

Estudios sobre la Economía Española - 2018/28

Quince cuestiones sobre la regulación de la energía eléctrica en España

Diego Rodríguez Rodríguez  
(Universidad Complutense de Madrid y Fedea)

fedea

*Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de FEDEA.*

## **Quince cuestiones sobre la regulación de la energía eléctrica en España**

**Diego Rodríguez Rodríguez**

(Universidad Complutense de Madrid y Fedea)

*Agradecimientos:* El autor agradece la financiación recibida del Ministerio de Economía y Competitividad, proyecto ECO2016-82445-R. Este trabajo es una versión ampliada de algunos de los contenidos impartidos en el ciclo de conferencias *Energía y Regulación: regulación, mercados y tecnología* (Caixaforum Madrid, octubre 2018).

## **RESUMEN**

En este trabajo se da respuesta a un amplio conjunto de cuestiones sobre los objetivos e instrumentos de la regulación económica en el ámbito del sector de la energía eléctrica. Con esa finalidad, se comienza describiendo la estructura del sector y la aproximación regulatoria que se ha utilizado para la introducción de competencia en estas actividades. Una parte del trabajo analiza la forma mediante la que se retribuyen las actividades reguladas, particularmente las de transporte y distribución, así como la generación renovable. Esto permite introducir la discusión sobre la repercusión de los costes del sistema a los consumidores, describiéndose también con detalle el sistema de liquidaciones y las condiciones de su equilibrio financiero. Otra parte de las cuestiones analizan diversos aspectos de interés, como el cierre nuclear o la discusión sobre el autoconsumo, introduciendo también los principales retos regulatorios en el contexto de transición energética. Por último, un conjunto de cuestiones aborda la conexión entre la política regulatoria en el ámbito de la energía y la política de la competencia, así como las principales conexiones entre la regulación en electricidad y en gas, para terminar reflexionando sobre la intensidad de la regulación en el sector energético.

Introducción	4
Cuestión 1: ¿Qué particularidades tiene el producto “electricidad” y quiénes son los actores del sector eléctrico?	5
Cuestión 2: ¿Por qué se regula separando actividades?	7
Cuestión 3: ¿Cuánto y cómo se paga por las redes?	10
Cuestión 4: ¿Cómo y cuánto se paga por las renovables?	15
Cuestión 5: ¿Cómo ha evolucionado la retribución a las renovables?	18
Cuestión 6: ¿Qué paga el consumidor en su factura eléctrica?	21
Cuestión 7: ¿En qué consisten las liquidaciones de sistema eléctrico?	28
Cuestión 8: ¿Por qué se ha acumulado la deuda del sector eléctrico?	31
Cuestión 9: ¿Existe libertad de entrada y salida en la actividad de generación en el sector eléctrico?	34
Cuestión 10: ¿Debe abandonarse la energía nuclear en España?	37
Cuestión 11: ¿Son compatibles la regulación energética y la política de la competencia?	40
Cuestión 11: ¿Cuál ha sido la discusión en el impuesto al sol?	44
Cuestión 13: ¿Cuál es la conexión entre regulación y transición energética?	46
Cuestión 14: ¿Hay muchas diferencias en la regulación entre electricidad y gas?	49
Cuestión 15: ¿Por qué se regula tan intensamente el sector eléctrico?	52

## Introducción

El objetivo de este trabajo es ofrecer una descripción de la regulación en el sector de la energía eléctrica en España con el propósito de contribuir a un mejor conocimiento de esta actividad. Aumentar la transparencia sobre las características de la intervención regulatoria, sus justificaciones y sus limitaciones son aspectos especialmente relevantes en un ámbito como este, donde es relativamente frecuente enjuiciar el tratamiento regulatorio sobre la base de tópicos o apriorismos.

Aunque son diversos los temas que se abordan, este trabajo no pretende hacer un tratamiento exhaustivo de todos y cada uno de los asuntos relacionados con la regulación en energía eléctrica sino que se han seleccionado aquellos que se han considerado más relevantes para explicar el funcionamiento y los retos del sector, sin rehuir algunos que pueden ser más polémicos. Con ese ánimo, se trata de hacer un planteamiento directo de los distintos temas, evitando en la medida de lo posible dedicar espacio a los antecedentes o a la ingente normativa sectorial. Se trata pues de un enfoque que pretende ser, sobre todo, divulgativo, sin que ello implique perder rigor. Como es natural, es siempre posible profundizar más en algunos temas, pero eso probablemente llevaría a sacrificar el espíritu que se pretende dar a este trabajo.

Con ese mismo objetivo, se ha evitado proporcionar demasiadas cifras o datos, recurriendo a ellas solo cuando es imprescindible. Hay una amplísima información más técnica y especializada, así como abundante información estadística sobre los sectores energéticos. Entre ella se encuentran los informes o resoluciones de las autoridades de regulación, que generalmente tratan sobre aspectos muy específicos y, como es lógico, con un enfoque que presupone un nivel de conocimiento relativamente avanzado<sup>1</sup>. También, por supuesto, numerosos trabajos académicos<sup>2</sup> e incluso los propios informes de asociaciones y empresas energéticas. Sin embargo, probablemente se carece de un trabajo que repase de un modo sencillo cómo se implementa la regulación en el sector energético en España y, sobre todo, a qué responde.

Al tratarse de una compilación de asuntos, se ha optado por abordarlos con una pregunta central que motive la entrada en los mismos. Además, aunque muchas de las cuestiones pueden ser leídas de modo aislado, se han ordenado los contenidos de modo que una lectura secuencial permite ir apoyándose en lo descrito con anterioridad. El debate sobre la regulación en los sectores de energía tiende a perder el rumbo con cierta facilidad porque hay un desconocimiento sobre aspectos muy básicos, de modo que rápidamente se pueden confundir cuestiones que, aunque relacionadas de un modo u otro, son en esencia distintas. Aunque el sector eléctrico es un sistema en el que hay que encajar muchas piezas, de modo que casi todos los aspectos tienen algún grado de relación entre sí, las aproximaciones escalonadas son útiles y necesarias para poder avanzar.

Las cuestiones planteadas abordan algunos temas polémicos. Como es bien sabido, si algo caracteriza precisamente al sector de la energía es que está sujeto a un amplio debate público, que seguramente excede del existente en casi cualquier otro sector de actividad. Las respuestas a las cuestiones planteadas tratan de

---

<sup>1</sup> Resulta imposible hacer un listado, pero valgan como ejemplos los diversos informes de supervisión y el Boletín de indicadores eléctricos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). También pueden ser de interés para tener una imagen actualizada del sector el Informe Anual de Red Eléctrica de España y el Libro de la Energía del Ministerio para la Transición Ecológica.

<sup>2</sup> Entre la ingente lista de referencias posibles, un manual reciente que cubre una amplia variedad de aspectos es Bradford (2018).

describir el problema y cómo se ha abordado, así como de apuntar algunas perspectivas que permitan avanzar en la discusión, el análisis y la reflexión.

El trabajo se centra en el sector de energía eléctrica, si bien muchas de las cuestiones tratadas pueden ser traspasadas, con sus particularidades, al otro gran sector energético regulado, el de las actividades de gas. Una cuestión específica sintetiza esas diferencias, pero se pone el foco en la electricidad no solo por tratarse de una actividad con mayor peso relativo, sino porque esta acapara buena parte del debate sobre el modelo regulatorio y el futuro del sector energético.

### **Cuestión 1: ¿Qué particularidades tiene el producto “electricidad” y quiénes son los actores del sector eléctrico?**

Cuando desconocemos un sector de actividad y nos aproximamos por primera vez al mismo lo primero que se desea conocer es qué producto se vende, cómo se produce y por quién, cómo se distribuye a los consumidores y a qué precios. Es decir, se necesita conocer el mercado y su estructura. Si se tratara de un producto físico “visible” no habría que detenerse demasiado en hablar del mismo. Por ejemplo, en el caso de un automóvil todos entendemos en qué consiste y sabemos que son productos diferenciados. También sabemos quién lo ha producido, quién nos lo vende y podemos conocer con facilidad su precio. ¿Conocemos todo esto en el caso de la electricidad?

Lo primero que hay que señalar es que, desde el punto de vista del producto, la electricidad (técnicamente la corriente eléctrica alterna, que es la que consumimos en los hogares y en las empresas) es un bien absolutamente homogéneo. A diferencia de la mayor parte de bienes y servicios que consumimos a diario, que se caracterizan por una diferenciación de producto más o menos intensa, no hay nada que permita al consumidor distinguir entre dos kWh consumidos de energía, pues sus prestaciones son idénticas para un nivel de tensión determinado.

Sin embargo, el hecho que desde el punto de vista del consumidor la energía sea un bien homogéneo es compatible con el hecho de que su generación se realice mediante tecnologías de producción muy distintas. Aunque el consumidor no conoce qué tipo de proceso productivo ha generado los kWh que él consume, que estos sean realmente una mezcla de unidades homogéneas de energía con orígenes muy distintos es uno de los primeros asuntos que introduce cierta complejidad en este sector. Por ejemplo, la certidumbre con la que se obtiene un kWh (esto es, la seguridad de que siempre estará disponible esa energía<sup>3</sup>), los costes totales con los que se obtiene, la estructura de esos costes (fijos y variables) o las emisiones contaminantes que se generan en su proceso de producción difieren sustancialmente según cual sea la tecnología de producción utilizada.

Hay que tener en cuenta que, aunque el consumidor final no interviene sobre la tecnología con la que se produce la energía que él demanda, porque le es indiferente o porque no tiene instrumentos para ello, el regulador sí que puede hacerlo apoyando o incentivando determinadas tecnologías en relación con otras alternativas. Existen diversos motivos para hacerlo y muchos de ellos se comentarán posteriormente. Por

---

<sup>3</sup> Como más adelante se señalará, las prestaciones asociadas a unidades de energía con distintos orígenes no son idénticas, no solo en términos de disponibilidad inmediata sino también por características físicas vinculadas a los distintos modos de generación de electricidad.

tanto, si bien la actividad de generación de electricidad es en principio una actividad de mercado como cualquier otra (esto es, la empresa generadora entra en la actividad porque desea obtener unos beneficios), hay intervención regulatoria relacionada con la generación. Esa regulación empieza por el mismo hecho de que la entrada, aunque libre, está sujeta a autorizaciones administrativas.

El segundo aspecto que introduce cierta complejidad es que las actividades de suministro de energía son actividades de red, esto es, requieren de una red física para canalizar o transportar la energía hasta los consumidores finales. Las redes de “larga distancia” y de mayor capacidad, que habitualmente conectan con los centros de generación son las redes de transporte<sup>4</sup>. La energía así transportada se reparte a hogares y empresas mediante una red de distribución, de menor capacidad y más capilar. El acceso de los usuarios finales a esta red capilar está universalizado, al menos en los países desarrollados. De hecho, está garantizado legalmente, existiendo unas reglas específicas para conocer en qué circunstancias el coste de acceso de una nueva conexión lo debe cubrir el nuevo cliente y cuándo debe hacerlo el conjunto del sistema. Por esta razón no existe un problema de acceso “físico” a la electricidad, ni por la falta de red ni por la falta de suministro<sup>5</sup>. De haber un problema de acceso, este se refiere a la asequibilidad, esto es, a si se ofrece a precios que permiten su adquisición por hogares de menor renta.

Las redes de transporte o de distribución presentan altísimas economías de escala, que hacen económicamente inviable la presencia de varios operadores cubriendo simultáneamente la misma área geográfica<sup>6</sup>. Posteriormente se profundizará en esta cuestión, por lo que aquí es suficiente con señalar esa situación, que garantiza un monopolio legal a las actividades de transporte/distribución. Ello configura una estructura de mercado que, si bien es inusual en actividades de mercado, no es excepcional en sectores de red.

Junto a los productores o generadores de la electricidad y a los propietarios de las redes de transporte y de distribución que la canalizan hasta los consumidores finales, el cuarto agente por el lado de la oferta son los comercializadores. Su razón de ser es adquirir energía a los generadores para vendérsela a los consumidores. Por tanto, los comercializadores no producen ni distribuyen la energía y su margen se deriva exclusivamente de esa actividad de intermediación, pudiendo tratarse de un margen regulado (si venden energía a un precio regulado) o no (si venden a un precio libre). Evidentemente, en un mercado “cabén” muchos comercializadores y no hay limitación técnica o regulatoria alguna a la entrada.

Esta división en la cadena de suministro y de valor añadido entre quienes generan, distribuyen y comercializan electricidad es muy clara y ha facilitado que el modelo de regulación en el sector eléctrico se haya basado en ella, como se expondrá con más detalle en la Cuestión 2.

---

<sup>4</sup> Esto no es siempre así. En algunas ocasiones los centros de generación, aunque sean centralizados, vierten su energía a redes de distribución. La diferencia entre las redes de transporte y de distribución atiende fundamentalmente al voltaje con el que se transmite la energía. La red de transporte, que cubre distancias más largas, utiliza voltajes superiores para reducir las pérdidas inherentes al transporte de la energía.

<sup>5</sup> Este sí es un aspecto relevante en países en vías de desarrollo. Por ejemplo, Allcott *et al* (2016) estiman el impacto que los cortes de suministro eléctrico provocan sobre la producción y beneficios de las plantas manufactureras indias.

<sup>6</sup> Las economías de escala hacen referencia a la reducción de los costes medios por unidad a medida que aumenta la cantidad producida. Los sectores con altos costes fijos (como los sectores de red) se caracterizan por tecnologías de producción con altas economías de escala.

El lado de la oferta se complementa con el lado de la demanda de electricidad procedente de las empresas y los hogares. Estos se conectan habitualmente a la red de distribución, que alcanza hasta ellos, si bien algunas (pocas) empresas de gran tamaño se conectan directamente a la red de transporte. Los consumidores pagan por el uso de esas redes unos peajes de acceso, que dependen entre otros factores del nivel de tensión al que se conectan. Cuanto “más arriba” se conectan en la red, lo que solo ocurre en el caso de las empresas de cierto tamaño, el peaje pagado por unidad de energía es menor, ya que esa energía no ha circulado por la totalidad de la red.

Habitualmente la diferencia entre el lado de la oferta y la demanda en el sector eléctrico ha sido muy nítida. Sin embargo, progresivamente algunos demandantes en el sector eléctrico irán convirtiéndose también en oferentes. La razón es que el desarrollo tecnológico, particularmente en el área de generación fotovoltaica, reduce las ventajas de la escala asociadas a la generación centralizada y puede facilitar que muchos consumidores opten por instalar un equipo de generación para autoconsumo, que eventualmente pueden verter energía en la red como si se tratara de un generador centralizado. Este modelo de generación distribuida jugará sin duda un papel relevante en el futuro.

Por último, junto a los agentes por el lado de la oferta y a los demandantes, el sector eléctrico se caracteriza por una presencia muy intensa del regulador público. El regulador puede ser la Autoridad Nacional de Regulación independiente, que en España es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) o la autoridad ministerial con las competencias energéticas, que actualmente es el Ministerio para la Transición Ecológica. El regulador fija una amplísima variedad de condiciones de actuación en los mercados, que van desde las condiciones de entrada y salida en los mercados mediante un sistema de autorizaciones, la determinación de la estructura de precios finales o múltiples aspectos de planificación u orientación vinculados a la política energética. Entre las intervenciones regulatorias, una parte importante se refiere a la aprobación de los regímenes retributivos de aquellas actividades que reciben una retribución regulada, bien sea de forma exclusiva (como es el caso de las actividades de transporte y distribución) o bien complementaria con la retribución vía mercado (como en el caso de la generación con fuentes renovables). Una parte importante de este trabajo se detiene en el análisis de muchas de esas intervenciones.

## **Cuestión 2: ¿Por qué se regula separando actividades?**

La opción que se ha utilizado de modo generalizado para promover la competencia en los sectores de energía se basa en “segmentar” la cadena de valor, de modo que las fases de transporte y distribución se configuran como monopolios locales y se incentiven condiciones de competencia efectiva en los dos extremos de la cadena: en la generación y en la comercialización. Esta segmentación o desintegración vertical, que en la Unión Europea comienza a implementarse a finales de la década de los noventa, ha sido la piedra angular sobre la que se ha desarrollado la regulación del sector energético. Como referencia histórica, cabe contraponer este modelo al Marco Legal Estable vigente en España hasta 1997, en que el Estado tenía un intenso papel como planificador, garantizando a las empresas (que estaban verticalmente integradas) la obtención de unos

beneficios razonables y estableciendo precios regulados (tarifas) para los consumidores finales<sup>7</sup>. Ese modelo se rompió en España con la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y la Ley de Hidrocarburos de 1998.

Sin embargo, un consumidor puede razonablemente dudar que esa “desintegración” vertical tenga relevancia práctica si observa que la torre de distribución cercana a su domicilio y su propio contador es de una empresa eléctrica que le resulta indistinguible de la empresa que le vende energía. La duda se puede acrecentar si observa que esa empresa tiene varias centrales de generación de distinto tipo. En este punto conviene señalar que realmente las empresas que llevan a cabo esas tres actividades son empresas distintas, si bien pueden pertenecer al mismo grupo empresarial. Para explicar con más detalle esta situación resulta conveniente partir de considerar que el regulador tiene distintas vías para separar o segmentar actividades, siendo unas más intrusivas que otras.

Una primera vía consiste en imponer una obligación a una empresa regulada consistente en que esta le proporcione información contable separada de sus distintas actividades. De ese modo tiene información, en principio suficiente, para poder fijar, por ejemplo, precios regulados sobre las actividades que estarían sometidas a regulación, de modo que esos precios estén orientados hacia los costes de producción. Se trata de una contabilidad “especial” que impone el regulador y que habitualmente recibe el nombre de contabilidad regulatoria. Esta ha sido la vía habitual en el sector de las telecomunicaciones donde, por ejemplo, Telefónica España tiene la obligación de presentar una contabilidad regulatoria muy detallada para hacer frente a las obligaciones que se le imponen (por ejemplo, la obligación de cobrar un determinado precio por un determinado servicio mayorista prestado a otra empresa de telecomunicaciones). En el caso de la energía, este modelo más “blando” es menos frecuente, aunque existe. Por ejemplo, el Operador del Sistema Eléctrico es Red Eléctrica de España, quien debe presentar información contable separada de esa actividad en relación con otras actividades que también desarrolla, particularmente las de transporte de energía<sup>8</sup>. Lo mismo ocurre en el sector del gas con el Gestor Técnico del Sistema, que es una tarea desarrollada por Enagás junto a su actividad como transportista.

Naturalmente, cuando la separación de actividades es meramente contable la empresa regulada puede tener interés en asignar costes e ingresos entre esas actividades de un modo que sea favorable a sus intereses. Un ejemplo muy sencillo: si una parte está regulada y otra no, entonces tendrá un incentivo a asignar costes comunes (por ejemplo, de los servicios centrales) a la parte regulada, mostrando así al regulador que los costes que soporta en esa parte, por la que recibe un pago, son muy altos. Este es un típico ejemplo de información asimétrica, ya que por muy bien que el regulador diseñe el sistema contable siempre va a ser la empresa regulada la que disponga de mejor información, que pueda utilizar en su propio beneficio.

Habitualmente la separación contable va acompañada de una segunda forma de separación de actividades, consistente en la separación funcional. Esta consiste en que distintas unidades dentro de la empresa se encargan de actividades distintas. Para que la separación funcional sea efectiva, el regulador debe imponer

---

<sup>7</sup> Puede verse una explicación detallada en <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf>.

<sup>8</sup> Red Eléctrica de España realiza dos actividades distintas que requieren de retribuciones separadas. Por un lado, es el transportista único que se encarga de la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte de electricidad. Por otro lado, es el Operador del Sistema (OS), es decir, se encarga de la gestión de la red en todo el territorio nacional.

algunas medidas que aseguren cierto nivel de independencia entre las decisiones adoptadas en las distintas unidades.

Una tercera vía es la separación legal. En este caso distintas empresas, accionarialmente vinculadas a través de su participación en un mismo grupo, se dedican a distintas actividades, estableciéndose nuevamente criterios para facilitar la independencia entre las decisiones tomadas en las distintas sociedades. Esta ha sido la vía utilizada mayoritariamente para llevar a cabo la desintegración de actividades en el sector eléctrico, siguiendo el modelo instaurado desde el Primer Paquete de Directivas (en 1996/1998) y posteriormente consolidado en el Segundo (2003) y Tercer (2009) Paquete de Directivas europeas. Esta vía es más estricta que las anteriores aunque, dando por sentado que se cumplen los criterios de independencia en la toma de decisiones, no excluye tampoco algunas dificultades. Por ejemplo, es muy frecuente que la empresa segregada que está regulada realice contratos de prestación de servicios con la empresa matriz en los que se integran márgenes de beneficio, los llamados márgenes intra-grupo. Lo habitual en estos casos es que el regulador elimine esos márgenes de la retribución de la empresa regulada.

En consecuencia, volviendo al ejemplo inicial, lo que ocurre es que realmente la torre cercana al consumidor y el propio contador es un activo propiedad de la empresa de distribución, la factura la emite una empresa comercializadora y las centrales de producción son propiedad de una empresa de generación. Esas tres empresas pueden pertenecer al mismo grupo, pero son sociedades con naturaleza jurídica propia e independientes entre ellas. Las tres empresas están sometidas a regulación en un sentido amplio, pero la que tendrá una actividad fuertemente regulada será la de distribución, ya que dispone de una posición de monopolio en un territorio y sus ingresos, como posteriormente se describirá, proceden de un sistema de liquidaciones, no directamente del mercado o de los consumidores. Naturalmente, junto a grupos empresariales que tienen empresas que participan en las tres fases de la cadena, existe un gran número de empresas o grupos que solo intervienen en una fase, bien produciendo o bien comercializando electricidad.

Este modelo de separación de actividades no es exclusivo de los sectores de electricidad y gas, pues se ha empleado en otras actividades. Un ejemplo es el transporte ferroviario, donde se segregaron distintas empresas a partir de Renfe para prestar servicios distintos, mientras que la propiedad y gestión de la red la desarrolla otra empresa distinta (ADIF). Sin embargo, no se ha utilizado en las telecomunicaciones, pese a que es el otro gran sector de red que también se liberaliza a partir los años noventa. En ese caso la liberalización impulsada desde la Comisión Europea no se basó en la desintegración vertical del monopolista (Telefónica en el caso de España), sino en un modelo que facilitaba el acceso a su red por parte de los operadores entrantes, lo que permitía reducir los costes de entrada asociados a la “última milla”. El argumento de monopolio natural, que justificaría mantener fuera de un marco competitivo a algunos segmentos de la actividad en energía, sólo existía para la red más capilar en telecomunicaciones, e incluso posteriormente el avance tecnológico y el aumento de la demanda también lo ha invalidado. Solo de modo extraordinario algún país ha optado por un modelo de separación funcional y legal en telecomunicaciones<sup>9</sup>, al estilo del modelo predominante en energía.

La cuarta forma de separación de actividades, y obviamente la más extrema, consiste en separar totalmente la propiedad de las empresas que se constituyen para desarrollar distintas actividades, prohibiendo vínculos

---

<sup>9</sup> En concreto, en el Reino Unido el regulador obligó a British Telecom a constituir una empresa (Openreach) para la red local de telecomunicaciones, primero con separación funcional (desde 2006) y posteriormente legal (desde 2017).

directos o indirectos entre ellas. Es por tanto una separación vertical estricta. Por ejemplo, la empresa que realiza el transporte y opera el sistema eléctrico en España, Red Eléctrica de España, no puede poseer activos de generación eléctrica, salvo por circunstancias muy concretas relacionadas con la gestión en sistemas aislados (insulares), y no puede comercializar energía directamente o a través de otras empresas del grupo empresarial. El grupo sí puede poseer otras empresas en otros países, u otras actividades distintas a la energía en España, pero separadas legalmente de la que posee y gestiona la red eléctrica. En este caso, la preocupación del regulador se centra en que esas actividades no afecten a la capacidad económica de la actividad regulada.

Al comienzo del proceso de liberalización en la energía, a finales de la década de los noventa, el modelo predominante era el de empresas integradas verticalmente, de modo que la misma empresa desarrollaba actividades de generación, distribución y comercialización. ¿Se podía haber implementado una solución más drástica de modo que las empresas que inicialmente estaban verticalmente integradas separaran sus actividades en empresas totalmente desvinculadas unas de otras? En teoría sí. Pero no debe olvidarse que un principio básico en la actividad de regulación, que es una forma de intervención pública en economías de mercado, es que debe ser proporcional y adaptarse a la naturaleza del problema detectado. Esto es, el hecho de que haya modelos de separación de actividades más rigurosos que otros no implican que sean la mejor opción, aunque sea fácil presumir que una separación total entre distribución y comercialización hubiese facilitado mayor competencia en esta última que la que se observa en la actualidad.

En cualquier caso, la separación de actividades entre distribución y comercialización, que se acomete tempranamente para las grandes empresas, solo se ha completado a finales de 2016 para el conjunto del sector eléctrico en España. Esto es así porque la antigua Ley de sector eléctrico (Ley 54/1997) había permitido a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes realizar simultáneamente las actividades de distribución y comercialización, así como tener participaciones en sociedades que realizaran dichas actividades. Esa exención se eliminó con la Ley del Sector Eléctrico que entró en vigor a finales de 2013 (Ley 24/2013) y estableció un periodo transitorio de tres años para la adaptación a una separación plena entre ambas actividades.

### **Cuestión 3: ¿Cuánto y cómo se paga por las redes?**

Como se señaló anteriormente, la dificultad para que compitan empresas en la cadena de transporte/distribución del bien para el mismo mercado geográfico conduce a que la liberalización del sector eléctrico desde finales de la década de los noventa se base en la desintegración vertical de la cadena de valor, separando entre la generación de electricidad, el transporte/distribución a hogares y empresas y su comercialización. Dado que no hay competencia en la parte de transporte/distribución, esta se regula intensamente y las empresas no reciben el precio que desean por sus servicios, sino que el regulador reconoce un coste por los distintos servicios prestados, que en su conjunto determinan una retribución. Básicamente, se retribuye por los activos (retribución por inversión) y por los gastos de operación de la red (retribución por operación y mantenimiento).

La retribución a las redes es el más importante de todos los costes regulados. En 2017 el coste total por la retribución del transporte se situó en torno a 1.700 millones €, y en 5.350 millones de € en el caso de la

distribución. De forma conjunta, suponen un 40% del total de los costes regulados, que se analizarán más ampliamente en la Cuestión 6. No hay debate alguno sobre si el consumidor eléctrico debe o no pagar por el uso de la red, pues es obvio que sí, por lo que la discusión se centra en si el diseño del mecanismo de retribución a los propietarios de las redes es el más adecuado para cumplir con la previsión legal de incentivar la mejora continua de la eficacia de la gestión y de la disponibilidad de las redes, la eficiencia económica y técnica.

Antes de detallar algo más cómo se calcula esa retribución conviene señalar que no es excepcional que se fije administrativamente un precio por el que se retribuyen los servicios prestado por una red. Por el contrario, se trata de una circunstancia habitual. Por ejemplo, el regulador fija en la actualidad los precios que cualquier compañía de telecomunicaciones cobra a otros operadores por terminar llamadas en su red (móvil o fija), determina los precios que cobra Aena por el uso de los servicios aeroportuarios, fija los precios que cobra Adif por el uso de las vías ferroviarias o establece las condiciones de precios para el uso de la red de Correos por parte de empresas alternativas<sup>10</sup>. La naturaleza exacta del problema que lleva a establecer administrativamente esos precios, y en consecuencia las retribuciones percibidas por las empresas por desarrollar esos servicios, difiere en cada caso concreto, pero en todos ellos hay un problema de empresa con fuerte poder de mercado o, incluso, en posición de monopolista. Por ejemplo, el operador que termina una llamada en su propia red móvil dispone de poder monopolista sobre sus propios clientes, ya que estos no pueden sustituir esa red por otra existente para recibir una llamada<sup>11</sup>. Sin embargo, a diferencia de lo que ocurre con los operadores de telecomunicaciones móviles, para los que solo una parte de sus ingresos totales están sujetos a esa característica de precio regulado, los ingresos obtenidos por los operadores de red de transporte y distribución eléctrica están totalmente regulados<sup>12</sup>, pues recuérdese que en estos casos hay separación legal respecto a otras actividades desarrolladas por otras empresas del mismo grupo.

La red de transporte nacional es propiedad de Red Eléctrica de España (REE), que es el transportista único<sup>13</sup>, mientras que existen algo más de 300 empresas distribuidoras. Sin embargo, la distribución de tamaños de estas últimas es fuertemente asimétrica, de modo que solo cinco de ellas concentran una parte muy relevante de los activos y, consiguientemente, de la retribución: casi el 92% del total.

El mecanismo actual de retribución para las redes se fijó a finales de 2013, con el RD 1047/2013 para las redes de transporte y el RD 1048/2013 para las redes de distribución. Ambos comparten muchos rasgos generales,

---

<sup>10</sup> Por supuesto, no todas las redes tienen precios fijados administrativamente. Un ejemplo son los precios fijados por CLH por el transporte y almacenamiento de combustible. En telecomunicaciones, muchos servicios de red están sujetos a libre negociación entre las partes.

<sup>11</sup> Ciertamente, ese operador también tiene que pagar a otros operadores para terminar las llamadas de sus propios clientes cuando la persona llamada no es cliente suyo, pero este saldo entre ingresos y pagos puede resultarle positivo, y creciente con el precio de terminación, si su cuota de mercado es muy alta. Este “efecto club” tiende a reforzar al operador dominante y justifica la regulación de la terminación de llamadas.

<sup>12</sup> Es un caso aparentemente similar al de AENA, quien obtiene una parte de sus ingresos desde su actividad regulada, donde la tarifa regulada considera los costes operativos y de capital anuales. AENA, sin embargo, obtiene una parte importante de sus ingresos de la actividad no regulada, fundamentalmente por la explotación de áreas comerciales. En ese caso el marco tarifario establece un sistema de caja doble (*dual till*).

<sup>13</sup> Unión Fenosa Distribución y Vall de Soler tienen aún algunos activos pertenecientes a la red de transporte secundario, por los que reciben la correspondiente retribución. Sin embargo, su peso relativo en la retribución total del transporte no es significativo.

por lo que se comenzará describiendo la retribución al transporte para luego indicar alguna particularidad de la distribución.

La retribución regulada al transporte en un año n consta de dos componentes: la retribución por cada una de las instalaciones de transporte (es decir, de cada elemento del inmovilizado) que se encuentren en servicio en el año n-2 y la retribución por incentivo a la disponibilidad<sup>14</sup>. Esta última se asocia al grado de disponibilidad ofrecida por las instalaciones de transporte en el año n-2, en comparación con unos valores objetivos, pero en la práctica representa una parte muy pequeña de la retribución total y legalmente está limitada a un rango entre el +2,5% y -3,5% del total.

La retribución anual a percibir por cada elemento de inmovilizado es la suma de dos componentes: la retribución a la inversión y la retribución por operación y mantenimiento.

En primer lugar, la retribución a la inversión existirá siempre que el inmovilizado no haya superado la vida útil regulatoria y es la suma de i) la retribución por amortización, calculada dividiendo el valor de la inversión entre la vida útil regulatoria y ii) la retribución financiera de la inversión, calculada mediante la multiplicación de la tasa de retribución financiera por el valor neto de la inversión.

Por tanto, hay tres parámetros a los que hay que asignar valores: el valor neto de la inversión, la tasa de retribución financiera y la vida útil regulatoria. Esta última recoge el periodo de tiempo durante el cual se tiene derecho a la percepción de la retribución regulada<sup>15</sup>, y en el caso de las instalaciones de transporte es en la mayoría de casos igual a 40 años.

El valor neto de la inversión es más complejo, por lo que se ha establecido un sistema que distingue entre dos tipos de instalaciones: las singulares y las no singulares. La idea es que estas últimas son activos “estándar”, de modo que la retribución a percibir no depende totalmente del coste de inversión de la instalación concreta, sino que depende parcialmente de unos valores unitarios (esto es, unos valores medios) previamente establecidos. Por ejemplo, si se tratara de una clásica línea aérea con sus torres, se retribuiría en parte (en un 50%) en función de la longitud y el tipo de circuito de la línea, así como del tipo de torres utilizadas, con independencia de si el valor exacto de una inversión en una línea concreta se situó por encima o por debajo de ese valor unitario asignado. El otro 50% de la valoración del activo es a través del valor auditado<sup>16</sup>.

Ahora bien, existen algunos activos “no estándar” para los que no hay un valor unitario de referencia. Son las denominadas instalaciones singulares. Un ejemplo son las líneas submarinas, que son escasas y específicas de cada tendido concreto. Estas instalaciones singulares se retribuyen en su totalidad mediante costes auditados,

---

<sup>14</sup> El retardo en dos años se impuso en la reforma de 2013 para aliviar los costes del sistema, además de facilitar los procedimientos para que la nueva instalación entre en el sistema de retribución.

<sup>15</sup> No confundir con la vida útil desde un punto de vista técnico ni con el periodo de amortización contable que se siga en esa actividad concreta. La vida útil regulatoria es simplemente el periodo que se ha considerado adecuado para recibir la retribución regulada, y según la normativa una vez fijada no se puede alterar con posterioridad.

<sup>16</sup> No se entra aquí en detalles para no dificultar la exposición de los asuntos. La descripción se centra en el método para los activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2015, pero en realidad en el caso del transporte la valoración de los activos (y su retribución) es distinta según su entrada en servicio fuera antes de 1998, entre 1999 y 2014, o posterior. También cabe señalar que se establece una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociendo sólo parcialmente el sobrecoste, que deberá estar debidamente justificado y auditado.

limitando el valor de la inversión reconocida de modo que esta no podrá superar en más del 25% el valor que se había estimado en el momento inicial de la solicitud de reconocimiento del carácter singular de la inversión.

El tercer parámetro a calcular es la retribución financiera. En el periodo regulatorio 2014-2019 esa retribución se ha calculado tomando como referencia las Obligaciones del Estado a diez años, más un *spread* o diferencial que en, el caso de la retribución de redes, fue de 200 puntos básicos. Ello arrojó una retribución financiera del 6,503%. Sin embargo, recientemente se ha realizado una propuesta de cambio por parte de la CNMC, de forma que es posible que se modifique el procedimiento de cálculo para el siguiente periodo regulatorio adoptando la metodología basada en el coste medio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés). Esta no solo es la metodología más común para el cálculo de la retribución financiera en el ámbito energético en otros países europeos, sino que también es la utilizada, en España y la Unión Europea, en otros sectores regulados como el de las telecomunicaciones o las infraestructuras aeroportuarias.

En segundo lugar, cada elemento del inmovilizado recibe, además de la retribución a la inversión, una retribución a la operación y mantenimiento. Esta se basa en aplicar un valor unitario de operación y mantenimiento, que se incrementa con un factor de retardo retributivo que se deriva del coste financiero motivado por el retraso entre la puesta en servicio de la instalación (en el año n-2) y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento (en el año n). Por lo tanto, este factor depende también de la tasa de retribución financiera. En el caso de las instalaciones singulares, como también ocurría en la retribución a la inversión, no hay un valor unitario, sino que se reconoce una retribución inicial que posteriormente se actualiza, además de aplicarse también el factor de retardo retributivo.

Por supuesto, el análisis para el reconocimiento de las distintas instalaciones con derecho a retribución regulada implica una enorme carga de trabajo para el regulador y las empresas reguladas, con un conjunto de normas específicas muy detalladas en forma de Circulares que definen todos los aspectos relativos a la información a suministrar. Existe además un apoyo amplio en un sistema de auditoría de inversiones, especialmente relevante en el caso de las instalaciones singulares. Con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución está sujeta a auditoría.

La retribución a las empresas distribuidoras sigue una metodología algo distinta a la del transporte. En este caso se parte de una retribución base calculada para el primer año del periodo regulatorio, también con los dos componentes de retribución a la inversión y por operación y mantenimiento. Sin embargo, no existen instalaciones singulares sino que todas se retribuyen mediante una combinación de valores unitarios y auditados<sup>17</sup>. Esa retribución base se incrementa cada año n del periodo regulatorio por las nuevas instalaciones puestas en servicio en n-2, junto a la retribución por otras tareas reguladas y tres conjuntos de incentivos o penalizaciones: por calidad del servicio, por reducción de pérdidas y por reducción del fraude. Estas penalizaciones o incentivos se calculan en cada caso frente a una referencia y tienen unos rangos máximos y mínimos sobre los que pueden oscilar. Por ejemplo, en el caso de las pérdidas<sup>18</sup> implicó una penalización para el conjunto de empresas distribuidoras del entorno de 51,5 millones de euros en 2016.

---

<sup>17</sup> Este es el marco vigente actualmente. En la última década la distribución ha tenido básicamente tres marcos retributivos con metodologías distintas: en 2008-2012, en 2013-2014, y desde ese año en adelante.

<sup>18</sup> Las pérdidas en el sistema eléctrico entre el punto de generación y de consumo dependen básicamente de la distancia y la tensión con la que se transporta y distribuye la electricidad. Aunque siempre habrá pérdidas, las empresas

El Cuadro 1 sintetiza las retribuciones a las actividades de transporte y la distribución de electricidad en 2016 atendiendo a las tres grandes categorías de retribución descritas.

**Cuadro 1. Retribuciones a las redes de transporte y distribución, 2016**

	Operación y			Total
	Inversión	mantenimiento <sup>1</sup>	Incentivos	
Redes de transporte	1.280.040.974	422.445.977	7.510.882	1.709.997.833
Redes de distribución	2.971.253.692	2.174.935.349	16.445.441	5.162.634.482
<b>TOTAL</b>	<b>4.251.294.666</b>	<b>2.597.381.326</b>	<b>23.956.323</b>	<b>6.872.632.315</b>

Nota: <sup>1</sup> En el caso de la distribución, incluye la retribución por otros costes (lecturas de contadores, contratación, atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, tasas de ocupación de la vía pública y otros).

Fuente: Informe de análisis económico financiero del transporte 2013-2016 (CNMC), Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016 y elaboración propia.

Es importante señalar que, tanto en el caso de las redes de transporte como en las redes de distribución, una vez que una instalación entra en el sistema de retribución lo hace con un valor de inversión (unitario o singular) y una vida útil regulatoria que no podrán ser modificados. El resto de parámetros sí pueden modificarse al inicio del periodo regulatorio. La Ley del Sector Eléctrico de 2013 estableció periodos regulatorios de seis años, con semiperiodos de tres. El primer periodo abarca el sexenio 2014-2019, con dos semiperiodos (2014-2016 y 2017-2019). La utilización de periodos regulatorios es un instrumento común en la regulación de mercados y trata de combinar certidumbre y estabilidad en las condiciones de regulación durante un número de años con cierta capacidad de ajuste a los cambios tecnológicos y en el mercado<sup>19</sup>.

Hasta ahora se ha descrito cómo se retribuyen las instalaciones de transporte y distribución. Pero, ¿quién decide cuáles se construyen? En ese aspecto hay una considerable diferencia entre ambas redes. La red de transporte es una red planificada con carácter vinculante, aprobándose mediante Acuerdo del Consejo de Ministros. Esto quiere decir que todas las instalaciones que se construyen en un periodo quinquenal (en la actualidad, 2015-2020) están ya previstas en esa planificación. Una vez aprobado esa planificación, la labor de la CNMC es pasiva, limitándose a constatar que la instalación de red está incluida en la planificación y recordar cuál es el régimen de retribución que tendría (valores unitarios o costes auditados).

Sin embargo, no hay una planificación vinculante para las redes de distribución. Ello no implica que todas las inversiones tengan derecho a retribución, sino que se establece un límite global al volumen de inversión con ese derecho que, como en el transporte, se referirá las instalaciones puestas en servicio dos años antes. Ese límite se establece, para cada año de un trienio, sobre la base de un porcentaje del PIB previsto<sup>20</sup>, asignándose a cada empresa en función de su peso total en la retribución de las empresas distribuidoras. Este sistema lleva a que las empresas tengan un elevado incentivo a apurar al máximo su límite de inversión. A diferencia de las

---

distribuidoras tienen algunas herramientas de gestión de la red para tratar de reducirlas, incentivándose regulatoriamente la reducción y penalizándose el aumento de pérdidas. El consumidor es el que en última instancia paga esas pérdidas.

<sup>19</sup> Por ejemplo, en el sector de telecomunicaciones el regulador está obligado a revisar las condiciones impuestas cada tres años (serán cinco con la nueva regulación europea en curso de aprobación), y en la regulación del transporte aéreo las condiciones retributivas se fijan para un periodo de cinco años.

<sup>20</sup> El límite, para todas las empresas distribuidoras, es del 0,13% del PIB previsto. En el transporte también existe ese límite global, siendo exactamente la mitad (0,065% del PIB previsto).

instalaciones de transporte, donde hay un (mejorable) análisis coste-beneficio, el control regulatorio sobre la conveniencia de las inversiones efectuadas en la distribución se restringe a un informe favorable por parte de las correspondientes Comunidades Autónomas donde se ejecutarán las inversiones.

#### **Cuestión 4: ¿Cómo y cuánto se paga por las renovables?**

El sistema de retribución regulada de la generación renovable es complejo, no tanto por su diseño general como por la enorme casuística con que se ha desarrollado. Lo primero que hay que entender es que una planta de generación renovable puede obtener sus ingresos de dos fuentes: del mercado por su venta de energía al precio horario correspondiente<sup>21</sup> y del régimen retributivo específico, que es un pago regulado. El sistema actual está diseñado de modo que lo que recibe como pago regulado no es independiente de lo que recibe del mercado, sino que actúa como complemento. De hecho, el pago regulado (régimen retributivo específico) se efectúa sobre una previsión del precio de mercado. Dado que obviamente este no se conoce a priori, esa previsión se va ajustando cada cierto tiempo. Al final, el objetivo es que la empresa perciba unos ingresos totales que, en comparación con unos costes medios estimados, le permita obtener una rentabilidad razonable.

El sistema de retribución parte de considerar que hay determinadas “familias” de plantas de generación, denominadas instalaciones tipo, que comparten características comunes, especialmente respecto a sus costes y sus rendimientos. La normativa actual distingue más de 1.500 instalaciones tipo distintas, en las que se agrupan las aproximadamente 64.000 instalaciones de generación que reciben la remuneración regulada. Por ejemplo, en el caso de las plantas eólicas la situación es la más sencilla, ya que hay una instalación tipo para todas las plantas que se instalaron el mismo año. Sin embargo, en el caso de la producción fotovoltaica, hay múltiples instalaciones tipo que dependen de la combinación de distintos parámetros como el tipo de seguimiento solar (fijas, a un eje, a dos ejes), la ubicación geográfica, la fecha de entrada en servicio, etc. En algunos casos, como en la generación termosolar, las características de cada instalación son tan singulares que realmente una instalación tipo está formada por una sola planta<sup>22</sup>. En general, el hecho de que existan tantas instalaciones tipo permite aproximar mejor los costes de la planta y su rendimiento a ese valor medio (el de la instalación tipo), pero a costa de una mayor complejidad del modelo retributivo.

Una instalación de generación que se encuadra en un subgrupo determinado recibe retribución regulada siempre y cuando su edad sea inferior a la vida útil regulatoria. Como se señaló con anterioridad para el caso del transporte y la distribución, la vida útil regulatoria solo indica el número de años en los que la planta va a

---

<sup>21</sup> También obtienen ingresos, aunque en escasa cuantía, de los servicios de ajuste. Estos son servicios que requiere el Operador del Sistema para garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. Comprende los servicios para resolver restricciones técnicas, los servicios complementarios (reserva de potencia adicional a subir, regulación secundaria y terciaria) y la gestión de desvíos. A partir del año 2014, tras superar las correspondientes pruebas, diversas instalaciones renovables comenzaron a ofrecer algunos de estos servicios.

<sup>22</sup> La generación termosolar hace un aprovechamiento térmico de la energía solar, calentando un fluido que, directa o indirectamente, entregará su energía al vapor que mueve una turbina (o a sales fundidas para almacenarla). Hay distintas formas de lograr ese aprovechamiento, siendo las más relevantes la de canales parabólicos y la de torre central. Hay 50 instalaciones termosolares en España, de gran tamaño, frente a varias decenas de miles de instalaciones fotovoltaicas. La generación fotovoltaica convierte directamente la radiación solar en energía eléctrica mediante un dispositivo denominado célula fotovoltaica.

tener derecho a la percepción de la retribución, no la vida útil de los activos. La vida útil regulatoria y el valor de la inversión son los únicos parámetros retributivos que, una vez establecidos, no están sujetos a modificación. Aunque depende de la tecnología específica, en la retribución a las renovables la vida útil regulatoria se sitúa entre 20 y 30 años.

El sistema se basa en retribuir fundamentalmente los costes de inversión. Esto es razonable, porque los costes de operación y mantenimiento de las fuentes de generación estrictamente renovables (eólica, solar) son muy reducidos. Junto a esas fuentes, la retribución también afecta a actividades de cogeneración (que suele usar gas natural) y generación mediante biomasa o residuos. En esos casos sí se percibe una retribución a la operación que es relevante.

**Cuadro 2: Retribuciones reguladas a la generación renovable, cogeneración y residuos, 2017**

	<b>Miles de euros</b>
Cogeneración	1.181.800
Solar fotovoltaica	2.438.809
Solar termoeléctrica	1.320.818
Eólica	1.470.423
Hidráulica	73.812
Biomasa	308.890
Residuos	115.422
Tratamiento de residuos	172.500
Otras tecn. renovables	182
<b>Total</b>	<b>7.082.657</b>

Fuente: Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 14/2017 de la retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos (CNMC, abril 2018).

El Cuadro 2 muestra las retribuciones obtenidas en 2017 para cada una de las tecnologías: cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, hidráulica (solo una pequeña parte recibe esa retribución), biomasa, residuos y tratamiento de residuos. Como puede observarse, la generación eólica y solar recibe 5.230 millones de euros (73,8% del total), la cogeneración 1.182 millones de euros (16,7%) y biomasa y residuos 597 millones (8,4%). La hidráulica que percibe remuneración es marginal en relación con la potencia instalada, y en todos los casos se refiere a pequeñas instalaciones<sup>23</sup>.

Al igual que ocurría en el caso de las actividades reguladas de transporte y distribución, este sistema requiere de un ajuste periódico, para lo que hay periodos regulatorios de seis años con semiperiodos de tres. El primer periodo abarca el sexenio 2014-2019, con dos semiperiodos (2014-2016 y 2017-2019). Cuando se pasa de un semiperiodo a otro se actualizan, entre otros, los precios de mercado pasados y futuros así como los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible (cogeneración y biomasa).

Por lo que respecta a los precios, y como es natural, al final de un semiperiodo regulatorio el precio que se ha observado en el mercado cada año no habrá coincidido con el previsto, sobre el que se calculó la retribución que a lo largo de esos tres años se ha ido abonando a los generadores renovables para ofrecer una rentabilidad

<sup>23</sup> La minihidráulica fue la primera energía renovable que recibió apoyo para su desarrollo. Tras la Ley del Sector Eléctrico quedó englobada en el entonces denominado régimen especial.

razonable. El mecanismo retributivo reparte esa diferencia entre el generador y el sistema según cuál haya sido la magnitud de la desviación del precio real en relación con el previsto. Para ello se establecen dos bandas sobre el precio de mercado, una más estrecha y otra más ancha. En la banda más estrecha el riesgo lo asume totalmente el generador, de modo que no hay ninguna reliquidación de lo ya percibido. Ello, naturalmente, le puede beneficiar o perjudicar según el precio de mercado observado haya sido superior o inferior al precio previsto. Si el precio de mercado se ha situado en la banda más ancha, el riesgo se comparte entre el generador y el sistema a partes iguales, mientras que si el precio de mercado se sitúa por fuera de esa segunda banda el riesgo lo asume totalmente el sistema. En estos dos casos sí hay una reliquidación *ex post* de lo ya percibido, que será del 50% (banda ancha) o del 100% (fuera de la banda ancha) de la diferencia entre el precio de mercado y el previsto.

Con este sistema se puede correr el riesgo de que el regulador tenga incentivos a ser demasiado optimista con la previsión de ingresos percibidos vía mercado, porque ello permitiría trasladar costes de la retribución regulada a un momento futuro. En el semiperiodo 2014-2016, que es el primero ya finalizado, el precio medio del mercado se situó en la banda más estrecha, de modo que no ha sido necesario realizar ningún ajuste. Sin embargo, en 2017 el precio medio de mercado se situó por encima de la previsión de precios con la que se está calculando la remuneración para este semiperiodo 2017-2019<sup>24</sup>. Si ello se mantuviese en 2018 y 2019, el resultado podría ser un exceso de retribución que habría que detraer, con arreglo al sistema descrito, desde 2020 en adelante. Hay un precedente de petición de “sobreremuneración” a plantas de generación a las que luego se les solicitó devoluciones. Ese precedente alerta sobre la complejidad de un proceso de ese tipo si el tiempo que resta de vida útil regulatoria es corto, más aún si la planta ha salido del sistema retributivo y por tanto no recibe ya ingresos del sistema.

Dado el considerable número de parámetros que intervienen en la retribución regulada a la generación renovable, junto a la posibilidad de revisión de muchos de ellos entre periodos regulatorios<sup>25</sup>, es razonable esperar que el comienzo de un nuevo periodo genere una extensa discusión entre el regulador y las empresas reguladas. Además de los parámetros ya comentados previamente, existen otros relativos a las horas de funcionamiento equivalentes mínimas y el umbral que se requiere para poder obtener retribución, el número de horas máximas con retribución, el factor que permite equilibrar entre las características de la curva de producción intradiaria entre distintas tecnologías (denominado “coeficiente de apuntamiento”<sup>26</sup>) y algunos otros. Pero sin duda, un elemento clave en la discusión para el próximo periodo regulatorio 2020-2025 es la rentabilidad razonable que, como en el caso de la retribución al transporte y la distribución, en la actualidad se calcula aplicando un diferencial sobre las Obligaciones del Estado. En este caso el diferencial aplicado es de

---

<sup>24</sup> En concreto, el precio medio se situó en 52,22 €/MWh, frente a una previsión de 42,84 €/MWh.

<sup>25</sup> Una discusión más amplia sobre el modelo se refiere al hecho de que este se base en periodos regulatorios de seis años. Establecer un periodo más largo, que esté más cerca de la vida útil regulatoria, introduce menor incertidumbre, pero a costa de hacer menos flexible el modelo y alejarlo de la realidad tecnológica y de mercado. En sentido contrario, se podría argumentar que una planta nueva con una vida útil regulatoria de 30 años pasa por cinco periodos regulatorios, con las incertidumbres asociadas a los mismos.

<sup>26</sup> El precio de mercado no refleja realmente el precio obtenido por cada tecnología, pues ello depende de cuál es su curva de producción intradiaria. Por ejemplo, el precio medio sobreestima lo recibido realmente por la eólica, ya que esta también produce en horas nocturnas, en las que el precio de mercado es inferior. Para corregir esa diferencia, en ese caso se multiplica por un coeficiente de 0,8889. En el caso de la fotovoltaica ocurre lo contrario, de modo que el precio de mercado (sobre el que, recuérdese, se calcula la retribución razonable) se multiplica por un coeficiente de apuntamiento igual a 1,0207.

300 puntos básicos, por lo que el valor aplicado a la retribución financiera es de 7,398% en el periodo 2014-2019. De nuevo, la discusión se centra en la metodología para calcular esa rentabilidad razonable y el valor que se obtiene.

La complejidad del sistema de retribución actual a la generación renovable viene condicionada en gran medida por el hecho de que se partía de una base de generación ya instalada. Es lógico pensar que no resulta necesario ir a sistemas tan detallados para las nuevas instalaciones que se están construyendo o las que lo hagan en el futuro. De hecho, en las tres subastas desarrolladas en 2016 y 2017 se volvieron a establecer instalaciones tipo, en coherencia con el sistema vigente, pero estas solo dependían de la tecnología (solar, eólica y, en la primera subasta, también biomasa) y del año de entrada en funcionamiento. Es el promotor el que debe valorar, por ejemplo, qué tipo de seguimiento en fotovoltaica es el que le resulta más eficiente, sin que sea el regulador el que guíe la decisión mediante distintas remuneraciones para cada sistema de seguimiento. Aunque lo habitual es hablar de que el regulador debe ser “tecnológicamente neutral” cuando nos referimos a distintas tecnologías (por ejemplo, eólica vs fotovoltaica), este es también un aspecto relevante de neutralidad tecnológica al que no se suele prestar atención.

#### **Cuestión 5: ¿Cómo ha evolucionado la retribución a las renovables?**

En la cuestión anterior se describió el sistema actual de retribución a la generación renovable, pero no se analizó ni valoró su evolución. Aunque en este trabajo se evita en la medida de lo posible entrar en los antecedentes de los distintos asuntos, en este caso es conveniente realizar un rápido repaso a lo ocurrido en la última década, pues sin duda este es uno de los aspectos de la evolución del sector que ha generado mayor polémica. A ese respecto, en el periodo 2008-2013 la generación renovable experimentó un crecimiento que, desde el punto de vista de la repercusión en los costes del sistema, cabe calificar como descontrolado, especialmente en la parte correspondiente a generación fotovoltaica. Los siguientes párrafos se detienen en esa cuestión.

En 2007, con el RD 661/2007, se establecieron dos opciones para la venta de energía al sistema: mediante una tarifa regulada y única para todos los periodos, sin límite temporal, o mediante su venta libre en el mercado. La tarifa regulada era de 44,0381 c€/kWh, esto es, 440,381 €/MWh. Como referencia, en 2010 el precio medio del mercado diario fue de 38,36 €/MWh. Esto es, la tarifa regulada multiplicaba por 11,5 veces el precio de mercado. Como puede imaginarse, aunque obviamente los costes de inversión en ese momento eran muy superiores a los actuales, esta tarifa atrajo una enorme expectativa de negocio, en el que confluyeron desde pequeños inversores hasta grandes grupos empresariales. En consecuencia, los reducidos límites de potencia que se preveían con vistas a dos y tres años se sobrepasaron en pocos meses. Esta entrada sin cupo se modificó ya en 2008, con el RD 1578/2008, por un sistema de concurrencia por convocatorias con cupos de potencia. La asignación de la retribución se basaba en la ordenación cronológica de las solicitudes. Las instalaciones debían inscribirse en el registro de preasignación del régimen retributivo específico (PREFO) y, posteriormente, una vez verificados todos los requisitos, en un registro específico.

Hasta 2010 no se establece un límite temporal de 26 años para el derecho a percibir la tarifa regulada, que luego se amplía a 28 años (en 2010) a y 30 años (en 2011). También, para todas las instalaciones (futuras y

construidas) se introducen restricciones requiriendo un número de horas de funcionamiento mínimo y se impone también un número de horas de funcionamiento (horas equivalentes) máximo con derecho a tarifa. En 2012 (RDL 1/2012) se suspende el procedimiento de preasignación de la retribución para el otorgamiento del régimen económico primado y se suprimen los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial que a su entrada en vigor no estuvieran inscritas en el registro. La regulación establecida señaló que debía cancelarse la inscripción en el PREFO de las instalaciones que no cumplían los requisitos que se establecían en el RD de 2008 pero que tenían reconocido un régimen primado. La cancelación de la inscripción en el PREFO supondría la devolución, en su caso, de las primas indebidamente percibidas, así como la ejecución del aval depositado durante la tramitación del expediente asociado. Valga decir que hasta muy recientemente la CNMC ha estado tramitando procedimientos de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de preasignación para instalaciones solares fotovoltaicas, reclamando cantidades indebidamente liquidadas.

Finalmente, el régimen de retribución actual, descrito en la cuestión anterior, se fija en el RD 413/2014 y en una amplia normativa de desarrollo. Como ya se describió, el régimen actual elimina la tarifa regulada, que se basaba en retribuir por kWh producido, para sustituirlo por una retribución que asegura una rentabilidad razonable que les permita competir con el resto de tecnologías. Esa retribución se mantiene en tanto no se cumpla la vida útil regulatoria, que se contabiliza desde la puesta en funcionamiento de la instalación.

Por tanto, no cabe duda de que el régimen regulatorio que ha rodeado el desarrollo de las renovables se ha caracterizado por la inestabilidad<sup>27</sup>. No se trata de un fenómeno exclusivo de España, pues la novedad de estas tecnologías, el deseo de apoyar su proceso de crecimiento por sus consecuencias medioambientales y el propio cambio de ciclo económico a partir de 2008 condujeron a cambios regulatorios en la mayoría de países europeos. Sin embargo, las características de la experiencia y los resultados experimentados en España, y particularmente la situación de desequilibrio entre los ingresos y costes del sistema (véase Cuestión 8) intensificaron la necesidad de cambios.

Los datos de estadísticas de ventas de la CNMC permiten reconstruir el resultado de ese proceso. Como puede observarse en el Cuadro 3, el crecimiento de la capacidad instalada en tecnología solar desde 2007 es muy relevante. Los 701 MW instalados en 2007 se convierten en casi 7.000 MW en 2013, donde 2.300 son de termosolar (con un total de 51 instalaciones) y el resto de fotovoltaica. El crecimiento de la eólica fue menor en términos relativos, aunque mayor en valores absolutos.

---

<sup>27</sup> El Tribunal Constitucional declaró la constitucionalidad del RDL 9/2013, que pone las bases de la regulación posterior (STC 270/2015 y otras posteriores). Del mismo modo, el Tribunal Supremo ha ido considerando conforme a derecho las distintas modificaciones regulatorias que parten de 2010. Sin embargo, hay más de 30 demandas que están en procesos de arbitraje, particularmente en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI), con diversos laudos a favor de los litigantes. Al mismo tiempo, la Comisión Europea ha emitido una Comunicación (COM(2018) 547 final) sobre la protección de la inversión intra-UE, que concluye que los tratados bilaterales de inversión entre países miembros son incompatibles con el Derecho de la Unión y ya no son necesarios en el mercado único. Ello aplicaría a los inversores de la Unión Europea. Aunque esta ha sido tradicionalmente la postura de la Comisión, se ha reforzado con la reciente sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en el caso Achmea, una disputa por un tratado bilateral entre Países Bajos y Eslovaquia.

**Cuadro 3. Generación renovable: energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones  
1998-2007**

	Solar (fotovoltaica + termosolar)			Eólica		
	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones
1998	1	1	12	1.351	886	77
1999	1	2	16	2.689	1.686	119
2000	1	2	45	4.682	2.296	147
2001	2	4	196	6.923	3.508	199
2002	4	7	795	9.592	5.066	253
2003	9	11	1.581	12.048	6.324	304
2004	17	23	3.266	16.070	8.532	386
2005	38	47	5.391	21.170	10.095	446
2006	99	146	9.874	23.145	11.897	509
2007	480	701	20.285	27.578	14.536	637
2008	2.518	3.459	51.310	32.100	16.323	731
2009	6.196	3.623	52.109	38.274	18.857	1.100
2010	7.022	4.360	54.947	43.142	19.702	1.140
2011	8.989	5.224	57.766	41.762	21.065	1.218
2012	11.377	6.465	59.939	48.302	22.632	1.304
2013	12.604	6.938	60.953	54.596	22.995	1.351
2014	13.132	6.946	61.073	50.989	23.014	1.354
2015	13.298	6.959	61.282	48.070	23.029	1.356
2016	13.040	6.971	61.348	47.660	23.064	1.359
2017	13.727	6.975	61.412	47.644	23.073	1.360

Fuente: Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial (CNMC) y elaboración propia.

El resultado de este rápido proceso de instalación de generación renovable, en estrecha combinación con el régimen retributivo, es un rápido aumento de la retribución regulada con cargo al sistema. El Cuadro 4 proporciona algunos datos. Para su interpretación, debe tenerse en cuenta que a partir de 2013 no toda la energía vendida está primada, pues desde entonces parte de las instalaciones han ido saliendo del sistema de retribución por cumplimiento de su vida útil regulatoria. Esto es más evidente en la eólica, ya que en 2012 la totalidad de los 48.302 GWh producidos eran también energía primada, mientras que en 2017 lo están el 73,7% de los 47.644 GWh producidos. En el caso de la tecnología solar, sin embargo, la totalidad de la energía producida por la termosolar y el 99,2% de la fotovoltaica continúa bajo el régimen primado.

**Cuadro 4. Precios medios y retribución regulada a la generación renovable**

	Precio Medio Retribución Total (€/MWh)			Precio Medio Retribución Regulada (€/MWh)			Retribución Regulada (miles €)		
	Fotovoltaica	Termosolar	Eólica	Fotovoltaica	Termosolar	Eólica	Fotovoltaica	Termosolar	Eólica
2008*	453,2		100,4	388,8		36,0	990.830		1.155.818
2009*	462,4		80,1	424,6		42,4	2.634.262		1.621.278
2010	452,3	305,8	78,0	414,7	266,5	45,4	2.656.291	184.319	1.960.011
2011	359,7	292,5	87,4	390,9	240,6	40,9	2.287.260	426.901	1.710.775
2012	357,3	318,4	84,8	388,7	270,2	42,5	2.470.212	910.907	2.054.875
2013	395,3	304,0	77,2	350,2	259,1	44,4	2.889.113	1.120.746	2.125.444
2014	343,3	294,7	59,0	299,7	250,6	33,4	2.440.135	1.239.396	1.253.684
2015	348,6	302,5	70,7	298,1	250,5	36,1	2.435.206	1.273.715	1.253.658
2016	343,6	289,5	58,5	308,1	251,7	35,9	2.436.437	1.276.271	1.254.595
2017	349,2	298,2	81,0	300,5	247,0	41,9	2.496.764	1.320.818	1.472.771

\* Los datos de la CNMC no permiten distinguir el precio medio ni la retribución entre fotovoltaica y termosolar para 2008 y 2009, por lo que el dato en esos dos años es conjunto.

Fuente: Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial (CNMC) y elaboración propia.

La retribución regulada que se desprende del Cuadro 4 difiere notablemente por tecnología, y en conjunto se multiplicó por 2,5 veces entre 2008 y 2013, pasando de 2,15 a 6,14 miles de millones de euros. A ello hay que añadir el resto de tecnologías, especialmente la cogeneración, lo que llevó a que la retribución regulada del conjunto de renovables, cogeneración y residuos alcanzara 8,9 miles de millones de euros en 2013. En 2017 la retribución regulada fue de 7,1 miles de millones de euros. En esa reducción hay que tener en cuenta tanto un efecto precio, con menor retribución por MWh, como un efecto cantidad, pues la energía primada entre ambos años se redujo un 17,2%, fundamentalmente por la eólica e hidráulica.

Los precios medios que se obtienen de la retribución regulada que se muestran en el Cuadro 4, aunque asociados a la rentabilidad razonable de unas tecnologías que afrontaron muy altos costes de inversión, contrastan de modo radical con los precios medios revelados en la subasta de 2016 y en las dos subastas de 2017. El sistema de subastas es el ya establecido normativamente como mecanismo de acceso a la retribución regulada, en coherencia con la exigencia comunitaria para que haya concurrencia competitiva en la concesión del régimen retributivo específico. En los tres casos, las subastas se cerraron con el porcentaje máximo de reducción sobre el valor estándar de la inversión inicial, lo que conduce a que las nuevas instalaciones que comenzarán a verter en 2019 solo obtendrán retribución específica en el caso de que el precio de mercado se situase muy por debajo del que viene marcando en los últimos años<sup>28</sup>.

#### **Cuestión 6: ¿Qué paga el consumidor en su factura eléctrica?**

Las cuestiones anteriores se han centrado en el análisis de la retribución regulada de la oferta: generación, distribución y transporte. Al haber empezado por esos aspectos puede resultar más sencillo entender a qué

<sup>28</sup> Las tres subastas de 2016 de 2017 se basaron en la reducción sobre el valor inicial de la inversión, que mediante una fórmula termina proporcionando el precio medio de la retribución específica.

responden los principales componentes de la factura eléctrica de un consumidor. Esa factura está siempre formada por tres elementos.

En primer lugar, se paga por la energía consumida, medida en términos de kWh. El precio de esa energía se determina básicamente en el mercado eléctrico, habitualmente denominado *pool*, gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE). Se trata de un mercado marginalista en el que se fija el precio horario de la electricidad a partir de la interacción entre oferentes (generadores) y demandantes (comercializadores). En la administración de ese mercado, OMIE se encarga de gestionar los flujos monetarios entre compradores y vendedores, gestionar el depósito de garantías, etc. El mercado diario es un mercado de subasta, que desde 2013 está integrado en una plataforma común con los mercados de más de veinte países europeos y aplica un algoritmo (denominado Euphemia<sup>29</sup>) para resolver entre las posiciones de venta y de compra en todos esos países, con todas sus características asociadas, y maximizar el uso de las interconexiones internacionales. Si no hubiera restricciones de capacidad al transporte de energía entre unos países y otros, el precio de la energía sería un ejemplo de precio único. Sin embargo, las limitaciones por la capacidad de las interconexiones implican que los precios no converjan y los mercados se “desacoplen”. Ello no implica que haya que aumentar necesariamente la capacidad de las interconexiones hasta lograr esa convergencia, por dos razones: i) porque las interconexiones son infraestructuras costosas, que el consumidor ha de pagar como un coste regulado del sistema, ya que constituyen activos de la red de transporte, y ii) porque la convergencia de precios no implica menores precios domésticos, pues si estos son menores que los exteriores la energía, obviamente, fluye hacia el exterior provocando una presión al alza sobre los precios interiores. Por tanto, la conveniencia de las interconexiones requiere siempre de un detallado análisis coste beneficio que lo justifique.

Además de las transacciones en el mercado diario hay también un mercado intradiario, también gestionado por OMIE y que en la actualidad combina un sistema de subastas con una plataforma de negociación continua europea. A estos mercados se unen transacciones bilaterales entre compradores y vendedores, con precio pactado fuera de mercado, así como mercados de futuros, tanto organizados por el operador portugués OMIP como no organizados (denominados mercados *Over The Counter* o OTC). Sin embargo, en España la mayor parte de las transacciones de energía eléctrica se efectúan en el mercado diario, que es por tanto un mercado muy líquido y, también, muy transparente.

El precio final que paga un consumidor por cada kWh añade al precio del mercado diario otros componentes. Así, el precio final en octubre de 2018, que ascendió a 70,4 €/MWh, fue el resultado de añadir al precio del mercado diario (66,1 €/MWh) los pagos por capacidad (2,4 €/MWh), los sobrecostes por restricciones técnicas (0,98 €/MWh), los sobrecostes por mercados de equilibrio que gestiona el Operador del Sistema (0,96 €/MWh) y el mercado intradiario (que restó 0,04 €/MWh). Lo normal es que todos esos componentes “extra” añadan 4-5 € al precio medio que se obtiene en un mes en el mercado diario. En cualquier caso, ese precio final, como se comentará posteriormente, se refiere al de la energía consumida, no a otros cargos que abona el consumidor en su factura.

El consumidor puede pagar por la energía consumida de dos modos: mediante un precio regulado denominado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) o mediante un precio que libremente elige entre los muchos que proveen las distintas empresas comercializadoras. El PVPC solo lo ofrecen unas empresas

---

<sup>29</sup> Acrónimo de Algoritmo híbrido de integración Pan-europea del mercado eléctrico.

comercializadoras específicas, denominadas Comercializadoras de Referencia<sup>30</sup>, siendo idéntico entre todas ellas ya que se calcula con una metodología única basada en aplicar el precio horario de mercado al consumo horario de cada consumidor, al que se añade un margen de comercialización. Para ello se hace uso de las posibilidades que ofrecen los contadores con capacidad de telemedida, que permiten calcular las curvas de carga de cada consumidor<sup>31</sup>. A este precio regulado solo pueden acceder consumidores con potencias contratadas inferiores a 10 kW, lo que básicamente incluye a todos los consumidores domésticos. En la actualidad el 42% de los consumidores con esta potencia están acogidos a este precio regulado<sup>32</sup>, porcentaje que continúa en la tendencia decreciente mostrada en los últimos años. Si el consumidor acude al mercado libre (no regulado) entonces el precio de la energía consumida es el que se determine en la relación contractual con su comercializador.

En segundo lugar, el consumidor abona unos peajes de acceso. Si bien en su factura la cuantía por energía consumida figura en el término de energía, los peajes de acceso figuran tanto en el término de potencia como en el término de energía. Es decir, esos peajes se pagan en parte mediante un término que se multiplica a la potencia contratada (en kW) y, en otra parte, mediante un término que se multiplica a la energía consumida (en kWh). Los peajes de acceso retribuyen básicamente cuatro costes del sistema eléctrico: i) el uso de las redes de transporte y distribución, ii) la retribución regulada a la generación renovable, cogeneración y residuos, iii) el coste derivado de la amortización y pago de intereses de la deuda del sistema eléctrico y iv) la compensación por los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares. A continuación se discuten brevemente, distinguiendo entre el primero de esos componentes y los tres restantes.

i) Que el consumidor pague por el coste de la electricidad transportada y distribuida hasta su hogar o empresa está fuera de discusión, como ya se señaló. Sin embargo, hay distintas opciones regulatorias sobre el reparto de los costes de esas redes entre el conjunto de consumidores<sup>33</sup>.

Los costes de llevar la energía hasta dos consumidores distintos pueden diferir por un amplio conjunto de razones. La más obvia, porque los dos consumidores estén situados en dos puntos distintos y los costes de alcanzarlos no sean iguales. En algunas ocasiones esas diferencias serán tan pequeñas que, incluso en el caso de que se pudiesen calcular, no sería eficiente discriminar entre distintos consumidores. En otros casos, los costes asociados a distintas localizaciones se pueden calcular, pero se prefiere no discriminar entre consumidores sino establecer un precio homogéneo. Por ejemplo, ello podría ser resultado de una política

---

<sup>30</sup> Las comercializadoras con más de 100.000 clientes, más dos que operan en Ceuta y Melilla, están obligadas a designar un comercializador de referencia. En la actualidad son ocho, si bien no todas operan en todo el territorio nacional. Es importante indicar que estas son las comercializadoras que pueden ofrecer el bono eléctrico, pues este bono está vinculado al PVPC.

<sup>31</sup> Los consumidores con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán tener contadores horarios telegestionados antes del 31 de diciembre de 2018. A partir de ese momento, solo se admitirá que cada empresa distribuidora pueda mantener hasta un máximo de un dos por ciento del total del parque de contadores sin sustituir, siempre que sea debido a causas no imputables a la misma. En diciembre de 2017 ya estaban integrados en el sistema de telegestión el 91,3% de los contadores.

<sup>32</sup> En octubre de 2018 había 26,4 millones de puntos de suministro con potencia contratada inferior a 10 kW. De ellos, 11,1 estaban abastecidos por COR y 15,3 por comercializadoras libres.

<sup>33</sup> Esos costes se refieren a las retribuciones debidas a las empresas de transporte y distribución, calculadas según los procedimientos descritos en la Cuestión 3.

comercial<sup>34</sup>. En el caso de las redes, es frecuente que el regulador imponga un precio homogéneo entre consumidores situados en distintas localizaciones, justificado habitualmente por un principio de equidad. Este es el caso en los precios de acceso a las redes de transporte y distribución, que son homogéneos en el territorio nacional<sup>35</sup> de modo que solo hay tres elementos que diferencian el precio por unidad: la potencia contratada, el nivel de tensión al que se conecta y la posible existencia de diferencias horarias en el precio de acceso.

En relación con la potencia contratada, un consumidor que desea demandar más potencia en un instante genera un mayor coste para el sistema. La razón es que el sistema eléctrico, como todas las industrias de red, se dimensiona para satisfacer la demanda punta. Por tanto, si un consumidor contrata en su domicilio 10 kW en lugar de 3 kW es porque prevé que en algún momento va a hacer uso de la totalidad de esa potencia (o de alguna cuantía muy cercana) y el sistema tendrá que estar dimensionado para satisfacerla, asumiendo mayores costes. La relación entre el aumento de potencia contratada (kW) y el aumento del coste por kW no es sin embargo lineal. Ello está relacionado con el nivel de tensión al que se conecta un consumidor, de modo que se paga menos por unidad contratada (potencia) cuando se conecta a un mayor nivel de tensión. El que los consumidores conectados a la parte más capilar de la red, que es la red de menor tensión, paguen más en relación con el que se conecta aguas arriba tiene sentido, pues al fin y al cabo hacen un uso más completo de la red.

El otro elemento que permite diferenciar entre precios por unidad se basa en potencias que cambian durante el día. Esta discriminación horaria permite adaptar mejor la pauta de consumo al grado de utilización de la red, que es muy variable a lo largo del día. Así, tiene sentido “premiar” a un consumidor que desplaza el consumo a un horario valle, porque ello incidirá en menores costes de dimensionamiento o refuerzo de la red. Un ejemplo clásico de esa situación es la carga del coche eléctrico, que tiene sentido desplazar a horarios nocturnos ya que es entonces cuando la red es menos utilizada. Por ello, el diseño de precios de acceso debe incentivar a que los consumidores no carguen su coche en los horarios de máxima utilización de la red, sino que lo hagan por la noche<sup>36</sup>.

El Cuadro 5 muestra la distribución del número de consumidores por grupo tarifario. Cada uno de esos grupos tiene un peaje de acceso distinto. Como puede observarse, más de 26,4 millones de consumidores (el 94,2% del total) tienen una potencia contratada inferior a 10 kW, si bien estos hogares o pequeñas empresas consumen el 27,3% de la energía. En el otro extremo, tan solo 1.092 empresas, conectadas a redes más de 75 kV, consumen el 15,2% del total de la energía eléctrica en España. La última columna sintetiza el tamaño medio. Esas diferencias se trasladan a peajes de acceso por unidad consumida muy asimétricos. Mientras que

---

<sup>34</sup> Las empresas pueden incurrir en costes por discriminar espacialmente los precios, al igual que por cambiarlos (*menu costs*).

<sup>35</sup> Esto no es infrecuente en tarifas reguladas. Un ejemplo es el servicio postal universal, donde el precio de un servicio es independiente de la zona donde se resida. Sin embargo, hay también tarifas reguladas que se adaptan a los costes específicos de las infraestructuras locales. Un ejemplo son las tarifas aeroportuarias, que discriminan en función del tamaño y los servicios asociados entre distintos conjuntos de aeropuertos, de modo que la tasa por pasajero difiere entre un aeropuerto de gran tamaño con muchas conexiones y servicios y uno de pequeño tamaño. La discusión sobre una tarifa geográfica única o el ajuste en función de costes conduce a la discusión sobre el equilibrio entre razones de eficiencia económica, que llevarían a plantear que los agentes pagaran por los costes asociados a su abastecimiento, frente a razones de equidad y vertebración del territorio.

<sup>36</sup> Todas las tarifas de alta tensión, y algunas de baja, tienen diversos periodos (habitualmente seis) en el término de energía y en el de potencia, cuyos horarios cambian a lo largo del año.

el peaje de acceso medio para un consumidor en baja tensión es de 9,04 c€/kWh, es de 0,87 c€/kWh para un gran consumidor conectado a una red de más de 145 kV.

**Cuadro 5. Consumidores, energía consumida y tamaño medio por grupo tarifario, 2017**

	Número de consumidores	Energía consumida (GWh)	Tamaño medio (MWh/cliente)
<b>Baja tensión</b>			
≤ 10 kW	26.410.908	64.438	2,44
> 10 kW	1.525.968	43.017	28,19
<b>Alta tensión</b>			
≥ 1 kV y < 36 kV	106.391	74.706	702
≥ 36 kV y < 72,5 kV	1.641	18.074	11.012
≥ 75 kV y < 145 kV	435	11.059	25.424
≥ 145 kV	657	24.954	37.972
<b>TOTAL</b>	<b>28.046.001</b>	<b>236.248</b>	<b>8,42</b>

Fuente: Boletín de Indicadores Eléctricos (CNMC).

Sin embargo, hasta ahora no hay una justificación objetiva, apoyada en una metodología conocida, para ordenar la asignación de costes de acceso a la red entre los distintos tipos de usuarios en España. Ello puede llevar a dudar de que la distribución actual sea consistente con los costes subyacentes en el uso de la red. Además, la falta de esa metodología incita a introducir modificaciones *ad hoc* en el reparto de los costes que no tienen por qué responder a ningún elemento objetivo.

ii) Además del pago por el uso de las redes, el consumidor abona también en su factura otros costes del sistema. Se denominan “*otros cargos*” en la Ley del Sector Eléctrico, aunque en la realidad se integran junto a los peajes por el uso de las redes, de modo que el término “peajes de acceso”, que es el término que figura en la factura, lo integra todo<sup>37</sup>.

Los *otros cargos* son fundamentalmente tres: el coste de la retribución específica a la generación renovable, cogeneración y residuos (descrito en la Cuestión 4), el pago de la deuda (sobre la que se discutirá en la Cuestión 8) y el pago por los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares. Estos últimos surgen porque los sistemas no peninsulares (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla), sin conexión con el sistema eléctrico ibérico, tienen costes de generación más altos<sup>38</sup>. Sin embargo, por un principio de solidaridad interterritorial, el coste de la energía adquirida por los consumidores se fija al mismo precio que el del mercado ibérico, por lo que es necesario compensar a los generadores por la diferencia entre ese precio y el coste de producción. En la actualidad el 50% de esos extracostes van con cargo al sistema de liquidaciones, y por tanto con cargo a la factura del consumidor, mientras que el otro 50% va con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. En

<sup>37</sup> De hecho, cuando a finales de cada año se publica la “Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para (año)”, los peajes de acceso por potencia y energía allí establecidos no solo retribuyen las redes sino también esos otros cargos.

<sup>38</sup> Baleares sí tiene conexión eléctrica con la Península, que les permite abastecer parte del consumo regional, además de disponer de conexión entre islas. En Canarias solo hay interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura. A diferencia de lo que ocurre en el sistema peninsular, el sistema de despacho técnico y económico en los sistemas no peninsulares lo gestiona el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España).

2016 la retribución adicional de los sistemas no peninsulares con cargo al sistema eléctrico se situó en 592 millones de euros<sup>39</sup>.

El Cuadro 6 sintetiza los pagos que el conjunto de consumidores realiza por los peajes de acceso que, como se ha indicado, recogen tanto los peajes por acceso a la red como los otros cargos. Estos pagos por los consumidores son ingresos para el sistema. Como puede observarse, una tercera parte de los ingresos que el sistema recibe por los peajes de acceso provienen de la facturación en el término de energía, mientras que la parte más fija, vinculada a la potencia contratada, supone el 67% restante. La parte que se recauda mediante el término de energía es mayor en el caso de los consumidores de baja tensión, determinando las diferencias en el peaje de acceso por unidad consumida que se habían puesto de manifiesto con anterioridad.

**Cuadro 6. Facturación por peajes de acceso: término de potencia y término de energía, 2017**

	Facturación potencia		Facturación energía		Facturación total
Baja tensión	6.409.227	48%	3.580.681	27%	9.989.908
Alta tensión	2.538.749	19%	773.750	6%	3.312.499
TOTAL	8.947.976	67%	4.354.431	33%	13.302.407

Fuente: Liquidación 14/2017 (CNMC) y elaboración propia

Por último, el tercer componente en la factura que paga el consumidor son los impuestos. Por un lado, el Impuesto especial de electricidad, con un tipo del 5,11% aplicado sobre la facturación por potencia y por energía. En 2016, la recaudación por el impuesto especial de electricidad ascendió a casi 1.300 millones de euros<sup>40</sup>. Es un impuesto que está cedido en su totalidad a las Comunidades Autónomas y cuyas bases mínimas están armonizadas en el conjunto de la Unión Europea. Por otro lado, se aplica un 21% de IVA sobre todos los componentes de la factura. A diferencia de otros impuestos asociados al sector eléctrico que pagan los generadores<sup>41</sup> y que nutren en parte los ingresos del sistema (Cuestión 7), estos dos impuestos no revierten sobre el sistema eléctrico sino que, como suele ocurrir, tienen carácter no finalista.

Los tres componentes de la factura (energía consumida, peajes de acceso e impuestos) afectan a la factura final del consumidor, pero lo hacen en distintas proporciones. El Cuadro 7 muestra la distribución de los componentes del gasto en electricidad de un hogar medio en España en 2017. Ese gasto, según la Encuesta de Presupuestos Familiares (INE) asciende a 746 euros anuales. Se ha supuesto un consumidor doméstico con una potencia contratada de 3 kW. Como puede observarse, algo menos del 30% se corresponde con el coste vinculado a la energía consumida, entendido ese coste como el precio final de la energía, esto es, el precio en el mercado diario más los costes adicionales en otros mercados o para lograr el equilibrio del sistema. La mayor parte del gasto total, un 47%, se corresponde con la partida de peajes de acceso. Esta se ha distribuido entre la parte que correspondería al pago de redes y a otros cargos tan solo con efectos ilustrativos (utilizando los costes del sistema) ya que, como se ha señalado anteriormente, esa diferenciación no se ha efectuado aún

<sup>39</sup> Desde ese ejercicio también se incluye la mitad de la retribución específica por renovables, cogeneración y residuos en sistemas no peninsulares. La otra mitad se retribuye pues con cargo a los PGE.

<sup>40</sup> Informe Anual de Recaudación Tributaria 2016 (Agencia Tributaria).

<sup>41</sup> El consumidor paga también indirectamente parte de esos otros impuestos que, aunque inicialmente soportados por las empresas generadoras, estas transmiten al precio del mercado.

desde el punto de vista metodológico. Dado que los costes de transporte y distribución son realmente costes de la energía suministrada, la parte que se correspondería con los *otros cargos* descritos anteriormente representa el 29% de la factura. Esa proporción es prácticamente idéntica a la que se corresponde con el coste de la energía para un consumidor de este tamaño.

**Cuadro 7. Distribución de los componentes de la factura eléctrica en un hogar medio (2017)**

	Euros/año	Porcentaje
Coste de la energía (término de energía)	216	29,0%
Coste de comercialización	22	2,9%
Peajes de acceso (en término de energía y en término de potencia)	348	46,6%
Redes	134	
Otros cargos	214	
Impuesto especial (5,1%)	30	4,0%
IVA (21%)	130	17,4%
<b>Total</b>	<b>746</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia.

Hay tres cuestiones de interés en la estructura y los componentes de la factura que abona un consumidor<sup>42</sup>. La primera se refiere a la diferenciación entre el término de energía y el término de potencia, y en particular el hecho de que parte de los peajes y cargos se “variabilizan”, de modo que los consumidores pagan por ellos no solo en el término de potencia sino también en el de energía, en proporción a la energía consumida. En los últimos años ha ganado peso relativo la parte fija que se corresponde con el término de potencia, lo que es coherente con que gran parte de los costes subyacentes, referidos a los costes de redes y otros cargos, tienen una naturaleza de costes fijos. Así, los costes de la deuda o buena parte de los costes de acceso a las redes son costes que ya están predeterminados con independencia de la demanda que se efectúe de energía. En la medida en que buena parte de esos costes están vinculados a componentes intrínsecamente fijos, cabría plantear si no tiene sentido que los peajes y cargos se pagaran por los consumidores como un término fijo en su integridad, aunque ello debería de hacerse de un modo que permita evitar problemas de falta de asequibilidad del servicio. Sin embargo, en ocasiones se plantea que debería avanzarse justamente en la dirección contraria, esto es, variabilizando más los peajes y cargos. La justificación que se da para ello es que aumenta los incentivos para que los consumidores sean más activos en estrategias de eficiencia energética. Siendo eso cierto, el hecho de que no se diseñe una estructura de tarifas con una parte fija que responda a costes de naturaleza fija genera diversas distorsiones. Entre ellas, que un consumidor que solo usa la red como respaldo hace uso de los servicios que le proporciona, pero no contribuye a sufragar los costes de esos servicios o lo hace en una cuantía muy pequeña si se considera que esos servicios no tienen una naturaleza de

<sup>42</sup> No se considera aquí la conocida crítica sobre la no inteligibilidad de la factura eléctrica. No parece existir ninguna razón de fondo para pensar que una factura de energía deba ser más difícil de entender que una de servicios de telecomunicaciones. Es más, dado que hay una tendencia creciente a empaquetar servicios de telecomunicaciones, cabría incluso pensar que esta debiera ser inherentemente más compleja que una de energía. La razón no puede ser tampoco la mayor sensibilidad por el peso en términos del presupuesto familiar, pues el gasto de un hogar en telecomunicaciones es mayor que en electricidad. Tal vez la factura eléctrica trate de explicar demasiado y, además, lo haga con un lenguaje propio del sector.

costes variables. Este es el origen de la discusión que llevó a implantar el cargo transitorio por el autoconsumo, como se pondrá de manifiesto en la Cuestión 11 al discutirse el autoconsumo.

La segunda discusión se refiere a si es pertinente que el consumidor eléctrico pague por todos los costes asociados a los peajes de acceso, y en concreto por los componentes de *otros cargos* que, como se ha señalado, suponen el 29% del total de la factura. El caso más evidente es el de los extracostes de generación no peninsular, que de hecho ya están parcialmente financiados vía PGE. Pero igualmente puede discutirse si todos los costes relacionados con la retribución a la generación renovable, relacionados con decisiones regulatorias pasadas para incentivar la penetración de fuentes de generación renovable en el consumo final de energía, deben ser pagados por el consumidor eléctrico. Se trata esta de una discusión más amplia que debe tener en cuenta al conjunto de energías disponibles, parcialmente sustituibles, así como los objetivos de descarbonización en el marco del proceso de transición energética y se desarrollará un poco más en la Cuestión 13.

La tercera discusión se refiere a los impuestos. No tanto a los impuestos explícitos en la factura (impuesto especial e IVA) como a otros impuestos establecidos o modificados en la Ley 15/2012. Esos impuestos son cuatro: i) el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, con un tipo de gravamen del 7%; ii) los impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas, con tipos impositivos sobre el peso o el volumen; iii) el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, con un gravamen sobre la energía hidroeléctrica producida, y iv) mediante modificación de la Ley de Impuestos Especiales, se sometió a imposición el uso del gas para generación eléctrica y se elevó el tipo de gravamen sobre el carbón.

Todos esos impuestos o tasas se establecen sobre los generadores de electricidad. Sin embargo, es bien sabido que en algunos casos se traspasan al precio de mercado y, por tanto, los terminan pagando los consumidores. Esos impuestos “traspasables”, que básicamente son el impuesto de generación (7% del valor de la energía vertida) y el denominado “céntimo verde” sobre el uso del gas en las centrales térmicas, han sido provisionalmente suspendidos para el semestre que comenzó el 1 de octubre de 2018. Ello repercute sin duda en un menor precio de la energía en el mercado, pero también implica que los ingresos del sistema eléctrico se reducen. La siguiente cuestión permite analizar ese aspecto en el conjunto de ingresos y gastos del sistema.

### **Cuestión 7: ¿En qué consisten las liquidaciones de sistema eléctrico?**

Los peajes de acceso que pagan los consumidores en sus facturas son transferidos por parte de los comercializadores a una cuenta de la CNMC, que es el órgano encargado de gestionar el sistema de ingresos y pagos regulados del sistema eléctrico<sup>43</sup>. El Cuadro 8 ofrece una visión muy resumida de la previsión de las grandes partidas de ese sistema para 2018. Esa previsión es la que fundamentaba la Orden de Peajes que se realizó para ese ejercicio, ya que normativamente el conjunto de ingresos y pagos deben estar en equilibrio al finalizar el ejercicio contable. Como puede verse, y como por otra parte cabía esperar, los ingresos por peajes

---

<sup>43</sup> Red Eléctrica de España liquida algunos pagos, pero su importancia relativa es pequeña.

de acceso constituyen con gran diferencia la principal partida de ingresos<sup>44</sup>. Estos se complementan con un conjunto de impuestos y tasas sobre diversas actividades de generación que se establecieron a partir de 2012 y que, en parte, han quedado suspendidos durante un semestre desde octubre de 2018.

**Cuadro 8. Previsión de ingresos y pagos para 2018**

Ingresos		Pagos (costes)	
Ingresos por CO <sub>2</sub>	450	Redes (transporte y distribución)	7.218
Ingresos Ley 15/2012	2.960	RECORE	7.150
Peajes de acceso	14.002	Sistemas no peninsulares	780
Ingresos por capacidad	736	Pago anualidades deuda	2.830
		Pagos por capacidad	352
		Otros	-183
<b>TOTAL</b>	<b>18.148</b>	<b>= TOTAL</b>	<b>18.147</b>

Fuente: Memoria de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018.

A partir de los ingresos que va percibiendo de los comercializadores (en la parte de peajes de acceso e ingresos por capacidad) o del Tesoro (en la parte de ingresos por CO<sub>2</sub> y provenientes de la Ley 15/2012), la CNMC procede a liquidar a todos los agentes que reciben pagos regulados del sistema. Como la información y los primeros ingresos necesarios para realizar esos pagos no comienzan a disponerse hasta pasados un par de meses desde el comienzo del año, la primera liquidación provisional del ejercicio (por ejemplo, la liquidación 1 del ejercicio 2017) se realiza en marzo de ese año. A continuación se realizan 13 liquidaciones provisionales mensuales más, de modo que en abril del siguiente año (en este caso, en abril de 2018) se realiza la liquidación 14. En ese momento prácticamente se han realizado todos los pagos debidos, pero habitualmente no se han obtenido todos los ingresos. En concreto, lo usual es que aún estén pendientes de cobro parte de los ingresos provenientes de Hacienda por las diversas figuras fiscales incluidas en la Ley 15/2012 y de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, por lo que el cierre definitivo del ejercicio se produce en noviembre (en este caso, en noviembre de 2018)<sup>45</sup>. Si posteriormente hubiera costes o ingresos (por ejemplo, debidos a inspecciones a empresas), entonces ya se aplicarán en el ejercicio en que se produzcan.

Por tanto, el sistema de liquidaciones provisionales es un sistema de ingresos efectivos sobre el que se hacen unos pagos anticipados y a cuenta, de modo que el resultado en términos del signo del desequilibrio mensual no tiene por qué corresponderse con el resultado definitivo<sup>46</sup>. Por lo que se refiere a los pagos, tanto los correspondientes a la retribución al transporte y a la distribución como los correspondientes a la retribución específica por generación renovable, cogeneración y residuos (RECORE) se distribuyen y liquidan en las doce

<sup>44</sup> En realidad, bajo la rúbrica “peajes de consumidores” se integran los peajes de acceso de consumidores, los peajes por energía reactiva y excesos de potencia y los ingresos por conexiones internacionales. También eventualmente se pueden integrar los ingresos por fraude y los ingresos por autoconsumo (carga transitorio). Sin embargo, los peajes de acceso representan más del 95% del total, por lo que nos centramos en ellos.

<sup>45</sup> Según la normativa, debe realizarse una Liquidación Definitiva (o de cierre) con anterioridad al 1 de diciembre del año siguiente al que corresponde.

<sup>46</sup> Por ello, no constituyen actos administrativos contra los que pueda interponerse recurso, a diferencia de lo que ocurre con las liquidaciones definitivas.

primeras liquidaciones. Adicionalmente, se incluyen los pagos efectuados por el sistema de interrumpibilidad, los pagos por capacidad y la retribución adicional por sistemas no peninsulares que va con cargo al sistema (el 50% del total). Por el lado de los ingresos, hay un cierto decalaje entre el momento en que se consume la energía y se reciben los ingresos por los peajes, que depende entre otras cuestiones del ciclo de facturación de los comercializadores, por lo que habitualmente los ingresos de un mes  $m$  se ingresan en  $m+1$  (un 25% aproximadamente), en  $m+2$  (un 50%) y  $m+3$  (el 25% restante, aproximadamente). Adicionalmente, los ingresos provenientes del Tesoro por las diversas figuras impositivas de la Ley 15/2012 y las subastas de derechos de emisión habitualmente se reciben “en bloques” y sin una periodicidad fija. Además, una parte importante de estos se reciben ya finalizadas las liquidaciones provisionales. Por ejemplo, en el ejercicio 2016 un 25% de los 2.765 millones de euros en ingresos de la Ley 15/2012 y las subastas de derechos de emisión se percibieron tras la liquidación 14/2016.

A todo ello hay que añadir que periódicamente se producen cambios normativos o sentencias judiciales que implican cambios en los ingresos o pagos debidos o ya efectuados a los agentes. Las liquidaciones van incluyendo esos ajustes, así como la regularización de ingresos y costes de ejercicios anteriores.

En las liquidaciones provisionales surgen desviaciones transitorias, con pagos “debidos” mayores que los ingresos disponibles. Posteriormente, en un ejercicio que se cierre con superávit, esas desviaciones se van corrigiendo. Hasta 2014 los sujetos que soportaban esa diferencia provisional eran las empresas de mayor tamaño, pero desde entonces son soportadas proporcionalmente por todos los sujetos. Para ello, en cada liquidación, se calcula un coeficiente de cobertura entre ingresos “reales” y pagos “debidos”, que se aplica homogéneamente a todos los agentes que reciben pagos del sistema. Por ejemplo, en la liquidación 1/2016 el coeficiente de cobertura fue del 25,74%, que se fue incrementando hasta el 99,29% en la liquidación 14/2016; ese pequeño desajuste provisional se tornó en superávit con la liquidación de cierre de 2016. Sólo hay algunos pagos que siempre se realizan de modo prioritario, sin estar afectados por el coeficiente de cobertura. El principal de esos pagos se corresponde con las anualidades del déficit de actividades reguladas, esto es, con el pago por la deuda acumulada en el sistema (Cuestión 8).

Al cierre del ejercicio se pueden producir desvíos en los ingresos y costes respecto a la previsión inicial, que es la contenida en la memoria de la Orden de peajes para el ejercicio en cuestión. Los desvíos en los ingresos provendrán fundamentalmente de i) las variaciones en la demanda en consumo respecto a la prevista o por variaciones en la potencia contratada por los consumidores<sup>47</sup> y ii) las variaciones en los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y las subastas de derechos de emisión respecto a los inicialmente previstos. Hay que tener en cuenta que parte de esos ingresos estarán en relación con el precio del mercado, que obviamente no se conoce con anticipación.

Por el lado de los costes, las diferencias suelen ser de menor cuantía y vendrán fundamentalmente por las retribuciones a renovables (RECORE) y a los sistemas no peninsulares, pues en el caso de la retribución al transporte y a la distribución, salvo cambios normativos o por aplicación de sentencias, no debería haber

---

<sup>47</sup> También se pueden producir diferencias por los ingresos previstos derivados de a) los ingresos que obtengan los comercializadores de referencia por encima de los correspondientes al PVPC cuando suministren a consumidores con tarifa de último recurso, b) los ingresos por peajes de generadores. Sin embargo, el peso relativo de estos componentes es muy reducido y tendrán muy escasa incidencia.

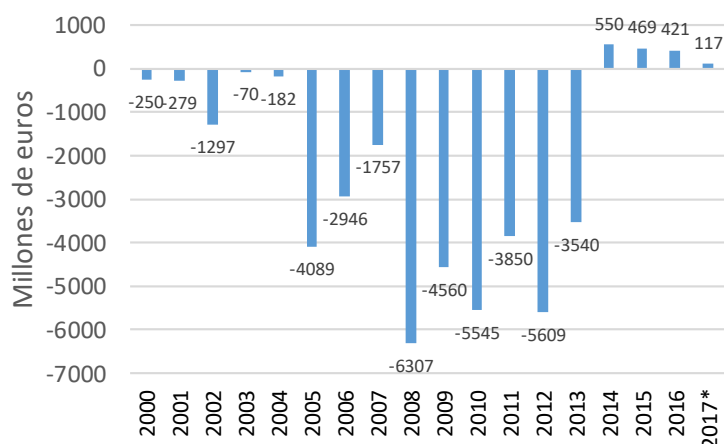
desvíos respecto a lo inicialmente previsto. En el caso de las renovables, el desvío respecto a la previsión inicial se debe fundamentalmente a la complejidad de efectuar una previsión con precisión dada la enorme cantidad de parámetros que intervienen en la remuneración. En el caso de los sistemas no peninsulares hay que tener en cuenta que la previsión inicial se realiza con unos costes de combustibles que se van actualizando a lo largo del año.

Precisamente en relación con la retribución de los sistemas no peninsulares, cabe señalar que estas tienen también otro régimen de liquidación complementario al aquí detallado, pero que no forma parte realmente del sistema de liquidaciones. La razón es que el 50% del extracoste derivado del mayor coste de generación en los sistemas no peninsulares, en relación con el coste revelado en los precios de mercado en el mercado ibérico, se paga a los agentes involucrados (prácticamente en su totalidad a empresas del grupo Endesa) con ingresos provenientes de los Presupuestos Generales del Estado, que son librados por el Tesoro con una periodicidad distinta a los provenientes de la Ley 15/2012 y los de subastas de derechos de emisiones. Por tanto, el libramiento de esos pagos se efectúa una vez se van efectuando las transferencias correspondientes por parte del Tesoro, sin un calendario predeterminado.

#### **Cuestión 8: ¿Por qué se ha acumulado la deuda del sector eléctrico?**

No es difícil suponer que a un consumidor eléctrico le pueda sorprender que, pese a que considera que la electricidad es cara y que las empresas obtienen elevados beneficios, el sistema eléctrico (y por tanto los consumidores) arrastran una deuda muy importante. Como siempre, la deuda no es más que la acumulación de déficits a lo largo del tiempo, y los déficits o superávits no son más que la diferencia entre los ingresos y pagos regulados. Por tanto, el déficit del sistema es compatible con beneficios i) en las empresas de generación, que reciben el precio por la venta de su energía en el mercado o, en su caso, reciben de modo complementario retribuciones reguladas del sistema de liquidaciones, ii) en las de comercialización, que habrán cobrado por la energía suministrada aplicando el margen correspondiente, sea este regulado o no, y iii) en las empresas de transporte y distribución, que habrán percibido los pagos correspondientes del sistema. Es más, si los pagos recibidos del sistema de liquidaciones por parte de una empresa no fueran los que le correspondieran, el regulador puede autorizarle a que ceda esa deuda a terceros, de modo que el tenedor actual de la deuda eléctrica deja de ser la empresa eléctrica que tenía el derecho de cobro inicial. Ese ha sido precisamente el caso en España, donde la deuda del sector eléctrico se ha titulizado en mercados financieros o de capitales, si bien la forma y los momentos en que se ha producido esa titulación han ido cambiando a lo largo del tiempo.

**Gráfico 1. Saldo del sistema de ingresos y pagos regulados: 2003-2017**



Nota:\* Déficit provisional de 2017. El definitivo se conoce en la liquidación de cierre.

Fuente: Mármol y Soto (2016), CNMC y elaboración propia.

Como puede observarse en el Gráfico 1, la deuda actual del sector eléctrico se genera entre los años 2005 y 2013. Actualmente no hay deuda pendiente previa a 2005, y el trienio 2014-2016 ha terminado con superávit en cada uno de esos años. En concreto, frente al déficit de 3.540 millones de euros del ejercicio 2013, los ejercicios 2014, 2015 y 2016 cerraron con superávit de 550, 469 y 421 millones de euros, respectivamente. El ejercicio 2017 no se ha cerrado, pero todo indica que también lo hará con superávit. Hay que tener en cuenta que actualmente un ejercicio  $n$  se cierra en el mes de diciembre de  $n+1$ .

Los déficits acumulados desde 2007 no son resultado de un algún tipo de evento o shock no esperado sino, como señalan Mármol y Soto (2016), simplemente de una determinación ex ante de peajes de acceso que era claramente insuficiente para cubrir los costes esperados. En otras palabras, ya se conocía que el sistema iba a terminar en desequilibrio al final del ejercicio, lo que suponía trasladar ese desfase a los consumidores futuros. La idea es la misma para los déficits anteriores, aunque en este caso surgen porque se subestimaron los costes incluidos en la tarifa integral en relación con los costes liquidados a los distribuidores por la adquisición de energía de sus consumidores a tarifa integral<sup>48</sup>. Así en 2005, primer año con déficit significativo, se combinaron algunos aumentos imprevistos de precios mayoristas durante ese año (que fue extremadamente seco) con el aumento de las ayudas para la generación de energías renovables. Como se señaló en la Cuestión 5, el aumento de la retribución regulada a la generación renovable, cogeneración y residuos fue muy acusado hasta 2013, y sin duda fue un elemento fundamental en el aumento de los costes del sistema.

A 31 de diciembre de 2016, la deuda acumulada del sector eléctrico ascendía a 23.070,4 millones de euros. Esa deuda tiene cuatro componentes. En primer lugar, el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE), que representa un 79,9% del total. Ese Fondo se creó para facilitar la colocación en el mercado de la deuda que inicialmente era propiedad de las empresas eléctricas, de forma que estas pudieron sacarla de su balance y venderla a entidades financieras, y en él se integró deuda de los ejercicios 2006 a 2012. El déficit de 2013 no se integró en el FADE, que ya se había cerrado, y tuvo un mecanismo de titulización propio. En la actualidad el tipo de interés del FADE es el 3,818%, mientras que el del déficit 2013 es 2,195%.

<sup>48</sup> Desde 2009 los distribuidores no suministran electricidad a tarifas reguladas integrales.

Los otros dos componentes de la deuda actual del sector eléctrico tienen menor importancia relativa. Se trata del Déficit 2005 (un 5,6% de la deuda total) y el denominado Déficit ex ante (2,6% del total). Este último proviene de unas subastas por las que se colocó parte del déficit de 2007-2008. El tipo de interés vinculado a estos dos componentes es sustancialmente más bajo que el de los dos primeros: -0,317% y 0,338%, respectivamente. El hecho de que el Déficit 2005 presente un tipo de interés negativo se debe a que está referenciado al Euribor.

La deuda pendiente de cada uno de los cuatro derechos de cobro se distribuye a lo largo de un periodo distinto. A finales de 2016, el número de pagos anuales oscila entre los cuatro años restantes para amortizar totalmente la deuda del Déficit 2015 hasta los doce pendientes para el Déficit 2013. En el caso del FADE, con un sistema con operaciones de refinanciación, el plazo máximo sería también ligeramente inferior a los 12 años.

En los últimos años se han ido produciendo superávits en la liquidación definitiva de los distintos ejercicios. Según la Ley del Sector Eléctrico, esos superávits deberían destinarse a la amortización anticipada de la deuda. Es una situación análoga a lo que ocurre en un crédito hipotecario cuando una familia dispone de algún ahorro y decide adelantar el pago de una parte de la hipoteca. Se puede argumentar que desde el punto de vista financiero no sería óptimo adelantar el pago de todos los componentes de la deuda del sector eléctrico, pues algunos de ellos se financian con tipos muy reducidos, e incluso negativos. Pero esta es una situación excepcional, ya que el tipo real medio de la deuda es positivo y sería mejor evitar los costes financieros que atesorar el superávit en una cuenta corriente a nombre de la entidad encargada de la liquidación, cuya remuneración va a ser claramente inferior. Sin embargo, hasta este momento esa amortización anticipada no se ha realizado. Ello se debe en gran medida a las dificultades para proceder a una amortización anticipada dado que las entidades acreedoras de la deuda no son los agentes del sector eléctrico. Así, por ejemplo, el FADE, en el que se concentra la mayor parte de la deuda, tiene una instrumentación jurídica y financiera que imposibilita una amortización anticipada. Podría razonablemente pensarse que la deuda del ejercicio 2013, que es la más reciente y no está incluida en el FADE, sería más sencilla de amortizar anticipadamente, pero ello requeriría de la negociación con las entidades financieras y, por supuesto, de apoyo normativo que permitiese a la entidad encargada de la liquidación proceder a ese pago anticipado.

Una parte del excedente acumulado en los últimos ejercicios 2014 a 2016 se ha utilizado para hacer frente a distintos pagos del sistema que no estaban inicialmente previstos, para lo que se introdujo una disposición habilitadora en la Ley de Presupuestos Generales del Estado de distintos ejercicios. Con diferencia, la mayor cuantía se ha destinado al pago de las cantidades adeudadas por el bono eléctrico, tras las sentencias del Tribunal Supremo que lo declararon nulo. Adicionalmente, el RDL 15/2018 posibilita usar el excedente acumulado para cubrir posibles situaciones de déficit en 2018 y 2019. Esto, que se contempla de modo excepcional y está en principio vinculado a la suspensión temporal de algunos impuestos a la generación, elimina las restricciones que se habían impuesto en la Ley del Sector Eléctrico de 2013.

Dados los escenarios de amortización de las distintas categorías de derechos de cobro de la deuda del sistema eléctrico, no será hasta finales de la próxima década cuando esta pase a ser marginal entre las partidas de costes del sistema eléctrico. Para el ejercicio 2019 seguirá suponiendo un coste anual por amortización e intereses superior a 2.500 millones de euros, y la deuda viva se situará ligeramente por debajo de los 20.000 millones de euros.

### **Cuestión 9: ¿Existe libertad de entrada y salida en la actividad de generación en el sector eléctrico?**

La respuesta a esta cuestión, con arreglo a la normativa actual, es aparentemente simple. El artículo 2.1 de la Ley del Sector Eléctrico establece que “se reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica reguladas en la presente ley sin perjuicio de las limitaciones que se pudieran establecer para las actividades que tengan carácter de monopolio natural”. Sin, embargo, en la misma norma (art. 21) se establece que “la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones”. La actividad de generación es pues una actividad liberalizada pero sujeta a autorizaciones. Esto implica que, cumpliendo con la normativa administrativa correspondiente, una empresa puede entrar en el mercado de generación. Naturalmente, la entrada se producirá si la empresa obtiene una rentabilidad al capital invertido que considera razonable a lo largo de su vida útil.

Es previsible que todas las entradas de nueva generación que se producirán en el sector eléctrico en los próximos años sean de generación renovable, bien sea eólica, solar o con biomasa. Como se describió en la Cuestión 3, hasta comienzos de esta década la entrada de estas tecnologías en el mix de producción se sustentó en un amplio sistema de primas. Posteriormente, tras la paralización de las concesiones de entrada al régimen retributivo, se implementó un sistema de subastas para su asignación. La teoría económica indica que una subasta es el procedimiento adecuado de asignación de un recurso escaso entre potenciales demandantes. En ese sentido, las subastas tratan de revelar la valoración que los demandantes hacen del recurso subastado (la retribución regulada) y es el método habitual de asignación en distintos ámbitos del sector energético.

Naturalmente, existe una amplia discusión sobre el diseño específico que debe tener esa subasta. Un aspecto central es si deben o no ser neutrales tecnológicamente. Una subasta estrictamente neutral debería ser completamente “ciega” a la tecnología renovable subyacente en los MWh producidos y permite aumentar la presión competitiva, redundando en menores precios. Por el contrario, puede generar un mix cuyas características no se adapten al mix deseable, que puede querer considerar otras características distintas del precio<sup>49</sup>. En España la primera subasta (2016) no fue neutral, reservando cupos específicos para eólica y biomasa. Sí lo fueron las dos siguientes celebradas en 2017, aunque con algunas particularidades derivadas de la adaptación al sistema de instalaciones singulares descrito en la Cuestión 4. Aunque la neutralidad tecnológica es un principio básico en la actuación de los reguladores, la Comisión Europea permite subastas para tecnologías específicas. De hecho, Alemania combina un sistema de subastas neutrales con otro que reserva cupos para tecnologías renovables específicas.

Una empresa que decida entrar en el mercado de generación renovable no tiene por qué acudir al sistema de subastas, cuya finalidad es asignar un régimen retributivo. De hecho, se están desarrollando diversos

---

<sup>49</sup> A largo plazo, el sistema tenderá a escoger las tecnologías óptimas. Por ejemplo, si entra mucha fotovoltaica en relación con la eólica, habrá mayor presión a la baja en el precio de mercado en el horario diurno, coincidiendo con la curva de producción de la fotovoltaica. Ello da señales de precios para la entrada de la eólica, cuya curva de producción a lo largo del día es distinta.

proyectos de gran tamaño que no han acudido a ese sistema, por lo que no tienen el apoyo del “suelo” de precios de mercado que sí tienen los adjudicatarios de las subastas. Las empresas pueden tener diversos motivos para hacerlo así, entre los cuales se encuentra que pueden alcanzar contratos de venta de largo plazo de la energía (habitualmente denominados PPA) que les facilite la financiación de los proyectos. Pero con independencia de si una empresa decide entrar en el mercado porque se le ha incluido en el régimen retributivo tras una subasta o si lo hace sin acceder a ese régimen, la entrada está sometida a un proceso de autorización que fácilmente puede extenderse varios años. Los elementos básicos de ese proceso son tres.

En primer lugar, el Ministerio que tenga las competencias de medioambiente y la Comunidad Autónoma donde se va a localizar la instalación realizan la evaluación del impacto ambiental, con consultas a instituciones y administraciones previsiblemente afectadas. La autorización ambiental puede exigir medidas preventivas y correctoras que deberá ejecutar el promotor. En segundo lugar, el Operador del Sistema (REE) valora si es técnicamente viable verter esa energía en el sistema, para lo que realiza estudios de ámbito zonal y nodal. Recuérdese que se trata de energía no gestionable, es decir, producción de energía eólica y fotovoltaica cuya producción no es posible controlar porque depende de las condiciones meteorológicas (y no existe de momento capacidad de almacenamiento significativa) , por lo que la conexión de un elevado contingente de generación podría exceder de las posibilidades de conexión en el nudo<sup>50</sup>. Sobre esta cuestión se ha planteado una considerable preocupación por el retraso en disponer de una normativa que actualice y aclare las condiciones de acceso, especialmente cuando hay un elevado número de solicitudes previas sin ejecutar. En el sistema eléctrico español no hay reserva de capacidad, es decir, no se garantiza la evacuación de la energía generada. Se trata de una situación compleja que da lugar a incertidumbre y, potencialmente, a conflictos. En tercer lugar, se requiere acreditar la capacidad técnica, económico-financiera y legal de la empresa promotora del proyecto, cuestión esta que es analizada e informada por la CNMC.

Es relativamente frecuente que las autorizaciones no solo se ciñan a la instalación de generación renovable, sino también a la instalación de una nueva subestación o ampliación de una ya existente, así como de una línea aérea para la evacuación de la energía eléctrica. En ese caso, la Comunidad Autónoma será competente para la evaluación del impacto de la línea (que será propiedad del promotor), y la CNMC también tendrá que informar sobre la adecuación de la subestación (que será propiedad del transportista) a la planificación vigente. Como se señaló en la Cuestión 3, la planificación de la red de transporte es quinquenal, dándose la circunstancia de que en ocasiones las empresas promotoras solicitan un adelanto sobre el momento previsto para que esté disponible ese elemento de la red (subestación, refuerzo de la red de transporte) que necesitan para evacuar su energía, paliando así el desajuste entre el documento de planificación y los requerimientos de entrada en funcionamiento de las nuevas instalaciones que se establecen en los procedimientos de subasta. En ese caso, hay reglas específicas para repartir esos costes adicionales y evitar que recaigan sobre el sistema.

También con frecuencia la empresa que inicia el proyecto y tramita los permisos, licencias y autorizaciones inherentes al mismo vende el proyecto a otra empresa que se encarga de su ejecución. Posteriormente también se suele transmitir la titularidad a una tercera empresa que se encarga de la gestión una vez ya

---

<sup>50</sup> Si varios generadores concurren en una misma posición de conexión, se establece un representante denominado Interlocutor Único del Nudo, que es quien se coordina con el Operador del Sistema. Este puede emitir instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) para la reducción de la producción, en función de las condiciones reales de operación en cada instante.

conectada la planta a la red y vertiendo energía. Por tanto, la actividad de entrada involucra a distintos agentes que se especializan en distintas fases de la cadena, con una fina línea de separación entre lo que constituye una actividad normal de especialización en distintas fases de la cadena y una actividad especulativa, especialmente en las primeras fases de los proyectos.

Como se señaló anteriormente, es difícil pensar que dadas las características del mix de generación eléctrica en España, en los próximos años se puedan producir entradas distintas a la de generación renovable. En la cuestión 13, al hablar de la transición energética, se introduce algún aspecto adicional sobre las características esperadas de esa entrada.

Adicionalmente, como en cualquier otro sector de actividad, junto a la entrada de establecimientos de generación, se produce también la salida o cierre de algunos grupos ya instalados. El sistema de autorización también afecta al cierre, estando sometido a un proceso en el que el elemento central consiste en verificar que no afecta a la garantía de suministro<sup>51</sup>. En ese sentido, el informe del Operador del Sistema es más relevante que en el proceso de entrada, pues es él quien tiene toda la información e instrumentos disponibles. Evidentemente, las salidas de actividad de generación en los próximos años se van a centrar en dos tecnologías de generación térmica: carbón y nuclear. La Ley prevé la posibilidad de autorizar el cierre temporal (que habitualmente se denomina hibernación), una posibilidad que aún está sin desarrollar y que estaría planteada para el caso de la generación térmica con gas<sup>52</sup>. Además del posible impacto sobre la seguridad de suministro, que deberá ser evaluado en cada caso, la salida de la generación con carbón y nuclear va a depender de dos elementos: de las condiciones de rentabilidad económica asociadas a cada tecnología y del cambio en el mix para avanzar en el proceso de descarbonización de la generación eléctrica. En ese sentido, la desaparición del parque de generación con carbón es un elemento imprescindible y la discusión solo se centra en el ritmo al que debe acometerse para que vaya acompañada, al menos en parte, con la entrada de generación renovable, teniendo en cuenta además que la disponibilidad o firmeza de ambas fuentes son muy distintas. En realidad, esa desaparición se va a producir con bastante rapidez, ya que a todo lo anterior se unen i) la obligación de acometer inversiones para desnitrificar las emisiones, ii) la reducción de las ventajas en costes del carbón (frente al gas) en un contexto de mayores pagos por las emisiones de CO<sub>2</sub> y iii) las restricciones de la normativa comunitaria para obtener pagos fuera de mercado, a través de mecanismos de capacidad, para las plantas con mayores emisiones de CO<sub>2</sub>. En el caso de la generación nuclear esos condicionantes son distintos y se desarrollan con más detalle en la próxima cuestión.

---

<sup>51</sup> La punta de demanda máxima en 2017, en el sistema peninsular, fue de 41.381 MW. La CNMC, en su informe de supervisión del mercado peninsular de 2015, consideró que en el escenario punta más desfavorable (demanda punta de 46.000 MW y baja generación), se podría prescindir sin problema de un tercio del parque de carbón.

<sup>52</sup> La necesidad del cierre temporal también depende de lo que ocurra en la generación térmica por carbón y nuclear. En particular, el número de horas de funcionamiento de las centrales de gas aumentará sustancialmente si sustituyen a las centrales de carbón. En 2017 una central de carbón funcionaba, en media, aproximadamente el triple de horas que una central de ciclo combinado. Este resultado está fuertemente influido por el hecho de que 14 de los 48 grupos de ciclo combinado funcionaron menos de 500 horas al año, mientras que otros 23 grupos funcionaron menos de 2.000 horas.

### **Cuestión 10: ¿Debe abandonarse la energía nuclear en España?**

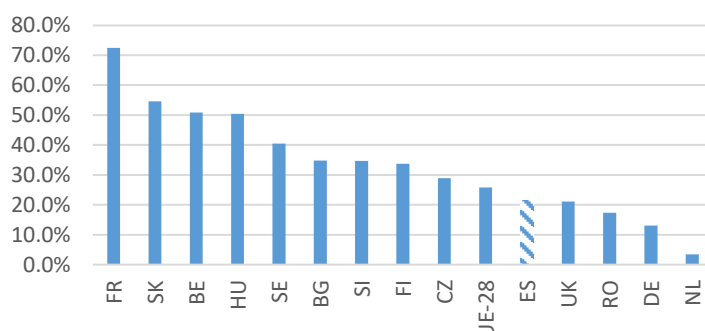
Hay poca discusión sobre cuál puede ser la fotografía sobre el parque de generación energética en España a mediados de este siglo. Aunque un pronóstico a treinta años es normalmente muy complicado de realizar, lo cierto es que las tendencias en el desarrollo tecnológico, y consiguientemente la simple comparativa de costes de producción entre distintas tecnologías de producción, así como las restricciones políticas y regulatorias derivadas de los compromisos medioambientales actúan en un mismo sentido y facilitan un consenso bastante generalizado sobre cuál puede ser un escenario general a mediados de siglo: en 2050 todo, o prácticamente todo, el parque de generación eléctrica consistirá en tecnologías de producción que hagan uso de fuentes renovables (eólica, solar, hidráulica y biomasa/residuos). Tan solo una, de momento no previsible, fuente de generación disruptiva podría alterar ese escenario. Como es bien sabido, la fusión nuclear mediante confinamiento magnético tiene desde hace tiempo muchas papeletas para constituir esa nueva fuente de generación, pero el escenario actual indica que, en el mejor de los casos, en 2050 se habrá completado la fase de demostración comercial, por lo que sólo será en la segunda mitad del siglo cuando esté disponible. Otro asunto será si podrá hacerlo a un coste comercialmente viable, porque ese coste ya en fase comercial deberá ponerse en relación con el de las fuentes de generación renovable en ese momento. Y aunque esto es puramente especulativo, es posible que en ese momento se pueda ya producir de modo estable energía por fusión pero a un coste por MWh que haga inviable su implantación comercial.

Para ese escenario a 2050 puede vaticinarse con escasa probabilidad de error que en los países de la UE no habrá generación térmica que use carbón, sólo de modo muy residual algo que use combustible líquidos derivados del petróleo (por ejemplo, en pequeños sistemas aislados que requieren de una tecnología de respaldo), muy probablemente seguirá existiendo generación térmica a partir del gas natural y, en la mayoría de ellos, la generación térmica de origen nuclear tendrá un peso muy inferior al actual o habrá desaparecido. A ese respecto, hay dos tendencias claramente diferenciadas en las perspectivas de uso de la energía nuclear en el mundo, que están íntimamente relacionadas con las diferencias en la evolución de las necesidades de energía. Por un lado, en diversos países de alto crecimiento, con rápidos aumentos en la demanda de energía, la generación nuclear forma parte del mix de nueva capacidad de generación. Por el contrario, en los países desarrollados las necesidades totales de energía no crecen o lo hacen a un ritmo muy lento, por lo que básicamente solo hay un proceso de sustitución entre fuentes. En ese caso, con diferencias entre países, la sustitución de energía nuclear por fuentes renovables va a depender por tanto del ritmo de entrada de fuentes renovables y del uso que se dé a tecnologías térmicas ya instaladas.

La ruta que se seguirá en cada país europeo será distinta. Una primera razón es que la generación con origen en la fisión nuclear no emite CO<sub>2</sub> ni otros contaminantes (aunque, obviamente, si genera residuos) y, por tanto, no está sujeta a las restricciones regulatorias por motivos medioambientales a las que sí están sujetas otras tecnologías de producción. Además, esas diferencias en las rutas entre países también están condicionadas por el nivel de partida, esto es, por la cuota de generación actual de la energía nuclear en el conjunto de la generación eléctrica. El caso paradigmático es el de Francia, donde contribuyó con un 72,5% a la generación bruta en 2016, frente al 25,8% en la UE-28 y el 21,3% en España. En el otro extremo, en 13 países de la UE-28 no hay generación nuclear, si bien salvo Italia, Polonia y en menor medida Portugal, son países de pequeño tamaño. El Gráfico 2 muestra la posición relativa de España, en términos de contribución a la generación bruta

para los países con parque nuclear. Las notables diferencias entre países en el peso de la energía nuclear implican, obviamente, que los efectos de su reducción o eliminación pueden ser muy distintos.

**Gráfico 2. Contribución de la generación nuclear a la generación bruta, 2016**



Fuente: EU energy in figures (Eurostat, 2018) y elaboración propia.

En España el parque nuclear está formado por siete grupos<sup>53</sup>. La reducción parcial o total de ese parque de generación tiene consecuencias sobre los precios o costes del sistema, las emisiones, la seguridad de suministro y la estructura de mercado.

A diferencia de otras tecnologías, la generación nuclear entra todos los días y a todas las horas en el mercado (pool) de generación. Esto es, es una generación que, en condiciones normales (sin parada) prácticamente es constante y que por tanto entra en el mercado con precios que siempre aseguran su casación, es decir, esa energía encuentra un comprador. Además, la estructura de costes de generación tiene un fuerte peso de costes fijos, con costes variables más reducidos que otras fuentes de generación térmica y, sobre todo, estables. En el corto plazo, y en un ejercicio de *ceteris paribus*, si se elimina generación nuclear del sistema el precio marginal de casación será mayor, pues al ya estar suministrada toda la energía renovable disponible (eólica y solar) la energía sustitutiva de la nuclear que se retira del mercado será hidráulica, carbón o ciclos. Las circunstancias específicas de oferta y demanda para cada hora y día concreto determinarán el aumento resultante en el precio de mercado, pero no existe un argumento razonable para esperar que en un contrafactual donde se retira una parte de la energía que casa a un precio inferior al marginal se espere una reducción del precio de mercado.

Esta discusión sobre el efecto de corto plazo es bastante obvia, pero a veces se mezcla con la discusión de medio y largo plazo, donde sí se asume que se van a producir cambios en las fuentes de generación. Para elaborar escenarios a futuro hay muchos parámetros sobre los que es necesario realizar hipótesis, y esas hipótesis concretas afectarán a los resultados en términos de aumento de los precios y de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Sin que la lista sea exhaustiva, pueden señalarse: a) la composición del mix de generación nacional, b) las características principales de esas tecnologías; por ejemplo en términos de eficiencia en el caso de las renovables (horas de funcionamiento estándar), c) el grado de interconexión existente, fundamentalmente con Francia, d) los costes de las energías térmicas (precio del carbón y del gas, fundamentalmente) y los precios

<sup>53</sup> En España no se ha construido un nuevo grupo nuclear desde comienzos de la década de los ochenta, y las probabilidades de que se construya uno nuevo en el futuro son nulas. En la Unión Europea hay 126 reactores en funcionamiento (finales de 2017), con diez países con planes de construcción de nuevos grupos (en Francia, Finlandia y Eslovaquia ya en fase construcción).

del mercado de emisiones de CO<sub>2</sub>, que conjuntamente determinarán la orden de mérito (esto es, la ordenación en términos de costes de producción) de las energías térmicas convencionales, y e) el tipo de año hidrológico que se asume, pues la mayor o menor pluviosidad incide de modo significativo sobre la entrada de generación hidráulica.

En los ejercicios de simulación realizados en el informe de *Análisis y propuestas para la descarbonización*, realizado por la Comisión de Expertos sobre Escenarios de Transición Energética<sup>54</sup>, se analizaron con detalle cuáles pueden ser los efectos en términos de costes variables medios en el mercado y de emisiones de CO<sub>2</sub> derivados de un cierre de la generación nuclear, bien parcial (5 grupos) o total (7 grupos). El Cuadro 9 ofrece una síntesis de los resultados. La comparación pertinente no se hace con respecto a la situación actual, sino respecto a un escenario base que ya considera cambios muy sustanciales en el parque de generación a 2030, particularmente una alta penetración de generación renovable, aunque mantiene la actual capacidad instalada de generación nuclear.

**Cuadro 9. Efectos sobre generación, costes de generación y emisiones de CO<sub>2</sub> del cierre del parque de generación nuclear a 2030.**

	Hidraulicidad media			Hidraulicidad seca		
	Escenario base	Cierre 5 grupos	Cierre total	Escenario base	Cierre 5 grupos	Cierre total
Generación (GWh)						
Total	327.449	319.396	319.423	324.361	317.469	317.529
- Nuclear	50.868	14.614	0	50.868	14.614	0
- Renovables	203.205	204.727	204.735	187.534	189.150	189.155
Coste variable generación (€/MWh)	52,0	59,1	62,8	54,6	61,1	64,7
Emisiones CO <sub>2</sub> (kt)	12.593	22.198	27.373	17.245	27.206	32.398

Nota: Todos los escenarios asumen una reducción muy importante de la potencia en centrales de carbón (de 9.536 MW a 847 MW), un aumento relevante de la capacidad instalada en generación eólica (de 22.863 MW a 31.000 MW), un aumento muy importante de la generación fotovoltaica (de 4.431 MW a 47.150 MW), el mantenimiento o cambios menores en la capacidad instalada del resto de tecnologías y una pequeña instalación de baterías (2.500 MW).

Fuente: Informe de la Comisión de expertos sobre escenarios de transición energética (2018) y elaboración propia.

Puede concluirse que un cierre temprano del parque nuclear implicaría necesariamente en los próximos años aumentar las emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación de electricidad, porque es imposible técnicamente sustituirla en pocos años por generación renovable. Ello pese a que el escenario base ya contempla un aumento muy significativo de esta última (véase la nota a pie de cuadro). Por tanto, pasará a ser sustituida por generación con carbón o gas. De hecho, dado el precio del CO<sub>2</sub> que se asume en esos escenarios (50 €/tCO<sub>2</sub>), la tecnología sustitutiva sería siempre la de ciclos combinados (gas), ya que la producción de carbón sería nula por ser muy cara y quedar desplazada en el mercado. Pese a ello, como se observa, los aumentos de emisiones respecto al escenario base son muy elevados.

Por supuesto, la producción de electricidad (MWh) asociada a los MW desplazados y entrantes sería muy distinta. Piénsese que los 7.117 MW de capacidad instalada en generación nuclear aportan actualmente el

<sup>54</sup> Disponible en [http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe\\_cexpertos\\_20180402\\_veditado.pdf](http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_cexpertos_20180402_veditado.pdf)

22% del total, mientras que los 6.700 MW de capacidad instalada en solar (fotovoltaica y termosolar) no alcanzan el 6% de la generación total. Evidentemente, la disponibilidad continua de la producción es muy dispar entre ambas tecnologías.

Además, el cierre de generación nuclear llevaría a una insuficiencia de los fondos disponibles para el desmantelamiento y para la gestión del combustible gastado, que se nutren de unas tasas que abonan los propietarios de las centrales nucleares y que gestiona ENRESA. Esa insuficiencia, que actualmente sería superior a 4.000 millones de euros, se cubriría si las centrales continuasen funcionando y, por tanto, aportando a ese fondo. Por último, dada la cercanía en las fechas de inicio de las operaciones comerciales, el cese de actividad casi simultáneo de siete grupos no sería absorbible por la entidad encargada del desmantelamiento, de modo que se produciría el resultado paradójico de un amplio número de grupos que no aportarían energía al sistema ni ingresos, pero que sería imposible de desmantelar simultáneamente. El periodo que se estima necesario (en buenas condiciones) para ejecutar ese desmantelamiento es de 10 años.

Como se señala en el informe de la Comisión de Expertos, a diferencia de lo ocurrido en Estados Unidos, la concesión de las autorizaciones en España y en los países europeos no estuvo sometida a un límite de años, sino que la renovación de la autorización de explotación depende de que el Consejo de Seguridad Nuclear determine la capacidad técnica de cada central para poder seguir operando. Actualmente esa renovación (que no “prórroga” o “extensión”) se concede cada diez años. La hipótesis que se manejó inicialmente era la de una vida de diseño de 40 años, si bien la vida útil de una instalación depende de las condiciones de uso, mantenimiento e inversiones que se han ido efectuando en ella.

Un aspecto adicional en la discusión sobre la posible continuidad del parque nuclear se refiere a la rentabilidad que obtienen los propietarios de los grupos de generación nuclear. A este respecto hay posturas encontradas: desde algunos propietarios que indican que en el contexto actual los grupos no son rentables, hasta la de quienes opinan que, por el contrario, están obteniendo beneficios muy considerables. En ese debate, como es habitual, se mezclan muchos elementos: fiscalidad (traspasable y no traspasable a los consumidores), retribuciones percibidas por distintos mecanismos regulatorios, precios de mercado (actuales y esperados), amortizaciones, etc. A todo ello habría que sumar el impacto desconocido que tendría la ejecución de inversiones de mantenimiento y mejoras que solicitase el Consejo de Seguridad Nuclear para condicionar una renovación de la autorización de operación.

En cualquier caso, la energía nuclear siempre ha estado sujeta a una considerable controversia social por el almacenamiento de residuos y los costes de todo tipo derivados de un accidente nuclear. Por tanto, este es un buen ejemplo de que se trata de una legítima discusión donde se contraponen argumentos no solo técnicos o económicos, sino también distintas preferencias. Lo relevante en estos casos es que la decisión que se adopte se haga con argumentos realistas sobre sus consecuencias y los efectos evitados.

### **Cuestión 11: ¿Son compatibles la regulación energética y la política de la competencia?**

La política de defensa de la competencia consta básicamente de tres líneas de actuación: la persecución de prácticas ilícitas, el control de las concentraciones y el control de las ayudas de estado. Es una política exclusiva

de la Unión Europea que, en los dos primeros ámbitos, se ejerce de modo compartido con los Estados Miembros.

La persecución de las prácticas ilícitas se concreta en los acuerdos prohibidos (fundamentalmente cárteles) y el abuso de posición de dominio en el mercado, recogidos respectivamente en los artículos 101 y 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). La persecución de estas prácticas se realiza con independencia del sector de actividad de que se trate y se ejecuta mediante actuaciones *ex post*, esto es, se persiguen prácticas ilícitas ya cometidas. Por tanto, el hecho de que un sector esté regulado no implica que esté fuera del ámbito de aplicación de la política de defensa de la competencia. Sin embargo, la regulación es un instrumento de actuación *ex ante*, cuya justificación reside precisamente en la existencia de fallos de mercado, que pretende crear un entorno de reglas que favorezcan la competencia. En ese sentido, con frecuencia el ámbito regulatorio es más eficaz que las actuaciones *ex post*, al establecer reglas de comportamiento ya diseñadas para hacer frente a los problemas de competencia detectados. La promoción de la competencia en las actividades de red liberalizadas es un objetivo explícito, aunque a veces no es sencillo de conciliar con otros en la función objetivo del regulador, como pueden ser una inversión eficiente y el estímulo a la innovación.

Los marcos reguladores no solo establecen reglas de comportamiento sino, también, un régimen sancionador para el caso de que estas se incumplan. Muchas de estas infracciones pueden referirse a hechos que dañan la competencia, y en consecuencia el bienestar de los consumidores. Por ejemplo, cuando se establecen obligaciones sobre transparencia de precios en las gasolineras, con reporte de información a la Administración, se hace para tratar de mejorar el grado de información que tienen los consumidores, que así pueden elegir si repostan en otra gasolinera cercana con menores precios. Si esa información sobre los precios no se transmite, o se hace inadecuadamente, la empresa responsable sería objeto de una sanción, que normalmente no es de elevada cuantía. Por otro lado, si diversas gasolineras coluden para fijar precios se estaría ante un acuerdo prohibido (cártel) perseguible desde el ámbito de la normativa de defensa de la competencia, considerándose que se trata de una conducta con mayor gravedad. Evidentemente, como puede verse, se trata de dos ámbitos no excluyentes.

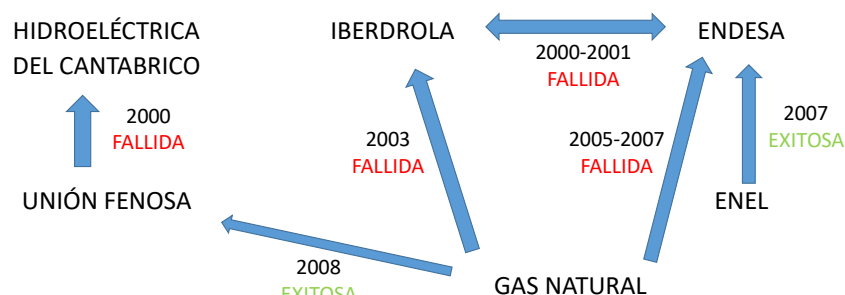
Sin embargo, el ámbito regulatorio, en el que hay un elevado grado de especialización técnica, se ha ido dotando de un régimen sancionador de prácticas que están cercanas al objeto de la normativa de defensa de la competencia. Por ejemplo, en 2014 la CNMC sancionó a Iberdrola Generación S.A.U. por manipulación fraudulenta tendente a alterar el precio de la energía, al elevar los precios de algunas de sus unidades de producción hidráulica a rangos que impedían su casación, viéndose beneficiadas de dicho incremento las centrales inframarginales de las que ese operador era también titular. Aunque se trata de una conducta ya prohibida en la Ley del Sector Eléctrico de 1997, y por supuesto en la Ley de 2013, la normativa europea (en particular el Reglamento sobre la integridad y la transparencia en el mercado mayorista de energía, de 2011) ha enfatizado la necesidad de su persecución. En un sentido similar se sitúa una reciente sanción a Viesgo Generación por alteración del despacho de generación con respecto a una central de carbón de su propiedad, con el objeto de que la programación de esa central, en lugar de producirse en el programa diario base de

funcionamiento<sup>55</sup>, se produjese en el marco del proceso de solución de restricciones técnicas, en el que los precios son superiores<sup>56</sup>.

Actuaciones de este tipo, recogidas y perseguibles desde la propia normativa sectorial, tienen cierta conexión con las prácticas de abuso de posición de dominio, en el sentido de que la empresa hace valer su capacidad para fijar precios que se alejan de los existentes en un mercado competitivo. Sin embargo, el encaje con el artículo 2 de la Ley de Defensa de la Competencia, que se corresponde con el artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la UE, no es sencillo. Probablemente por esos motivos no es frecuente que se produzcan expedientes sancionadores aplicando la normativa de defensa de la competencia en el ámbito de los sectores con fuerte grado de regulación, como los de energía o telecomunicaciones.

Por lo que se refiere al control de las concentraciones (fusiones y adquisiciones) en el sector energético, están sujetas a los mismos procedimientos de control que se aplican a cualquier actividad en el ámbito de la normativa de defensa de la competencia comunitaria y española<sup>57</sup>. Como toda fusión o adquisición de cierto volumen, debe ser analizada por la autoridad de competencia nacional, o europea si se da el caso de que la operación tuviera dimensión comunitaria. Pero, además, el control y la toma de participaciones en el sector energético tiene la particularidad de estar sometido a un control adicional desde el ámbito regulatorio, que se justifica por la necesidad de mantener la seguridad del sistema asegurando que la entidad adquirente cuenta con la capacidad legal, técnica y económica-financiera requerida. En cualquier caso, los procesos de concentración en el ámbito energético han sido normalmente bastante convulsos<sup>58</sup>. El Gráfico 2 sintetiza los principales movimientos acaecidos en la pasada década, señalando si fueron o no exitosos.

**Gráfico 2. Principales fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico: 2000-2008**



Fuente: Elaboración propia

<sup>55</sup> Este programa está formado por el resultado del mercado diario que resulta en OMIE, al que se añaden los contratos bilaterales entre generadores y comercializadores.

<sup>56</sup> Como se señaló en la nota a pie 21, una vez cerrado el programa diario base de funcionamiento, el Operador del Sistema interviene con los servicios de ajuste, el primero de los cuales consiste en comprobar si la solución económica alcanzada cumple con los requisitos técnicos necesarios.

<sup>57</sup> A diferencia de las prácticas anticompetitivas y las ayudas de estado, el TFUE no recoge mención alguna al control de concentraciones. No es hasta el año 1989 cuando un Reglamento del Consejo aborda por primera vez esta cuestión.

<sup>58</sup> Véase Lasheras (2018) para una explicación detallada.

En la presente década se abandonó la tendencia a las concentraciones de gran tamaño, lo que se ha acompañado de una intensa internacionalización en algunos de los principales grupos, acompañada de reestructuración de la cartera de activos. Además, se ha producido una entrada de fondos de inversión internacional en generación y distribución y, más recientemente, también la entrada de otros actores energéticos, especialmente provenientes de los hidrocarburos líquidos. Este es un fenómeno que está estrechamente vinculado al proceso de transformación del sector eléctrico en el marco del proceso de transición energética, al que se aludirá en la Cuestión 13.

Por último, el sector eléctrico es protagonista muy destacado en la tercera gran área de actividad de la política europea de defensa de la competencia, referida al control de las ayudas de estado, cuya competencia ejerce exclusivamente la Comisión Europea. En este caso, en 2016 las ayudas públicas recibidas por parte de las empresas europeas ascendieron a 105 mil millones de euros, representando un 0,7% del PIB de la UE. Un 63% de las ayudas horizontales se corresponden con ayudas en el ámbito de la energía<sup>59</sup>. De hecho, la inclusión de las ayudas a las energías renovables desde 2014 ha generado un aumento del montante total de las ayudas desde entonces.

El objetivo que se ha marcado la Comisión Europea en el programa de modernización de las ayudas de estado es centrarse en las grandes ayudas, ampliando el marco de ayudas de menor tamaño que se declaran exentas de notificación previa. Además, desde 2013 la Comisión Europea puede desarrollar investigaciones más amplias sobre las prácticas seguidas en determinados ámbitos de las ayudas de estado. Un ejemplo claro de esas grandes ayudas son las asociadas a la energía eléctrica, en dos frentes: las ayudas a la generación renovable y las ayudas a otras fuentes de generación mediante el establecimiento de mecanismos de capacidad.

La generación de electricidad proviene de distintas fuentes renovables y no renovables, y no todas ellas pueden garantizar un suministro seguro en todo momento. En concreto, algunas tecnologías térmicas (generación en ciclos combinados de gas y con carbón) así como la hidráulica pueden asegurar ese suministro, pues basta con quemar combustible o desembalsar agua. Sin embargo, la entrada de generación renovable y el exceso de capacidad ha hecho que el uso habitual que se da a esas centrales sea reducido, por lo que las empresas generadoras pueden tener incentivos a su cierre por falta de rentabilidad. En ese contexto, muchos Estados Miembros han estado ofreciendo ayudas a esos generadores a fin de garantizar su continuidad o facilitar la entrada de nueva generación que permite un suministro seguro.

Sin embargo, cada estado ha ido diseñando ese mecanismo de ayudas de un modo particular, lo que condujo a la Comisión Europea a entrar en este asunto, estableciendo en 2014 una guía de buenas prácticas. De ese modo, a partir de ese año todas las ayudas deben pasar por un proceso de decisión de la Comisión Europea que tiene en cuenta esas directrices. Además, la Comisión realizó un estudio sectorial, que cerró en 2016, donde investigó las prácticas seguidas en once Estados Miembros y sus posibles efectos distorsionadores sobre el mercado interior. En ese informe, por ejemplo, se llamaba la atención sobre la necesidad de que los mecanismos de capacidad estén abiertos a proveedores de energía que están situados en otros Estados Miembros y que, con suficiente capacidad de interconexión eléctrica entre países, podrían ofrecer ese servicio. Asimismo, exige el mayor grado posible de neutralidad tecnológica, de modo que ese servicio pueda ser

---

<sup>59</sup> Véase el *State Aid Scoreboard 2017*.

provisto por el mayor número posible de proveedores. De momento, diversos países ya han sometido los regímenes de ayuda a la aprobación por parte de la Comisión Europea<sup>60</sup>, pero sigue pendiente de desarrollo en el caso de España.

### **Cuestión 12: ¿Cuál ha sido la discusión en el *impuesto al sol*?**

La expresión “impuesto al sol” es realmente una expresión afortunada. Dado que el sol no puede ser sujeto imponible, podría entenderse que realmente se refiere “al uso del sol”. Sin embargo, esto tampoco resulta muy satisfactorio porque el sol constituye un ejemplo de libro de texto sobre lo que los economistas denominamos un bien público, pues se trata de un bien cuyo consumo no es rival (si una persona “consume” más sol estará más bronceado, pero eso no afecta para nada a la capacidad de broncearse de otra persona), es no divisible (no es posible fraccionar la producción o distribución de sol) y no es excluyente (en condiciones imaginables no es posible prohibir el consumo de la luz o el calor proporcionados por el sol). Naturalmente, la expresión “impuesto al sol” no recoge realmente un impuesto por “usar” el sol en una placa fotovoltaica instalada en el tejado de un hogar o una empresa. Lo que ocurre, y de ahí lo polémico de este asunto, es que sí lo parece.

El “impuesto al sol” es realmente el “cargo transitorio por energía autoconsumida”. Fue regulado por el RD RD 900/2015 y, posteriormente, derogado por el RDL 15/2018. La cuestión de fondo es bastante sencilla de entender. A ese respecto, todos los individuos realizamos a diario decisiones de autoconsumo: conducimos nuestro coche, lavamos nuestros platos o nuestra ropa, nos preparamos la comida, etc. Evidentemente, podemos externalizar esas actividades, pasando a ser en ese caso una actividad de mercado. El hecho de que un individuo se preste esos servicios no tiene consecuencias sobre el bienestar de terceras personas o, si las tiene y son negativas, podrían ser gravada para internalizar ese efecto externo. Así ocurre, por ejemplo, con el uso del automóvil. Del mismo modo, que un individuo produzca su propia energía de origen renovable no tiene consecuencias sobre terceros; incluso, puede pensarse que tiene una externalidad medioambiental positiva en la medida en que el mix de energía no consumida de la red tenga menor contenido renovable. Por ello, como es normal, el consumidor que decide generar su propia energía no está sometido a ningún impuesto, tasa o peaje por esa generación. El caso más evidente es el de una instalación aislada de la red eléctrica.

El asunto se complica cuando realmente esa instalación no está aislada sino conectada a la red, lo que ocurre en la inmensa mayoría de los casos. Lo razonable es pensar entonces por qué un individuo opta por conectarse y no mantiene su instalación aislada. Ello es así porque la red le proporciona dos servicios: le aporta la energía que el autoconsumidor demanda pero que no es capaz de producir (es decir, cubre su exceso de demanda) y le ofrece la seguridad de que siempre va a tener energía disponible. La seguridad de suministro que proporciona la red es un bien que solo se echa de menos cuando se pierde, pero cuyo coste para el sistema no es desdeñable.

Como es natural, el pago por parte de este autoconsumidor del flujo de energía que consume proveniente de la red no es discutida por nadie. El problema es que, como se señaló en la Cuestión 6, la distinción entre el

---

<sup>60</sup> Pueden verse en [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state\\_aid\\_to\\_secure\\_electricity\\_supply\\_en.html](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html).

término de energía y el término de potencia no recoge exactamente los componentes vinculados al coste de la energía y los otros costes regulados cuyo montante para el conjunto del sistema han sido definido por el regulador. Como se señaló entonces, estos costes regulados están parcialmente “variabilizados”, pese a que la gran mayoría de ellos son costes fijos: existen con independencia del flujo físico de energía que circule. Esos costes se distribuyen entre todos los consumidores que están conectados a la red y, como se ha señalado, entre los mecanismos posibles se utiliza como criterios de reparto la potencia contratada (en kW, en el término de potencia) y la energía consumida (en kWh, en el término de energía). En consecuencia, al no consumir de la red, el autoconsumidor se ahorra dos costes: el coste de la energía no suministrada (que no está en discusión) y parte de los costes regulados que, teniendo fundamentalmente una naturaleza fija, están sin embargo en el término de energía. Dicho de otro modo, si un autoconsumidor produce el 40% de la energía que demanda y el 60% restante proviene de la red, el sistema deja de percibir parte de los ingresos para cubrir esos costes regulados, pese a que el consumidor recibe los mismos servicios de la red (por ejemplo, la seguridad de suministro). El cargo transitorio trataba de compensar esa situación, evitando que los menores ingresos de peajes de acceso por el autoconsumo resulten en que los no autoconsumidores terminen pagando más. Esto es, tratando de evitar que la distribución de cargas se desequilibre en favor de los autoconsumidores, de modo que estos reciban un subsidio cruzado (implícito) de los no autoconsumidores.

¿Podría ser este un problema relevante para el equilibrio del sistema? Podría ser, sobre todo si los autoconsumidores son empresas de mediano o gran tamaño, con espacio suficiente en cubiertas o techos para poner instalaciones de mediano tamaño. En el ámbito de los consumidores domésticos hay evidencia de que hasta ahora los consumidores que han instalado placas fotovoltaicas en sus hogares son los de mayor poder adquisitivo y mayor consumo. En cualquier caso, la subvención cruzada actuaría en contra de un criterio de equidad.

Dado el diseño tarifario actual, el hecho de que un autoconsumidor evita costes más allá del de la energía suministrada es claro. Sin embargo, hay otros argumentos que pueden valorarse. El más habitual consiste en señalar que el autoconsumo tiene efectos análogos a la eficiencia o simplemente al ahorro de energía: una familia que ahorra energía no es penalizada con un cargo por la energía que ha dejado de consumir, y que obviamente también genera menores ingresos en el sistema<sup>61</sup>. Otros argumentos consisten en el carácter intrusivo que tiene medir una energía autoconsumida, así como la reducción de pérdidas por el acercamiento entre el punto de producción y el punto de consumo. El asunto de la reducción de pérdidas es controvertido porque depende de la intensidad de la instalación de generación distribuida en el nudo. Si fuera grande, la gestión de la energía vertida en el sistema por esas instalaciones podría derivar en aumentos de pérdidas y extracostes de gestión de la red. Por último, también se ha señalado que esa subvención cruzada puede ser incluso deseable en la medida en que apoya un tipo de generación que sustituye a un mix medio con emisiones de CO<sub>2</sub>.

Ciertamente, la instalación de generación distribuida contribuirá al despliegue de generación renovable, y sin duda será un elemento importante en un mix de generación descarbonizada. La discusión no es esa, sino evitar que ello se haga mediante un mecanismo que haga que, aun sin quererlo, un tipo de consumidores terminen

---

<sup>61</sup> Además, no hay que olvidar que una reducción notable de los costes de las baterías puede incentivar la desconexión total de la red, en cuyo caso el efecto de pérdida de ingresos para el sistema sería más grave.

subvencionando a otros. Por ello, aunque los argumentos anteriores podrían ser razonables, no evitan que subsista el problema de equidad en el reparto de cargas. Ese problema desaparecería si la estructura tarifaria distinguiera claramente entre costes regulados comunes y costes de la energía. Esto es, si hubiera una metodología clara que justificara a) qué parte de los peajes y cargos están relacionados con la energía consumida y b) qué parte no depende de la energía circulada y debe distribuirse entre los consumidores por el criterio que se considerase más conveniente. En tal caso no habría discusión alguna sobre el hecho de que el autoconsumidor no debe pagar el componente a) pero sí el b), pero evitando la aparición de otros cargos compensatorios que, como se ha demostrado, han sido un parche que ha generado una innecesaria polémica<sup>62</sup>. El RDL 15/2018 ha derogado la muy restrictiva regulación del RD 900/2015 pero dejando sin resolver estas cuestiones. Por tanto, habrá que ir valorando el impacto económico del autoconsumo sobre la sostenibilidad económica del sistema.

Por último, hay una cuestión relativa al autoconsumo que también ha generado cierta polémica y que se refiere al balance neto. El consenso actual en todos los reguladores de energía es que la energía vertida debe remunerarse con la referencia del precio de mercado correspondiente al momento en que se vierte (siendo discutible si debe hacerse con un ligero descuento sobre aquel), evitando modelos de balance neto consistentes en tener posiciones acreedoras en términos de kWh vertidos, que el consumidor puede compensar con consumos realizados en cualquier otro momento. Ese esquema, que en fondo consiste en utilizar la red como una batería por parte de algunos consumidores, lleva a subvenciones implícitas que pueden ser sustanciales, y que recaen sobre el resto de consumidores. De hecho, los países que lo implementaron como mecanismo de incentivo al despliegue del autoconsumo lo han eliminado o están en proceso de hacerlo.

### **Cuestión 13: ¿Cuál es la conexión entre regulación y transición energética?**

Tradicionalmente se ha señalado que la regulación en el sector energético, y particularmente en el eléctrico, se caracterizaba por la necesidad de conciliar tres objetivos: creación de mercado interior (liberalización, precios y competitividad), seguridad de suministro (disponibilidad de energía y calidad) y medio ambiente. Pues bien, en los próximos años y décadas la evolución del sector energético, y por tanto los objetivos e instrumentos de la regulación, van a estar sin duda marcados por la tercera de esas dimensiones y, en concreto, por la necesidad de descarbonizar la actividad económica. En la actualidad hay abundante evidencia científica sobre el origen antropogénico del cambio climático y las consecuencias de no proceder a una reducción drástica de las emisiones de CO<sub>2</sub>. La obligación global de mitigar, que no revertir, la tendencia de calentamiento global, con objetivos trazados en el Acuerdo de París de diciembre de 2015, es ampliamente compartida. El objetivo que se ha marcado la Unión Europea para 2050 es el de una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el más importante de los cuales es el CO<sub>2</sub>, de al menos un 90% respecto a los niveles de 1990<sup>63</sup>. Como referencia, los datos del Inventario Nacional de Emisiones correspondientes a

---

<sup>62</sup> Máxime si se tiene en cuenta la exención del cargo transitorio que afectaba a los pequeños consumidores y a que el impacto nunca fue económico sino de desincentivación de las decisiones de instalación.

<sup>63</sup> Hay cuatro tipos de gases de efecto invernadero: i) dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), cuya emisión primaria principal proviene del uso de combustibles fósiles, aunque actividades humanas como la deforestación también inciden en su nivel; ii) metano (CH<sub>4</sub>) de actividades agrarias, gestión de residuos y otras, iii) óxido nitroso (NO<sub>2</sub>), por actividades agrarias

2017 indican que en España se situaron un 17,8% por encima del nivel de 1990. Aunque el pico de emisiones se produjo en 2007, no han mostrado una tendencia decreciente una vez pasada la crisis. De hecho, en 2017 se incrementaron un 4,4% respecto al año previo.

La intervención de las Administraciones Públicas, tanto regulatoria como fiscal, es un elemento clave para ordenar y contribuir a esa transición hacia una economía descarbonizada, impulsando actuaciones alineadas con el objetivo general. Esas actuaciones deben ser ambiciosas, dado que los objetivos lo son, pero también realistas y con evaluación de costes.

Afortunadamente, la transición energética cuenta con el cambio tecnológico como su primer aliado. Los procesos de innovación en productos y procesos han llevado a que la tecnología que permite ya producir a menores costes por unidad de energía, teniendo en cuenta los costes de instalación y de operación, sea la de origen renovable<sup>64</sup>. De hecho, las subastas celebradas en España en 2017 han revelado unos costes medios de generación de estas tecnologías que se encuentran sustancialmente por debajo de los precios de mercado actuales. Una cuestión que se plantea es que, a medida que vaya aumentando la penetración de renovables, se producirá un efecto de canibalización del precio, ya que la mayor competencia reducirá el precio medio de mercado, especialmente en un contexto con bajos costes variables por operación y mantenimiento como es el caso de la energías eólica y fotovoltaica. Efectivamente, es previsible que eso se produzca, pues es el resultado que razonablemente cabe esperar en un contexto de mayor competencia y menores costes medios. Sin embargo, cuánto pueda repercutir en una reducción futura de la entrada es una cuestión que se desconoce. En cualquier caso, el aumento del parque de generación renovable tendrá que ser muy sustancial, debiendo alcanzar al menos entradas del entorno de 30-40 GW en eólica y solar (conjuntamente) en el periodo 2020-2030. Eso implicaría doblar la capacidad instalada actual, lo que seguramente requerirá cierta planificación flexible de las subastas (véase Cuestión 9), aunque estas no tienen por qué constituir la única vía de entrada. Esa planificación ya ocurre en otros países e introduce ventajas industriales y de costes debido a la mejor predictibilidad sobre el escenario, evitando cuellos de botella incluso en los procesos de autorización administrativa de las nuevas instalaciones.

La intervención pública deberá, pues, facilitar el cambio de mix de generación, permitiendo acompasar la entrada de generación renovable con la salida de fuentes de generación térmicas. Pero esa intervención puede adoptar muchas formas y, lo que es muy importante, generar costes muy distintos. Por ejemplo, en la cuestión 10 se abordó el cierre del parque nuclear, cuyos costes económicos y medioambientales son de naturaleza muy distinta al cierre de las centrales de generación térmica con carbón, lo que debería ser considerado si realmente todo responde al objetivo común de avanzar en la descarbonización. Por lo que se refiere a las centrales de ciclo combinado, no se pone en duda que resultarán necesarias en este proceso de transición y hasta que, progresivamente, se vaya consiguiendo un parque de generación eléctrica totalmente renovable y se solucionen las limitaciones técnicas que impedirían en la actualidad prescindir de ellas, tanto por la garantía

---

fundamentalmente, pero también por el uso de combustibles fósiles; y iv) diversos gases fluorados de efecto invernadero. Véase Cerdá (2018) para una revisión reciente sobre cambio climático y energía.

<sup>64</sup> La referencia más usada sobre los Costes Nivelados de la Electricidad es la proporcionada semestralmente por Bloomberg New Energy Finance.

de suministro que aportan al sistema por su disponibilidad inmediata como por su contribución al control de algunos requerimientos técnicos del sistema eléctrico<sup>65</sup>.

Aunque los aspectos vinculados al cambio en el mix de generación son claves, las intervenciones regulatorias necesarias para facilitar la descarbonización en el ámbito del sector eléctrico van mucho más allá. Otras muchas se refieren al papel del consumidor y al mayor uso de la electricidad en sustitución de otras energías, en particular en el caso del transporte. En relación con el consumidor, el nuevo paquete regulatorio de energía en la Unión Europea pone sobre la mesa la necesidad de que este adopte un papel más activo, tanto desde el punto de vista de demandante como, potencialmente, también de oferente. Como el consumidor residencial o pequeña empresa es un agente de muy pequeño tamaño, la figura regulatoria a desarrollar es la del agregador de demanda, que sería un nuevo agente que intermedia entre el consumidor y los mercados. Aunque esto va a llevar un tiempo, un sistema digitalizado, bien regulado y que emitiese señales de precios suficientes, podría integrar a esos consumidores como una parte activa para gestionar el equilibrio del sistema, ofreciendo agregadamente servicios de interrumpibilidad, como ya ocurre en el caso de las grandes empresas electrointensivas<sup>66</sup>.

El segundo aspecto se refiere al papel que el regulador debe adoptar para facilitar la electrificación de la actividad. Este es un aspecto muy importante porque, dado que el consumo eléctrico es una parte minoritaria del consumo final de energía, solo electrificando la parte restante, o el máximo que sea posible, se podrán disminuir las emisiones derivadas del uso de combustibles fósiles. Ello, por supuesto, siempre contando con un aumento paralelo en el uso de renovables en la generación eléctrica. El caso paradigmático es el transporte, que por otro lado es el agregado con más emisiones de CO<sub>2</sub> y con peor evolución relativa. En este ámbito, como en otros, hay diferencias entre la imagen final, que pasa sin duda por la electrificación total de los vehículos ligeros, y los instrumentos a aplicar en el camino. En ese sentido, en la próxima década el progreso en la reducción de emisiones en el transporte vendrá de la drástica diferencia entre las emisiones de los nuevos vehículos matriculados con combustibles tradicionales, pero con estándares de emisión más exigentes, y los vehículos del parque a los que vayan desplazando. La renovación del envejecido parque español es la medida más efectiva a corto y medio plazo. Ello debe diseñarse para acompañar la medida fundamental de largo plazo, que es sin duda el uso del vehículo eléctrico. Sin embargo, abandonar la contribución de las menores emisiones de vehículos de gas en este periodo transitorio no parece realista, ya que no es esperable que, incluso con medidas de apoyo y un despliegue decidido de los puntos de recarga eléctrica, se puede alcanzar 2025 con porcentajes de matriculación de vehículos eléctricos puros que alcancen el 10%, para difícilmente alcanzar el 30% a finales de esa década. Tampoco cabe pensar que en un plazo razonable se pueda producir la electrificación del transporte pesado, y menos aún del transporte marítimo<sup>67</sup>, por lo que en ambos casos el

---

<sup>65</sup> Por esa razón, en el informe de la Comisión de expertos sobre escenarios de transición energético se impuso la restricción de una generación térmica al sistema de 5.500 MW. Sin nuclear ni carbón, y con la tecnología actual, solo los ciclos combinados serían capaces de garantizar en todo momento esa disponibilidad de generación que permite controlar el nivel de tensión, entre otras características.

<sup>66</sup> En la actualidad el servicio de interrumpibilidad, que se utiliza para dar flexibilidad en el equilibrio del sistema pero desde el lado de la demanda, solo lo pueden ofrecer empresas grandes, que son las capaces de proveer de los productos que se subastan por parte del operador del sistema (bloques de 5 MW y de 40 MW).

<sup>67</sup> En el caso del transporte aéreo, la única alternativa viable es el uso de biocombustibles.

gas natural es la solución tecnológica disponible, además del papel clave que pueda jugar en esos dos ámbitos la reducción de emisiones de la combustión tradicional<sup>68</sup>.

Estas cuestiones no agotan todos los retos regulatorios asociados al proceso de transición energética. En el informe de la Comisión de Expertos se abordan y hacen propuestas en el ámbito del diseño de peajes y de mercados, con especial énfasis en la discusión sobre los mercados de capacidad. Asimismo, se abordan la gobernanza del proceso y la discusión sobre los efectos en los consumidores vulnerables o en zonas geográficas afectadas por el cambio de mix de generación. Muchas de las cuestiones tratadas en este trabajo están también relacionadas con el proceso de transición energética, como el papel de las redes o el autoconsumo, por ejemplo.

La segunda vía de intervención tradicional de las Administraciones Públicas es la fiscal. En este ámbito, han sido muy numerosas las llamadas a una reordenación del marco fiscal aplicado a las distintas actividades energéticas. El principio elemental de vincular la fiscalidad a los efectos medioambientales, tanto en términos de impacto sobre el cambio climático como sobre la contaminación atmosférica, es también un principio compartido. No se trataría de generar más tributos medioambientales, pues de hecho hay muchos (en buena parte por la proliferación de figuras tributarias propias por parte de las Comunidades Autónomas), sino de reordenarlos, agregarlos y graduar su imposición sobre una base común, que obviamente debería ser las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes cuando se trate de emisiones a la atmósfera. La realidad es que, como reiteradamente se ha señalado, hasta ahora su diseño ha sido más recaudatorio que medioambiental. En ese ámbito, la Comisión de Expertos sobre escenarios de transición energética realizó una propuesta concreta que afectaba a la distribución de la carga tributaria entre los distintos consumos energéticos (electricidad, hidrocarburos líquidos y gaseosos). Con independencia de que se siga ese procedimiento u otro, es importante considerar que el conjunto de cargas impositivas, que son de variada naturaleza y deben analizarse en su conjunto, pues algunas de ellas tienen cierto carácter “parafiscal”, actúa alterando los precios relativos entre las distintas energías, distorsionando por tanto las decisiones de consumo de los agentes de un modo que puede ser contrario al objetivo deseado. La discusión sobre la favorable fiscalidad del diésel es un ejemplo claro, pero el análisis y las actuaciones deberían hacerse en un contexto más amplio.

#### **Cuestión 14: ¿Hay muchas diferencias en la regulación entre electricidad y gas?**

La regulación del sector del gas natural tiene, como es esperable, muchos rasgos en común con la de la electricidad, pero también algunas características específicas. Como en el caso de la electricidad, es interesante partir de las características del producto. El gas natural, al igual que el resto de hidrocarburos, se importa prácticamente en su totalidad. No hay pues una actividad de generación, sino de importación y almacenamiento. El gas se importa mediante gasoductos (tres interconexiones con el norte de África) o mediante buques en forma licuada. En ese último caso se hace uso de las seis regasificadoras existentes en la

---

<sup>68</sup> Las emisiones de CO<sub>2</sub> de vehículos y furgonetas deberán reducirse un 35% para 2030, estando en discusión la propuesta de reducción del 30% (respecto a 2019) en el caso de los camiones pesados y autobuses, si bien esta se revisará en 2022 para revisar el objetivo y el ámbito de aplicación.

actualidad<sup>69</sup>. Como en el caso de la electricidad, el gas llega a los consumidores finales mediante las redes de transporte y distribución, quienes lo adquieren a través de comercializadores, existiendo también una tarifa regulada y tarifas de mercado libre.

Hay al menos tres características relevantes desde el punto de vista de la regulación. Por un lado, como en la electricidad, las redes tienen características de monopolio natural y a diferencia de la red eléctrica no es una red universal sino que se encuentra en fase de crecimiento. Aunque Enagás es el principal transportista, son varias las empresas que realizan la actividad de transporte. Las redes son gestionadas mediante un Gestor Técnico del Sistema (GTS), que es el equivalente al Operador del Sistema en el caso del sector eléctrico y que forma parte de Enagás. Sin embargo, a diferencia de la electricidad, no es necesario garantizar un equilibrio constante entre oferta y demanda en el sistema gasista, dado que los gasoductos ya funcionan como un (limitado) sistema de almacenaje, por lo que basta con lograr un equilibrio, por ejemplo, con carácter diario. Esto simplifica la gestión de la red con respecto al sistema eléctrico, no siendo necesarios servicios de ajuste a plazos muy cortos.

En segundo lugar, mientras que en el mercado eléctrico hay un pool o mercado organizado desde hace más de veinte años, en el caso del gas las transacciones se han efectuado tradicionalmente de modo bilateral sin un mercado organizado. Por tanto, no había un precio de referencia más allá del precio del gas en frontera que proporciona Aduanas. El mercado organizado de gas en España (Mibgas) es muy reciente, pues comenzó a operar a finales de 2015. Es un mercado joven y que aún cubre una parte muy pequeña de las operaciones realizadas en España, pese a que se ha reforzado haciendo que algunas compras (por ejemplo, para la operativa de almacenamientos) que tradicionalmente se efectuaban mediante un sistema de subastas se ejecuten ahora en el mercado organizado, haciendo que el GTS logre el balance diario mediante compras y ventas en el mercado o incluso acudiendo a la figura del “creador de mercado”.

En tercer lugar, mientras que la retribución a las redes en el sector eléctrico está claramente limitada a las redes de transporte y distribución, en el gas existen otros dos tipos de instalaciones que forman parte del sistema de actividades reguladas: las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos. Estas también reciben una retribución cuyos rasgos esenciales son similares a los descritos en la Cuestión 3, con retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento. El nivel de utilización de ambas infraestructuras es muy bajo. Por ejemplo, en el caso de las plantas de regasificación solo se utilizó el 25% de la capacidad disponible en 2017, lo que implica también unos bajos ingresos por los peajes asociados al uso de esas infraestructuras.

En el sector del gas hay por tanto también un sistema de costes e ingresos regulados, que determina un sistema de liquidaciones de actividades reguladas similar en su naturaleza al del sector eléctrico, aunque de menor complejidad. El Cuadro 10 muestra las principales partidas de ingresos y costes para el ejercicio 2017.

---

<sup>69</sup> A las plantas de regasificación de Barcelona, Bilbao, Huelva, Sagunto, Cartagena y Mugaros habría que añadir la de El Musel (Gijón), pero esta se encuentra en situación de hibernación y nunca ha llegado a operar.

**Cuadro 10. Ingresos y pagos regulados del sector de gas natural, 2017**

<b>INGRESOS</b>	<b>Mill. €</b>	<b>COSTES</b>	<b>Mill. €</b>
Término de conducción	2.351	Regasificación	426
Peaje de regasificación	145	Almacenamientos subterráneos	217
Almacenamiento GNL	85	Transporte	817
Canon de AA.SS	117	Distribución	1.353
Otros ingresos	234	Anualidad deuda	138
		Resto costes	66
<b>Total ingresos</b>	<b>2.933</b>	<b>Total costes</b>	<b>3.017</b>
Déficit de las actividades reguladas = 84			

Fuente: Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2018 (CNMC) y elaboración propia.

El sistema ha cerrado en desequilibrio varios años; de hecho, continúa en déficit<sup>70</sup>. Como resultado, se ha acumulado una deuda que a 31 de diciembre de 2016 ascendió a 2.470,8 millones de euros, con cuatro componentes. En primer lugar, las obligaciones de pago generadas por la extinción de la concesión del almacén subterráneo de Castor, que ascendían en esa fecha a 1.328 millones de euros. En segundo lugar, la deuda generada por los déficits entre 2009 y 2014, que asciende a 1.018 millones de euros. En tercer lugar, las obligaciones vinculadas al laudo del arbitraje por el conflicto asociado al gasoducto con Argelia, que ascienden a 98 millones de euros. Por último, el pago del déficit de 2015, que ascendió a 27 millones de euros. A diferencia del sector eléctrico, donde los tipos de interés de cada componente están claros (aunque puedan depender, como en el caso del FADE, de emisiones en los mercados de deuda, o bien estar referenciados a otros tipos), en el caso del sector gasista tan solo el tipo de interés asociado al pago por el Castor es actualmente definitivo. Sin embargo, precisamente, el caso del Castor ha llevado a una modificación de las cifras anteriores, ya que la anulación por el Tribunal Constitucional en diciembre del 2017 del RDL 13/2014, ha implicado que dejen de efectuarse las retribuciones a Enagás (por los gastos de operación y mantenimiento) a y los tenedores de la deuda (entidades financieras), situación que sigue sin abordarse.

En términos absolutos la deuda del sector gasista es muy inferior a la del sector eléctrico: 2.471 millones de euros a finales de 2016 (incluyendo Castor) frente a 23.070 en el sector eléctrico. Sin embargo, la diferencia en términos de la ratio deuda/costes regulados no es tan grande: 1,27 para el eléctrico y 0,82 para el gas, ambos con datos de costes para 2017.

El sector del gas tiene además una asociación muy directa con el de electricidad. En algunos casos, porque se trata de dos insumos energéticos sustitutivos. En otros casos, porque el gas es la fuente primaria en la producción de electricidad en los ciclos combinados y la cogeneración. Por tanto, las condiciones de competencia y de precios en el sector de gas tienen un impacto inmediato sobre el mercado eléctrico, máxime cuando los ciclos combinados son con mucha frecuencia los que marcan el precio marginal del mercado eléctrico o los que prestan servicios de ajuste necesarios para el equilibrio técnico del sistema, por los que reciben la correspondiente compensación.

<sup>70</sup> Las restricciones para el caso que se produzcan desajustes entre ingresos y pagos son muy similares a las establecidas en el sector eléctrico, con revisiones automáticas de peajes y cánones si se exceden ciertos límites y con obligación de utilizar los excedentes para pagar la deuda acumulada.

### **Cuestión 15: ¿Por qué se regula tan intensamente el sector eléctrico?**

A lo largo de las cuestiones planteadas en este trabajo se ha puesto de manifiesto que el sector eléctrico está sujeto a una intensa regulación. No son intervenciones regulatorias que delimiten, como es habitual en otros ámbitos, un contexto normativo de carácter general. Por el contrario, se trata de intervenciones que afectan de modo decisivo a la estructura de los distintos submercados eléctricos, a la forma en la que las empresas compiten entre sí, a las relaciones que estas mantienen con los consumidores finales y, en consecuencia, a las estrategias seguidas por las empresas. Este trabajo se cierra con esta última cuestión que reflexiona sobre su razón de ser y sus limitaciones.

La justificación tradicional de las intervenciones regulatorias en el ámbito de las actividades económicas se fundamenta en la existencia de fallos de mercado<sup>71</sup>. Es decir, en la presunción de que el libre funcionamiento del mercado no va a configurar un resultado óptimo bien porque los precios alcanzados sean muy altos en relación a los esperados en un marco competitivo, o bien porque las cantidades que se intercambian o la calidad del producto van a ser inferiores a las esperadas en ese marco. Existen diversos fallos de mercado, y su relevancia para justificar la intervención regulatoria depende en gran medida de las características del producto intercambiado. Un ejemplo típico es el sector financiero, donde el principal motivo que justifica la intervención regulatoria en este ámbito de actividad es la presencia de asimetrías de información entre el emisor de un título de deuda y su demandante, cuyo conocimiento de los riesgos inherentes a ese título es sin duda menor. En el caso del sector eléctrico, como ocurre en otros sectores de red energéticos y no energéticos (por ejemplo, en las telecomunicaciones), el principal motivo es la presencia de una tendencia natural a la concentración del mercado, y por tanto a una estructura de mercado en la que un número reducido de empresas tienen alto poder de mercado.

Como se ha podido ver, en la actualidad se sigue considerando que algunos ámbitos de actividad siguen manteniendo características de monopolio natural, de modo que resulta más eficiente la existencia de un solo operador local proveedor de ese servicio. Ese es el caso del transporte y la distribución de la electricidad. Ello no impide que en el conjunto del territorio pueda haber diversos proveedores de servicios de transporte y distribución, pues lo único que restringe es el despliegue paralelo. Que haya una empresa de transporte (como en electricidad) o varias (como en gas) es una decisión regulatoria que, como es habitual, debe ponderar razones de eficiencia de corto y largo plazo, lo que no siempre resulta fácil. En cualquier caso, debe recordarse que las condiciones que justifican un monopolio natural surgen de la combinación de condiciones de oferta, y por tanto tecnológicas, y de demanda, por lo que una actividad no tiene una condición inherente de monopolio natural: si las condiciones tecnológicas cambian y/o la demanda aumenta considerablemente las condiciones que justifican el monopolio natural pueden dejar de tener su razón de ser. Un ejemplo en ese sentido es la red de telecomunicaciones fijas, donde cualquier manual escrito hasta la década de los ochenta enfatizaría la presencia de condiciones de monopolio natural en la red tradicional (el llamado “par de cobre”). Sin embargo, la aparición de tecnologías sustitutivas (fibra óptica y cable coaxial) junto a costes de despliegue razonablemente bajos y una demanda con altas tasas de crecimiento y crecientemente diversificada han

---

<sup>71</sup> Hay numerosos manuales que analizan el tratamiento regulatorio de sectores de red. Una referencia actualizada y completa es Decker (2015).

hecho que hoy en día no se plantee la existencia de condiciones de monopolio natural en la red capilar de telecomunicaciones fijas<sup>72</sup>.

En el caso de las actividades liberalizadas, esto es, generación y distribución, el hecho de que haya empresas multi-actividad es susceptible de generar distorsiones competitivas. Un ejemplo es el hecho de que las empresas distribuidoras hagan uso del conocimiento que tienen de los consumidores a los que alcanzan hasta su punto de suministro (el contador) para reforzar su posición como comercializadores de energía. Por eso los procedimientos de cambio de comercializador tienen que estar bien diseñados y ser muy ágiles, evitando que la posición de monopolista local del distribuidor se traslade a una posición de alto poder de mercado en la comercialización del producto. Por ejemplo, hay que vigilar que el distribuidor puede ser más ágil en sus tareas cuando se trate de un cambio hacia empresas de su grupo que cuando se trate de un cambio de un cliente que abandona una empresa de su grupo. Contrariamente a la percepción general, los consumidores de energía cambian mucho de compañía. Los datos más recientes indican una tasa de *switching* del 9,3%. Sin embargo, lo hacen con una alta fidelidad al distribuidor local, de modo que las empresas de su grupo acaparan una media del 47% de todos los cambios. En ese ámbito, la reciente decisión vinculante de la CNMC para que haya una nítida separación de marcas comerciales entre el distribuidor y el comercializador también va en la línea de ayudar a que aumente la presión competitiva en la comercialización.

El otro elemento que afecta al consumidor final es el precio. En ese caso, la presencia de precios regulados (el PVPC) es sin duda un elemento de intervención regulatoria que tendrá que tener una importancia decreciente, centrada en abordar tan solo los problemas de asequibilidad de los consumidores vulnerables. En ese sentido, el nuevo paquete regulatorio que se encuentra en aprobación vuelve a incidir en la necesidad de que vaya desapareciendo ese tipo de intervención. Esto no resulta sorprendente y va en la línea de lo que ha ocurrido en otros sectores regulados. De nuevo, la comparación con lo ocurrido en las telecomunicaciones resulta pertinente, pues en ese ámbito la regulación de mercados abandonó la intervención de precios minoristas, para concentrarse exclusivamente en intervenciones regulatorias aguas arriba, esto es, en el ámbito mayorista<sup>73</sup>. Ello implicó abandonar progresivamente toda intervención regulatoria sobre los precios finales<sup>74</sup>.

El poder de mercado no es el único motivo de intervención en las actividades del sector eléctrico fundamentado desde la teoría económica. En algunas ocasiones se ha discutido si la seguridad de suministro tiene características de bien público que justificarían también la intervención regulatoria para asegurar y remunerar esa seguridad si el mercado no lo hace adecuadamente. Este es un tema controvertido, porque

---

<sup>72</sup> A diferencia del sector eléctrico, en las telecomunicaciones nunca han existido problemas de despliegue o de oferta en la red de larga distancia. De hecho, muchas empresas de redes distintas a las telecomunicaciones (por ejemplo, el gestor de infraestructuras ferroviarias, empresas de autopista o incluso empresas eléctricas, entre otras) han desplegado redes de transporte de señal de telecomunicaciones de larga distancia, que frecuentemente ponen a disposición de terceros. Es la denominada *fibra oscura*.

<sup>73</sup> Recogidas en la Recomendación de la Comisión Europea relativa a mercados de telecomunicaciones susceptible de regulación *ex ante*. La primera versión, de 2003, recogía 18 mercados, que se redujeron a 7 y a 4 mercados en las recomendaciones de 2007 y 2014, respectivamente. El principal motivo de esa reducción fue el abandono de la regulación en mercados minoristas.

<sup>74</sup> En la actualidad, solo subsiste un control de precios *ex post* sobre los precios que Telefónica fija en los mercados de acceso a Internet. Sin embargo, se trata de una intervención que tiene como objeto evitar que se produzcan estrechamientos de márgenes entre los precios mayoristas que fija para el acceso virtual a su fibra y los precios finales a sus propios consumidores, pero tanto unos como otros están liberalizados.

también se apunta a que se trata más bien de un problema de mercados incompletos, derivado de la inexistencia de mercados de futuros suficientemente desarrollados. Sea cual sea el motivo, la preocupación por conciliar la seguridad de suministro con la creciente penetración de generación renovable es un buen ejemplo de la discusión entre soluciones basadas solo en el mercado frente a soluciones con mayor grado de intervención. En el primer caso, se señala que si se dejase que los precios fluctuaran libremente, sin ninguna limitación o techo, estos podrían alcanzar niveles que realmente reflejaran la existencia de un problema de desequilibrio entre oferta y demanda. Esos precios de escasez ofrecerían una señal de entrada para nueva generación u ofrecerían incentivos para mantener la existente con problemas de rentabilidad. Por el contrario, se argumenta que es preferible diseñar soluciones basadas en la remuneración adicional a los proveedores que aseguren ese equilibrio a medio y largo plazo, mediante ayudas específicas asignadas de modo competitivo. En diversos países europeos ya se están desarrollando estos mecanismos de capacidad, bajo las directrices y supervisión de la Comisión Europea, no siendo aún el caso de España.

En consecuencia, es difícil pensar que, en términos generales, la intensidad regulatoria en el sector eléctrico pueda reducirse mucho en los próximos años. A las razones económicas se añaden las características tecnológicas del sector, que requiere de reglas muy precisas para garantizar el funcionamiento eficiente de una red en constante equilibrio. Por supuesto, hay intervenciones puntuales que pueden plantear la eliminación de barreras injustificadas, como la reciente desaparición de la figura del gestor de cargas, pero la realidad es que se trata de circunstancias puntuales.

## Referencias

- Allcott, H., Collard-Wexler, A. y S. O'Connell (2016): How Do Electricity Shortages Affect Industry? Evidence from India, *American Economic Review* 106(3), p. 587-624.
- Bradford, T. (2018): *The Energy System: Technology, Economics, Markets, and Policy*, The MIT Press.
- Cerdá, E. (2018): Cambio climático y energía: una revisión a nivel global, *Papeles de Europa* 31(1), p. 1-17.
- Decker, C. (2015): *Modern Economic Regulation: An introduction to Theory and Practice*, Cambridge University Press.
- Lasheras, M.A. (2018): La autoridad reguladora nacional en el sector de la energía: la experiencia española, en J. Segura (coord.) *Reguladores y supervisores económicos independientes: el caso español*, Ed. Fundación Ramón Areces, p. 221-290.
- Mármol, G. y H. Soto (2016): La deuda del sistema eléctrico. Situación actual y perspectivas futuras, *Cuadernos de Energía* 48, p. 66-75.