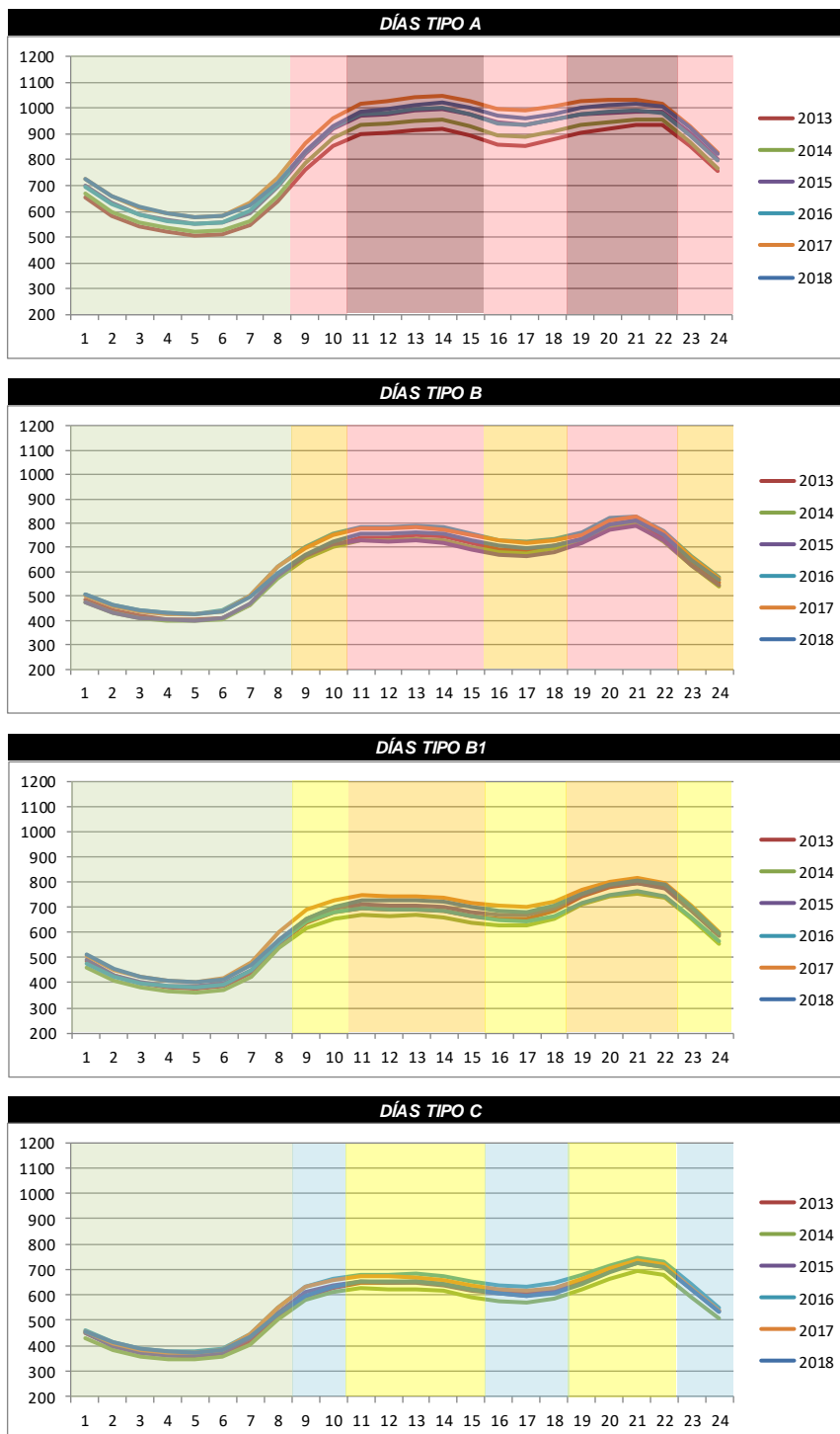
Gráfico II. 22 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema peninsular. Años 2013-2018



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

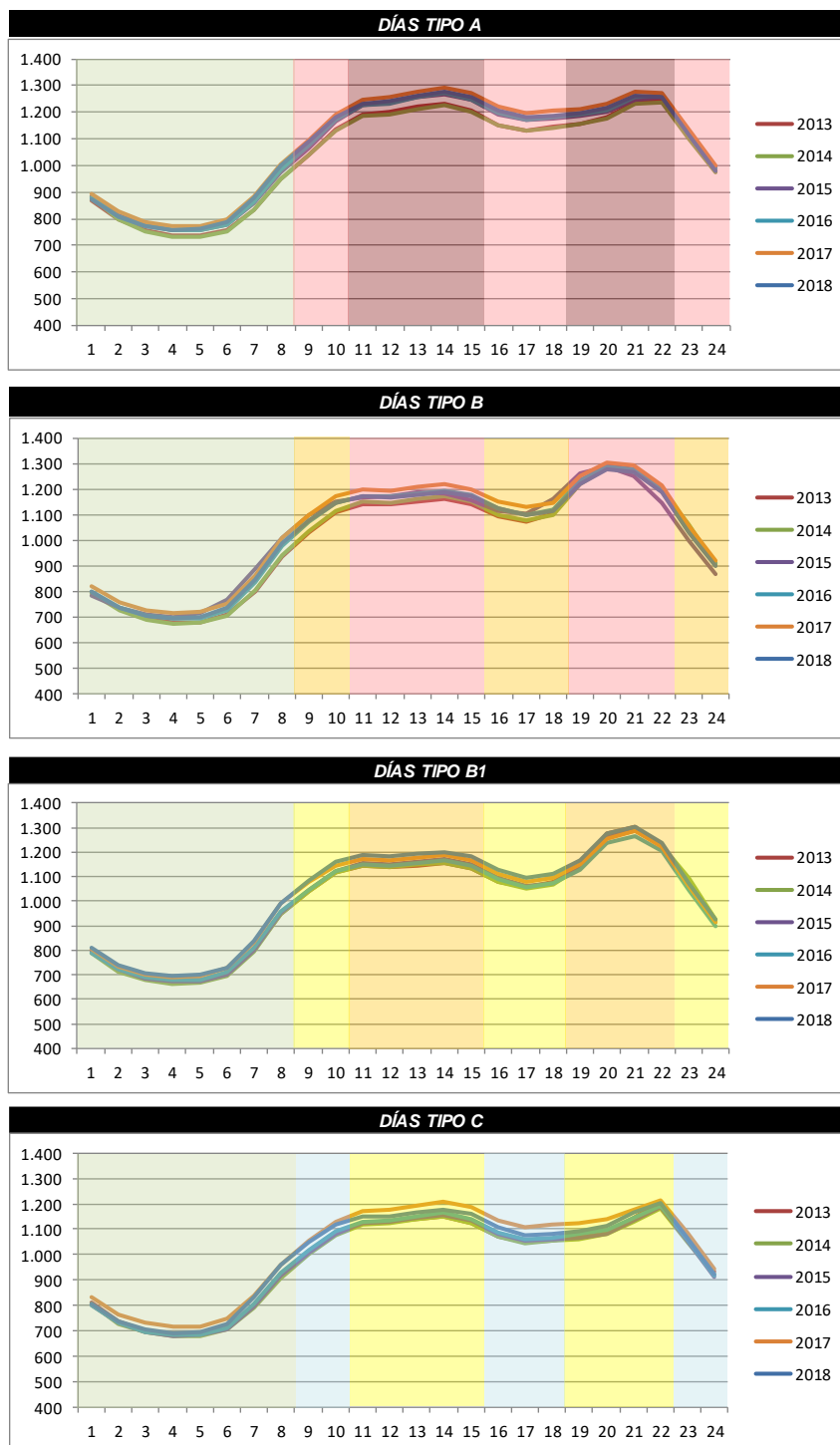
Gráfico II. 23 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema Balear. Años 2013-2018



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

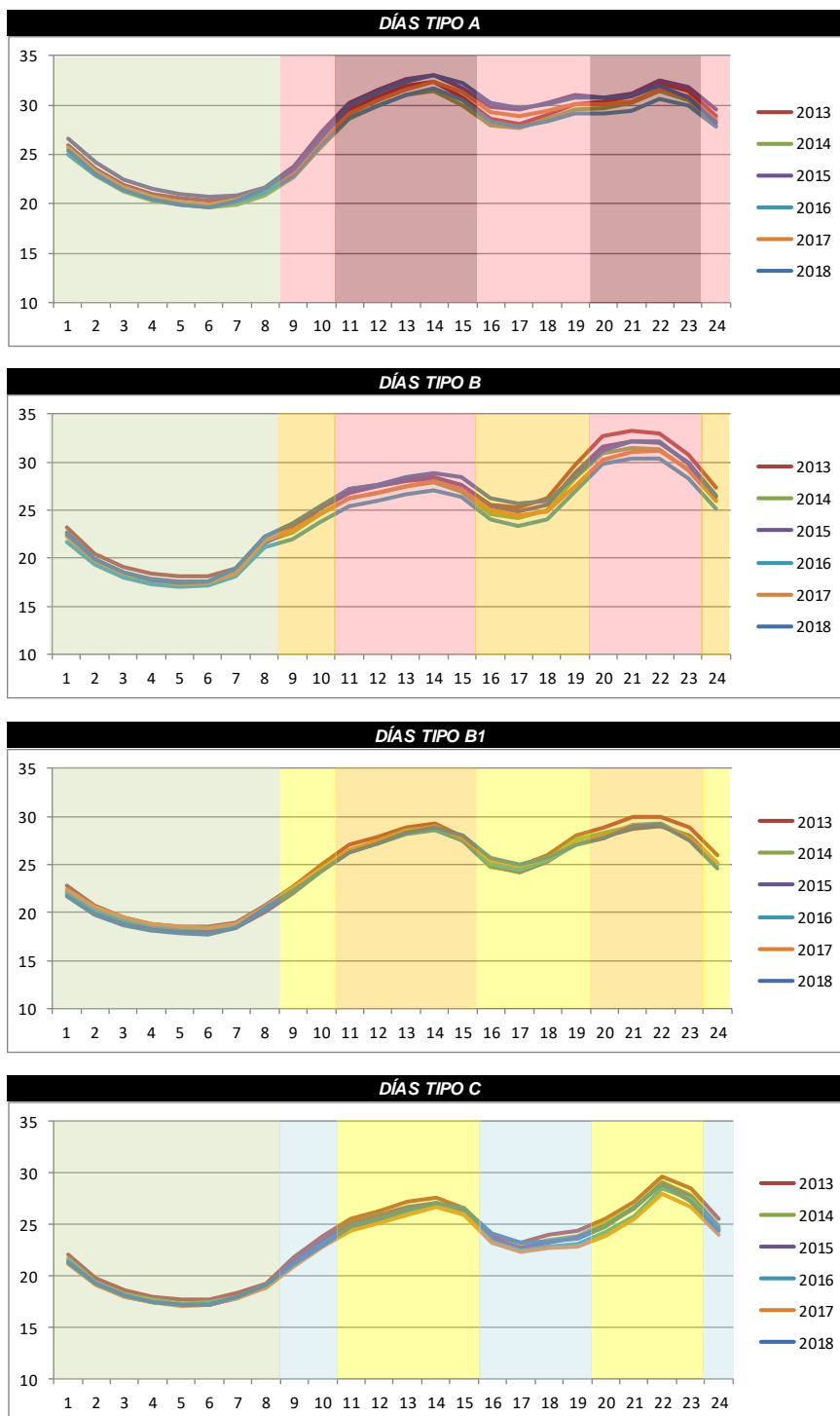
Gráfico II. 24 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema Canario. Años 2013-2018



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

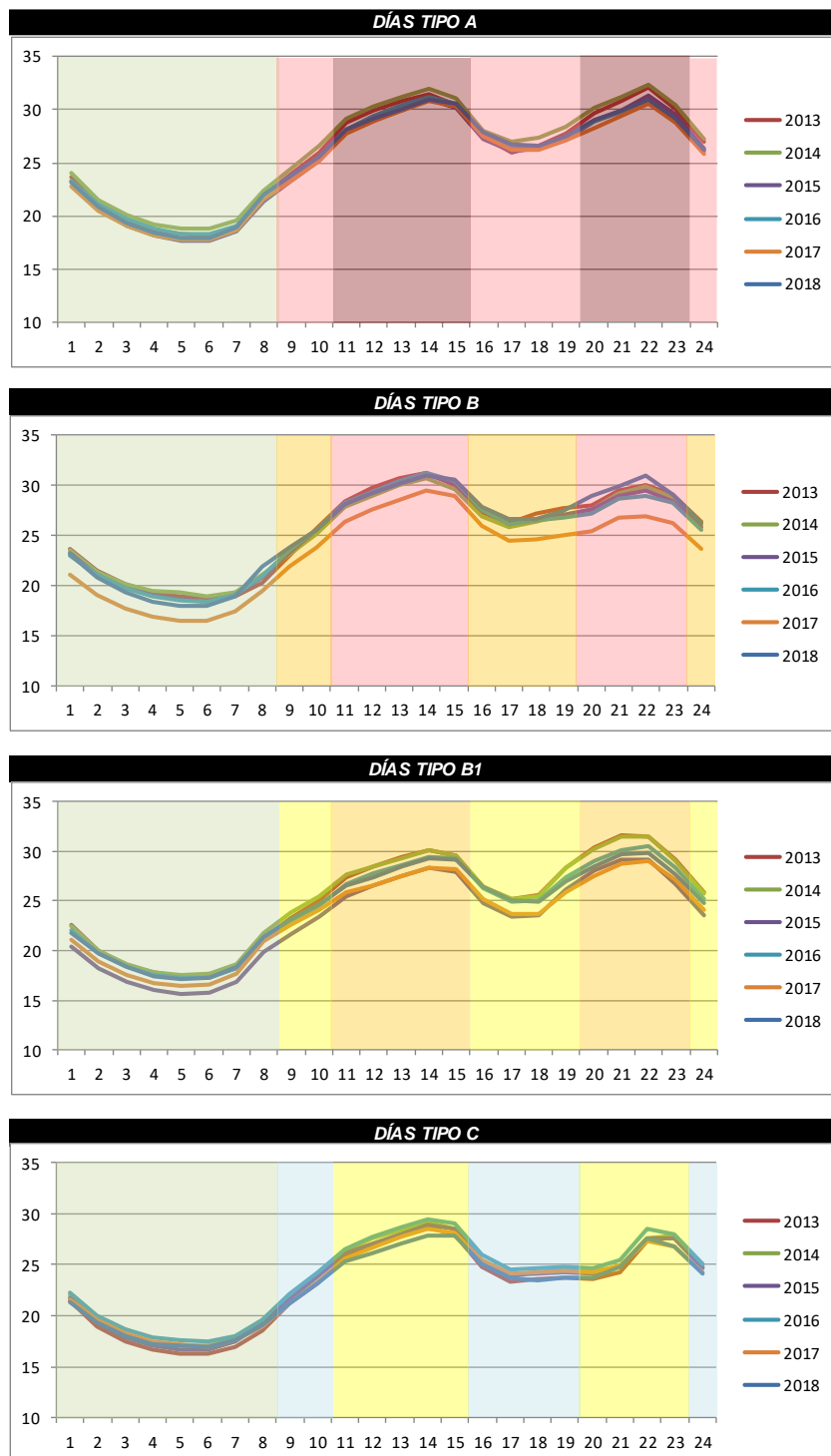
Gráfico II. 25 Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Propuesta 2019. Subsistema Ceutí. Años 2013-2018



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. 26 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 6 periodos.

Cuadro II. 17. 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. 18. 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. 19. 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. 20. 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%	35%
2	830	9,5%	10,5%	17%	14%	18%	17%	19%	14%
3	504	5,8%	6,7%	11%	12%	8%	10%	11%	12%
4	840	9,6%	10,9%	19%	21%	20%	23%	21%	18%
5	1.024	11,7%	12,7%	23%	24%	24%	20%	19%	20%
6	5.064	57,8%	52,1%	85%	85%	83%	83%	83%	83%
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%	11,8%	56,4%	49,5%	62,0%	47,7%	57,6%	40,2%
2	840	9,6%	10,4%	19,0%	10,0%	22,0%	10,7%	15,8%	11,1%
3	840	9,6%	11,6%	18,6%	15,4%	27,3%	19,3%	24,7%	14,3%
4	840	9,6%	10,4%	25,0%	27,6%	24,2%	22,5%	17,8%	21,3%
5	688	7,9%	8,3%	14,3%	17,6%	18,6%	13,8%	16,5%	13,4%
6	4.712	53,8%	47,5%	83,2%	85,5%	83,9%	83,7%	82,6%	82,9%
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%	50,7%
2	945	10,8%	12,9%	31,8%	39,0%	33,6%	32,6%	35,4%	33,1%
3	884	10,1%	11,0%	25,1%	18,3%	22,9%	25,0%	19,0%	21,3%
4	1.015	11,6%	12,6%	30,9%	32,2%	21,1%	28,7%	24,2%	29,0%
5	448	5,1%	5,1%	18,1%	15,9%	15,2%	18,5%	15,9%	12,1%
6	4.712	53,8%	47,5%	83,2%	85,5%	83,9%	83,9%	82,6%	82,9%
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 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%	8,8%	41%	39%	58%	41%	52%	43%
2	772	8,8%	10,4%	19%	17%	23%	16%	20%	22%
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%	12,5%	19%	20%	20%	20%	21%	20%
6	5.064	57,8%	51,5%	83%	82%	81%	82%	81%	82%
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%	12,3%	49,4%	51,6%	51,4%	46,8%	53,3%	44,3%
2	856	9,8%	11,5%	19,0%	19,6%	17,1%	13,7%	20,1%	19,4%
3	832	9,5%	10,9%	26,5%	29,7%	28,1%	27,6%	29,1%	26,0%
4	832	9,5%	9,9%	19,2%	19,6%	13,5%	16,2%	12,9%	16,3%
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%	80,7%
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%	50,3%
2	953	10,9%	13,0%	22,0%	22,5%	26,6%	20,3%	22,7%	24,8%
3	849	9,7%	10,9%	20,5%	20,7%	24,6%	18,7%	18,3%	20,7%
4	1.024	11,7%	12,5%	28,9%	26,6%	28,1%	30,9%	29,5%	26,1%
5	448	5,1%	4,9%	11,4%	13,2%	12,2%	13,8%	8,3%	9,6%
6	4.712	53,8%	47,4%	81,5%	81,7%	80,3%	80,9%	79,9%	80,7%
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

