

NUEVO RÉGIMEN ECONÓMICO DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL. EN PARTICULAR: LOS PEAJES DE ACCESO Y LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA

Alejandro D. Leiva López*

Resumen

El régimen económico de las actividades reguladas del sector eléctrico constituye una pieza clave para lograr un sistema de suministro de electricidad bajo en emisiones de carbono y que represente el menor coste posible para el consumidor. El trabajo que presentamos tiene por objeto examinar las nuevas competencias atribuidas a la CNMC en materia de régimen económico de las actividades reguladas del sector eléctrico, y en particular en relación con la fijación de los peajes de acceso y de la tasa de retribución financiera aplicable a empresas transportistas y distribuidoras. Así pues, realizamos un análisis crítico de las circulares normativas que sobre esta materia ha elaborado la autoridad reguladora nacional, en un contexto de intenso debate entre los distintos agentes económicos implicados, el MITECO y la propia CNMC.

Palabras clave: sector eléctrico; Real Decreto-ley 1/2019; peajes de acceso; retribución de transportistas y distribuidores de electricidad.

THE NEW ECONOMIC REGIME FOR REGULATED ELECTRICITY ACTIVITIES IN SPAIN. IN PARTICULAR: THE ACCESS TOLLS AND THE RATES OF REMUNERATION

Abstract

The economic framework for regulated electricity activities is a key piece for achieving a low-emission electricity system and, at the same time, the lowest possible cost for all consumers. In this paper, we examine the new powers granted to the Spanish regulatory authority (CNMC) regarding the economic regime for regulated electricity activities, and, more specifically, in relation to the access tolls and the TSOs' and DSOs' remuneration rates. In this context, we provide a critical analysis of the CNMC's recent regulatory circulars in this matter. All this is set in a context of intense debate between the economic actors involved, the Spanish Ministry for the Ecological Transition (MITECO) and the CNMC itself.

Key words: electricity sector; Royal Decree-Law 1/2019; electricity access tolls; TSOs' and DSOs' remuneration rates.

* Alejandro D. Leiva López, profesor ayudante doctor. Departamento Derecho Público I y Ciencia Política. Área de Derecho Administrativo. Universidad Rey Juan Carlos (URJC). Paseo de los Artilleros, 38, 28032 Madrid. alejandro.leiva@urjc.es.

Artículo recibido el 08.11.2019. Evaluación ciega: 26.11.2019 y 26.12.2019. Fecha de aceptación de la versión final: 30.12.2019.

Citación recomendada: Leiva López, Alejandro D. (2020). Nuevo régimen económico de las actividades reguladas en el sector eléctrico español. En particular: los peajes de acceso y la tasa de retribución financiera. *Revista Catalana de Dret Públic*, 60, 196-211. <https://doi.org/10.2436/rcdp.i60.2020.3378>

Sumario

1 Introducción

2 La esperada atribución de competencias a la CNMC: el Real Decreto-Ley 1/2019

2.1 Exigencias europeas previas

2.2 El Real Decreto-ley 1/2019

2.2.1 Oportunidad de su adopción

2.2.2 Normativa modificada

3 Las circulares normativas. En particular: peajes de acceso y tasa de retribución financiera

3.1 Orientaciones de política energética

3.2 Las circulares normativas: contenido y posibilidades de mejora

3.2.1 Metodología de cálculo de los peajes de las actividades reguladas

3.2.1.1 Aspectos generales

3.2.1.2 El elevado peso del término potencia y sus consecuencias

3.2.2 Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas: la Circular 2/2019

4 Conclusiones

5 Bibliografía

1 Introducción

Europa se ha construido sobre la base de un proceso gradual que tiene como objetivo central la integración económica a través la creación de un mercado común europeo. Por este motivo, en aras de lograr este mercado único, ha acontecido un proceso de liberalización de muchos sectores económicos estratégicos/regulados (servicio postal, telecomunicaciones, energía, transporte aéreo y ferroviario...). Estos servicios públicos van a experimentar la aplicación de reglas comunes en materia de competencia, sin que ello implique que pierdan su naturaleza de servicio de interés general, ya que las prestaciones que realizan a favor de los consumidores siguen siendo de interés general. Por ello, es posible que, ante fallos de mercado, se exceptúe la aplicación de estos principios de competencia cuando sea imprescindible para garantizar los fines de interés general inherentes a tales actividades económicas (Tornos, 2016: 201). El derecho comunitario construye la figura del servicio económico de interés general, definiéndola en el artículo 106 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (en adelante, TFUE). En este punto, cabe subrayar que los principios de primacía y prevalencia y la eficacia de las directivas, entre otros elementos inherentes al derecho de la Unión Europea, vinculan a los Estados miembros, cada vez con mayor fuerza, en estos sectores estratégicos de la actividad económica.¹

Así pues, en relación con el objeto específico de estudio, el suministro de electricidad aparece como un servicio de interés económico general de máxima importancia para la sociedad y la economía de un país, de manera que este deberá ser prestado eficientemente, en aras de lograr una óptima asignación de recursos, un libre acceso de terceros a la electricidad y mayores niveles de calidad y seguridad del servicio (López de Castro y Ariño, 2004: 12-15), entendiendo estos objetivos a alcanzar no solo como unos interrogantes éticos difíciles de resolver, sino como pilares fundamentales para la justicia de nuestros tiempos (Cocciolo, 2015: 6). El servicio de suministro eléctrico presenta, de un lado, actividades desarrolladas en libre competencia (generación y suministro), y, de otro, actividades de carácter regulado (transporte y distribución). En el presente trabajo nos referimos al régimen económico de estas últimas, por cuanto presenta carácter regulado, y lo hacemos en un escenario de transición energética —nacional y europeo— que demanda un marco regulatorio e institucional sólido, predecible, estable y, en definitiva, capaz de ofrecer seguridad jurídica a los inversores nacionales e internacionales que participen en tales actividades. Estas infraestructuras de red de transporte y distribución de energía eléctrica tienen un destacado valor estratégico, al presentar una capacidad de transmisión limitada, y su construcción requiere de elevados costes de inversión (Caballero, 2002: 13). Así, existirán compañías privadas que invierten en el sector y que se encargan de gestionar estas infraestructuras, bajo la denominación —de origen anglosajón— de “portadores comunes” (*common carriers*).²

El elemento fundamental y de mayor complejidad que deben asumir los poderes públicos a la hora de configurar la regulación del sector eléctrico es el de su régimen económico (Pérez, 2013: 81-84). La elección de un régimen económico u otro va a tener su reflejo inmediato en el resto de la regulación del sector. Así, escoger con acierto este régimen es fundamental si se quiere conseguir que el suministro de electricidad represente el menor precio posible para el consumidor (Gómez-Ferrer, 2009: 860). Todo ello justifica la pertinencia de abordar el régimen económico del sector eléctrico, específicamente en relación con las actividades reguladas.

Este régimen económico consiste en fijar una retribución para las compañías de electricidad por las actividades —reguladas— de transporte y distribución que desarrollan. Para ello es necesario determinar los peajes que deben pagar los usuarios de las redes de transporte y distribución para cubrir los costes que estas representan. Es decir, hay que diferenciar entre, de un lado, la determinación de la retribución que corresponde a estas compañías, y, de otro, la forma en que esta se satisface por medio de peajes soportados por los usuarios de las redes. En este contexto, el Gobierno, por exigencias europeas, ha entregado recientemente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) la competencia para configurar este régimen económico relativo a la fijación de la retribución de los transportistas y distribuidores de electricidad y a los peajes de acceso. Ello otorga a esta Administración independiente un control directo sobre el precio final que

¹ Sobre la prevalencia del ordenamiento europeo en los sectores estratégicos de la economía (en particular, comunicaciones, energía y transportes), cabe destacar Franco (2017).

² A mayor abundamiento sobre el origen e impacto de esta figura, véase Montero (1996: 567-570).

van a pagar los consumidores por su consumo eléctrico, ya que los peajes de acceso al sistema de electricidad representan una parte muy significativa de la factura. Además, aunque no es objeto de estudio, también cabe significar que esta transmisión de competencias a la CNMC incluye no solo aspectos económicos del sector eléctrico, sino también las siguientes materias: régimen económico del sector gasista, acceso y conexión a las redes, supervisión de los mercados organizados, y supervisión de planes de inversión, inspección y sanciones.

En este orden de cosas, la CNMC ha establecido, a través de circulares normativas, un recorte retributivo muy significativo para las compañías eléctricas reguladas. Así, las compañías que distribuyen y transportan la electricidad sufrirían un recorte retributivo aproximado del 7 % y del 8 %, respectivamente. Destacadamente, este recorte sería aún mayor en el sector gasista, de forma que la distribución de gas y el transporte y regasificación verían su retribución reducida, aproximadamente, en un 18 % y un 22 %, respectivamente. Estas retribuciones estarán condicionadas por un criterio técnico basado en una fórmula matemática que calcula el coste promedio ponderado del capital, reconocido por sus siglas en inglés como modelo WACC (*weighted average cost of capital*). Se trata de una metodología que refleja la realidad de los mercados de capital donde se financian las empresas reguladas. Con ello, la autoridad reguladora nacional busca garantizar un marco regulatorio riguroso, estable y coherente con el ciclo económico, el cual será aplicable a partir del 1 de enero de 2020. Se trata de un nuevo modelo que persigue reducir los peajes que pagan los usuarios de las redes y, paralelamente, garantizar una rentabilidad razonable para las empresas reguladas. Sin embargo, un amplio sector empresarial entiende que estas circulares suponen un drástico recorte con efectos negativos para el desarrollo futuro de las redes eléctricas, lo que a su vez dificultaría el cumplimiento de los objetivos para la transición energética definidos por el Gobierno.

El presente trabajo ofrece una radiografía del régimen económico de las actividades reguladas del sector eléctrico en el actual escenario regulatorio. Examinamos esta nueva atribución de competencias a la CNMC, y, en particular, las respectivas circulares normativas que afectan a la configuración de los peajes de acceso y a la tasa de retribución financiera, las cuales se aplicarán a las empresas transportistas y distribuidoras de electricidad. Así, analizamos el intenso debate suscitado entre los distintos agentes protagonistas del sector con ocasión de estos cambios de régimen económico.

2 La esperada atribución de competencias a la CNMC: el Real Decreto-Ley 1/2019

2.1 Exigencias europeas previas

La Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (en adelante, Directiva de MIE de 2009),³ estableció de forma explícita que, para un adecuado funcionamiento del mercado interior de la electricidad, las autoridades reguladoras nacionales deben poder “[...] tomar decisiones sobre las cuestiones de reglamentación pertinentes [...]” (considerando 34), debiendo estas actuar siempre investidas de independencia sobre cualquier interés público o privado. Cabe significar que esta exigencia europea se ha mantenido en términos idénticos en el considerando 80 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (en adelante, Directiva de MIE).⁴

Se observa, por tanto, cómo la Unión Europea, desde 2009, ha venido exigiendo un papel más activo — más competencias — para las autoridades reguladoras nacionales. Sin embargo, en España algunas de estas competencias les fueron atribuidas al Gobierno, y no a la CNMC, a través de la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología.⁵ Esta norma modificaba, a través su disposición final cuarta, el artículo 16.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE),⁶ el cual quedaría redactado en los siguientes términos: “El Gobierno establecerá la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución [...]”. Así, el Gobierno aprobaría la estructura y condiciones de aplicación de los peajes, la CNMC la metodología y el ministerio los precios del peaje de acceso en

³ DOUE núm. 211, de 14 de agosto de 2009.

⁴ DOUE núm. 158, de 14 de junio de 2019.

⁵ BOE núm. 309, de 23 de diciembre de 2014.

⁶ BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.

aplicación de la metodología. Por tanto, desde 2014 la CNMC fijaba una metodología y el ministerio la estructura, lo que resultaba de difícil comprensión, ya que la metodología ha de comprender necesariamente la estructura. Ello condicionaba de forma muy severa el ejercicio de la competencia metodológica por parte de la CNMC. Asimismo, en relación con la retribución de las compañías que desarrollan actividades reguladas, el Gobierno tenía las competencias atribuidas para su definición.

Esta situación dio lugar a un contundente pronunciamiento de la Comisión Europea, a través de su Dictamen motivado de 29 de septiembre de 2016, dirigido al Reino de España. Con anterioridad a este dictamen, en 2015, la Comisión ya había enviado una carta de emplazamiento a España, requiriéndole la adecuada transposición de la Directiva de MIE. Pero, tras observarse que este cumplimiento de la legislación europea no había tenido lugar, la Comisión decide enviar en 2016 un Dictamen motivado (*ex* artículo 258 TFUE), emplazando a España a notificar las medidas adoptadas para corregir la falta de autonomía de la CNMC en relación con el régimen económico de las actividades reguladas, y disponiendo que, de no atenderse el requerimiento en tiempo y forma, se plantearía un recurso por incumplimiento contra el Reino de España ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE). Asimismo, a nivel interno, esta falta de transposición ha cristalizado en una alta litigiosidad entre la CNMC y el Gobierno, y ha provocado inestabilidad institucional, incertidumbre jurídica y, en definitiva, ha perjudicado el interés general.

2.2 El Real Decreto-ley 1/2019

2.2.1 Oportunidad de su adopción

En este contexto, no es hasta 2019 cuando el Gobierno, atendiendo los requerimientos de la Comisión, decide devolver las competencias a la CNMC, de manera que, en relación con el régimen económico, esta pueda tener el control completo de los peajes y de la retribución de las compañías de transporte y distribución. Esto lo hace a través 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 con 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 (en adelante, RD-ley 1/2019).⁷ Este cambio busca transponer adecuadamente la normativa comunitaria, evitando situaciones indeseadas, como, por ejemplo, que el ejecutivo pueda modificar los peajes en base a criterios de oportunidad política (reducir la factura eléctrica en período electoral).

Con carácter general, desde los inicios de la crisis económica, la situación jurídica se ha alejado mucho de la prudente circunstancia de excepcionalidad que debe justificar el uso por parte del poder ejecutivo de esta potestad de dictar normas con rango de ley, pues parece haberse instaurado una especie de “estado de excepción” que convierte casi todas las materias en urgentes y, en consecuencia, la “emergencia” ha pasado a convertirse en una desacertada regla de gobierno (Arana, 2013: 365). Sin embargo, en el RD-ley 1/2019 se observa que concurren las circunstancias de urgente y extraordinaria necesidad que constituyen el presupuesto habilitante exigido al Gobierno, *ex* artículo 86.1 Constitución española, para dictar decretos leyes. En particular, se ha necesitado de esta acción normativa inmediata —que incluso debió haber llegado antes— ante el riesgo inminente de que la Comisión Europea presentase un recurso de incumplimiento contra el Reino de España ante el TJUE. Así pues, en fecha 12 de enero de 2019 se publica el RD-ley 1/2019, amparado en la doctrina del Tribunal Constitucional sobre la oportunidad de adopción de esta figura normativa por parte del Gobierno (STC 6/1983, STC 11/2002, STC 137/2003 y STC 189/2005).

Además, hay que destacar que esta nueva atribución de competencias ha tenido lugar en un contexto político especialmente delicado, ya que tanto el Gobierno como algunos consejeros de la CNMC se encuentran en funciones, estos últimos desde septiembre de 2019. Este escenario podría haber complicado el desarrollo normativo que ahora compete a la CNMC, aunque finalmente la tasa de retribución financiera para el segundo período regulatorio (2020-2025) ha sido publicada —como era exigible— antes del 1 de enero de 2020. Sin embargo, aún no ha sido publicada la norma sobre peajes de acceso. Por tanto, con carácter general, nos encontramos en una situación de bloqueo normativo (véanse, por ejemplo, las todavía propuestas de anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética o de Reglamento de Acceso y Conexión)

⁷ BOE núm. 11, de 12 de enero de 2019.

que introduce complicaciones adicionales a la hora de configurar un marco legal estable y adecuado para el cumplimiento de los objetivos previstos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el horizonte 2021-2030 (Barrios, 2019: 25).

2.2.2 Normativa modificada

En relación con el régimen económico de las actividades reguladas del sector eléctrico, el RD-ley 1/2019 adecua las competencias de la CNMC a las exigencias europeas, introduciendo para ello modificaciones en la LSE y en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, Ley de creación de la CNMC).⁸

Estos cambios introducidos obligan a la Administración General del Estado (en adelante, AGE) a desarrollar sus competencias sobre régimen retributivo de las actividades reguladas sin menoscabar el ejercicio de las nuevas competencias atribuidas a la CNMC, por primera vez, en el artículo 7 de la Ley de creación de la CNMC. Específicamente, se suprime la atribución de competencias a la AGE en materia de regulación de la estructura de los peajes correspondientes al uso de las redes de transporte y distribución de electricidad. Cabe significar que el Gobierno sí conservará la competencia para regular la estructura y metodología para el cálculo de los cargos por otros costes del sistema, como así se desprende de la nueva redacción de los artículos 3.7 y 16.1 LSE. Además, de conformidad con lo dispuesto en un nuevo apartado 7 del artículo 16 LSE, las empresas comercializadoras deben desglosar la cuantía correspondiente de estos peajes y cargos en la factura de los consumidores.

Así pues, tras la publicación del RD-ley 1/2019, el artículo 7 de la Ley de creación de la CNMC pasa a tener una nueva redacción que atribuye nuevas competencias a la autoridad reguladora nacional en materia de régimen económico de las actividades reguladas del sector eléctrico. El precepto va a permitir a la CNMC dictar circulares normativas para establecer:

- i) La estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes eléctricas destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución, localizándose también esta atribución de competencias en la nueva redacción del artículo 16.2 LSE. Además, el artículo 16.3 subraya que los peajes, y cargos, serán únicos en todo el territorio y no podrán incluir ningún tipo de impuesto.
- ii) Los valores de los peajes de acceso a las redes eléctricas, así como las cuantías de la retribución de las actividades de transporte y distribución, ateniéndose a las metodologías aprobadas. En este orden de cosas, el artículo 16.5 LSE dispone que la CNMC debe aprobar los peajes mediante resolución publicada en BOE.
- iii) La tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución regulada a cargo del sistema eléctrico para cada período regulatorio. La LSE, en su artículo 14.4, dispone que se establecerá por ley un límite máximo referenciado al rendimiento de las obligaciones del Estado a diez años, en unas condiciones determinadas, incrementado con un diferencial adecuado que será fijado para cada período regulatorio.
- iv) La metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica (entre otros, fijar los valores unitarios de inversión, de operación y de mantenimiento, y la vida útil regulatoria de las instalaciones con derecho a retribución regulada para cada período regulatorio). Por ello, se ha añadido un nuevo apartado 12 del artículo 14 LSE, el cual se refiere a esta competencia atribuida a la CNMC.
- v) La metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema, desapareciendo, en consecuencia, la anterior atribución de competencias al Gobierno en materia de retribución del operador del sistema a que se refería el apartado 11 del artículo 14 LSE.

⁸ BOE núm. 134, de 5 de junio de 2013.

En el presente estudio, analizamos específicamente los cambios introducidos en materia de peajes y de fijación de la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución regulada.

Por último, cabe significar que el RD-ley 1/2019 no solo atribuye nuevas competencias a la CNMC en materia de régimen económico de las actividades reguladas del sector eléctrico, sino que también lo hará en materia de: régimen económico de las actividades reguladas del sector gasista; reglas de mercado; planificación de las redes; garantías de suministro; acceso y conexión; régimen de infracciones; imposición de sanciones, y facultades inspectoras.

3 Las circulares normativas. En particular: peajes de acceso y tasa de retribución financiera

3.1 Orientaciones de política energética

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 1 RD-ley 1/2019, las circulares normativas de la CNMC deben tener en cuenta, en su caso, las orientaciones de política energética definidas mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Democrático (en adelante, MITECO), previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. Así, esta comisión acordó en fecha 4 de abril de 2019 autorizar a la ministra para la Transición Ecológica a dictar las orientaciones, lo que tuvo lugar a través de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.⁹

Se trata de un mecanismo de conciliación previa que persigue lograr una solución consensuada de aquellas discrepancias que pudieran surgir en el proceso de elaboración de las circulares. Estas orientaciones buscan asegurar la armonía entre las competencias atribuidas a la CNMC y las competencias exclusivas sobre las bases del régimen energético atribuidas al Estado (*ex* artículo 149.1.25.^a). En este orden de cosas, las orientaciones de política energética, por cuanto el RD-ley 1/2019 no les otorga carácter vinculante, presentan una naturaleza jurídica de *soft law*; esto es, son una manifestación del poder público dentro del espacio constitucional cuyo objetivo es dar cumplimiento a los programas normativos diseñados por el legislador (Sarmiento, 2006: 265). Con carácter previo a la aprobación de la circular, el MITECO podrá emitir un informe sobre la adecuación de la propuesta a las prioridades estratégicas definidas en las orientaciones de política energética. Si este informe refleja desavenencia con las propuestas de circular —como ciertamente ha sucedido con alguna de ellas—, se convocará una comisión de cooperación entre el MITECO y la CNMC (artículo 2 RD-ley 1/2019) con el fin de lograr un resultado consensuado.

En este orden de cosas, el Gobierno ha trasladado recomendaciones a la CNMC en relación con la metodología para establecer los peajes de transporte y distribución de electricidad. Se aconseja que esta metodología —y, en particular, el diseño de los períodos horarios— contribuya al fomento de la movilidad eléctrica, a la electrificación de los usos finales de energía y al ahorro y eficiencia en el consumo final. Asimismo, estos peajes deben garantizar los ingresos necesarios para la retribución de las actividades reguladas de transporte y distribución, fomentando el uso de las infraestructuras existentes y la construcción eficiente de nuevas redes. Específicamente, en relación con la figura del autoconsumo compartido en instalaciones próximas,¹⁰ se recomienda que las cantidades resultantes del uso de la red —cuando se produzca transferencia de energía a través de la red— respondan a los mismos principios para establecer la metodología de peajes de transporte y distribución a la par que se favorezca el uso eficiente de la red y se fomente la instalación de energía de origen renovable.

Asimismo, aunque no es objeto de estudio, en relación con la metodología para el cálculo de la retribución del transporte y la distribución de electricidad, el Gobierno recomienda que se retribuyan suficientemente las nuevas necesidades de inversión derivadas de la Planificación 2021-2026 y de los planes aprobados por la AGE (activos para la gestión inteligente de la red, tecnologías de la información y las comunicaciones...), y que se incentive la extensión del funcionamiento de las instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva,

⁹ BOE núm. 85, de 9 de abril de 2019.

¹⁰ A mayor abundamiento sobre esta figura del autoconsumo compartido definida en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (BOE núm. 83, de 6 de abril de 2019), véase Leiva (2019: 307-311).

al objeto de evitar mayores costes al sistema y de mantener los activos ya construidos y amortizados que estén en condiciones adecuadas de operación. Además, aunque no es objeto de estudio, en relación con la metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema eléctrico (Red Eléctrica de España), se recomienda que se incorporen incentivos para la reducción de costes de los servicios de ajuste, y en particular de las restricciones técnicas, para con ello garantizar una gestión óptima de los recursos nacionales y un suministro eléctrico al mínimo coste.

3.2 Las circulares normativas: contenido y posibilidades de mejora

3.2.1 Metodología de cálculo de los peajes de las actividades reguladas

3.2.1.1 Aspectos generales

Los peajes de acceso a las redes de electricidad, junto a los cargos y a los impuestos, constituyen un componente de naturaleza regulatoria muy relevante para la determinación del precio final de la electricidad, la transformación energética y la consecución de los objetivos de eficiencia energética y descarbonización definidos en los ámbitos europeo e internacional.

La Ley de creación de la CNMC, tras su última modificación dada por el RD-ley 1/2019, asigna a la CNMC la función de establecer mediante circular normativa, previo trámite de audiencia —y en base a criterios de transparencia, objetividad, no discriminación y sostenibilidad económica y financiera—, la estructura y metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes eléctricas que se destinan a cubrir la retribución de las actividades de transporte y distribución. Hay que destacar que lo novedoso aquí es la atribución de la estructura de los peajes a la CNMC, pues se trataba de una competencia que, desde la Ley de Metrología de 2014, tenía atribuida el Gobierno. Asimismo, se arrebató al Gobierno la competencia, atribuida hasta entonces en el artículo 16.1.a) LSE, para el establecimiento de los precios de los peajes de acceso, de acuerdo con la metodología para el cálculo de peajes establecido por la CNMC.¹¹ Por su parte, se mantiene la competencia —ya atribuida a la CNMC desde la redacción original del artículo 7 de la Ley de creación de la CNMC— en materia de fijación de la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes, lo que cristalizó en la publicación de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.¹² En definitiva, la CNMC pasa de tener un control parcial de los peajes —metodología— a ostentar la totalidad de las competencias —metodología, estructura y precios.

En este orden de cosas, la CNMC ha publicado su propuesta de circular en fecha 25 de julio de 2019, siendo sometida a consulta pública. Se trata de la propuesta de proyecto de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad (CIR/DE/002/19). Actualmente, la CNMC debe publicar aún una versión final de la propuesta que se pronuncie sobre las alegaciones del sector para, seguidamente, remitir la misma al Consejo de Estado. Cabe significar que los precios que resulten de esta metodología para el cálculo de los peajes, una vez publicada en BOE, no podrán ser de aplicación antes del 1 de enero de 2020. Más bien, teniendo en cuenta los retrasos en la tramitación de la circular que están teniendo lugar, el cálculo de los peajes y la estructura tarifaria propuestos en esta norma serán de aplicación con posterioridad a 1 de enero de 2020, ya que, como establece la propia circular, una vez publicada en BOE, la CNMC debe publicar los formatos de comunicación entre distribuidoras y comercializadoras. Seguidamente tendrá lugar un período de transición de seis meses (disposición transitoria segunda de la propuesta de circular), y pasado este plazo serán de aplicación las nuevas tarifas en el siguiente ciclo de facturación. Por tanto, mientras se sustancia esta tramitación, como establece la disposición transitoria segunda del RD-ley 1/2019, la atribución para aprobar los peajes aplicables a partir de 2020 recae, con carácter transitorio, sobre la ministra para la Transición Ecológica. Así pues, en el momento en que se escriben estas líneas, acaba de publicarse en BOE la Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan

¹¹ Véase la última fijación de precios fijada por el MITECO a través de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019 (BOE núm. 308, de 22 de diciembre de 2018).

¹² BOE núm. 175, de 19 de julio de 2014.

los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020,¹³ la cual mantiene lo establecido en los peajes de acceso fijados para 2019 en la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.¹⁴ Asimismo, cabe significar que, aunque la Orden TEC/1258/2019 habla de peajes, también incorpora los cargos, pues su metodología también se encuentra aún en tramitación (existe todavía una propuesta de real decreto del Gobierno que fue sometida a consulta pública en mayo de 2019).

Por su parte, el articulado de la propuesta de circular de peajes establece que, de conformidad con lo dispuesto en la nueva redacción del artículo 16 LSE, estos peajes, que van a ser únicos en todo el territorio, deben ser soportados por los usuarios de las redes. Además, estos no podrán incluir ningún tipo de impuesto y, con carácter general, se actualizarán anualmente, debiendo las empresas que realicen actividades con retribución regulada facilitar toda la información necesaria a la CNMC. Cabe subrayar que esta propuesta de circular presentaba elementos contradictorios con las orientaciones de política energética, razón por la cual se ha pronunciado recientemente una comisión de cooperación entre el MITECO y la CNMC (*ex* artículo 2 RD-ley 1/2019).

Asimismo, la propuesta define unas reglas para la asignación de la retribución de las actividades de transporte y distribución en base a criterios de objetividad, transparencia, no discriminación y eficiencia en el uso de las redes. Esta asignación retributiva se fija en base al coste de las redes, de forma que cada peaje se calcula en función de los factores que inducen estos costes, los cuales dependen de las necesidades de diseño de cada nivel de tensión y del uso que se hace de las infraestructuras. En particular, en relación con los peajes que satisfacen los consumidores, se van a diferenciar los términos de facturación de los peajes en función de los distintos períodos horarios, incentivando el uso de las redes en momentos en que hay menor saturación (horas valle) y desincentivando su uso en períodos de mayor demanda (horas punta).

Específicamente, en relación con la figura del autoconsumo compartido en instalaciones próximas, cabe significar que, en caso de que se produzca una transferencia de electricidad a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, se van a poder establecer las cantidades aplicables por el uso de esta infraestructura de red, estando sometidos los excedentes de instalaciones de generación asociadas al autoconsumo al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de plantas de generación. Caso no de producirse esta transferencia, de conformidad con lo establecido en el artículo 9 LSE, la energía autoconsumida estará exenta de todo tipo de cargos y peajes, lo que solo es aplicable para energía de origen renovable, cogeneración o residuos.

3.2.1.2 El elevado peso del término potencia y sus consecuencias

Esta propuesta normativa supone una rebaja muy significativa de los peajes, debido a la bajada retributiva de las actividades de red, lo que aumentará la competitividad del sector industrial. Sin embargo, el punto más controvertido e injustificado de la propuesta de circular es el relativo al diseño de los peajes para consumidores, ya que el grueso de los costes de las redes (75 %) pasaría ahora a recuperarse en la factura a través del término potencia (término fijo), mientras que los costes restantes (25%) correrían a cargo del término energía (término variable).¹⁵ Con ello se pretenden compensar las pérdidas de ingresos del sistema que provocaría una implantación masiva de sistemas de autoconsumo. Pero, a su vez, esto provoca que las señales de precios que lanza el peaje a los consumidores de electricidad —especialmente a los domésticos— no sean las adecuadas para alcanzar los objetivos de la transición energética: instrumentos de ahorro y eficiencia energética, sistemas de autoconsumo y almacenamiento, vehículo eléctrico... Además, esta situación es especialmente delicada en relación con la red de baja tensión —siendo este nivel el de mayor potencial para la implementación de sistemas de autoconsumo y vehículo eléctrico—, pues sus costes se van a recuperar íntegramente a través del término potencia, aunque se menciona la alternativa de que al menos el 25 % corra a cargo del término energía. En relación con la movilidad eléctrica, hay que admitir que la propuesta de circular incluye una importante —aunque compleja— medida de fomento: una discriminación

¹³ BOE núm. 312, de 28 de diciembre de 2019.

¹⁴ BOE núm. 308, de 22 de diciembre de 2018.

¹⁵ Este modelo es de difícil comprensión, especialmente si tenemos en cuenta que el reparto de costes en el peaje de gas natural invierte esta proporción: 20 % al término fijo y 80 % al término variable.

de precios por potencia contratada en valle respecto al resto de horas (que fomenta la carga de vehículos durante la noche, al ser más barato), pero esta medida no puede por sí sola fomentar el uso de vehículo eléctrico, ya que existe el obstáculo del término potencia elevado. Además, esto provocaría que los puntos de recarga eléctrica, para hacer frente a un término fijo muy elevado, tuvieran que ofrecer unas tarifas de recarga muy elevadas.

Así, coincidiendo con la posición adoptada por el MITECO en su informe sobre la propuesta de circular¹⁶ —a que se refiere artículo 1.4 RD-ley 1/2019—, no observamos que el 100 % de la retribución que reciben estas empresas reguladas se deba a costes vinculados a la capacidad de las redes (líneas, subestaciones y centros de transformación), sino que existen otras tareas e inversiones ajenas al abastecimiento de potencia (lectura de contadores, planificación, facturación...), lo que justifica que la retribución de estas últimas no deba recuperarse por medio de un término fijo dependiente de la potencia contratada, sino a través del término variable. Más bien, habría que definir unos peajes capaces de incorporar —en el término energía— valores que muestren en qué medida un consumidor contribuye a las necesidades marginales de la red, es decir, a aumentar la congestión de la red.

La propia CNMC reconoce en su propuesta normativa que incrementar el término variable incentivaría el autoconsumo y la eficiencia y ahorro energéticos, si bien emplaza al Gobierno a tomar esta iniciativa a través de su competencia en materia de fijación de la metodología y estructura de los cargos. Sin embargo, los costes recuperados a través de los cargos son calificados de “costes hundidos”, por cuanto son consecuencia directa de las decisiones de política energética adoptadas en el pasado (primas a renovables, déficit tarifario...), y, por tanto, presentan una naturaleza fija independiente del consumo. En este sentido, coincidiendo de nuevo con el informe del MITECO citado, no es aconsejable que este modelo incentivador de la transición energética quede a cargo del Gobierno, aún menos si tenemos en cuenta que este se encarga de fijar unos cargos para recuperar costes asociados que, por los motivos señalados, muy difícilmente tienen encaje en la parte variable de la factura.

En definitiva, es aconsejable una revisión minuciosa del diseño de los peajes —también de los cargos— que atienda la incertidumbre todavía imperante en relación con el nuevo modelo de generación y consumo de electricidad (sistemas de autoconsumo, almacenamiento, vehículo eléctrico, agregación de consumos...). Un régimen económico y administrativo más favorable para este nuevo modelo tendría gran relevancia para el sistema eléctrico en su conjunto, ya que permitiría reducir la necesidad de refuerzos en las redes (González, 2014: 1646-1647). De partida, entendemos necesaria la revisión de la estructura de peajes propuesta por la CNMC, ya que, como hemos señalado, mantener un término fijo tan elevado tiene consecuencias negativas para la necesaria transformación energética y no refleja la naturaleza real de los costes que deben ser retribuidos. Sin embargo, al preverse un sistema de discriminación de precios por potencia contratada en valle respecto al resto de horas (peaje reducido en horas valle y peaje elevado en horas punta), no elevar el término fijo supondría una importante pérdida de ingresos del sistema, en un previsible escenario de implantación masiva de instalaciones de autoconsumo. Por ello, entendemos que el modelo óptimo pasa, de un lado, por no incrementar el término fijo, y, de otro, por configurar un peaje solar que tenga carácter muy reducido en las horas de alta producción solar y que vaya aumentando progresivamente hasta alcanzar su máxima expresión en las horas en que la producción solar es nula. De esta forma, podrían compensarse en mayor medida las pérdidas que el autoconsumo ocasiona para los ingresos del sistema, sin necesidad de subir el término fijo. Cabe recordar que estas pérdidas perjudican de forma directa a aquellos consumidores que no tienen posibilidad física o económica de convertirse en autoconsumidores, y que, por tanto, tendrían que soportar los costes de red que dejan de pagar los autoconsumidores. Además, este peaje solar incentivaría que los consumidores, tanto acogidos como no acogidos a alguna modalidad de autoconsumo, demandasen electricidad en los momentos de mayor producción solar, mitigando así los eventuales problemas que ocasiona la intermitencia de la generación renovable. Por último, y aunque no es objeto de estudio, sostenemos que los cargos —que satisfacen otros costes asociados del sistema imputables a las decisiones de política energética del pasado (déficit tarifario, primas a renovables...)— deben sacarse de la factura eléctrica, de forma que el impacto negativo que el autoconsumo provoca en la sostenibilidad económica del sistema se vea reducido. No

¹⁶ Informe sobre la propuesta de Circular X/2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Dirección General de Política Energética y Minas, Secretaría de Estado de Energía, Ministerio para la Transición Ecológica, 5 de septiembre de 2019.

son costes propios del sistema —como sucede con los costes de las redes— y, por tanto, quedaría justificado sacarlos de la factura con el fin de que no provocaran distorsiones económicas. Por tanto, solo queda esperar que la CNMC publique una versión final de la propuesta que rectifique esta controvertida subida del término potencia, para posteriormente remitir el texto al Consejo de Estado, a través del Ministerio de Economía y Empresa.

3.2.2 Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas: la Circular 2/2019

Para el primer período regulatorio (2014-2019), la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de electricidad fue calculada según lo establecido en el artículo 6 del Real Decreto-ley 9/2013, el cual ha exigido tomar la media del rendimiento de las obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses previos a la entrada en vigor del real decreto-ley (abril a junio de 2013), lo que ha arrojado una tasa de retribución financiera del 6,503 %, incrementada en un diferencial que se estableció en 200 puntos básicos, lo que implica no haber utilizado ninguna metodología de cálculo como referencia.

El RD-ley 1/2019 introduce un nuevo apartado g) en el artículo 7.1 Ley de creación de la CNMC, el cual atribuye a la autoridad reguladora competencia para dictar una circular normativa, previo trámite de audiencia y de conformidad con lo dispuesto en las orientaciones de política energética, que fije la tasa de retribución financiera de las empresas transportistas y distribuidoras de electricidad.¹⁷ Por su parte, la nueva redacción del artículo 14 LSE, dada por el RD-ley 1/2019, atribuye esta competencia a la CNMC, aunque se establece que, para cada período regulatorio de seis años, debe definirse por ley un límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables, el cual “[...] estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio [...]”. Solo cabe, excepcionalmente, superar este valor cuando, previo informe del MITECO, esté debidamente justificado, debiéndose además acompañar un informe sobre el impacto de esta tasa para el sistema. Además, si al comienzo de un período regulatorio no se lleva a cabo la delimitación de este límite por ley, se entenderá prorrogado el establecido en el período anterior.¹⁸ Por tanto, teniendo en cuenta que aún no ha tenido lugar este desarrollo legal, la tasa de retribución financiera no podría superar el rendimiento de las obligaciones del Estado del período primero: 6,503 %.

Así pues, la CNMC elaboró su propuesta de circular por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de electricidad para el segundo período regulatorio (comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025), lanzándola a consulta pública en el mes de julio de 2019, para posteriormente ser remitida al Consejo de Estado. Esta propuesta ha sido finalmente publicada antes del 1 de enero de 2020: Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural (en adelante, Circular 2/2019).¹⁹ La circular ha utilizado como base un extenso informe de la CNMC elaborado en 2018, a petición del secretario de Estado de Energía: el “Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo

¹⁷ De un lado, las empresas transportistas son cuatro, ocupando el 98,3 % de la retribución la empresa Red Eléctrica de España, S.A.U. De otro, existirán cinco empresas distribuidoras (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa —Grupo Naturgy—, E-Redes —Grupo EDP, y antigua Hidrocantábrico— y Viesgo), con más de 100.000 clientes, que representan el 91,7 % del importe total de la retribución reconocida a la actividad de distribución, mientras que el restante 8,3 % lo representan más de 300 pequeñas empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes. Véase la Memoria explicativa de la circular de la CNMC, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, CIR/DE/011/19, p. 17.

¹⁸ También se atribuye esta competencia a la CNMC, en el apartado h) del artículo 7.1, en relación con la fijación de la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución, no pudiendo exceder esta tasa de la que resulte según lo establecido en la Ley 18/2014 y en el resto de normas de aplicación, si bien, excepcionalmente, podría superarse este valor en los mismos términos previstos para la tasa de retribución de transportistas y distribuidores eléctricos.

¹⁹ BOE núm. 279, de 20 de noviembre de 2019.

de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo período regulatorio 2020-2025” (INF/DE/044/18), aprobado, previo trámite de consulta pública, por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 30 de octubre de 2018.

La novedad incluida en la Circular 2/2019 consiste en establecer una metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera basada en el WACC, siendo este un indicador que, según la CNMC, facilita la predictibilidad de las tasas y que, en consecuencia, reduce la incertidumbre y favorece a la inversión. En concreto, el WACC vendría a reflejar el coste de la deuda y la rentabilidad exigida por aquellos accionistas que aportan fondos propios a la empresa. Además, este método de cálculo es ampliamente utilizado por las autoridades reguladoras nacionales de otros países europeos. Es importante destacar que la tasa de retribución financiera no tiene por qué coincidir con el WACC, pues esta puede incluir otros costes o conceptos adicionales que podría no considerar el WACC por sí solo. Así, este método de cálculo de tasa de retribución propuesta, de conformidad con lo ya establecido en el acuerdo de 2018 señalado, arroja un 5,58 %, y, por tanto, no supera el límite máximo que debemos tener en cuenta por el momento (6,503 %). Este valor será de aplicación tanto para distribuidoras como para transportistas, por lo que la CNMC ha entendido que ambas actividades presentan un nivel de riesgo similar. En particular, este valor se calcula considerando una retribución de una actividad de bajo riesgo llevada a cabo por una empresa eficiente y bien gestionada. Así, la CNMC aprueba una tasa de retribución que responde, según su criterio, a los principios de eficiencia económica, necesidad, proporcionalidad, seguridad jurídica, y, en definitiva, al interés general. En definitiva, este método basado en el WACC supone un cambio respecto al sistema de cálculo aplicado hasta ahora, el cual estaba basado en el valor del rendimiento de las obligaciones del Estado a diez años, más un diferencial que no tenía metodología de cálculo definida.

En este orden de cosas, este cambio del valor de la tasa de retribución financiera va a tener un impacto económico muy significativo. De un lado, las empresas distribuidoras y transportistas van a ver reducidos sus ingresos en torno a un 5 % (340 millones de euros aproximadamente), aunque este impacto va a ser menor en el año 2020, pues la tasa de retribución financiera va a ser del 6,003 %, como consecuencia de lo establecido en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica (en adelante, RD 1047/2013),²⁰ y en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica (en adelante, RD 1048/2013),²¹ los cuales establecen que la variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos no podrá, en ningún caso, ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En los años siguientes la tasa será del 5,58 %. En cualquier caso, esta reducción del valor de la tasa va a afectar fundamentalmente a los peajes de acceso que deben soportar los usuarios de las redes.

Cabe subrayar que el MITECO no emitió informe sobre esta circular —en los términos a que se refiere el artículo 4.1 RD-ley 1/2019—, ya que no se establecen orientaciones de política energética respecto a esta circular. Por ello, no se ha requerido la actuación de la comisión de cooperación entre el MITECO y la CNMC. En fecha 31 de octubre de 2019, la CNMC, tras atender todas las alegaciones del sector formuladas en período de consulta pública, publicó en su página web institucional los primeros nueve proyectos de circulares normativas que serían enviados al Consejo de Estado —a través del MINECO—, entre los que se incluyó el relativo a la tasa de retribución financiera. De esta forma se daba cumplimiento a lo establecido en el artículo 7.c) de la Ley 19/2013, de 9 de diciembre, de transparencia, acceso a la información pública y buen gobierno.²² Poco después, como hemos señalado, se publicaba la Circular 2/2019, en fecha 20 de noviembre de 2019.

Con carácter general, cabe señalar que muchas de las alegaciones formuladas eran coincidentes con las que ya fueron presentadas en la consulta pública previa que se realizó en 2018 con ocasión del informe elaborado por la CNMC, por lo que ya se contemplaron en la propuesta inicial de circular. Así, las alegaciones más relevantes sobre la metodología de cálculo de la tasa de retribución de transportistas y distribuidores de electricidad han sido contestadas por la CNMC en los siguientes términos:

²⁰ BOE núm. 312, de 30 de diciembre de 2013.

²¹ BOE núm. 312, de 30 de diciembre de 2013.

²² BOE núm. 295, de 10 de diciembre de 2013.

- *Necesidad de añadir un diferencial a la tasa correspondiente a la actividad de distribución eléctrica para incentivar nuevas inversiones en el contexto de transición energética, especialmente en materia de digitalización.* Sobre esta cuestión, la CNMC entiende que no es necesario establecer este diferencial por cuanto la actividad de distribución —y también la de transporte— no está sometida a ningún riesgo adicional que no esté ya recogido en la fórmula del WACC. Además, algunos agentes indican que este diferencial debería incluirse en el término “componente gestionable” (COMGES) de la retribución de la actividad de distribución, a lo que la CNMC contesta señalando que esta alegación será analizada en la propuesta de circular sobre la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución.

- *Necesidad de contemplar para las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes un diferencial en la tasa de retribución, en forma de un menor valor de la ratio de apalancamiento y un mayor valor del coste de la deuda.* La CNMC rechaza esta propuesta esgrimiendo que la tasa de retribución financiera es calculada para el conjunto de la actividad de distribución, y no para empresas determinadas en función de sus características específicas.

- *Necesidad de continuar con la limitación de 50 puntos básicos más allá del año 2020.* Esta alegación tampoco es aceptada por la CNMC, pues establecer límites al alza podría dar lugar a una tasa de retribución financiera inferior al WACC, cuando corresponda una subida superior a 50 puntos básicos.

En definitiva, esta tasa de retribución financiera se aplicará en el cálculo de la retribución de las actividades reguladas en los términos recientemente desarrollados en las circulares sobre metodología para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte y distribución de electricidad, publicadas en el BOE de 19 de diciembre de 2019.²³ En particular, esta metodología debe ser cuidadosamente definida en sede de distribución, ya que las dificultades para garantizar la seguridad y calidad de la red son muy distintas en función de las zonas geográficas donde se encuentren las infraestructuras (Gómez, Mateo, Sánchez, Reneses y Rivier, 2011: 20-21). Las distribuidoras juegan un papel fundamental en la transición energética, por lo que deben recibir una retribución razonable de sus inversiones que les permita elaborar sus planes de inversión y operación en sintonía con los objetivos de política energética definidos (Serrano, 2019: 28).

4 Conclusiones

Primera. Los poderes públicos deben ser especialmente cuidadosos a la hora de configurar el régimen económico de las actividades reguladas del sector eléctrico, pues este es el elemento de mayor incidencia y complejidad en la regulación del sector. Este régimen económico consiste en fijar una retribución para las compañías de electricidad que desarrollan actividades reguladas (transportistas y distribuidores) en base a los costes de las redes, siendo esta asignación retributiva soportada por los usuarios de las redes a través de unos peajes calculados en función de los factores que inducen estos costes (diseño de cada nivel de tensión y uso de las infraestructuras). En este orden de cosas, se demanda un marco regulatorio e institucional predecible, estable y capaz de ofrecer suficiente seguridad jurídica a los inversores nacionales y extranjeros, a la vez que proporcione al consumidor un suministro eléctrico de calidad y a un precio adecuado.

Segunda. El cumplimiento de los objetivos de transición energética definidos en los ámbitos europeo e internacional tiene como elemento central las señales de precios de electricidad, ya que estos van a condicionar significativamente las decisiones de consumo hacia la eficiencia energética y la electrificación. Así, para lograr adecuadas señales de precios finales de electricidad es necesario actuar sobre sus diversos componentes: de mercado (coste de la energía en el *pool*) y de naturaleza regulatoria (peajes, cargos e impuestos). De todos ellos, los peajes de acceso —destinados a retribuir a transportistas y distribuidores— representan uno de los componentes más relevantes, por el peso que estos tienen en la factura eléctrica. Por

²³ 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, y 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.

ello, el diseño de estos peajes —en términos de estructura, precio y metodología de cálculo— constituye una pieza clave para la consecución de los objetivos de energía y clima.

Tercera. La llegada del RD-ley 1/2019, como consecuencia de reiteradas exigencias europeas, ha supuesto una devolución de competencias a la CNMC en relación con la configuración del régimen económico de las actividades reguladas. Entendemos que concurren, desde hace algún tiempo, las circunstancias de extraordinaria y urgente necesidad que constituyen el presupuesto habilitante exigido al Gobierno por el artículo 86.1 CE, por cuanto existían desde 2016 amenazas por parte de la Comisión Europea de presentar un recurso de incumplimiento contra el Reino de España ante el TJUE. El RD-ley 1/2019 otorga a la CNMC un control total de los peajes. De un lado, va a recuperar las competencias sobre fijación de la estructura y de los precios de los peajes de acceso, y, de otro, conservará la competencia para determinar la metodología de cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes. Por su parte, el RD-ley 1/2019 también ha otorgado a la CNMC la competencia para fijar la tasa de retribución financiera que será aplicable en el segundo período regulatorio (2020-2025).

Cuarta. En relación con la fijación de los peajes, se observa que la propuesta de circular normativa de la CNMC no proporciona señales de precios adecuadas para el escenario de transformación energética que se prevé en los próximos años. Esta propuesta diseña la estructura de los peajes de forma que el grueso de los costes de las redes (75 %) pasaría a recuperarse a través del término potencia (término fijo) de la factura, mientras que el restante 25 % correría a cargo del término energía (término variable), lo que se agrava aún más en sede de distribución, pues se contempla que los costes puedan recuperarse íntegramente a través del término potencia. Este cambio de diseño persigue compensar las eventuales pérdidas de ingresos del sistema que provocaría una implantación masiva de sistemas de autoconsumo, ya que los autoconsumidores experimentarían una reducción muy significativa en el término energía. Estas pérdidas de ingresos perjudicarían de forma directa a aquellos consumidores que no tuvieran la posibilidad física o económica de acceder a sistemas de autoconsumo, quienes tendrían que soportar los costes de red que dejan de pagar los autoconsumidores en el término variable. Sin embargo, esta subida del término potencia no estaría lanzando señales de precios adecuadas, ya que supondrían un obstáculo a la implantación de instrumentos necesarios para cumplir con los objetivos de transición energética: mecanismos de ahorro y eficiencia energética, sistemas de autoconsumo y almacenamiento, y vehículo eléctrico. Además, este elevado peso del término potencia no estaría justificado, por cuanto las empresas reguladas no reciben la mayor parte de su retribución en base a costes vinculados a la capacidad de las redes, sino que existen otras tareas e inversiones, ajenas al abastecimiento de potencia, que deberían ser satisfechas a través de un término variable. Así pues, a nuestro juicio, y en aras de lograr un régimen económico más favorable para la transformación energética que experimentamos en la actualidad, es aconsejable no elevar el término potencia, y, para evitar las posibles pérdidas de ingresos que ello comporta para el sistema, configurar un peaje solar, lo que supondría un precio muy reducido en horas de alta producción solar, que aumentaría progresivamente hasta alcanzar su máxima expresión en las horas de producción solar nula. Por tanto, no tiene cabida que, como señala la CNMC, un incremento del término variable, que incentive los instrumentos para el cumplimiento de objetivos de transición energética (eficiencia energética, autoconsumo...), sea asumido por el Gobierno a la hora de configurar la estructura de los cargos (costes asociados), ya que estos cargos son “costes hundidos” que presentan una naturaleza fija independiente del consumo. En realidad, estos cargos no sufragan costes propios del sistema (como sucede con el coste de las redes), y, por tanto, estaría justificado que se sacasen de la factura eléctrica, de forma que no provocasen distorsiones económicas en un previsible escenario futuro de alta penetración de sistemas de autoconsumo.

Quinta. En relación con la fijación de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de electricidad, para el segundo período (2020-2025) la Circular 2/2019 establece, como novedad, una metodología de cálculo basada en el WACC, la cual arroja un 5,58 % tanto para transportistas como para distribuidores, lo que supone reducir la tasa que fue fijada para el período regulatorio anterior (6,503 %). Esta reducción de la tasa va a afectar fundamentalmente a los peajes de acceso a las redes que deben soportar los usuarios de las mismas. Este método de cálculo basado en el WACC mejora el contemplado en el primer período regulatorio (2014-2019), el cual se basaba en el valor del rendimiento de las obligaciones del Estado a diez años, más un diferencial que no tenía metodología de cálculo definida. Así, el método WACC, ampliamente utilizado por autoridades reguladoras nacionales de otros países europeos, reflejaría el

coste de la deuda y la rentabilidad exigida por aquellos accionistas que aportan fondos propios a la empresa. Por otro lado, el RD-ley 1/2019 establece que la tasa de retribución financiera adoptada por la CNMC no puede superar un límite máximo que será definido por ley, aunque, en caso de no definirse este límite máximo al comienzo del segundo período regulatorio, se tendrá en cuenta el límite del período anterior. Por tanto, al no haberse definido hasta la fecha un límite máximo por ley, se tiene en cuenta el límite del período anterior (6,503 %), por lo que la tasa que arroja el método WACC (5,58 %) no superaría el límite máximo de referencia que debemos tener en cuenta. En este orden de cosas, este cambio del valor de la tasa va a suponer una reducción de ingresos para las empresas reguladas de aproximadamente un 5 %, si bien cabe significar que, de conformidad con lo establecido en el RD 1047/2013 y en el RD 1048/2013, este impacto será menor en el año 2020 (aplicándose una tasa del 6,003 %). Así, esta tasa de retribución financiera se va a aplicar en el cálculo de la retribución de las actividades reguladas de transporte y distribución de electricidad, en los términos a que se refieren las respectivas circulares sobre metodología de cálculo.

5 Bibliografía

- Arana García, Estanislao. (2013). Uso y abuso del decreto-ley. *Revista de Administración Pública*, 191, 337-365.
- Barrios Garrido, José María. (2019). Funcionamiento del nuevo ecosistema de generación normativa tras la promulgación del Real Decreto-ley 1/2019 y distinta problemática a la que se enfrenta el sector. *Cuadernos de Energía*, 60, 24-25.
- Caballero Sánchez, Rafael. (2002). El papel central de las infraestructuras en red en la liberalización de servicios públicos económicos. *Revista General de Derecho Administrativo*, 1, 1-40.
- Cocciolo, Endrius. (2015). La unión de la energía y la gobernanza del sistema tierra en el antropoceno: una cuestión constitucional. *Revista Catalana de Dret Ambiental*, 6(1), 1-44.
- Franco Escobar, Susana Eva. (2017). *La autorización administrativa en los servicios de interés económico general: Intervención administrativa en los mercados de las comunicaciones, la energía y los transportes*. Barcelona: Tirant lo Blanch.
- Gómez-Ferrer Rincón, Rafael. (2009). El régimen económico del sector eléctrico. En Santiago Muñoz Machado, Marina Serrano González y Mariano Bacigalupo Saggese (dirs.), *Derecho de la Regulación Económica*, Volumen III («Sector energético»), Tomo II (p. 857-936). Madrid: Iustel.
- Gómez San Román, Tomás, Mateo Domingo, Carlos, Sánchez Miralles, Álvaro, Reneses Guillén, Javier, y Rivier Abbad, Michel. (2011). La retribución de la distribución de electricidad en España y el Modelo de Red de Referencia. *Estudios de Economía Aplicada* (ejemplar dedicado a: El sector de la energía eléctrica en España), 29(2), 1-24.
- González Ríos, Isabel. (2014). La incipiente regulación del autoconsumo de energía eléctrica: implicaciones energéticas, ambientales y urbanísticas. *Revista Vasca de Administración Pública* (Homenaje a Demetrio Loperena y Ramón Martín Mateo), 99, 1623-1649.
- Leiva López, Alejandro D. (2019). El prosumidor como pieza clave en la transición energética del sector eléctrico. *Revista Española de Derecho Administrativo*, 200, 291-334.
- López de Castro García-Morato, Lucía, y Ariño Ortiz, Gaspar. (2004). Los servicios energéticos: organización y garantía de la competencia. *Revista de Derecho de las Telecomunicaciones e Infraestructuras en Red*, 20, 11-48.
- Montero Pascual, Juan José. (1996). Titularidad privada de los servicios de interés general: Orígenes de la regulación económica de servicio público en los Estados Unidos: el caso de las telecomunicaciones. *Revista Española de Derecho Administrativo*, 92, 567-591.

- Pérez Arriaga, José Ignacio. (2013). La regulación del sector eléctrico en España: realidad y futuro. *Revista de Obras Públicas: Órgano profesional de los ingenieros de caminos, canales y puertos*, 3548, 81-84.
- Sarmiento Ramírez-Escudero, Daniel. (2006). La autoridad del Derecho y la naturaleza del *soft law*. *Cuadernos de Derecho Público*, 28, 221-266.
- Serrano González, Marina. (2019). Nueva regulación de la distribución de energía eléctrica en las circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. *Cuadernos de Energía*, 60, 26-31.
- Tornos Mas, Joaquín. (2016). El concepto de servicio público a la luz del derecho comunitario. *Revista de Administración Pública*, 200, 193-211.