

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS CARGOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Expediente núm.: IPN/CNMC/017/20

PLENO

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D^a. María Ortiz Aguilar
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D^a María Pilar Canedo Arrillaga
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai
D^a. Pilar Sánchez Núñez
D. Carlos Aguilar Paredes
D. Josep Maria Salas Prat

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 7 de octubre de 2020

En el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y conforme al artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y de la disposición final tercera del 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, el Pleno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia acuerda emitir el siguiente informe relativo a la *“Propuesta Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico”*:

1. Antecedentes

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, introdujo 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).

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

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.

Con posterioridad, la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, introduce mediante su disposición final cuarta una modificación en el apartado segundo del artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico a efectos de establecer que el Gobierno es el responsable de definir la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de los consumidores y generadores.

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.

El Real Decreto-ley 1/2019 establece que será la Autoridad reguladora la que apruebe la metodología de peajes de acceso a las redes de electricidad y gas natural, la estructura y los valores concretos de los mismos, correspondiendo al Ministerio para la Transición Ecológica¹, la aprobación de la estructura de los cargos, su metodología y sus valores.

El Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 15 de enero de 2020, acordó, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la Circular 3/2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

El pasado 8 de julio se recibió en esta comisión la propuesta y memoria del “*Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico*” (en adelante, propuesta de RD) para su informe preceptivo de acuerdo a lo establecido el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de conformidad con la disposición final tercera del 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.

El trámite de audiencia a los interesados se realizará por esa Comisión a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad².

¹ Ahora Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

² Forman parte del Consejo Consultivo de Electricidad las Comunidades y Ciudades Autónomas, los representantes de los generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores, operador del mercado, operador del sistema, consumidores domésticos, consumidores industriales y la Administración General del Estado.

2. Descripción de la propuesta normativa

La propuesta de Real Decreto consta de 8 artículos, una disposición adicional, una disposición transitoria, cinco disposiciones finales y un anexo.

En el título único, que comprende los ocho artículos, se establece la metodología para determinar los cargos. En concreto, se establecen el ámbito de aplicación, los principios generales, los costes incorporados en los cargos, la estructura de cargos, la definición de los períodos horarios, el procedimiento de cálculo de los términos de facturación de cargos y la aprobación y publicación de los mismos.

La propuesta de RD opta por un esquema de asignación que persigue una aproximación de precios Ramsey. Según la Memoria que acompaña a la propuesta de RD, los coeficientes de elasticidad se han aproximado con las siguientes hipótesis, considerando la estructura de peajes de transporte y distribución de la Circular 3/2020:

- Se mantiene la asignación de cargos por grupo tarifario acorde con la asignación implícita que resulta de la aplicación de los peajes de acceso y los pagos por capacidad vigentes para el ejercicio 2019, una vez ajustados los ingresos por pagos por capacidad a los costes que deben financiar.
- Se impone una asignación del coste del 40% al término de potencia y el 60% al término de energía, con la excepción del grupo tarifario 2.0 TD (consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW) para los que se impone una asignación del 75% al término de energía y del 25% al término de potencia.
- Se impone una discriminación de precios por periodo horario de 1 a 4.

La disposición adicional única establece el periodo de validez general de la presente metodología, que será de 6 años, y las circunstancias excepcionales bajo las que se podría acelerar la revisión de la misma.

La disposición transitoria única habilita a la ministra para la Transición Ecológica y Reto Demográfico a la introducción de un procedimiento transitorio en las órdenes por las que se establezcan los cargos, para trasladar de forma gradual las variaciones que resulten de la aplicación de la metodología de cargos, en un período máximo de cuatro años.

La disposición final primera establece que los precios unitarios de aplicación para la financiación de los pagos por capacidad se actualizarán cada ejercicio en la orden ministerial por la que se publiquen los cargos para el período de referencia.

La disposición final segunda incluye modificaciones en el 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, para adaptar los diferentes términos del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor -PVPC- a la nueva estructura de peajes y cargos fijados en virtud del presente real decreto, así como en la Circular 3/2020, de 15 de enero.

La disposición final tercera elabora una redacción de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el 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. En esta nueva redacción se da cumplimiento a la ejecución de las sentencias del Tribunal Supremo de fechas 14 y 28 de diciembre de 2018, relativas a los recursos 41/2017 y 19/2017.

La disposición final cuarta establece que con la suficiente antelación a la entrada en vigor de los peajes y cargos completos se modificará el formato mínimo y los modelos de la factura eléctrica por resolución del Director General de Política Energética y Minas.

La disposición final quinta establece la entrada en vigor de la metodología de cálculo de los cargos de electricidad, que coincidirá con la entrada en vigor de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, y que en ningún caso será anterior al 1 de abril de 2021.

Finalmente, en el Anexo I se incluyen los coeficientes de potencia y energía que utilizará la metodología de cargos para calcular anualmente los términos de potencia y energía para la recuperación de los cargos que serán aprobados por orden ministerial.

3. Alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad

Se han recibido alegaciones de 20 agentes: cuatro de empresas de energía eléctrica, siete de asociaciones (entre las que hay asociaciones de comercializadores, distribuidores, consumidores, empresas de energía eléctrica), tres de Comunidades Autónomas, el operador de red, la empresa transportista, dos grandes consumidores de energía, un organismo dependiente del Ministerio de Consumo y una ONG.

Con carácter general, los agentes han valorado positivamente la coincidencia entre la metodología de cargos propuesta y la metodología de peajes de la Circular 3/2020, en la estructura tarifaria por niveles de tensión, la igualdad en los componentes de facturación, la simultaneidad en la entrada en vigor, la discriminación horaria, la adecuación entre los pagos por capacidad facturados al cliente final y el importe recibido por los productores.

No obstante, ocho agentes³ han mostrado su preocupación por la *sostenibilidad económica del sistema eléctrico* derivada del escenario de coste e ingresos implícito en la propuesta y de la recuperación de los cargos preferentemente a través de un término variable.

Al respecto, dos de ellas, una empresa de energía eléctrica y una asociación de empresas de energía, han propuesto incluir en el Real Decreto que finalmente se publique una disposición que establezca la incorporación automática de los desvíos en los cargos, de forma similar a lo contemplado para las redes en la Circular 3/2020.

Asimismo, varios agentes han mostrado su preocupación por el impacto de la propuesta de Real Decreto sobre la electrificación de la economía.

En relación *al objeto y ámbito de aplicación*, el gestor de la red ha señalado la necesidad de aclarar el tratamiento de las conexiones internacionales. Asimismo, una empresa de energía eléctrica ha solicitado aclaración sobre el tratamiento a las baterías de almacenamiento.

Adicionalmente, varios agentes han solicitado exceptuar del pago de cargos a:

- Consumos propios de transporte y distribución, en coherencia con la Circular 3/2020 (dos empresas con intereses en redes y dos asociaciones de empresas de energía)
- Inyecciones de energía en la red, en coherencia con la Circular 3/2020 (una empresa de energía eléctrica y una asociación de empresas de energía)
- Consumos propios de generación (dos empresas de energía eléctrica y una asociación de empresas de energía)
- Demanda que participa en el mercado (una asociación de consumidores de energía)
- Consumidores electrointensivos (una Comunidad Autónoma)
- Instalaciones de electrólisis para la producción de hidrógeno renovable (una empresa de energía eléctrica).

En relación con *los costes incluidos en el cálculo de los cargos*, algunos agentes han solicitado la inclusión de costes no contemplados en la normativa vigente (tales como, convertir el impuesto sobre la producción en un cargo, solicitado por dos consumidores y una asociación de consumidores o los costes derivados de los comportamientos fraudulentos de determinadas comercializadoras, solicitado por una asociación de empresas de energía,

³ Dos empresas de energía, tres asociaciones de empresas de energía eléctrica, una asociación de empresas comercializadoras, una asociación de consumidores y una Comunidad Autónoma.

entre otros), mientras que cinco agentes⁴ han señalado la necesidad de que los costes relacionados con decisiones de política económica, territorial y social sean financiados con cargos a los PGE (la retribución adicional de los SNP, la retribución específica RECORE y las anualidades del déficit, entre otros). Finalmente, dos agentes⁵ han propuesto que los costes de la cogeneración de alta eficiencia sean financiados por Fondo de Eficiencia Energética.

Respecto de la *estructura de cargos*, con carácter general, los agentes han valorado positivamente que sea consistente con la estructura de peajes por nivel, términos de facturación y periodos horarios de la Circular 3/2020⁶.

No obstante, dos agentes⁷ han señalado la necesidad de aclarar los cargos aplicables a los consumos de los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

En relación con la *definición de los periodos horarios*, con carácter general los agentes han valorado positivamente que se correspondan con los establecidos en la Circular 3/2020. No obstante, el operador de red ha propuesto implementar en futuras revisiones la inclusión de incentivos para la transición energética. Mientras que una empresa eléctrica ha mostrado su disconformidad con los periodos horarios establecidos para los consumidores domésticos.

En relación con la *metodología de asignación*, una asociación de consumidores ha manifestado su conformidad con los precios Ramsey, mientras que otros dos (una empresa de energía eléctrica y una Comunidad Autónoma) sin manifestarse expresamente al respecto han mostrado su disconformidad, señalando uno de ellos la necesidad de realizar una asignación diferenciada de los costes relacionados con el sector eléctrico del resto de costes, mientras que el otro ha considerado los coeficientes de asignación establecidos arbitrarios.

Adicionalmente, en relación con *asignación por nivel de tensión*, el único agente que se ha manifestado al respecto, una asociación de consumidores y usuarios, ha mostrado su disconformidad con mantener la asignación implícita en la metodología vigente y solicita su justificación.

⁴ Una empresa de energía, dos asociaciones de empresas de distribución, una asociación de empresas de energía renovable y una Comunidad Autónoma.

⁵ Una empresa de energía eléctrica y una asociación de empresas de energía.

⁶ En particular, cinco agentes, entre los cuales estarían dos empresas de energía eléctrica, una asociación de empresas de red, una Comunidad Autónoma y el operador de red.

⁷ Una asociación de empresas de energía y una empresa de energía eléctrica.

En relación a la *asignación de cargos entre potencia y energía*, dos asociaciones de empresas de energía y dos empresas de energía se han mostrado en desacuerdo respecto a la mayor asignación al término variable ya que la misma propuesta de Real Decreto asume que dichos cargos son en su mayoría costes hundidos, de naturaleza fija e independientes del consumo. Otros dos agentes han valorado adecuada la imputación de los cargos en mayor proporción al término variable.

Respecto de la *asignación por periodos horarios*, una empresa de energía eléctrica ha propuesto asignar los cargos a los periodos de máxima demanda, por tener una menor elasticidad. En consecuencia, propone no asignar cargos al periodo de valle.

En materia de *liquidaciones* los agentes ponen de manifiesto la falta de información en la propuesta sobre cómo afectará la separación de la metodología de peajes y cargos al sistema general de liquidaciones. La mayoría de los agentes⁸ se muestran a favor de la separación de la liquidación de los peajes y cargos de tal forma que se asegure la suficiencia para cada una de las actividades con retribución regulada sin que se produzcan subsidios cruzados.

Respecto a la *modificación del Real Decreto 216/2014*, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo del PVPC, algunos agentes⁹ solicitan la inclusión de determinados costes de comercialización dentro del PVPC, como el coste de financiación del bono social en el margen comercial o los costes correspondientes al canal presencial de atención a clientes.

Adicionalmente, los agentes han propuesto una adaptación de la normativa vigente a la nueva configuración de peajes y cargos.

Finalmente, los agentes han mostrado su preocupación sobre el plazo de que se dispondrá para implementar las modificaciones para la adecuación a la nueva estructura de peajes y cargos y solicitan el establecimiento de un periodo transitorio.

4. Consideración previa

El objeto del Proyecto de RD sometido a informe de esta Comisión es establecer la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico para poder cubrir una serie de costes vinculados a decisiones políticas de distinta índole. Por su lado, la Circular 3/2020, tiene por objeto establecer la metodología para el cálculo anual de los peajes de acceso a las redes de

⁸ Dos asociaciones de empresas de distribuidores, una empresa de energía eléctrica y la empresa transportista.

⁹ Una asociación de empresas de energía y dos empresas de energía eléctrica.

transporte y distribución de electricidad con la finalidad última de retribuir estas actividades.

Ambas metodologías siguen una tarifa binomial, que fija los precios del término de potencia o término fijo, y los del término de energía o término variable. Igualmente, ambas se aplican sobre la misma estructura tarifaria, compuesta por 6 periodos horarios y 6 segmentos tarifarios de potencias. La adición de los peajes y los cargos define el coste final que asume el consumidor. Al ser el capítulo de “cargos” de mayor cuantía que el de “peajes”, el peso específico de la propuesta de RD en el reparto final entre el término fijo y variable de la factura es muy significativo determinando, por tanto, la señal de precio que finalmente recibe la demanda.

Si bien ninguna de estas normas tiene como objetivo determinar cómo se establecen las cuantías de unos y otros conceptos, dado que ya lo regula la Ley 24/2013, la naturaleza distinta de los costes que asumen, así como de los factores que los inducen, invitan a una reflexión integral sobre los mismos y sobre cómo impactan entre los distintos consumidores de energía especialmente ante un escenario de incipiente riesgo de nuevo déficit de tarifa eléctrica y cuando el consumidor español paga, en términos comparativos con otros países europeos, un elevado precio por la electricidad. Una reflexión que, por otra parte, parece haberse ya iniciado entre los distintos agentes del sector a tenor de las alegaciones presentadas y resumidas en el apartado anterior.

El tipo de alegaciones recibidas no hacen sino recordar que el debate sobre cómo generar mayores eficiencias en el sistema no está cerrado, debate de amplio alcance y de profundo calado. El mismo incluye numerosos temas, tales como la financiación de la retribución específica de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (la retribución RECORE); la retribución adicional y específica de las instalaciones de generación localizadas en sistemas no peninsulares (la retribución SNP) o las anualidades correspondientes al déficit.

También incluye este debate las distintitas vías de financiación posibles para los costes que actualmente se recuperan mediante cargos en la factura eléctrica. Vías que abarcan desde los Presupuestos Generales del Estado hasta la creación de nuevos instrumentos financieros o el uso de otros ya existentes como el mencionado Fondo de eficiencia Energética, una reforma integral de la fiscalidad energética y medioambiental basada, entre otros tributos, en una tasa al CO₂, o la contribución del conjunto de usos finales de energía, atendiendo a su factor de emisión de CO₂.

Esta Comisión, que debe procurar la mayor eficiencia posible en los mercados bajo su supervisión, entiende que queda margen para diseñar un sistema de financiación de las actividades reguladas del sistema eléctrico que mejore las señales de precios a los usuarios y reduzca las distorsiones en los mercados. Por la parte de las redes, promoviendo señales de precios adecuadas que incentiven el consumo eficiente de energía y la gestión de la demanda; y por la parte de costes no relacionados con el suministro, promoviendo una asignación entre los distintos grupos tarifarios equilibrada y proporcional.

En un contexto de transición energética, en el que es el conjunto del país el sujeto de los compromisos climáticos, y no solo el sector eléctrico, parece oportuno buscar un modelo de financiación de las energías RECORE más próximo al uso final de energía y de manera proporcional a su nivel de emisiones de CO₂ (en tanto a elemento inductor principal de los costes de reducción de emisiones).

También entiende esta Comisión que la forma más robusta de alcanzar ese objetivo es procurar un marco de reflexión en el que cuestiones de enorme trascendencia para nuestra sociedad, como son la mejora de la competitividad de nuestra energía eléctrica frente a los combustibles fósiles y el impulso a la electrificación y la descarbonización de la economía puedan ser abordadas, en la firme convicción de que todos los avances que sobre ellas se realicen contribuirían notablemente a mejorar la competitividad de las empresas y de la economía española en su conjunto y en definitiva a avanzar en la Transición Ecológica en la que como país estamos decididamente implicados.

En consecuencia, parece oportuno abordar este debate con la mayor celeridad, máxime teniendo en cuenta que la magnitud de los costes asociados a los cargos mitiga en gran medida la señal de precios trasladada a través de los peajes y tiene un impacto relevante sobre el bienestar de los consumidores y la transición energética.

5. Consideraciones generales

5.1. Sobre el escenario de demanda

Según la información que acompaña a la propuesta de RD, el ejercicio de asignación se ha realizado considerando las variables previstas para el ejercicio 2020 en la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020, de 15 de enero, motivado, en primer lugar, porque se trata de un ejercicio teórico y, en segundo lugar, porque de esta manera se facilita el análisis y la comprensión de los agentes sobre el impacto conjunto de ambas propuestas metodológicas: peajes y cargos.

Al respecto, se indica que se considera adecuado el empleo del mismo escenario de demanda en ambas propuestas, en la medida en que la primera

vez que se apliquen las metodologías de peajes y cargos, probablemente, se habrá producido cierta recuperación de las variables de facturación. Emplear un escenario de demanda demasiado adverso podría inducir a los agentes a interpretaciones erróneas sobre el criterio de asignación considerado y el impacto de la metodología propuesta.

Al respecto cabe señalar que, dado que la Circular 3/2020, de 15 de enero, está acompañada por un modelo de asignación¹⁰ y la metodología propuesta establece el procedimiento de actualización de los cargos, se podrían realizar simulaciones para escenarios de previsión alternativos.

En los cuadros siguientes se muestra el escenario de previsión de la Circular 3/2020, de 15 de enero, para el ejercicio 2020 con la estructura de peajes vigentes y con la estructura de peajes de la Circular 3/2020, con objeto de facilitar el seguimiento de la metodología propuesta.

Cuadro 1. Escenario de previsión para el ejercicio 2020 con la estructura de peajes de la Circular 3/2020

Peaje T&D	Consumo (GWh) por periodo horario						Total
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
2.0 TD	20.891	19.452	35.379				75.722
3.0 TD	4.632	5.256	4.727	5.349	2.094	15.341	37.398
6.1 TD	7.348	8.850	8.368	9.714	4.019	31.888	70.187
6.2 TD	2.249	2.913	2.644	3.128	1.378	12.410	24.723
6.3 TD	834	1.105	1.053	1.268	558	5.742	10.561
6.4 TD	1.746	2.380	2.234	2.717	1.238	13.630	23.945
Total	37.700	39.956	54.405	22.176	9.287	79.011	242.536

Peaje T&D	Potencia contratada (MW) por periodo horario					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	122.359	122.409				
3.0 TD	20.651	20.651	20.651	20.651	20.651	20.651
6.1 TD	17.910	18.100	18.261	18.352	18.489	24.962
6.2 TD	4.588	4.765	4.789	4.842	4.888	6.511
6.3 TD	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514
6.4 TD	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620
Total	170.292	170.975	48.920	49.289	49.641	59.259

Fuente: CNMC

¹⁰ Disponible en https://www.cnmec.es/sites/default/files/2808026_42.xlsx

Cuadro 2. Escenario de previsión para el ejercicio 2020 con la estructura de peajes del Real Decreto 1164/2001

Peaje de acceso vigente	Peaje de transporte y distribución	Consumo (GWh) por periodo horario						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
2.0 A	2.0 TD	36.096						36.096
2.0 DHA	2.0 TD	13.548	17.579					31.128
2.0 DHS	2.0 TD	34	28	35				97
2.1 A	2.0 TD	3.792						3.792
2.1 DHA	2.0 TD	1.788	2.806					4.593
2.1 DHS	2.0 TD	6	5	5				16
3.0 A	3.0 TD	7.568	20.905	8.925				37.398
3.1 A	6.1 TD	3.036	6.071	5.891				14.998
6.1 A	6.1 TD	4.923	6.163	3.350	5.444	7.502	27.806	55.189
6.2	6.2 TD	2.125	2.822	1.824	2.163	3.004	12.786	24.723
6.3	6.3 TD	698	977	524	896	1.275	6.190	10.561
6.4	6.4 TD	1.429	2.092	1.138	1.968	2.794	14.524	23.945
Total		75.042	59.448	21.692	10.471	14.575	61.307	242.536

Peaje de acceso vigente	Peaje de transporte y distribución	Potencia contratada (MW) por periodo horario					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	2.0 TD	71.353					
2.0 DHA	2.0 TD	41.020	-				
2.0 DHS	2.0 TD	64	-	-			
2.1 A	2.0 TD	6.017					
2.1 DHA	2.0 TD	3.894	-				
2.1 DHS	2.0 TD	11	-	-			
3.0 A	3.0 TD	19.133	20.651	20.222			
3.1 A	6.1 TD	5.572	6.343	7.172			
6.1 A	6.1 TD	11.567	11.757	11.918	12.009	12.146	17.791
6.2	6.2 TD	4.588	4.765	4.789	4.842	4.888	6.511
6.3	6.3 TD	1.834	1.930	1.944	1.970	2.000	2.514
6.4	6.4 TD	2.948	3.120	3.275	3.474	3.613	4.620
Total		168.002	48.566	49.320	22.295	22.647	31.436

Fuente: CNMC

5.2. Sobre los costes incluidos en el cálculo de los cargos

Conforme al artículo 13 de la Ley 24/2013 los costes del sistema comprenden los siguientes conceptos:

- Retribución de las actividades de transporte y distribución
- Régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.
- Retribución adicional de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.

- Retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad
- Dotación del fondo para la financiación del Plan General de Residuos Radiactivos.
- Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Anualidades correspondientes a los déficits del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.
- Medidas de gestión de la demanda.
- Gestión técnica y económica del sistema en caso de desajuste entre la retribución de estas actividades y el importe recaudado a través de los precios regulados que cobran a los agentes.
- Imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de energía en el mercado de producción, en su caso.
- Los gastos ocasionados por las cuentas gestionadas por el organismo encargado de las liquidaciones para realizar la liquidación de los costes regulados del sector eléctrico, salvo en los casos en que esté previsto que tales costes sean deducidos de los saldos que existan en la cuenta.

Adicionalmente, según el citado artículo 13 los costes del sistema serán financiados mediante los siguientes ingresos:

- a) Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores y los agentes por las exportaciones de energía a países no comunitarios, destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución,
- b) Los cargos que se establezcan para el pago de las otras partidas de costes que no sean cubiertas por otros ingresos, según se encuentran definidos en el artículo 16,
- c) Las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado destinadas a cubrir, entre otros, las cuantías que se determinen correspondientes a los costes del régimen retributivo específico para el fomento de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables y al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional y,
- d) Cualquier otro ingreso atribuido expresamente por una norma de rango legal o reglamentario.

Teniendo en cuenta lo anterior, y dado que existe un pago específico para cubrir el coste asociado a los pagos por capacidad, los ingresos procedentes

de la aplicación de los cargos debieran ser suficientes para cubrir la retribución específica de las instalaciones RECORE, la retribución adicional de los SNP, la retribución por el servicio de interrumpibilidad, la tasa de la CNMC, la tasa para la financiación del segundo ciclo del combustible nuclear y las anualidades del déficit, deducidos los ingresos provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.

En el Cuadro 3 se muestran los costes de acceso previstos para el ejercicio 2020. En particular, según la información que acompaña la propuesta de Real Decreto, los costes de acceso ascenderán a 16.864 M€ en 2020, representando el coste de las redes el 40,8% (6.877 M€) y el resto de los costes de acceso el 59,2% (9.987 M€).

Respecto de la previsión de costes de acceso para el ejercicio, se indica que, según la memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto, está basada en las siguientes hipótesis:

- La retribución del transporte y la distribución se corresponde con las estimaciones incluidas en sendas Memorias que acompañan a la Circular 5/2019¹¹ y la Circular 6/2019¹².
- La retribución específica de instalaciones de producción renovables, cogeneración y residuos (RECORE) se corresponde con la previsión implícita en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- La retribución adicional de los territorios no peninsulares (TNP) prevista para el ejercicio 2020 (822 M€) se estima partiendo de importe previsto por la CNMC en la *“Memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los extracostes de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares en el ejercicio 2020”*¹³, ajustado a las previsiones del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante MITERD) y considerando el impacto de la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía.

¹¹ Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica

¹² Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica

¹³ Información disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/2673305.pdf>

- Las anualidades para la recuperación de los desajustes de ejercicios anteriores tienen en cuenta la última información disponible publicada por la CNMC.¹⁴

Cuadro 3. Costes de acceso previstos para el ejercicio 2020

Costes de acceso del sistema (miles €)	Previsión 2020	% sobre total costes
Retribución del transporte	1.558.266	9,2%
Retribución de la distribución	5.318.627	31,5%
Retribución RECORE peninsular	6.415.550	38,0%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	821.870	4,9%
Retribución adicional	n.d.	
Retribución específica	n.d.	
Servicio de interrumpibilidad	7.570	0,0%
Tasa CNMC	20.141	0,1%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	134	0,0%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.721.482	16,1%
Costes de acceso	16.863.640	100,0%

Fuente: CNMC.

Por otra parte, según la memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto en 2020 los ingresos liquidables del ejercicio se estiman en 28 M€, mientras que los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 se estiman en 3.184 M€, de los cuales 1.000 M€ procederían de los ingresos de las subastas de CO₂¹⁵, 2.139 M€ de los impuestos¹⁶ y 45 M€ de la compensación por la eliminación del peaje 6.1 B¹⁷ (véase Cuadro 4) por lo que

¹⁴ Información disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/2800103_1.pdf

¹⁵ A fecha de elaboración del presente informe se encuentran pendientes de aprobación los ingresos de las subastas de CO₂ correspondientes al ejercicio 2020.

¹⁶ Resultado de restar al importe total previsto en la Memoria (3.184 M€), el importe de los ingresos procedentes de las subastas de CO₂ (1.000 M€) y el importe de la compensación por la eliminación del peaje 6.1 B (45 M€).

¹⁷ Si bien en la memoria no se recoge expresamente los 45 M€ provenientes de los Presupuestos Generales del Estado por la compensación de la eliminación del peaje 6.1 B, se dispone del certificado del ingresos correspondiente al primer y segundo trimestre, cuyo importe representa la mitad parte del importe previsto por la CNMC para 2020, recogido en el "Acuerdo por el que se remite a la Secretaría de Estado de Energía la previsión económica del impacto de la eliminación del peaje 6.1 B en los ingresos del sistema eléctrico para el año 2020", disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/2957244.pdf>

los cargos debieran ser suficientes para cubrir 6.675 M€ M€ (véase Cuadro 5).

Cuadro 4. Ingresos regulados e ingresos externos a peajes previstos para 2020

	Previsión 2020
Ingresos regulados (A)	27.757
Ingresos por fraude	11.461
Ingresos art. 17 RD 216/2014	16.296
Saldo pagos por capacidad	-
Costes (-)/ingresos (+) regulados ejercicios anteriores	-
Ingresos externos a peajes (C) (1)	3.183.810
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.139.065
Ingresos subastas CO2	1.000.000
Compensación eliminación peaje 6.1 B	44.745
Total ingresos regulados (D) = (B) + (C)	3.211.567

Fuente: CNMC

Cuadro 5. Costes de acceso a recuperar por los cargos en el ejercicio 2020

Costes de acceso del sistema, excluidos transporte y distribución (miles €)	Previsión 2020
Retribución RECORE peninsular	6.415.550
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	821.870
Servicio de interrumpibilidad	7.570
Tasa CNMC	20.141
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	134
A anualidades déficit actividades reguladas	2.721.482
Costes de acceso (A)	9.986.747
Ingresos regulados (B)	27.757
Ingresos externos a peajes (C) (1)	3.183.810
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.139.065
Ingresos subastas CO2	1.000.000
Compensación eliminación peaje 6.1 B	44.745
Total ingresos regulados (D) = (B) + (C)	3.211.567
Ingresos necesarios para cubrir cargos (A) - (D)	6.775.180

Fuente: CNMC.

Respecto del escenario de costes e ingresos previstos para el ejercicio 2020 a efectos de la determinación de los cargos se indica que, con carácter general, se corresponden con las estimaciones realizadas por esta Comisión¹⁸, con la excepción de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012, si bien, según se indica en la Memoria en la estimación no se ha tenido en cuenta el impacto del COVID-19.

5.3. Sobre la metodología de asignación

Los costes que debe financiarse a través de los cargos son costes no atribuibles al mayor o menor uso de las redes, ni al perfil del consumo de los distintos clientes y representan un porcentaje relevante de los costes totales que deben ser recuperados a través de la factura de energía eléctrica.

¹⁸ En las estimaciones de los costes e ingresos de la CNMC se ha considerado una contracción de la demanda para el ejercicio 2020 del 4,5% respecto de la demanda real registrada en 2019, que la caída de la demanda es absorbida en su totalidad por la producción de los ciclos combinados y un precio del mercado de 40 €/MWh.

Desde el punto de vista de la definición de una metodología de asignación y conforme a los principios establecidos en la Directiva y el Reglamento del mercado interior de la electricidad, la imputación de estos costes debe ser analizada cuidadosamente, a efectos de garantizar que:

- 1º todos los consumidores realizan los mismos pagos en las mismas circunstancias, independientemente del suministrador,
- 2º no distorsionan las señales de precio proporcionadas en los peajes de redes,
- 3º no alteran significativamente las decisiones de consumo de los consumidores.

La teoría económica proporciona diversos mecanismos de asignación de esta tipología de costes: pagos unitarios por parte de los consumidores, transferencias *lump sum* por parte del Gobierno, cuotas uniformes sobre peajes o precios Ramsey.

Según se indica en la memoria que le acompaña, en la propuesta de Real Decreto, tras evaluar diversos mecanismos de asignación, se ha optado por un esquema de asignación que persigue una aproximación de precios Ramsey¹⁹.

Esta Comisión no objeta el criterio de asignación de la propuesta de Real Decreto en la medida en la que se fundamenta en el conocimiento de la estructura de la demanda en energía y en potencia basado en las elasticidades, a pesar de la dificultad de su obtención en la práctica.

Respecto de la aproximación a los coeficientes de elasticidad de la propuesta de Real Decreto cabe realizar las siguientes consideraciones.

5.3.1. Asignación por segmento tarifario

El MITERD asigna los costes que se deben recuperar mediante los cargos de tal forma que la facturación total de acceso en concepto de peajes de transporte y distribución, derivados de la Circular 3/2020 más los nuevos cargos y pagos por capacidad por grupo tarifario para 2020, sea similar a la facturación media por dichos conceptos y grupo tarifario en 2019. A los efectos anteriores, según se recoge en la Memoria, en el ejercicio 2020 los

¹⁹ El esquema de precios Ramsey trata de encontrar una asignación eficiente bajo dos premisas: recuperar, por un lado, los costes de la empresa a partir de los consumidores (y no mediante subsidios) y maximizar, por otro, el excedente de los consumidores y de la empresa. A los efectos, los costes se asignan de forma inversamente proporcional a la elasticidad del consumidor al precio, de tal forma que el margen sobre el precio marginal es mayor cuanto menor sea la elasticidad de la demanda.

ingresos procedentes de los pagos por capacidad se ajustan a los costes proporcionalmente por grupo tarifario.

En el

Cuadro 6 se muestra la facturación por peajes de acceso y pagos por capacidad que resulta para el ejercicio 2019, así como el precio medio por grupo tarifario y en el Cuadro 7 se ilustra la asignación por grupo tarifario que resulta para el ejercicio 2020, de las hipótesis anteriores. Se indica que la facturación por peajes de acceso del ejercicio 2019 se corresponde con la facturación por el término de potencia y por el término de energía registrada en la Liquidación 14/2019, mientras que los ingresos procedentes de los pagos por capacidad resultan de aplicar los precios establecidos en la Orden IET/2735/2015 a la demanda en consumo registrada en la liquidación 14/2019 elevado a barras de central con las pérdidas estándares incrementadas por los coeficientes k.

La asignación de los cargos por segmento de la propuesta de RD se corresponde con la asignación implícita en los precios regulados vigentes (esto es, peajes de acceso más pagos por capacidad), sin aportar ninguna reflexión sobre si la asignación de costes implícita en los peajes de acceso vigentes refleja adecuadamente los costes e induce comportamientos eficientes.

Esta Comisión sugiere estudiar la naturaleza de cada uno de los conceptos incluidos en los cargos para una correcta asignación y cumplimiento de los múltiples objetivos. Para evolucionar desde la situación actual, se podría prever un periodo transitorio. Esta medida podría ser acompañada por una revisión en profundidad de los costes imputados a los cargos y su asunción por el conjunto del sector energético, lo que podría ayudar a mitigar la distorsión de precio entre cada uso final de energía por parte de los consumidores.

Cuadro 6. Facturación de peajes de acceso y pagos por capacidad. Año 2019

Peaje de acceso vigente	Peaje de acceso Circular 3/2020	Consumo (GWh)	Facturación por peajes de acceso (1) (miles €)	Facturación por pagos por capacidad (miles €)	Facturación acceso + pagos por capacidad (miles €)	Facturación acceso + pagos por capacidad (€/MWh)
2.0 A	2.0 TD	42.465	4.885.991	230.157	5.116.148	120,48
2.0 DHA	2.0 TD	24.908	2.033.695	76.291	2.109.986	84,71
2.0 DHS	2.0 TD	76	4.642	207	4.848	63,49
2.1 A	2.0 TD	4.002	509.754	21.673	531.427	132,78
2.1 DHA	2.0 TD	4.189	325.742	11.286	337.028	80,45
2.1 DHS	2.0 TD	16	1.181	44	1.226	76,14
3.0 A	3.0 TD	36.720	2.057.265	175.124	2.232.390	60,79
3.1 A	6.1 TD	16.081	824.903	46.710	871.612	54,20
6.1 A	6.1 TD	55.364	1.725.156	82.868	1.808.024	32,66
6.2	6.2 TD	23.359	367.182	30.690	397.872	17,03
6.3	6.3 TD	10.625	134.932	12.723	147.656	13,90
6.4	6.4 TD	22.911	200.610	24.567	225.177	9,83
Total		240.718	13.071.055	712.339	13.783.394	57,26



Peaje de acceso Circular 3/2020	Consumo 2019 (GWh) (A)	Facturación por peajes de acceso 2019 (1) (miles €) (B)	Facturación por pagos por capacidad 2019 (miles €) (C)	Facturación acceso + pagos por capacidad 2019 (miles €) (D) = (B) + (C)	Facturación acceso + pagos por capacidad 2019 (€/MWh) (E) = (D) / (A)	% Facturación acceso + pagos por capacidad sobre total
2.0 TD	75.657	7.761.005	339.658	8.100.663	107,07	58,8%
3.0 TD	36.720	2.057.265	175.124	2.232.390	60,79	16,2%
6.1 TD	71.445	2.550.059	129.578	2.679.637	37,51	19,4%
6.2 TD	23.359	367.182	30.690	397.872	17,03	2,9%
6.3 TD	10.625	134.932	12.723	147.656	13,90	1,1%
6.4 TD	22.911	200.610	24.567	225.177	9,83	1,6%
Total	240.718	13.071.055	712.339	13.783.394	57,26	100,0%

Fuente: propuesta RD y CNMC (Liquidación 14/2019)

Cuadro 7. Asignación de los costes que se deben recuperar a través de los cargos por grupo tarifario. Año 2020

Peaje de acceso vigente	Consumo 2020 (GWh) (A)	Facturación acceso + pagos por capacidad 2019 (€/MWh) (B)	Facturación acceso + pagos por capacidad 2020 a precios 2019 (miles €) (C) = (A) * (B)	Facturación por peajes T&D 2020 (miles €) (D)	Facturación por pagos por capacidad 2020 (miles €) (E)	Facturación cargos implícita (miles €) (E) = (C) - (D)	Facturación cargos implícita (€/MWh) (D) / (A)	% Facturación implícita cargos sobre total
2.0 TD	75.722	107,07	8.107.622	4.094.663	56.792	3.956.167	52,25	57,3%
3.0 TD	37.398	60,79	2.273.606	852.604	31.414	1.389.587	37,16	20,1%
6.1 TD	70.187	37,51	2.632.433	1.366.235	21.056	1.245.142	17,74	18,0%
6.2 TD	24.723	17,03	421.105	234.278	6.675	180.152	7,29	2,6%
6.3 TD	10.561	13,90	146.763	86.392	2.535	57.837	5,48	0,8%
6.4 TD	23.945	9,83	235.336	149.195	5.507	80.634	3,37	1,2%
Total	242.536	57,26	13.816.866	6.783.367	123.979	6.909.520	28,49	50,1%

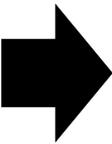
Fuente: propuesta RD

5.3.2. Asignación por término de facturación

Respecto a la asignación por término de facturación, el MITERD opta por asignar el 40% de los costes que deben recuperarse mediante cargos al término fijo y el 60% al término variable, con la excepción del grupo tarifario 2.0 TD para el cual se impone que el 25% se recupera a través del término fijo y 75% a través del término variable.

Como resultado de la metodología de asignación propuesta, se modifica la relación fijo variable respecto de la situación actual, aumentando para todos los grupos tarifarios el peso del componente variable (véase Cuadro 8).

Cuadro 8. Comparación de la asignación de los costes al término de potencia en los peajes vigentes y en los peajes de redes y cargos. Año 2020

Peaje de acceso vigente	Peajes vigentes		Peajes T&D	Cargos	Peajes T&D + Cargos
2.0 TD	62,3%		75,0%	25,3%	50,8%
3.0 TD	78,3%		72,5%	39,5%	52,3%
6.1 TD	77,3%		71,9%	39,3%	56,4%
6.2 TD	73,7%		71,7%	39,3%	56,9%
6.3 TD	73,2%		71,8%	40,6%	58,6%
6.4 TD	69,4%		70,2%	40,9%	62,3%
Total	68,3%		73,8%	31,3%	52,6%

Fuente: propuesta RD

La CNMC ya se ha pronunciado sobre la asignación de los costes por término de facturación con objeto de la elaboración de la Circular 3/2020, de 15 de enero. En particular, en el epígrafe 7.4.3 de la Memoria que acompaña a la Circular se muestra el impacto del diseño de peajes sobre la eficiencia energética, el autoconsumo, la penetración del vehículo eléctrico y la agregación de la demanda entre otros, concluyéndose que la asignación preferente al término de potencia fomenta la transición energética sin perjudicar la decisiones de inversión sobre el autoconsumo, con la excepción de los puntos de suministro de acceso público dedicados a la carga de vehículo eléctricos, lo que justificó la introducción de un peaje específico de carácter transitorio.

Sin embargo, los cargos no dependen del uso de las redes ni del suministro actual, por lo que no aplica la misma argumentación. El efecto de dilución en la asignación de los costes al término de potencia que se observa en el cuadro 12 se produce, básicamente, por la magnitud económica de los cargos. Por esto la medida coherente con la Circular 3/2020 es la de dar las señales correctas a los consumidores de los distintos usos finales de energía. En

cualquier caso, el resultado final continúa mostrando ligeramente mayor peso del término de potencia y sin comprometer la consecución de los objetivos de la transición energética.

5.3.3. Asignación por periodo horario

La memoria que acompaña a la propuesta de RD señala que en el diseño de los coeficientes para la determinación de los cargos se ha introducido una diferenciación por periodos horarios a efectos de no desvirtuar la señal de precios dada en los peajes de transporte y distribución, si bien esta diferenciación es inferior a la que resulta de la metodología de la Circular 3/2020, motivado porque los cargos incorporan componentes de coste no relacionados con las horas de consumo concreto. En particular, se ha impuesto que la relación entre los coeficientes del periodo punta y valle resulte de 1 a 4 tanto para el término de potencia como para el término de energía²⁰, sin que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifique la elección de dicha relación (véase Cuadro 9).

Cuadro 9. Coeficientes de diferenciación por periodo horario

Peaje T&D	Segmento cargo	Diferenciación por periodo horario					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	1	1,00	2,00	4,00			
3.0 TD	2	1,00	1,50	2,50	3,00	4,00	4,00
6.1 TD	3	1,00	1,50	2,50	3,00	4,00	4,00
6.2 TD	4	1,00	1,50	2,50	3,00	4,00	4,00
6.3 TD	5	1,00	1,50	2,50	3,00	4,00	4,00
6.4 TD	6	1,00	1,50	2,50	3,00	4,00	4,00

Fuente: propuesta de RD

Teniendo en cuenta que, la asignación de costes por periodo de la propuesta de RD modifica la señal de precios que se traslada al consumidor en los peajes de transporte y distribución, como se analiza en el epígrafe siguiente, se sugiere que la asignación de costes por periodo horario se recupere como un porcentaje uniforme sobre la facturación de peajes de transporte y distribución.

El importante valor económico de los cargos implica una determinada asignación de costes por periodo derivado de la propuesta de RD con la correspondiente señal de precios que se traslada al consumidor. Esta señal difiere de la proporcionada por la Circular 3/2020 sobre peajes de transporte

²⁰ Para que la diferenciación de precios entre la punta y el valle resulte de 4 a 1, esto es, el término de facturación de la punta sea cuatro veces el término de facturación del periodo 6 se hace necesario que el coeficiente de asignación sea inverso (esto es, el coeficiente del periodo 6 debe ser cuatro veces el coeficiente del periodo 1).

y distribución. Por tanto, se asume que el resultado final de sumar peajes y cargos aporta una nueva estructura de señal horaria. A medida que el importe total de cargos aminore (por ejemplo, por la finalización progresiva del pago de las RECORE o la deuda), la señal de precios que aflorará será en mayor medida la proporcionada por los peajes.

5.4. Pagos por capacidad

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de RD, si bien no es el objeto del mismo la modificación de los precios unitarios de los pagos por capacidad, a efectos comparativos se ha procedido al ajuste de los mismos a efectos del análisis de impacto de la aplicación conjunta de peajes y cargos. En particular, se ha reducido proporcionalmente los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden IET/2735/2015 con objeto de ajustarlos al coste previsto por este concepto para el ejercicio 2020 (117 M€), manteniendo la estructura de precios de los pagos por capacidad vigentes para los consumidores conectados en redes de tensión superior a 1 kV con potencia contratada superior a 450 kW y adaptando la estructura de precios a la estructura de peajes de transporte y distribución para el resto de consumidores.

A efectos ilustrativos, en la Memoria que acompaña a la propuesta de RD se muestran los precios para la financiación de los pagos por capacidad que resultarían para el ejercicio 2020.

Cuadro 10. Precios para la financiación de los pagos por capacidad. Año 2020

Peaje T&D	Precio para la financiación de los pagos por capacidad (€/kWh en b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,001781	0,001000	-			
3.0 TD	0,003064	0,001414	0,000943	0,000707	0,000707	-
6.1 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	-
6.2 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	-
6.3 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	-
6.4 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	-

Fuente: proyecto de RD

Respecto de los pagos por capacidad se realizan las siguientes observaciones:

En primer lugar, si bien se considera adecuado el ajuste de los precios de los pagos por capacidad a la retribución de pagos por capacidad, se considera necesario definir la metodología de cálculo para la determinación de los mismos.

Al respecto cabe señalar que la CNMC, en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007, elaboró en 2008 una “Propuesta de financiación de los pagos por capacidad” (véase Anexo II). El citado informe planteaba tres opciones para la asignación del coste asociado al servicio de disponibilidad a los precios correspondientes, de acuerdo con los principios de suficiencia de ingresos, transparencia y eficiencia en la asignación de costes entre los distintos suministros de forma que los precios propuestos reflejen los costes en los que los consumidores hacen incurrir al sistema. En particular, bajo la primera opción se proponía la asignación del coste en función de la potencia contratada en el periodo de punta. Bajo la segunda opción el coste del servicio de disponibilidad se asignaba a las h horas de máxima demanda inversamente proporcional al margen de cobertura de cada hora, de tal forma que el coste del servicio se asigna en mayor medida a aquellas horas en las que existe una mayor probabilidad de escasez de oferta. Finalmente, se presentaba una tercera opción consistente con una propuesta de diseño del servicio de disponibilidad del operador del sistema²¹. En la primera opción el precio unitario para la financiación del servicio de disponibilidad se establecía en €/kW y año, mientras que en la segunda y tercera propuesta el precio se establecía en €/kWh consumido.

A continuación, se presentan los resultados de la metodología de asignación de la propuesta para la segunda de las opciones contempladas en el citado informe, debido a que el término de facturación resultante se establece en €/kWh. Para asignar dicho coste a cada una de las horas se ha considerado lo siguiente:

- El coste del servicio para 2020 es 117 miles de €, según la información que figura en la Memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto de cargos.
- Se ha considerado como horas de máxima demanda el número de horas del período 1 de la discriminación horaria en 6 períodos para el calendario peninsular de 2019 según la definición de los periodos horarios de la Circular 3/2020. En concreto para el año 2019 este valor asciende a 765 horas.
- El índice de cobertura para cada hora se ha calculado como la ratio entre la potencia máxima del sistema (44.876 MW registrados a las 20 horas del 17/12/2007, incrementados en un 10%) y la potencia demandada en cada una de las horas.
- La potencia demandada para cada hora se corresponde con la demanda peninsular en consumo del último año cerrado, 2019, incrementada con

²¹ El operador del sistema realizó una propuesta de diseño para la prestación del servicio de disponibilidad que contemplaba dos productos. La asignación del coste de cada uno de los productos propuestos era similar a la opción 2, si bien se establecía un precio diferenciado para cada uno de los productos.

las pérdidas establecidas en el artículo 11 de la Circular 3/2020, para llevarla a barras de central.

Una vez obtenido el coste asignado a cada hora, se calcula el coste imputable a cada grupo tarifario, en función de la contribución del mismo a la demanda de cada hora. Para calcular la participación de cada grupo tarifario se emplean las curvas de carga del año 2019 incrementadas con las pérdidas.

El coste imputable a cada grupo tarifario en cada hora se agrupa de acuerdo al calendario de 3 y 6 períodos establecido en la Circular 3/2020, obteniéndose el coste del servicio por grupo tarifario y período horario.

Cuadro 11. Precio para la financiación de los pagos por capacidad, resultantes de la metodología de asignación de la CNMC

Peaje T&D	Precio para la financiación de los pagos por capacidad (€/kWh en b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,001181	0,000549	-			
3.0 TD	0,002404	0,001002	0,000210	0,000135	-	-
6.1 TD	0,002529	0,001055	0,000204	0,000135	-	-
6.2 TD	0,002530	0,000981	0,000177	0,000113	-	-
6.3 TD	0,002699	0,001038	0,000187	0,000119	-	-
6.4 TD	0,002677	0,000998	0,000163	0,000107	-	-

Fuente: CNMC

Se observa que los precios por periodos horarios para la financiación de los pagos por capacidad de la Memoria que acompaña a la propuesta de RD son superiores en todos los periodos a los que resultan de considerar la metodología de la CNMC con la excepción de los precios de los periodos 1, 2 y 5 de los consumidores conectados en alta tensión.

Cuadro 12. Comparación de los precios para la financiación de los pagos por capacidad implícitos en la propuesta de RD y los que resultan de la metodología de asignación de la CNMC

Propuesta RD (A)						
Peaje T&D	Precio para la financiación de los pagos por capacidad (€/kWh en b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,001781	0,001000	-			
3.0 TD	0,003064	0,001414	0,000943	0,000707	0,000707	-
6.1 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	-
6.2 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	-
6.3 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	-
6.4 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	-

Metodología CNMC (B)						
Peaje T&D	Precio para la financiación de los pagos por capacidad (€/kWh en b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,001181	0,000549	-			
3.0 TD	0,002404	0,001002	0,000210	0,000135	-	-
6.1 TD	0,002529	0,001055	0,000204	0,000135	-	-
6.2 TD	0,002530	0,000981	0,000177	0,000113	-	-
6.3 TD	0,002699	0,001038	0,000187	0,000119	-	-
6.4 TD	0,002677	0,000998	0,000163	0,000107	-	-

% variación (A) sobre (B)						
Peaje T&D	Precio para la financiación de los pagos por capacidad (€/kWh en b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	50,8%	82,1%				
3.0 TD	27,5%	41,1%	347,9%	424,7%		
6.1 TD	-51,5%	-46,4%	84,6%	109,2%		
6.2 TD	-51,6%	-42,3%	112,8%	149,2%		
6.3 TD	-54,6%	-45,5%	101,4%	137,7%		
6.4 TD	-54,2%	-43,3%	131,6%	165,5%		

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de RD y CNMC

Asimismo, se observa que la asignación por grupo tarifario que resulta de la aplicación de los pagos por capacidad de la Memoria que acompaña a la propuesta de RD difiere de la que resulta de la metodología de la CNMC.

Cuadro 13. Asignación de los pagos por capacidad por grupo tarifario (miles €) implícitos en la propuesta de RD y los que resultan de la metodología de asignación de la CNMC

Peaje T&D	Demanda en b.c. (GWh)	Propuesta RD (A) (1)	% sobre total	Metodología CNMC (B)	% sobre total
2.0 TD	88.750	66.043	47,1%	41.218	35,2%
3.0 TD	43.801	36.566	26,1%	21.168	18,1%
6.1 TD	75.084	22.427	16,0%	33.020	28,2%
6.2 TD	26.002	7.015	5,0%	9.864	8,4%
6.3 TD	11.006	2.666	1,9%	3.904	3,3%
6.4 TD	24.341	5.534	3,9%	7.825	6,7%
Total	268.983	140.251	100,0%	117.000	100,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de RD y CNMC

Nota:

(1) Resultado de aplicar los precios de los pagos por capacidad de la Memoria a la previsión de demanda en consumo de 2020 elevada con los coeficientes de pérdidas de la Circular 3/2020.

En segundo lugar, no parece razonable establecer el mismo ajuste de precios por periodo horario de los pagos por capacidad vigentes cuando se ha modificado la definición de los periodos horarios. A efectos ilustrativos en el Cuadro 14 se comparan los precios que resultarían aplicando la metodología de la CNMC considerando la definición de los periodos horarios vigentes y los de la Circular 3/2020 para la discriminación horaria de seis periodos. Se observa que para la definición de periodos horarios vigentes, la aplicación de la metodología propuesta por la CNMC daría precios para los periodos 1, 2 y 6, mientras que para la definición de periodos horarios de la Circular daría precios para los periodos 1, 2, 3 y 4. Únicamente se produce coincidencia de precios para el periodo 5, que en ambos casos es nulo.

Cuadro 14. Precios de los pagos por capacidad que resultan de la metodología de asignación de la CNMC considerando los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y de la Circular 3/2020

Pagos por capacidad considerando los periodos horarios de la Orden ITC/2794/2007 (A)

Peaje T&D	Precio para la financiación de los pagos por capacidad (€/kWh en b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,000830	0,001010	-	-	-	0,000482
3.0 TD	0,000785	0,001133	-	-	-	0,000578
6.1 TD	0,000833	0,001120	-	-	-	0,000490
6.2 TD	0,000741	0,000931	-	-	-	0,000401
6.3 TD	0,000895	0,001073	-	-	-	0,000333
6.4 TD	0,000897	0,001004	-	-	-	0,000284

Pagos por capacidad considerando los periodos horarios de la Circular 3/2020 (B)

Peaje T&D	Precio para la financiación de los pagos por capacidad (€/kWh en b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,001181	0,000549	-	-	-	-
3.0 TD	0,002404	0,001002	0,000210	0,000135	-	-
6.1 TD	0,002529	0,001055	0,000204	0,000135	-	-
6.2 TD	0,002530	0,000981	0,000177	0,000113	-	-
6.3 TD	0,002699	0,001038	0,000187	0,000119	-	-
6.4 TD	0,002677	0,000998	0,000163	0,000107	-	-

% variación (A) sobre (B)

Peaje T&D	Precio para la financiación de los pagos por capacidad (€/kWh en b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	-29,7%	83,9%	-	-	-	-
3.0 TD	-67,3%	13,0%	-100,0%	-100,0%	-	-
6.1 TD	-67,1%	6,2%	-100,0%	-100,0%	-	-
6.2 TD	-70,7%	-5,1%	-100,0%	-100,0%	-	-
6.3 TD	-66,8%	3,3%	-100,0%	-100,0%	-	-
6.4 TD	-66,5%	0,6%	-100,0%	-100,0%	-	-

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de RD y CNMC

En tercer lugar, si bien en la Memoria que acompaña a la propuesta de RD no se detalla la facturación de los pagos por capacidad, parece deducirse de los

precios medios obtenidos²² que se están aplicando los precios unitarios de los pagos por capacidad a la demanda en consumo, en lugar de la demanda en b.c.

Cuadro 15. Facturación por pagos por capacidad. Año 2020

Peaje T&D	Previsión demanda en consumo nacional 2020 (A)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TD	20.890.912	19.452.410	35.378.690				75.722.012
3.0 TD	4.631.838	5.255.662	4.726.756	5.349.140	2.093.945	15.340.720	37.398.061
6.1 TD	7.348.357	8.850.167	8.367.899	9.713.800	4.018.640	31.887.696	70.186.560
6.2 TD	2.249.035	2.913.078	2.644.317	3.128.218	1.378.271	12.410.288	24.723.208
6.3 TD	834.022	1.105.251	1.053.247	1.267.673	558.386	5.742.319	10.560.898
6.4 TD	1.745.877	2.379.894	2.234.404	2.717.320	1.237.931	13.629.712	23.945.139
Total	37.700.042	39.956.463	54.405.314	22.176.151	9.287.173	79.010.736	242.535.878

Peaje T&D	Coeficientes de pérdidas Circular 3/2020 (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
2.0 TD	16,7%	16,3%	18,0%				
3.0 TD	16,6%	17,5%	16,5%	16,5%	13,8%	18,0%	
6.1 TD	6,7%	6,8%	6,5%	6,5%	4,3%	7,7%	
6.2 TD	5,2%	5,4%	4,9%	5,0%	3,5%	5,4%	
6.3 TD	4,2%	4,3%	4,0%	4,0%	3,0%	4,4%	
6.4 TD	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,7%	

Peaje T&D	Previsión demanda en b.c. 2020 (MWh) (C) = (A) * [1+ (B)]						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TD	24.379.695	22.623.152	41.746.854				88.749.701
3.0 TD	5.402.056	6.175.403	5.506.671	6.231.748	2.382.910	18.102.050	43.800.837
6.1 TD	7.840.697	9.451.979	8.911.813	10.345.197	4.191.441	34.343.049	75.084.175
6.2 TD	2.365.985	3.070.384	2.773.888	3.284.629	1.426.511	13.080.444	26.001.842
6.3 TD	869.051	1.152.777	1.095.377	1.318.380	575.137	5.994.981	11.005.703
6.4 TD	1.773.811	2.417.973	2.270.155	2.760.797	1.256.500	13.861.417	24.340.654
Total	42.631.295	44.891.668	62.304.758	23.940.751	9.832.499	85.381.941	268.982.912

Peaje T&D	Precios de los pagos por capacidad Propuesta RD cargos (€/ kWh b.c) (D)							Facturación pagos por capacidad (miles €) (C) * (D)
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
2.0 TD	0,001781	0,001000	0,000000				66.043	
3.0 TD	0,003064	0,001414	0,000943	0,000707	0,000707	0,000000	36.566	
6.1 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	0,000000	22.427	
6.2 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	0,000000	7.015	
6.3 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	0,000000	2.666	
6.4 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	0,000000	5.534	
Total							140.251	

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de RD y CNMC

²² En el cuadro de la página 38 de la Memoria que acompaña a la propuesta de RD se muestra la facturación media de los pagos por capacidad que resultan para el ejercicio 2020.

Cuadro 16. Facturación por pagos por capacidad para el ejercicio 2020 que se deduce de la información que acompaña a la propuesta de RD

Peaje T&D	Previsión demanda en consumo nacional 2020 (A)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TD	20.890.912	19.452.410	35.378.690				75.722.012
3.0 TD	4.631.838	5.255.662	4.726.756	5.349.140	2.093.945	15.340.720	37.398.061
6.1 TD	7.348.357	8.850.167	8.367.899	9.713.800	4.018.640	31.887.696	70.186.560
6.2 TD	2.249.035	2.913.078	2.644.317	3.128.218	1.378.271	12.410.288	24.723.208
6.3 TD	834.022	1.105.251	1.053.247	1.267.673	558.386	5.742.319	10.560.898
6.4 TD	1.745.877	2.379.894	2.234.404	2.717.320	1.237.931	13.629.712	23.945.139
Total	37.700.042	39.956.463	54.405.314	22.176.151	9.287.173	79.010.736	242.535.878

Peaje T&D	Precios de los pagos por capacidad Propuesta RD cargos (€/ kWh b.c) (B)						Facturación pagos por capacidad (miles €) (C) = (A) * (B)	Facturación media pagos por capacidad (€/MWh) (C) / (A)
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
2.0 TD	0,001781	0,001000	0,000000				56.659	0,75
3.0 TD	0,003064	0,001414	0,000943	0,000707	0,000707	0,000000	31.342	0,84
6.1 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	0,000000	21.051	0,30
6.2 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	0,000000	6.676	0,27
6.3 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	0,000000	2.561	0,24
6.4 TD	0,001226	0,000566	0,000377	0,000283	0,000283	0,000000	5.447	0,23
Total							123.735	0,51

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de RD

Por último, teniendo en cuenta que la metodología de asignación de los cargos se define teniendo en cuenta el resultado de la facturación de los pagos por capacidad, se sugiere incluir en el Real Decreto que finalmente se publique, tanto la metodología de asignación de los cargos como la metodología de asignación de los pagos por capacidad.

6. Consideraciones particulares

6.1. Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación

El artículo 1 de la propuesta de OM establece que los cargos serán de aplicación a los consumidores del sector eléctrico, conforme al artículo 6.1g) de la Ley 24/2013, esto es, personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo y para la prestación de servicios de recarga energética. Se excluyen de forma específica del pago de los cargos a la energía eléctrica consumida por los bombeos de uso exclusivo para la producción y a las baterías de almacenamiento.

Se observa que el ámbito de aplicación no se corresponde exactamente con el ámbito de aplicación de la Circular 3/2020, aspecto señalado por varios agentes en sus alegaciones, por lo que se sugiere establecer en el artículo 1 si el ámbito de aplicación de los cargos se extiende a:

- La energía empleada por las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica como consumos propios para el funcionamiento de sus instalaciones.

- b) Los productores de energía por las inyecciones en la red de transporte y distribución.
- c) Los productores de energía por los consumos propios, siempre que utilicen las redes de transporte y distribución.
- d) Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realicen a través de interconexiones con países no miembros de la Unión Europea, independientemente del país de origen (importación) o destino (exportación).
- e) Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realicen a través de las interconexiones intracomunitarias del sistema eléctrico español, en caso de abandono del mecanismo ITC, «Inter-Transmission System Operator Compensation Mechanism», previsto en el Reglamento (UE) No 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010, por parte de alguno de los países vecinos interconectados eléctricamente.

Esta Comisión considera que, a efectos de evitar malinterpretaciones, el ámbito de aplicación de los cargos debiera ser coincidente con el ámbito de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, salvo para aquellos puntos de suministro que por razones medioambientales se decidiera excluir del ámbito de aplicación.

En línea con lo anterior, se propone excluir expresamente del pago de cargos a las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica por los consumos propios realizados para el funcionamiento de sus instalaciones.

Adicionalmente, se propone que, en los puntos de suministro dedicados a consumos propios de transporte y distribución, no sea necesario la formalización de contratos de acceso y de suministro ya que el tratamiento que se da a estos consumos se equipara al de las pérdidas.

6.2. Artículo 3. Conceptos incluidos en la determinación de los cargos

El artículo 3 de la propuesta de RD establece los componentes de coste que deberán ser cubiertos por los cargos, una vez se han deducido los ingresos externos destinados a financiar los costes del sistema.

Al respecto cabe señalar que entre los costes no se incluyen todos costes del sistema explícitamente reconocidos como tales en los párrafos d), e), f), i) y n) del apartado 3 del artículo 13 de la Ley 24/2013, relativos a la retribución asociada a los mecanismos de capacidad, retribución de los mecanismo que se desarrolle en aplicación del artículo 25.1, compensación asociada a la moratoria nuclear, la imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de energía en el mercado de producción y los gastos ocasionados por las

cuentas gestionadas para la liquidación de los costes regulados (salvo cuando tales gastos hayan de ser deducidos de los saldos), respectivamente.

Por el contrario, entre los costes que se deben cubrir por los cargos la propuesta de RD incluye las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los cargos del sistema eléctrico de ejercicios anteriores.

Esta Comisión considera que los costes incluidos en el cálculo de los cargos debieran corresponderse con los costes establecidos en el artículo 13.3 de la Ley 24/2013, excluidas las retribuciones de las actividades de transporte y distribución.

Respecto de los pagos por capacidad, cabe señalar que, si bien el reajuste de precios para la financiación de los pagos por capacidad equilibrará ingresos y costes, no evitará que se produzcan desajustes entre ambas partidas lo que aconseja, bien fijar expresamente si el mecanismo de liquidación del excedente/déficit de la financiación de los pagos por capacidad seguirá siendo el actualmente en vigor o bien establecer el mecanismo de recuperación alternativo del desvío del ejercicio, por ejemplo, inclusión de la diferencia en la determinación de precios del ejercicio siguiente.

Asimismo, en tanto no sea modificado el Real Decreto 785/2015, en los territorios no peninsulares la diferencia de pérdidas asociadas al cierre de energía en cada sistema aislado tiene la consideración de ingreso o coste del sistema.

Por último, se considera que en la determinación de los cargos debieran tenerse en cuenta no solo el desvío de ingresos, sino también los desvíos que pudiera registrarse en cada uno de los componentes de coste que se integran en su cálculo.

6.3. Artículo 4. Definición de la estructura de asignación de cargos

La propuesta de RD establece en el artículo 4 la estructura de los cargos, coincidente con la estructura de peajes de la Circular 3/2020, aspecto valorado positivamente tanto por la Comisión como por la mayoría de los agentes.

No obstante, la correspondencia entre peajes y cargos establecida en el citado artículo, no incluyen ninguna referencia a los cargos aplicables a los puntos de suministro de acceso público dedicados exclusivamente a la recarga de vehículos eléctricos. Se indica que algunos agentes han interpretado que estos puntos estarían exentos del pago de cargos, mientras que otros han interpretado que son de aplicación los cargos que correspondan a su nivel de tensión.

En consecuencia, se considera necesario establecer en el artículo 4 los cargos que, en su caso, serán de aplicación a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público (peajes 3.0TDVE y 6.1TDVE) que se establecen en la Circular 3/2020.

6.4. Artículo 6. Estructura de los cargos

El artículo 6 denominado “Estructura de los cargos” establece las condiciones de facturación de los cargos, por lo que se sugiere modificar el título del artículo, con objeto de evitar confusión con el artículo 4 en el que se establece la “Definición de la estructura de cargos”.

6.5. Artículo 7. Cálculo de los términos de potencia y energía de los cargos

Se ha detectado una errata en el procedimiento de determinación del término de ajuste unitario (TAU). En concreto, según la información incluida en la memoria que acompaña a la propuesta de RD, se ha tomado la energía en GWh y la potencia en MW. Una vez obtenido el TAU, para determinar el precio de los términos de energía ha dividido el coste unitario entre mil ($\text{TAU}/\text{Cesi}/1000$) y luego se multiplica por los correspondientes coeficientes, mientras que para determinar el término de potencia se multiplica directamente el coste unitario por el coeficiente de potencia (TAU/Cpsi). En consecuencia, resultan unos términos de energía erróneos (un 46% superiores a los establecidos en la propuesta de RD lo que implicaría una recuperación de cargos basada prácticamente en exclusiva por el término de energía). Por lo que se hace necesario o bien revisar la fórmula o corregir los coeficientes publicados en el Anexo I de la propuesta de RD.

6.6. Artículo 8. Aprobación y publicación de los cargos

De acuerdo con el artículo 8, los cargos se establecerán por Orden del MITERD y se publicarán en el BOE y en la página web del Ministerio incluyendo la Memoria justificativa, donde se facilitará el escenario de previsión de las variables de facturación, entre otros, para la correcta determinación de los cargos.

Esta Comisión considera que, los escenarios de demanda previstos en la Memoria justificativa de los cargos y en la Resolución de la CNMC por la que se establezcan los peajes de transporte y distribución deben ser coincidentes para el mismo ejercicio.

Se señala que tal previsión ha sido incluida en el artículo 8 del proyecto de Real Decreto por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los

almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso²³.

Finalmente, se sugiere publicar también un Modelo de cálculo simplificado, que permita a los usuarios determinar los términos de facturación para el periodo tarifario y cada uno de los periodos tarifarios del resto del periodo regulatorio.

6.7. Disposición final segunda. Modificación del 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

La disposición final segunda incluye modificaciones en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, con objeto de adaptar los diferentes términos del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a la nueva estructura de peajes y cargos fijados en virtud del real decreto, así como en la Circular 3/2020, de 15 de enero.

Respecto de las modificaciones introducidas se realizan las siguientes consideraciones:

- **Artículo 3. Requisitos de los comercializadores de referencia**

La propuesta de RD modifica el artículo 3.1 del Real Decreto 216/2014, relativo a los requisitos para ser designado COR por el Gobierno. Dicho artículo preveía una revisión cada cuatro años de la obligación y los criterios para ser designado COR por real decreto, atendiendo al grado de liberalización del mercado y para adecuarlos a la situación del sector eléctrico. La modificación incluida en la propuesta de RD tiene como objetivo supeditar de forma explícita dicha revisión a la evolución del mercado minorista. La exposición de motivos menciona la existencia de un continuo y gradual descenso del número de consumidores domésticos acogidos al PVPC, frente a un paulatino incremento de los que contratan su suministro en el mercado libre, por lo que en la situación actual no parece necesario incrementar el número de comercializadores de referencia (COR) existentes.

A este respecto, cabe indicar que esta propuesta de modificación va en línea con las consideraciones realizadas por la CNMC en el Informe sobre la concurrencia de los requisitos exigidos por la normativa para ser

²³ <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=329>

comercializador de referencia²⁴, en cuanto que, a la vista de los requisitos previstos en el artículo 3.1 del mencionado RD, y de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión en su función de supervisión, no se había constatado la necesidad de definir nuevas comercializadoras de referencia. De acuerdo con los últimos datos disponibles hay siete comercializadoras adicionales que cumplirían los requisitos previstos en el artículo 3.1 del mencionado real decreto: el grupo empresarial EXCELSIOR TIMES y las comercializadoras FENIE ENERGÍA SA, HOLALUZ-CLIDOM, S.A, ALDRO ENERGÍA Y SOLUCIONES, S.L., ALTERNA OPERADOR INTEGRAL, S.L y SOM ENERGIA SCCL.

No obstante, en el mencionado informe de la CNMC, se sugería adicionalmente, que la modificación del artículo 3.1 del Real Decreto 216/2014, se complementara con la consideración de un procedimiento a aplicar en caso de que a alguno de estos comercializadores designados se les autorizase el cese de su actividad. El mencionado informe planteaba como posibilidad en estos casos, el contemplar un procedimiento competitivo para la adjudicación de los consumidores correspondientes a otras comercializadoras de referencia existentes o a quien pudiese estar interesado en estos suministros cumpliendo unas condiciones mínimas que garantizaran el suministro de los consumidores afectados (por ejemplo, las condiciones previstas en el apartado 3.2 del mencionado real decreto).

Finalmente, se sugiere mejorar el texto de la redacción propuesta a efectos de tener en cuenta adicionalmente a las empresas que no forman parte de ningún grupo empresarial.

- **Artículo 4. Suministros de los comercializadores de referencia**

En relación con la obligación establecida para los COR de asumir los suministros de los consumidores que transitoriamente carecen de contrato o que sean objeto de traspaso por haber sido inhabilitada su comercializadora, la propuesta de RD añade un último párrafo al artículo 4.1 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, para la situación particular de que, en el caso de que la empresa distribuidora propietaria de la red de distribución a la que estén conectados los consumidores no pertenezca a un grupo empresarial que tenga una COR, ni exista un distribuidor aguas arriba que cumpla tal requisito, el COR designado para asumir los suministros sea el COR con mayor cuota de mercado medida en puntos de suministro en la comunidad autónoma del suministro, de acuerdo con los últimos datos que hayan sido publicados por la CNMC.

²⁴ Disponible en [INF/DE/168/18](https://www.cnmc.es/inf/de/168/18)

El objetivo de esta medida sería dar cobertura jurídica a los recientes casos registrados en el sector eléctrico de adquisiciones de la actividad de comercialización sin conllevar la compra de la actividad de distribución (Repsol o Total). Esta propuesta coincide con la realizada por la CNMC en el mencionado Informe de la CNMC sobre la concurrencia de los requisitos exigidos por la normativa para ser comercializador de referencia.

Adicionalmente, se señala que, desde que surgió el suministro de último recurso en el año 2009, el artículo 4.1 del Real Decreto 216/2014 ha dado lugar a diversas interpretaciones en cuanto a la necesidad de “formalizar un contrato” con el comercializador de referencia con carácter previo al inicio del suministro en el caso de consumidores que carecían de un contrato en vigor. A este respecto, la CNMC emitió un informe sobre la normativa aplicable a consumidores que carecen de contrato de suministro, en el que se consideraba que el comercializador de referencia no puede condicionar la prestación del suministro a la previa manifestación del consentimiento por parte del consumidor, en tanto que la normativa aplicable le obliga a asumir el suministro directamente, en garantía de que el suministro no se va a ver interrumpido.

Con objeto de evitar diferentes interpretaciones, se propone aprovechar la modificación del artículo 4 que se está llevando a cabo mediante la propuesta de RD para modificar el apartado primero, indicando de forma expresa que no resulta necesario formalizar el correspondiente contrato en los casos de los párrafos d) y e) del artículo 4.1.

- **Artículo 7. Estructura general de los precios voluntarios para el pequeño consumidor**

La propuesta de RD modifica el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, con objeto de adaptar la estructura del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (en adelante, PVPC) a la escisión entre peajes y cargos. En particular, establece que la estructura del PVPC se corresponderá con la del peaje y cargo implícito en su cálculo y constarán de un término de potencia, un término de energía y, en su caso, un término por energía reactiva.

Al respecto se indica que se hace necesario incorporar además el término de facturación por potencia demandada que, en su caso, pudiera ser de aplicación, en coherencia con la definición de la estructura de peajes de transporte y distribución establecida en la Circular 3/2020, de 15 de enero.

- **Artículo 8. Determinación de los componentes de la facturación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor**

La propuesta de RD modifica el artículo 8 del Real Decreto 216/2014, con objeto de adaptar las fórmulas de facturación a lo establecido en la Circular 3/2020 y al Real Decreto de cargos.

Respecto de las modificaciones introducidas se proponen los siguientes cambios:

- A efectos de evitar confusión entre los valores de los términos de facturación y el resultado de la aplicación de los mismos, se sugiere sustituir en el artículo las referencias a los “Términos de facturación” por “Facturación por el concepto que corresponda” (por ejemplo, Término de facturación de potencia de los peajes de transporte y distribución por “Facturación por el término de potencia de los peajes de transporte y distribución”.
- En coherencia con la aplicación de los peajes y cargos establecidas en los artículos 6 y 9 del Real Decreto de cargos y la Circular 3/2020, respectivamente, se debe sustituir en el punto 1 las referencias a la “potencia a facturar” por “potencia contratada”.
- Se sugiere recoger en un punto a parte la facturación por potencia demandada, haciendo referencia a que se determinará conforme al artículo 9.4 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de forma similar a la redacción dada a la facturación por energía reactiva, de forma que se asegure la coherencia entre el Real Decreto y la Circular 3/2020.

En caso de mantenerse la redacción de la propuesta de RD, se señala una errata en la fórmula de facturación. En concreto, se debe eliminar el exceso de la Pc del 105% que no es acorde a la facturación de peajes²⁵.

- En línea con lo anterior, cabría sustituir las fórmulas de cada uno de los conceptos de facturación de los peajes y cargos por las correspondientes referencias normativas, de manera que asegurara la coherencia entre el Real Decreto 216/2014, el Real Decreto de cargos y la Circular 3/2020, minimizándose, además, la necesidad de modificaciones posteriores derivadas de las modificaciones del Real Decreto de cargos o de la Circular 3/2020.

6.8. Disposición final quinta. Entrada en vigor

La disposición final quinta determina la entrada en vigor del Real Decreto.

En lo relativo a la metodología de cálculo de los cargos de electricidad establece la entrada en vigor simultáneamente con la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución aprobados por la Circular 3/2020 y en ningún caso antes del 1 de abril de 2021.

²⁵ Véase Corrección de errores de la Circular 3/2020, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-2388

Al respecto cabe señalar que la entrada en vigor de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución se produjo el día siguiente de la publicación de la Circular 3/2020 en el «Boletín Oficial del Estado», esto es el 25 de enero de 2020, si bien conforme a su disposición transitoria primera, se aplicarán los peajes de acceso vigentes con anterioridad a su entrada en vigor hasta la adaptación de los equipos, sistemas de facturación y los contratos.

En consecuencia, se sugiere que igualmente se establezca como entrada en vigor de la metodología de cargos el día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», y la aplicación de los cargos vigentes hasta la adaptación de los equipos, sistemas de facturación y los contratos.

Respecto a la entrada en vigor de las modificaciones del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, recogidas en la disposición final segunda del proyecto de RD, se indica que no serán de aplicación hasta la entrada en vigor de la metodología de cálculo de los cargos de electricidad.

Se considera que igualmente la aplicación de las mismas debería vincularse a la aplicación de las metodologías de peajes y cargos y no a su entrada en vigor.

7. Otras consideraciones

7.1. Costes de comercialización

El Título VII del Real Decreto 216/2014 establece la metodología de cálculo de los costes de comercialización de los comercializadores de último recurso (COR). En el citado título se establecen los costes de comercialización que se reconocen a los COR, la estructura del coste incluido en el PVPC y el procedimiento y, en su caso, actualización de los mismos.

Se comparte la necesidad puesta de manifiesto por algunos agentes de revisar los costes de comercialización incluidos en la determinación del PVPC correspondientes al periodo 2019-2021.

8. Conclusiones

El Pleno de la CNMC no tiene objeciones al criterio de asignación de la propuesta de Real Decreto.

Asimismo, se valora de forma positiva que la propuesta de RD mantenga la estructura de peajes y la definición de periodos horarios de la Circular 3/2020, de 15 de enero, en la medida en la que facilita la comprensión de los precios regulados, la facturación y el traslado de la señal de precios.

La nueva metodología de cargos, conjuntamente con la de peajes que recoge la Circular 3/2020, implica un nuevo escenario a partir de abril de 2021. Para valorar la bondad de su contribución a los objetivos de transición energética y su impacto económico entre los distintos grupos de consumidores, se aconseja monitorizar sus resultados. En caso que proceda, se deberá prever el ajuste de la metodología de cargos, al igual que ya lo prevé la Circular 3/2020 en su disposición adicional primera.

ANEXO I. ALEGACIONES CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[CONFIDENCIAL]

ANEXO II. PROPUESTA DE FINANCIACIÓN DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD (03/04/2008)



Comisión
Nacional
de Energía

PROPUESTA DE FINANCIACIÓN DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD

3 de abril de 2008

PROPUESTA DE FINANCIACIÓN DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD

1 OBJETO

El objeto del presente informe es dar cumplimiento al mandato establecido en la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007 por la que se establece que antes del 1 de abril de 2008 la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria Turismo y Comercio una propuesta motivada sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad.

2 ANTECEDENTES

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada por la Ley 17/2007, establece en el artículo 16 que el Ministerio de Industria Turismo y Comercio podrá establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de disponibilidad de potencia del sistema.

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007 introduce en la Disposición adicional sexta que a partir del 1 de octubre de 2007 entrará en vigor el nuevo sistema de retribución en concepto de pago por capacidad que establecerá el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicho sistema se articulará en dos tipos de incentivo destinados a promover las inversiones de generación y la disponibilidad de las instalaciones para el sistema eléctrico. También se determina que las instalaciones que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, estaban sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de las tarifas de las empresas gestoras del servicio público, no tendrán derecho a percibir incentivo a la inversión.

La Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas a partir de 1 de octubre, desarrolla en el Anexo III el nuevo mecanismo de los pagos por capacidad. El nuevo sistema se articula en dos tipos de servicios claramente diferenciados:

- ? *Servicio a largo plazo*, o incentivo a la inversión, que irá destinado exclusivamente a promover la construcción de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión.

- ? *Servicio a medio plazo*, o servicio de disponibilidad, que irá destinado a contratar disponibilidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran estar indisponibles en los periodos de demanda punta.

Finalmente, la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece en el punto 2 que antes del 1 de abril de 2008 la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria Turismo y Comercio una propuesta motivada sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad.

3 ASIGNACIÓN DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD

La asignación de los pagos por capacidad se realiza de acuerdo con el principio de suficiencia de ingresos, transparencia y eficiencia en la asignación de costes entre los distintos suministros de forma que los precios propuestos reflejen los costes en los que los consumidores hacen incurrir al sistema. Asimismo, en coherencia con los principios enumerados, se considera que el coste derivado de los pagos por capacidad debe ser soportado por todos los consumidores, independientemente de si consumen en régimen de tarifa integral o en régimen de mercado.

En relación con lo anterior, se considera importante señalar que la Orden ITC/3860/2007 establece en la Disposición adicional séptima que están sujetos a pagos por capacidad los comercializadores y consumidores directos en mercado por la energía que efectivamente adquieran a través de las diferentes modalidades de contratación y destinada al consumo español. También indica que no estarán sujetos al pago por capacidad los productores por la energía correspondiente al autoconsumo de producción y al consumo de bombeo. Es decir, no se hace una referencia explícita al tratamiento de

los consumidores en régimen de tarifa integral en relación a los pagos por capacidad, si bien la citada Orden deroga el mecanismo de financiación de los pagos por capacidad aplicado hasta la fecha de entrada en vigor a distribuidores, comercializadores y consumidores directos en el mercado.

En todo caso, como ya se ha indicado por un principio de coherencia y consistencia, la propuesta de esta Comisión se basa en el principio de que el coste derivado de los pagos por capacidad debe ser financiado por los consumidores que lo originan, independientemente de su régimen de suministro.

La asignación del coste derivado de los pagos por capacidad se realiza a considerando el sistema peninsular, si bien en el cálculo de los términos de facturación correspondientes intervienen la potencias contratada y la energía del sistema nacional, ya que se respeta el principio de tarifa única a nivel nacional.

Como se ha comentado anteriormente, el nuevo mecanismo de pagos por capacidad contempla dos tipos de productos con distinto horizonte temporal y naturaleza: el incentivo a la inversión (largo plazo) y el servicio de disponibilidad (medio plazo), por lo que se ha considerado adecuado establecer dos métodos de asignación diferenciados.

3.1 Incentivo a la inversión

La Orden ITC/2794/2007 estableció un pago proporcional al índice de cobertura del sistema, así como el reconocimiento de un cobro de 20.000 €/MW/año para las centrales de régimen ordinario durante sus primeros 10 años de operación.

Adicionalmente, se preveía la posibilidad de que el Ministro autorizara un cobro por el concepto de incentivo a la inversión, para aquellas instalaciones de régimen ordinario de más de 50MW que acometan inversiones significativas, ampliaciones u otras modificaciones relevantes, aun cuando hubieran transcurrido más de 10 años desde su puesta en marcha original.

En virtud de lo anterior, la Orden ITC 3860/2007 establece en su Disposición adicional segunda un pago de 8.750 €/MW y año, durante 10 años, en concepto de incentivo a la inversión medioambiental a las instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen carbón como combustible principal y que cumplan las condiciones establecidas en la citada disposición.

Se considera que el objetivo de todos estos productos es incentivar la inversión en capacidad a largo plazo, por lo que en la metodología que se propone se agregan todos y se asignan conjuntamente con un criterio homogéneo.

El objeto del incentivo a la inversión es ajustar la potencia disponible en el sistema en periodos futuros a la demanda prevista en esos periodos en las situaciones más críticas. Por tanto, el dimensionamiento del sistema se deberá llevar a cabo teniendo en cuenta los periodos de mayor demanda. Por ello se considera que la variable relevante para la asignación de este coste es la potencia del periodo de punta.

En concreto, se propone que el coste del incentivo a la inversión se asigne entre los consumidores en función de la potencia contratada por ellos en el periodo de máxima punta del sistema. Como mejor estimación de este periodo se toma el tramo temporal equivalente al identificado como periodo 1 de la discriminación horaria 6 de la tarifa de acceso de de alta tensión. Para que la asignación sea homogénea, la potencia considerada de cada tipo de consumidor deberá incrementarse con sus pérdidas correspondientes en ese mismo periodo 1.

$$CII_{NT} = \frac{CII \cdot P_{cont_{P1,NT}} \cdot (1 + k_{1,NT})}{NT \cdot 4} + \frac{P_{cont_{P1,NT}} \cdot (1 + k_{1,NT})}{NT \cdot 0}$$

donde,

CII_{NT} : coste del incentivo a la inversión asignado al nivel de tensión NT

CII: coste del incentivo a la inversión

$P_{cont_{P1,NT}}$: potencia total contratada por el conjunto de consumidores conectados al nivel de tensión NT en el periodo temporal 1 de la discriminación horaria de la tarifa de acceso de alta tensión

$K_{1,NT}$: coeficiente de pérdidas del periodo 1 del nivel de tensión NT

El término por el incentivo a la inversión (t_{II}) a pagar por un consumidor en €/kW contratado y año será:

$$t_{II_{NT}} ? \frac{CII_{NT}}{P_{cont_{P1,NT}}}$$

En relación con la asignación del incentivo a la inversión se considera necesario aclarar los siguientes aspectos adicionales:

- Tomar la potencia contratada en el periodo de punta tiene la ventaja adicional de que es una variable objetiva y de la que el regulador tiene información suficiente.
- Se ha considerado como periodo temporal de referencia para todos los segmentos el periodo 1 de la discriminación horaria aplicable a las tarifas de acceso de alta tensión por las siguientes razones: (1) teniendo en cuenta que el establecimiento de los periodos horarios se realiza sobre la base de la monótona del sistema de una serie de años, se considera que el periodo 1 (horas de máxima demanda) es el periodo que mejor permite identificar la composición y el dimensionamiento máximo en punta del sistema en el futuro; (2) a partir del 1 de enero de 2009 desaparece el sistema de tarifa integral, por lo que se considera más adecuado basarse en el calendario aplicable a las tarifas de acceso, que será ya común a todos los consumidores; (3) el calendario de aplicación a las tarifas de acceso ha sido revisado recientemente y (4) se considera que las señales de precio deben ser estables y homogéneas en el tiempo, por lo que parece razonable el calendario empleado.
- Se han de aplicar los coeficientes de pérdidas del periodo 1 para contratos de acceso a tarifas generales de alta de tensión establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007. El coeficiente de pérdidas del periodo 1 para los clientes

conectados a redes de tensión inferior a 1 kV se ha estimado¹ de acuerdo con el procedimiento de cálculo empleado por esta Comisión.

3.2 Servicio de disponibilidad

El servicio de disponibilidad está destinado a poner a disposición del Operador del Sistema potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año. De acuerdo con la exposición de motivos de la Orden ITC/2794/2007, este servicio irá destinado a aquellas tecnologías que con mayor probabilidad pudieran no resultar programadas en los periodos de punta, bien porque su funcionamiento regular en el mercado de energía les impide recuperar los costes fijos, bien porque se trata de tecnologías en las que la materia prima puede almacenarse a bajo coste con la existencia de un cierto nivel de incertidumbre respecto a la distribución concreta del volumen de acopio y su distribución temporal.

Como planteamiento general, se puede considerar que los periodos con menor índice de cobertura serán aquellos donde con mayor probabilidad se pueden verificar situaciones de escasez y, por tanto, donde se hace más necesario que el sistema se dote de un servicio de disponibilidad como el propuesto. Por tanto, siguiendo el principio de imputar los costes del sistema a quién los causa, sería en estas horas en las que tiene sentido dar las señales de precio adecuadas a los consumidores.

Sin otra información adicional, como planteamiento general, cabe pensar que los periodos de mayor demanda serán una buena estimación de estos periodos más críticos. Por tanto, en esta situación se considera que el coste del servicio de disponibilidad debe imputarse únicamente al periodo de punta.

Con este planteamiento existirían dos planteamientos razonables para asignar el coste del servicio de disponibilidad: (1) de forma análoga al incentivo a la inversión, esto es, en

¹ Los coeficientes de pérdidas aplicables a los contratos de acceso de clientes acogidos a tarifas de acceso generales de alta tensión publicados en el Real Decreto 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2000, coinciden con los calculados por la CNE.

función de la potencia contratada en punta o (2) se podría asignar horariamente en función de la energía demandada en cada una de las horas de punta.

No obstante, cabe señalar que el Operador del Sistema ha enviado a esta Comisión una propuesta de Orden por la que se regula la contratación de un servicio transitorio de disponibilidad(1 de enero 2008-31 de julio 2008), en virtud de lo establecido en la Disposición² transitoria primera de la Orden ITC/3860/2007. De nuevo, por el principio de consistencia, si la propuesta finalmente aprobada identifica unos riesgos a cubrir por el servicio de disponibilidad (y por tanto unos costes en el sistema) en unas determinadas horas, parece razonable que esas horas sean tenidas en cuenta en el mecanismo de financiación propuesto con objeto de proporcionar las señales de precio adecuadas por este servicio.

Por tanto, en coherencia con lo descrito anteriormente, se proponen a continuación tres mecanismos de asignación del servicio transitorio de disponibilidad, siendo el tercero coherente con la propuesta recibida del Operador del Sistema. Adicionalmente, los dos primeros métodos basados en la monótona de demanda tienen la ventaja de que serían más estables y predecibles en el tiempo, transmitiendo una señal de corto plazo coherente con la de largo plazo. Si los consumidores reciben una señal de precio difícil de predecir en el medio plazo, perderán su principal incentivo a tomar medidas de gestión de demanda que redundarían en una mayor eficiencia del sistema. Por tanto, puede resultar positivo basar la asignación en elementos estructurales más que en coyunturales. El Operador del sistema debería opinar, en todo caso, sobre la naturaleza a este respecto del modelo de disponibilidad que ha propuesto.

3.2.1 Asignación del coste en función de la potencia contratada en el periodo de punta

² La Disposición transitoria primera de la Orden ITC/3860/2007 autoriza al Operador del Sistema a la provisión de un servicio transitorio de disponibilidad para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de julio de 2008.

En esta opción, el coste del servicio de disponibilidad se asigna de la misma manera que el incentivo a la inversión, ya que se considera que el sistema (incluyendo servicios como el de disponibilidad) se planifica para la potencia que los consumidores van a demandar en el periodo de punta y, por lo tanto, los consumidores deben pagar por el coste al que se hace incurrir en el sistema independientemente de si consumen o no.

En concreto, de nuevo, se propone que el coste del incentivo a la inversión se asigne entre los consumidores en función de la potencia contratada por ellos en el periodo de máxima punta del sistema. En concreto, como mejor estimación de este periodo se toma el tramo temporal equivalente al identificado como periodo 1 de la discriminación horaria 6 de la tarifa de acceso de de alta tensión. De nuevo, para que la asignación sea homogénea, la potencia considerada de cada tipo de consumidor deberá incrementarse con sus pérdidas correspondientes en ese mismo periodo 1.

$$CSD_{NT} = \frac{CSD \cdot P_{cont_{P1,NT}} \cdot (1 + k_{1,NT})}{NT \cdot 4} \cdot \frac{NT \cdot 0}{P_{cont_{P1,NT}} \cdot (1 + k_{1,NT})}$$

El término por el servicio de disponibilidad (t_{SD}) a pagar por un consumidor en €/kW contratado y año será:

$$t_{SD_{NT}} = \frac{CSD_{NT}}{P_{cont_{P1,NT}}}$$

3.2.2 Asignación del coste en función de la potencia demandada durante las horas de punta

El coste del servicio de disponibilidad se asigna a las h horas de máxima demanda inversamente proporcional al margen de cobertura de cada hora, de tal forma que el coste del servicio se asigna en mayor medida a aquellas horas en las que existe una mayor probabilidad de escasez de oferta. Esto es,

$$CSD_i = CSD * \frac{1/IC_i}{1/IC_i + 1}$$

donde,

$C_{SD,i}$: coste del servicio de disponibilidad asignado a la hora i

C_{SD} : coste del servicio de disponibilidad

IC_i : índice de cobertura de la hora i, calculado como

$$IC_i = \frac{P_{max}}{P_{d_i}}$$

donde,

P_{max} : Potencia máxima disponible. Se considera constante para todas las horas.

P_{d_i} : Potencia máxima demandada en la hora i

Como estimador de P_{d_i} se puede tomar la energía horaria demandada en esa hora (E_i).

3.2.3 Asignación del coste de acuerdo con la propuesta del Operador del Sistema

Como se ha comentado anteriormente, se ha recibido en esta Comisión una propuesta de Orden elaborada por REE (ver anexo I) por la que se regula la contratación del servicio de disponibilidad a medio plazo.

De acuerdo con la citada propuesta, y teniendo en cuenta las diferentes características de los grupos generadores, se distinguen dos tipos de productos:

- **El producto A** está destinado a los generadores hidráulicos y consiste en garantizar al Operador del Sistema potencia en centrales hidráulicas regulables un mínimo de 4 horas diarias en el periodo comprendido entre las 9:00 y las 22:00 horas de los días laborables y un mínimo de 2 horas diarias en el periodo comprendido entre las 10:00 y

las 23:00 horas del resto de los días. El Operador del Sistema podrá solicitar la potencia un máximo de 50 horas mensuales.

- **El Producto B** está destinado a los generadores térmicos y consiste en garantizar al Operador del Sistema potencia en el periodo comprendido entre las 9:00 y las 22:00 de los días laborables con un preaviso no superior a 12 horas.

En consecuencia, el sistema eléctrico deberá hacer frente a pagos por el servicio de disponibilidad durante las 9:00 y las 22:00 horas de los días laborables y las 10:00 y las 23:00 del resto de los días, siendo nulo el coste por este servicio en el resto de las horas.

Cabe señalar que, de acuerdo con la información que acompaña la propuesta de REE, las necesidades de los productos A y B varían mensualmente.

Por tanto, si se aplica el principio de imputar el coste sobre la base de cómo se genera, se deberían imputar los costes definidos por REE en relación a los riesgos que pretenden cubrir y de quién los produce con mayor probabilidad. No obstante, hay que tener en cuenta que REE no define en su propuesta un coste hora a hora, sino de forma agregada para el mes, por lo que es la metodología que se propone la que debe buscar la posible modulación en la asignación de las señales a transmitir a los consumidores.

En este sentido, dado que existe una limitación a 50 horas en el uso del servicio propuesto, el coste mensual del servicio de disponibilidad derivado del producto A se ha asignado a las 50 horas de mayor demanda del mes correspondiente. Asimismo, para asegurar una modulación en la señal, la imputación se lleva a cabo de forma inversamente proporcional al índice de cobertura de cada hora, de tal forma que el coste del servicio de disponibilidad se asigna en mayor medida a aquellas horas en las que existe una mayor probabilidad de escasez de oferta. Esto es,

$$CSD_{A,i} = CSD_A * \frac{1/IC_i}{\sum 1/IC_i}$$

donde,

$CSD_{A,i}$: coste del servicio de disponibilidad del producto A asignado a la hora i.

CSD_A : coste mensual del servicio de disponibilidad del producto A.

IC_i : índice de cobertura de la hora i, calculado como:

$$IC_i = \frac{P_{max}}{P_{d_i}}$$

donde,

P_{max} : Potencia máxima disponible. Se considera constante en el periodo.

P_{d_i} : Potencia máxima demandada en la hora i

En la formulación anterior, es importante la hipótesis de que la P_{max} es constante para todo el periodo, pues en caso contrario la demanda no sería un estimador directo de la cobertura.

De igual forma, el coste mensual del servicio de disponibilidad derivado del producto B se ha asignado a cada una de las horas comprendidas entre las 9:00 y las 22:00 de los días laborables de forma inversamente proporcional al margen de cobertura de cada hora.

$$CSD_{B,i} = CSD_B * \frac{1/IC_i}{1/IC_i + 1}$$

donde,

$CSD_{B,i}$: coste del servicio de disponibilidad del producto B asignado a la hora i

CSD_B : coste mensual del servicio de disponibilidad del producto B

IC_i : índice de cobertura de la hora i.

En consecuencia, el precio a pagar por el servicio de disponibilidad en una hora i será el cociente entre el coste del servicio de disponibilidad de los productos A y B asignados a esa hora y la potencia demanda en dicha hora.

$$tsd_i = \frac{CSD_{A,i} + CSD_{B,i}}{Pd_i}$$

Por facilitar la operativa, como estimador de la potencia Pd_i se puede tomar la energía total de esa hora (E_i).

3.2.4 Estructura del término de pago por capacidad

Se considera importante señalar que el establecimiento de un precio horario por el servicio de disponibilidad implica disponer de medidas horarias para todos los consumidores o, en su defecto, facturar el servicio por disponibilidad mediante la aplicación de perfiles de carga por grupo tarifario.

En caso de que se decidiera aplicar perfiles horarios por grupo tarifario para aquellos consumidores de los que no se dispone de medida horaria, se propone emplear los perfiles publicados por REE con objeto de facturar el coste de la energía en el mercado a los consumidores conectados a redes de baja tensión. Para el resto de consumidores conectados a redes de alta tensión sin equipo de medida horario habría que elaborar un perfil tipo.

Teniendo en cuenta lo anterior, podría considerarse adecuado establecer de antemano un esquema más simplificado de precios en base a algún nivel de agregación temporal. En particular podría optarse por publicar para cada mes los precios horarios del servicio de disponibilidad distinguiendo entre días laborables y festivos. Esta opción debería tomarse a la vista de la posible volatilidad de los pagos horarios desagregados calculados. También se podrían publicar precios diferenciados por grupo tarifario y periodo horario.

En caso de que se decidiera publicar para cada mes precios horarios de días laborables y festivos, una opción sería promediar para cada mes los precios de cada hora de los días laborables y festivos. La desventaja de cualquier desagregación de este tipo es que diluye la señal de precio que se define.

No obstante, cualquier agregación en base a perfiles tipo podría introducir una señal al arbitraje a la hora de optar por un tipo de contador horario o no. En este sentido se podría introducir un factor de seguridad en el apuntamiento de los perfiles para que los pagos por capacidad no constituyan una señal de freno a la implantación de la medida horaria.

En caso de que se decidiera establecer precios diferenciados por grupos tarifarios y periodos horarios, teniendo en cuenta el carácter transitorio del mecanismo propuesto (véase epígrafe 5), se tomaría como restricción de partida para el cálculo de los precios para el servicio de disponibilidad la actual estructura de precio unitario por capacidad (€/kWh b.c.) establecida en la Orden ITC/3860/2007, procediéndose al cálculo de los nuevos precios con la metodología que se detalla a continuación.

En primer lugar, se distribuye el coste de cada hora entre los distintos grupos tarifarios en función de la participación de cada uno de ellos en la potencia demanda en esa hora. Es decir,

$$CSD_{NT,i} = CSD_i * Participación_{NT,i}$$

donde,

$CSD_{NT,i}$: Coste del servicio de disponibilidad debido al nivel de tensión NT en la hora i

CSD_i : coste del servicio de disponibilidad asignado a la hora i

$Participación_{NT,i}$: contribución del nivel de tensión NT en la demanda de la hora i

Las participaciones de cada grupo tarifario en cada una de las horas de punta consideradas se calculan a partir de la agregación, por niveles de tensión, de las curvas de carga³ de los distintos grupos tarifarios, incrementadas por sus correspondientes pérdidas.

³ Las curvas de carga de cada grupo tarifario se han obtenido a partir de las curvas de carga por nivel de tensión facilitadas por REE de los clientes en régimen de mercado, con la excepción de los perfiles de carga aplicables a los consumidores de baja tensión (grupos tarifarios 2.0 A, 2.0 DHA y 3.0 A), para los que se ha considerado los perfiles de carga empleados para la liquidación de la energía en el mercado.

En segundo lugar, se agrega para cada grupo tarifario los costes correspondientes al mismo tipo de hora, de acuerdo con el calendario aplicable a la DH6 de las tarifas de acceso, obteniéndose de esta manera el coste a imputar por grupo tarifario y periodo horario.

$$CSD_{NT,PH} = \sum_{i=1}^{i=p} CSD_{NT,i}$$

donde $CSD_{NT,PH}$ es el coste del servicio de disponibilidad correspondiente al nivel de tensión NT en el periodo horario PH.

Por último, para obtener los términos a aplicar a los clientes por el servicio de disponibilidad, se divide el coste del servicio por grupo tarifario y periodo horario entre la energía de cada grupo tarifario ($E_{NT,DH}$).

$$tsd_{NT,DH} = \frac{CSD_{NT,DH}}{E_{NT,DH}}$$

4 IMPACTO DE LAS PROPUESTAS SOBRE LOS CONSUMIDORES PARA EL EJERCICIO 2008

En este epígrafe se compara, en términos de facturación media, los pagos por capacidad vigentes y los resultantes de cada una de las propuestas descritas anteriormente.

En función del mecanismo considerado para asignar el coste de disponibilidad se obtienen tres propuestas de costes unitarios para la financiación de los pagos por capacidad.

Con objeto de facilitar la comparación entre los pagos por capacidad propuestos y los vigentes, se han calculado precios agregados por grupo tarifario y periodos horarios de acuerdo con la estructura de precios unitarios por capacidad establecida en la Orden ITC/3860/2007, de acuerdo con el procedimiento descrito en el epígrafe 3.2.4.

- **Propuesta 1** consta de un término fijo, en €/kW contratado en el periodo de punta y año, para recuperar el incentivo a la inversión y un término fijo, en €/kW contratado en el periodo de punta y año, para recuperar el incentivo a la disponibilidad.

Cuadro 1. Términos de facturación de los pagos por capacidad de la Opción 1

Tarifa	Incentivo a la inversión	Servicio de disponibilidad
	€/kW y año	€/kW y año
2.0A	2,534	0,977
2.0 DHA	2,534	0,977
3.0A	2,534	0,977
3.1 A	2,302	0,887
6.1	2,302	0,887
6.2	2,261	0,872
6.3	2,229	0,859
6.4	2,195	0,846

- **Propuesta 2** consta de un término fijo, en €/kW contratado en el periodo de punta y año, para recuperar el incentivo a la inversión y un término variable, en €/kWh, para recuperar el incentivo a la disponibilidad.

Cuadro 2. Términos de facturación de los pagos por capacidad de la Opción 2

Tarifa	Incentivo a la inversión €/kW y año	Servicio de disponibilidad					
		Cent €/ kWh consumido					
		1	2	3	4	5	6
2.0A	2,534	0,067					
2.0 DHA	2,534	0,132	0,020				
3.0A	2,534	0,173	0,076	-			
3.1 A	2,302	0,166	0,065	-			
6.1	2,302	0,529	0,101	0,045	0,031	-	-
6.2	2,261	0,500	0,100	0,048	0,028	-	-
6.3	2,229	0,519	0,102	0,053	0,029	-	-
6.4	2,195	0,475	0,094	0,050	0,029	-	-

- **Propuesta 3** consta de un término fijo, en €/kW contratado en el periodo de punta y año, para recuperar el incentivo a la inversión, un término variable, en €/kWh, para

recuperar el incentivo a la disponibilidad derivado del producto A y un término variable, en €/kWh, para recuperar el incentivo a la disponibilidad derivado del producto B

Cuadro 3. Términos de facturación de los pagos por capacidad de la Opción 3

Tarifa	Incentivo a la inversión €/kW y año	Servicio de disponibilidad A						Servicio de disponibilidad B					
		Cent €/ kWh consumido						Cent €/ kWh consumido					
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	2,534	0,029						0,037					
2.0 DHA	2,534	0,064	0,007					0,063	0,007				
3.0A	2,534	0,082	0,025					0,073	0,052				
3.1 A	2,302	0,080	0,022					0,072	0,051				
6.1	2,302	0,139	0,011	0,052	0,032	0,028	0,002	0,116	0,056	0,065	0,048	0,056	0,004
6.2	2,261	0,134	0,011	0,057	0,029	0,028	0,001	0,111	0,056	0,069	0,045	0,058	0,003
6.3	2,229	0,134	0,011	0,059	0,029	0,030	0,001	0,117	0,057	0,077	0,048	0,059	0,003
6.4	2,195	0,126	0,010	0,058	0,029	0,026	0,001	0,107	0,052	0,075	0,047	0,055	0,003

En el Anexo II se detalla el procedimiento de cálculo de precios unitarios por capacidad para cada una de las propuestas consideradas.

Como se ha comentado anteriormente, actualmente los pagos por capacidad publicados aplican a los comercializadores y consumidores directos en el mercado, por lo que para comparar los pagos por capacidad resultantes del actual sistema de financiación con los pagos por capacidad propuestos se ha procedido de la siguiente manera:

- 1.- Se ha considerado a todos los consumidores como si estuvieran en el mercado.
- 2.- Se ha calculado el consumo previsto para 2008 en cada bloque horario y se ha incrementado con las pérdidas correspondientes.
- 3.- A los consumos anteriores se les ha aplicado los precios unitarios por capacidad actualmente vigentes, establecidos en la Disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007.
- 4.- Como el resultado de aplicar los precios unitarios por capacidad a la energía bloque-horaria calculada produce un exceso de recaudación por este concepto, se reescala la facturación para hacerla coincidir con el importe asignado (esto es, 575 M€). Hay que tener en cuenta que el objetivo de la comparación debe ser analizar la distribución relativa

del montante total entre los distintos grupos tarifarios. Analizar la recaudación total del sistema actual frente al nuevo carece de sentido práctico pues la cantidad total a asignar por el concepto de pago por capacidad viene fijada por la propia regulación y sea cual sea el sistema, debe ajustarse a esta cantidad. Por un aspecto puramente informativo la recaudación del sistema actual con todos los clientes en mercado sería de 1.019 M€, frente a los 575 M€ reconocidos en el nuevo mecanismo, lo que se traduce en una reducción de la facturación media por estos conceptos de todos los consumidores cercana al 44%.

En los cuadros 4 y 5 se compara, en términos de facturación y facturación media, para cada grupo tarifario los pagos resultantes del sistema vigente y cada una de las tres propuestas.

Cuadro 4. Distribución de la facturación de los pagos por capacidad por grupo tarifario en el sistema vigente y los sistemas propuestos

Tarifa	Consumo (GWh)	Facturación (Miles de €)				Distribución de la facturación (%)			
		Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3	Actual	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3	Actual
2.0A	75.452	356.130	307.758	306.763	276.891	62,0%	53,5%	53,4%	48,2%
2.0 DHA	12.785	24.784	24.861	24.094	20.460	4,3%	4,3%	4,2%	3,6%
3.0A	40.199	91.067	96.436	95.247	130.584	15,8%	16,8%	16,6%	22,7%
3.1 A	20.183	28.563	33.643	33.981	44.922	5,0%	5,9%	5,9%	7,8%
6.1	65.318	50.614	73.191	73.783	62.847	8,8%	12,7%	12,8%	10,9%
6.2	20.267	12.911	18.711	19.303	16.587	2,2%	3,3%	3,4%	2,9%
6.3	10.037	4.150	7.094	7.606	7.203	0,7%	1,2%	1,3%	1,3%
6.4	21.788	6.548	13.072	13.989	15.272	1,1%	2,3%	2,4%	2,7%
TOTAL	266.030	574.766	574.766	574.766	574.766	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Cuadro 5. Facturación media de los pagos por capacidad por grupo tarifario y tasas de variación de los sistemas propuestos respecto al sistema vigente

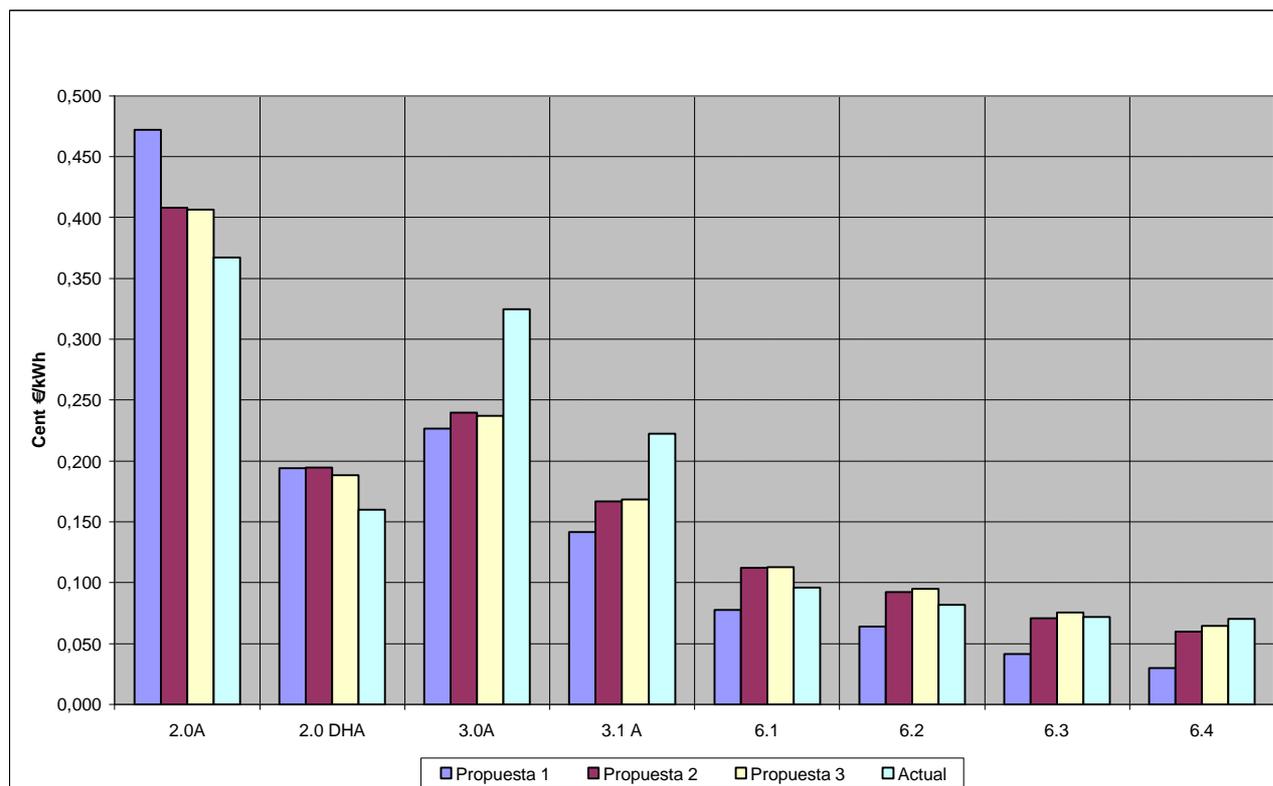
Tarifa	Consumo (GWh)	Precio Medio (Cent €/kWh)				Tasa de variación respecto a los pagos actuales (%)		
		Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3	Actual	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
2.0A	75.452	0,472	0,408	0,407	0,367	28,6%	11,1%	10,8%
2.0 DHA	12.785	0,194	0,194	0,188	0,160	21,1%	21,5%	17,8%
3.0A	40.199	0,227	0,240	0,237	0,325	-30,3%	-26,1%	-27,1%
3.1 A	20.183	0,142	0,167	0,168	0,223	-36,4%	-25,1%	-24,4%
6.1	65.318	0,077	0,112	0,113	0,096	-19,5%	16,5%	17,4%
6.2	20.267	0,064	0,092	0,095	0,082	-22,2%	12,8%	16,4%
6.3	10.037	0,041	0,071	0,076	0,072	-42,4%	-1,5%	5,6%
6.4	21.788	0,030	0,060	0,064	0,070	-57,1%	-14,4%	-8,4%
TOTAL	266.030	0,216	0,216	0,216	0,216	0,0%	0,0%	0,0%

Cabe señalar que, la propuesta 1 (asignación en función de la potencia contratada en periodo de punta) asigna el 66% del coste derivado de los pagos por capacidad a los

clientes conectados a redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW (esto es, clientes acogidos a las tarifas 2.0 A y 2.0 DHA), lo que supone para este colectivo un aumento de la facturación media superior al 20% respecto de la facturación media resultante del sistema vigente. Las propuesta 2 y 3 asignan a este mismo colectivo aproximadamente el 58% del coste, mientras que con el mecanismo de financiación actual se recupera de estos clientes el 52% del coste total.

En el gráfico inferior se representa para cada grupo tarifario la facturación media resultante de aplicar el sistema vigente y los propuestos para el ejercicio 2008. Se observa que las mayores diferencias entre el sistema vigente y los mecanismos propuestos se registran para las tarifas de tres periodos (3.0 A y 3.1 A).

Gráfico 1. Facturación media de los pagos por capacidad por grupo tarifario



En consecuencia, se puede concluir que la asignación del coste derivado de los pagos por capacidad en función de la potencia contratada en periodo de punta, se imputa en mayor medida a aquellos consumidores que más contribuyen a la punta del sistema. Este efecto, se ve diluido en parte al asignar el coste del servicio de disponibilidad horariamente en

función del margen de cobertura de la potencia cada hora. Cabe señalar que, la diferencia, en términos de facturación media, es apenas perceptible en las propuestas 2 y 3, si bien la señal de precios es más acentuada en la propuesta 2 debido a que el número de horas que participan en el cálculo es menor.

5 OTRAS CONSIDERACIONES

5.1 Consulta pública de la CNE

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, en su disposición adicional séptima establece que, 'a partir de 1 de julio de 2008 y con carácter trimestral en base a la función primera de la Comisión Nacional de Energía, establecida en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, la Comisión Nacional de Energía dos meses antes de la fecha prevista para cada revisión tarifaria, enviará a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de las tarifas de energía eléctrica y de gas'.

En noviembre de 2001, la CNE elaboró y remitió al Ministerio de Economía una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer las tarifas de acceso. Esta propuesta metodológica fue objeto de revisión en respuesta al mandato vigésimo cuarto incluido de la Resolución de 1 de abril de 2005, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros, de 25 de febrero de 2005, por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad. Sin embargo, hasta la fecha la CNE no ha desarrollado una metodología completa para el establecimiento y actualización de tarifas de último recurso.

En consecuencia, teniendo en cuenta que a partir del próximo 1 de julio de 2008 la CNE deberá proponer la revisión de tarifas, se ha considerado necesario, por un lado, revisar en profundidad la metodología de la CNE para el establecimiento de tarifas de acceso a las redes eléctricas y, por otro, definir la metodología para el establecimiento y actualización de tarifas de último recurso de electricidad.

Como parte del proceso de desarrollo de su propuesta definitiva, la CNE ha decidido elaborar un documento de consulta pública para recabar de los agentes del mercado sujetos del sistema eléctrico y otras entidades interesadas, su opinión acerca de los planteamientos metodológicos para el diseño de tarifas y el establecimiento de precios regulados en el sector de electricidad.

Entre otros aspectos, en la consulta pública se plantea qué componentes de coste deben ser incorporados en la tarifa de acceso y, en particular, se solicita opinión a los agentes sobre el mecanismo más adecuado en relación a la financiación de los pagos por capacidad.

En consecuencia, esta Comisión considera importante señalar que la metodología de asignación del coste derivado de los pagos por capacidad pudiera ser revisada a la vista de los comentarios recibidos de los agentes.

5.2 Armonización de los pagos por capacidad en el ámbito del MIBEL

La Orden ITC/2794/2007 establece en el punto decimoctavo del Anexo III que la Comisión Nacional de Energía de acuerdo con el Consejo de Reguladores de MIBEL remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta motivada sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad que sean compatible con la armonización tarifaria en el ámbito del MIBEL. Dicha armonización tendrá en cuenta los principios de equilibrio y no discriminación en los pagos por parte de los consumidores de ambos sistemas ibéricos.

Por otra parte, la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007 establece que antes del 1 de abril de 2008 la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria Turismo y Comercio una propuesta motivada sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad, que es el objeto de este informe.

Esta Comisión considera importante señalar que, si bien el objeto del presente informe es dar respuesta al mandato establecido en la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007, está en proceso de elaboración por parte de ERSE y la propia CNE un

documento de consulta pública sobre la armonización de tarifas de acceso a las redes en el ámbito del MIBEL. En dicho documento se plantean algunas cuestiones sobre la financiación de los pagos por capacidad, por lo que el mecanismo que aquí se propone podría ser revisado a la vista de los resultados de dicha consulta.

5.3 Propuesta del Operador del Sistema relativa al servicio de disponibilidad

La Orden ITC/2794/2007 establece en el punto 2 del apartado decimoséptimo que el Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués, deberá presentar al MITYC una propuesta donde se determine el servicio de disponibilidad del sistema, los productos asociados al mismo y la propuesta de procedimiento de contratación de cada uno de los productos y de verificación del cumplimiento de los contratos.

El pasado de marzo de 2008 tuvo entrada en esta Comisión una propuesta del Operador del Sistema de los productos y condiciones de contratación de un servicio transitorio de disponibilidad (1 de enero 2008 – 31 de julio 2008), por lo que se considera importante señalar que el mecanismo propuesto podría ser revisado en función del futuro desarrollo normativo definitivo sobre esta cuestión (Disposición transitoria primera Orden ITC/3860/2007).

5.4 Liquidación del coste derivado de los pagos por capacidad

La Orden ITC/2794/2007 establece en el apartado decimocuarto del Anexo III que el saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/2007, de 26 de diciembre.

El coste derivado de los pagos por capacidad debe ser soportado por todos los consumidores, independientemente de si están acogidos a tarifa integral, a tarifa de último recurso o en régimen de mercado.

Con el sistema de liquidación vigente para los pagos por capacidad, los consumidores acogidos a tarifa integral deberán ser facturados por este concepto por las empresas distribuidoras, mientras que los consumidores en régimen de mercado deberán ser facturados por este concepto por las empresas comercializadoras, siendo éstas en última instancia las responsables del pago al Operador del Sistema.

El actual sistema de liquidación del coste derivado de los pagos por capacidad presenta el inconveniente de que parte del coste entrará por el procedimiento de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997 y parte del coste será facturado directamente por el Operador del sistema.

Adicionalmente, el Operador del Sistema liquida el coste de los pagos por capacidad a los comercializadores por el conjunto de la energía adquirida por este en el mercado, lo que podría dar lugar a subvenciones cruzadas entre consumidores.

Por último, cabe señalar que si bien en los sistemas extrapeninsulares se recauda por este concepto un importe unitario equivalente al peninsular, éste importe no está destinado a pagos por capacidad sino a financiar parte de la energía vendida en el despacho técnico de energía del sistema correspondiente.

Esta Comisión considera que, teniendo en cuenta que tanto el coste derivado de los pagos por capacidad como los precios unitarios tienen la consideración de coste regulado y que la diferencia entre el coste de los servicios y los ingresos derivados de la financiación tienen la consideración de liquidables, sería más adecuado que el coste derivado de los pagos por capacidad fuera un componente más de la tarifa de acceso y, en cualquier caso, tuviera la consideración de coste liquidable del sistema.

6 CONCLUSIONES

A la vista de todo lo anterior se remite al Ministerio el presente informe dando respuesta al mandato establecido en la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007. En él

se plantean y justifican tres opciones metodológicas distintas de asignación. La elección entre estas opciones dependerá de aspectos como:

- El tipo de señal de precio que se quiera transmitir a los consumidores.
- El grado de volatilidad y manipulabilidad que tenga el Índice de Cobertura considerado, que es la base de los procedimientos de asignación 2 y 3.
- El carácter estructural o coyuntural de la propuesta de definición del servicio de disponibilidad que llevará a cabo el Operador del Sistema.

Asimismo, es importante resaltar que esta Comisión considera que las opciones planteadas pueden estar sujetas a cambios sobre la base de (1) los comentarios recibidos en el proceso de consulta pública en relación con la financiación de los pagos por capacidad y la inclusión del coste en la tarifa de acceso (2) el modelo definitivo del Operador del Sistema para el servicio de disponibilidad y (3) la armonización de los pagos por capacidad en el ámbito del MIBEL.

Por último, se considera adecuado por la naturaleza del tema, que la propuesta definitiva sea remitida al Consejo Consultivo para su análisis y discusión.