

REDES DE DISTRIBUCIÓN CERRADAS, CONSUMIDORES ELECTRO-INTENSIVOS Y ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD COMO COMPONENTES DEL NUEVO DERECHO ELÉCTRICO*

Íñigo DEL GUAYO CASTIELLA**

SUMARIO: I. *Introducción. Algunas premisas tradicionales del derecho eléctrico que se tambalean.* II. *Hacia un nuevo derecho eléctrico. Flexibilidad de la demanda.* III. *Los grandes consumidores industriales (electro-intensivos) y las redes de distribución cerradas.* IV. *Almacenamiento de electricidad.* V. *Conclusiones.* VI. *Bibliografía.*

I. INTRODUCCIÓN. ALGUNAS PREMISAS TRADICIONALES DEL DERECHO ELÉCTRICO QUE SE TAMBALEAN

El Derecho eléctrico se construyó durante el siglo XX a partir de varias premisas económicas y tecnológicas. Una de las premisas es que la electricidad es un bien o servicio esencial. Esta premisa no ha variado. Al contrario, el carácter esencial de la electricidad se ha universalizado, como consecuencia de las políticas públicas dirigidas a extender el suministro eléctrico a todos los habitantes del planeta, también en los países subdesarrollados. A continuación, me refiero a otros presupuestos.

La electricidad no puede almacenarse. Entre las premisas que se tambalean destaca el carácter no almacenable de la electricidad, sino que ha de ser

* Este trabajo constituye una versión un tanto actualizada del que, con el mismo título, se publicó en marzo de 2021, inserto en la obra colectiva «*Regulación del sector eléctrico y transición energética*», ed. Thomson-Reuters Aranzadi, Cizur Menor 2021.

** Catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad de Almería (España). Presidente del Grupo Académico Asesor de la Sección de Derecho de la Energía, Medio Ambiente, Recursos Naturales e Infraestructuras de la Asociación Internacional de Abogados, Vicepresidente de la Asociación Española de Derecho de la Energía, Académico (correspondiente) de la Real Academia de Jurisprudencia y Legislación, Director del Máster en Derecho de la Energía del Club Español de la Energía. Contacto: iguayo@ual.es.

consumida en el momento en que es producida.¹ En realidad, la energía no se transporta, sino que es objeto de transmisión, para lo cual el cable eléctrico (la línea eléctrica) que une el centro de producción y el lugar donde se consume debe tener una tensión constante.² Frente a esa antigua premisa, se han abierto recientemente paso algunas técnicas que van a permitir almacenar electricidad, al menos para usos domésticos y comerciales.

Las redes son monopolios naturales. Otra premisa tradicional es que el sistema eléctrico está constituido por unos cuantos centros de producción conectados con los millones de consumidores mediante líneas eléctricas de transporte y distribución, las cuales tienen la naturaleza de un *monopolio natural*, en sus respectivos ámbitos territoriales (nacional o local). Tal premisa explica que la regulación de las redes constituya el núcleo de las medidas adoptadas por la UE para integrar y liberalizar los veintisiete sistemas eléctricos nacionales. Entre las medidas regulatorias por excelencia se encuentran la separación de las redes del resto de actividades eléctricas (la separación o *unbundling* entre los negocios de red y los negocios liberalizados) y el derecho de acceso de terceros a la red (acceso no discriminatorio de suministradores y clientes, distintos de los propietarios de las redes o *third party access*). El proceso de descentralización del sistema eléctrico y la generalización del autoconsumo (o auto-suministro) supone un reto sobre esas redes, cuyas funciones van a variar. La red interconectada seguirá siendo necesaria, pero su importancia disminuirá en términos cuantitativos en la medida en que los consumidores se vayan desconectando y satisfagan por sí mismos sus necesidades de electricidad, sin necesidad de estar conectados a la red. La proliferación de consumidores capaces de proporcionar técnicas de flexibilidad al sistema (en forma de almacenamiento, por ejemplo, o en forma de disponibilidad de su electricidad, cuando no la necesiten) va a transformar la red: dejará de ser un mero vehículo de transmisión de la electricidad, para convertirse en una plataforma donde se llevan a cabo variadas transacciones eléctricas entre los sujetos intervinientes (suministradores, agregadores y clientes).

La electricidad implica una alteridad entre quien suministra y quien consume. La tercera premisa relevante y sujeta a revisión es que en el sistema eléctrico

¹ El Considerando núm. 18 de la Directiva núm. 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (DOUE, L, núm. 158, de 14 de junio de 2019; en adelante, DE del 2019) dice así: «Los mercados de la electricidad difieren de otros mercados, como los del gas natural, por ejemplo porque implican el comercio de una materia prima que actualmente no puede almacenarse fácilmente».

² Por eso las normas eléctricas se refieren, a veces indistintamente, al transporte o a la transmisión y a la empresa encargada del transporte en un país se le denomina, en sus siglas en inglés, como TSO (*Transmission System Operator*: Operador de un Sistema de Transmisión).

hay alguien que produce y suministra, distinto del sujeto que consume. Esta *alteridad*, característica de todo contrato de suministro, unida al carácter esencial de la electricidad y a la existencia de redes que son *monopolios naturales*, ha justificado una intensa intervención del poder público sobre la industria eléctrica. La dicotomía entre la empresa que produce (y suministra, por medio de una red) *v.* el consumidor que necesita esa electricidad para vivir, hizo que el Derecho de la electricidad llegase a ser lo que es hoy, en gran medida: un régimen especial de protección de los consumidores. Esta situación llegó hasta el extremo de configurar el suministro de electricidad como un servicio público. La generalización del autoconsumo, si acontece y cuando acontezca, romperá esa alteridad e imprimirá al Derecho de la electricidad un contenido completamente distinto.³

La inflexibilidad o inelasticidad de la demanda. En todos los sistemas eléctricos, la oferta y la demanda deben coincidir en cada momento. En el modelo eléctrico desarrollado en los últimos cien años, la flexibilidad imprescindible para que la demanda y la oferta coincidieran siempre estaba en el lado de la oferta (de la generación o producción). Por el lado de la oferta, la flexibilidad consistía en la posibilidad de aumentar (o reducir) la producción —en función del aumento o reducción del consumo— a partir de fuentes tradicionales de producción flexible: las centrales de generación mediante gas natural (ciclos combinados) o mediante carbón y las grandes centrales hidroeléctricas (con almacenamiento en estanque y/o las centrales con bombeo). Estas centrales de producción están bien adaptadas para proporcionar flexibilidad por el lado de la oferta. Se partía de la premisa que la demanda de electricidad es inelástica o inflexible, porque al tratarse de una necesidad básica, el consumidor no varía su consumo, aunque el precio de la electricidad aumente. Esto no quiere decir que el consumo de electricidad sea invariable. Al contrario, la demanda de electricidad es estacional, pues aumenta en momentos de calor y de frío. La inflexibilidad o inelasticidad significa que en esos momentos de aumento o descenso de la demanda, el necesario equilibrio con la oferta debía siempre proceder del lado de la producción, pues los consumidores no pueden dejar de satisfacer sus necesidades de refrigeración o calefacción.⁴ Veamos cómo esto cambia.

³ Las premisas tradicionales del sistema eléctrico estaban bien resumidas en el primer párrafo de la Exposición de Motivos de la Ley núm. 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, ya derogada (BOE núm. 285, de 28 de noviembre de 1997): esencialidad, carácter de monopolio natural de las redes, no almacenabilidad del producto y variación en períodos cortos de tiempo de la demanda.

⁴ Sobre la interrumpibilidad como principal excepción a este estado de cosas, véase el epígrafe II, 2.

II. HACIA UN NUEVO DERECHO ELÉCTRICO. FLEXIBILIDAD DE LA DEMANDA

1. *La nueva flexibilidad de la demanda, la respuesta de demanda (demand response)*

La flexibilidad necesaria en el sistema eléctrico venía normalmente proporcionada por algunas plantas de generación flexible, como las plantas de carbón, de gas natural y las grandes centrales hidroeléctricas (tanto la de almacenamiento en embalse, como las de bombeo). La flexibilidad era aportada por la oferta (producción). En el contexto de la descarbonización, las plantas de carbón no deben tener ningún futuro y deben cerrarse. Están siendo sustituidas por ciclos combinados de gas natural (Keay y Robinson, 2017). En el futuro habrá una penetración masiva de energías renovables intermitentes (viento y sol, fundamentalmente) para la generación eléctrica. Aun cuando las energías renovables son la solución necesaria desde el punto de vista de la sostenibilidad, se trata de fuentes de generación impredecibles y dependientes de las condiciones meteorológicas. La penetración creciente de energías renovables intermitentes y no gestionables hace surgir la necesidad de un respaldo flexible. Ha de descartarse como solución única y permanente el recurso a los ciclos combinados de gas y a la hidroeléctrica (aun cuando transitoriamente los ciclos combinados sean un buen instrumento de modulación de la oferta —producción— en el sistema). Otras fuentes de generación flexibles y descarbonizadas, como el hidrógeno, son inciertas y relativamente costosas, de momento.

En consecuencia, dado que la generación será cada vez más incierta (por el aumento de las energías renovables intermitentes y del cierre de las centrales flexibles, pero contaminantes), el sistema eléctrico deberá ganar en flexibilidad por el lado de la demanda. Esta nueva política no debe consistir tan sólo en un aumento incremental de las tradicionales políticas de gestión de la demanda (*demand side management policies*). Tales políticas han sido en la legislación eléctrica española más un adorno que una realidad efectiva.

El horizonte de esa gestión de la demanda era limitado en las normas eléctricas, pues se contraía a la actuación sobre el consumo para reducirlo y/o hacerlo más eficiente, pero no contemplaba la negociabilidad con esa demanda reducida, por parte de los consumidores. De acuerdo con la Ley núm. 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE) (BOE, 2013, núm. 310), la planificación eléctrica debe perseguir «las actua-

ciones sobre la demanda que optimicen la gestión de los recursos y fomenten la mejora del servicio prestado a los usuarios, así como la eficiencia y ahorro energéticos» (artículo 4, 3, letra e, de la LSE).

Bajo el encabezamiento «*gestión de la demanda*», la LSE establece que las empresas eléctricas, los consumidores y REE, en coordinación con otros agentes, pueden realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos (artículo 49,1, párrafo primero, de la LSE).

Ese mismo precepto dispone que los consumidores, bien directamente o a través de comercializadores, pueden participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción (de acuerdo con lo que se ha determinado reglamentariamente) (artículo 49, 1, segundo párrafo, de la LSE).⁵ Los distribuidores y los comercializadores tienen la función de poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración (arts. 40, 2, letra k, y 46, 1, letra h, ambos de la LSE). El incumplimiento de esta función tiene carácter grave (artículo 65, 36, de la LSE).

Las nuevas técnicas energéticas y las nuevas técnicas de la información y la comunicación deben hacer posible una nueva flexibilidad, colocando al consumidor (y su demanda) en el centro del sistema. Las nuevas políticas de la gestión de la demanda deben cobrar ahora una fuerza y una centralidad inusitadas. Con la ayuda de esas técnicas, será necesario modular constantemente la demanda y aprovechar la flexibilidad que proporcionan los *recursos energéticos distribuidos*. Entre tales recursos destacan el almacenamiento, el autoconsumo y las comunidades locales de energía. Estos *recursos energéticos distribuidos* facilitan que los consumidores se auto-suministren con energías descarbonizadas y que ofrezcan servicios de flexibilidad al sistema central.

Aparece así el fenómeno de la respuesta de demanda (*demand response*). Existe la siguiente definición de la respuesta a la demanda en el Derecho europeo: (Derecho Europeo, 2019, artículo 2, 20).

El cambio de consumo de electricidad por parte de los clientes finales, respecto de sus pautas de consumo normales o actuales como respuesta a las señales del mercado, incluidos aquellos en respuesta a los precios cronovariables de la electricidad o los pagos de incentivos, o como respuesta a la aceptación de la oferta de los clientes finales para vender una reducción o

⁵ El apartado 2 del artículo 49 contempla las medidas que puede adoptar la Administración Pública para incentivar la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energético.

un incremento de la demanda a un precio en un mercado organizado,⁶ bien individualmente o mediante agregación.

Esta definición acoge las tres posibles formas que adopta la respuesta de demanda. En primer lugar, el consumidor va a consumir más, cuando la electricidad es más barata, y va a consumir menos, cuando la electricidad es más cara. Existe, en segundo lugar, la respuesta de demanda incentivada, por la cual se retribuye al consumidor que disminuye su consumo, previa petición del TSO o del DSO (se trata de una interrumpibilidad más generalizada, no limitada a los clientes industriales, como ahora). En tercer lugar, está la respuesta de demanda consistente en la oferta que realiza un consumidor final de aumentar o disminuir su consumo, a cambio de un precio que establece un mercado organizado (Herrera-Anchústegui, I. y Formosa, A., 2011 y Robinson, 2019).

La respuesta de demanda conlleva la reducción de las necesidades de generación, reduce los precios de la electricidad, mejora la eficiencia y contribuye a la seguridad y confiabilidad del sistema mediante la reducción de cortes de suministro. Por tanto, la respuesta de demanda debe ser remunerada. La respuesta de demanda es posible gracias a las nuevas técnicas digitales (*smart grids* y *smart metering*) y a la automatización de los procesos de producción y consumo. Gracias a esas nuevas técnicas, el consumidor conoce cuál es el precio que tiene la electricidad en cada instante del día. La respuesta de demanda tiene como prerrequisito la existencia de señales eficientes de precio. Antes de la liberalización de los mercados eléctricos no existían tales señales, porque no existían mercados transparentes y fiables para la determinación del precio de la electricidad, sino que el precio de la electricidad estaba fijado por el Gobierno. En la actualidad, es necesario mejorar la regulación de los mercados para que alcance y/o aumente esa transparencia y eficiencia.⁷

⁶ En cuanto al concepto de mercado organizado, el precepto remite al artículo 2, punto 4, del Reglamento de Ejecución (UE) núm. 1348/2014 de la Comisión de la Comisión, de 17 de diciembre de 2014, relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, del Reglamento (UE) núm. 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (DO L 363, de 18 de diciembre de 2014).

⁷ Curiosamente, la LSE menciona las «señales de precio eficientes» tan sólo en relación con la regulación que ha de llevarse a cabo en los territorios no peninsulares. La reglamentación en esos territorios debe desarrollar, entre otros, el siguiente mecanismo: «La incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular su demanda» (artículo 10, 2, letra f, de la LSE).

El fomento de la respuesta de demanda exige un nuevo marco regulatorio. Debe ser un marco que permita el nacimiento de más flexibilidad mediante la respuesta de demanda, que fomente unos mercados de flexibilidad (servicios de flexibilidad), y que cuente con el apoyo de cuantos más recursos distribuidos, mejor (almacenamiento, autoconsumo...). Debe autorizarse la participación de la respuesta de demanda en todos los mercados existentes (mayorista, mercado de balance y mercado de servicios auxiliares). La respuesta de demanda debe estar en posición de igualdad con la generación y debe ser adecuadamente retribuida. La construcción de un marco tal es un reto que tiene ante sí la CNMC. Estas son exigencias generalizadas entre la doctrina española especializada.⁸

2. La digitalización del negocio eléctrico

La digitalización del negocio energético consiste en habilitar, mejorar o evolucionar las funciones empresariales, las operaciones comerciales, los modelos de gestión de clientes y/o los procesos de comunicación, aprovechando las tecnologías digitales (Villaseca, 2016).

El sector energético se enfrenta a la necesidad de avanzar el proceso de transición energética produciendo de forma más sostenible, eficiente y a precios competitivos, reduciendo a su vez la dependencia exterior y permitiendo luchar contra el cambio climático. Para alcanzar ese reto, la digitalización de la actividad está resultando esencial puesto que permite gestionar de manera más adecuada la generación renovable, introducir medidas de eficiencia energética, incorporar tecnologías innovadoras y, sobre todo, gestionar el consumo. España constituye, en este ámbito, un referente tecnológico; y los mayores avances se han dado en el sistema eléctrico.⁹ La digitalización resulta esencial para extraer todo su potencial a las redes inteligentes —conocidas como *smart grids*— que permiten gestionar de manera bidirec-

⁸ Linares, Pedro, Rodilla, Pablo, Gómez, Tomás, Rivier, Michel, Frías, Pablo, Chaves, José Pablo, Sánchez, Álvaro, Gerres, Timo, Cossent, Rafael, Olmos, Luis, Ramos, Andrés, Rouco, Luis, y Martín, Francisco, 2018, *El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas*, Madrid, Universidad Pontificia de Comillas, Instituto de Investigación Tecnológica; Pérez-Arriaga, Ignacio y Knittel, Christopher, 2016, *Utility of the Future*, Boston (Massachussets), Massachusstes Institute of Technology, MIT Energy Initiative; Aragón Medina, J., y otros, 2018, Comisión de Expertos de Transición Energética, Análisis y Propuestas para la descarbonización, <https://www.mincotur.gob.es/es-ES/GabinetePrensa/NotasPrensa/2018/Documents/Resumen%2020180402%20Veditado.pdf> (www.minetad.gob.es).

⁹ Red Eléctrica de España, RED21 en <http://www.ree.es/es/red21>.

cional el sistema eléctrico gracias a que los flujos de energía se acompañan de flujos de información. Se conoce mejor el comportamiento del consumo, lo que permite gestionar el sistema de manera más eficiente y sostenible, así como reducir las incidencias en la red. Desde hace años la red de transporte de energía en alta tensión dispone de inteligencia asociada a sus dispositivos, sin embargo, ahora se trata de redes inteligentes de energía que permiten gestionar sistemas y elementos cada vez más complejos, como por ejemplo, la generación más atomizada procedente de la microgeneración, las minicólicas y/o las fotovoltaicas.

Las redes inteligentes han propiciado la automatización, integración y coordinación de todos los agentes que se encuentran conectados a ellas, desarrollando sistemas de control en tiempo real, seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico, sistemas de predicción y cobertura, gestión de la demanda, ciberseguridad e instalaciones singulares. Estas redes se combinan, además, con la introducción de los contadores inteligentes cuya implantación está prevista que finalice en diciembre de 2018.¹⁰ Estos contadores permitirán la discriminación horaria, es decir aplicar el coste de la energía según el momento en que es consumida, y la telemedida y/o telegestión, con lectura de contadores y tratamiento de la información de manera remota. La introducción de los contadores inteligentes permite aplicaciones de *big data* o *smart data* a la gestión de los usuarios y orientar la actividad de este sector hacia servicios minoristas lo que, sin embargo, supone un reto para las compañías en términos de ciberseguridad.

Para que la digitalización del sector energético desarrolle todo su potencial se deben desarrollar medidas principalmente de gestión de la demanda y de servicio al consumidor, entre otras:

- a) Desarrollar una nueva relación con los consumidores aprovechando los nuevos canales de comunicación digital que facilite una mejor comprensión de sus consumos y de la factura energética.
- b) Se debe formar e informar a los usuarios sobre las funcionalidades de los nuevos equipos de medida y de gestión del consumo, que podrán optimizar su gasto energético.
- c) Establecer medidas adicionales en el ámbito de la ciberseguridad.
- d) Asimismo, se debe incentivar el desarrollo de redes de climatización inteligente; fomentar las instalaciones de alta eficiencia energética a través de sistemas digitalizados de control energético; o propiciar que

¹⁰ Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.

la digitalización permita un aprovechamiento tecnológico de fuentes de energía residuales.¹¹

Muchas de estas nuevas realidades tecnológicas son las que han empujado a la Unión Europea a introducir importantes modificaciones en las normas que regulan el Mercado Interior de la Electricidad, como las de la DE del 2019.¹²

III. LOS GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES (ELECTRO-INTENSIVOS) Y LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CERRADAS

1. *Los consumidores electro-intensivos y su Estatuto*

El Gobierno dispuso de un plazo de seis meses, hasta el 7 de junio de 2019, impuesto por el Real Decreto-ley núm. 20/2018, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España (BOE, 2018, núm. 310), para aprobar mediante Real Decreto un *Estatuto de Consumidores Electro-intensivos*. Ese mandato ha sido cumplido mediante el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electro-intensivos (BOE, 2020, núm. 328).

El *Estatuto* reconoce las particularidades de los consumidores eléctricos con un elevado uso de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible. Establece la caracterización de dichos consumidores atendiendo a variables objetivas vinculadas a las pautas y volumen de potencia y energía demandadas, así como a su contribución potencial a una mejor gestión técnica y económica del sistema eléctrico.

El *Estatuto de Consumidores Electro-intensivos* desarrolla los mecanismos a los cuales se pueden acoger estos consumidores, encaminados a mitigar los efectos de los costes energéticos sobre la competitividad, así como las obligaciones y compromisos que deben asumir dichos consumidores en el ámbito de la eficiencia energética, sustitución de fuentes energéticas emisoras y contaminantes, inversión en I+D+i y empleo, entre otros (Real Decreto-ley núm. 20/2018, 2018, art.4).

¹¹ Consejo Económico y Social de España, Informe 03/2017. La digitalización de la economía.

¹² Véase la nota al pie núm. 80.

De acuerdo con el Real Decreto-ley núm. 20/2018, los beneficiarios de las ayudas deben mantener la actividad productiva durante un periodo de tres años, a partir de la fecha en que se dicte la resolución de concesión de las ayudas.¹³ Se entiende que los beneficiarios incumplen esta obligación cuando, durante ese periodo de tres años, incurran en alguno de los siguientes supuestos: a) procedan de manera efectiva a reducir en más de un 85 por ciento su capacidad de producción; b) se comunique la decisión empresarial de despido colectivo, y que ésta comunicación implique una reducción de más de un 85 por ciento de toda su plantilla.¹⁴

El incumplimiento es causa de reintegro, pero se puede excluir del reintegro a aquellas empresas industriales que, a pesar de haber reducido su capacidad productiva o su plantilla en más de un 85 por ciento, lo hagan de forma temporal durante el proceso de búsqueda de nuevos inversores, siempre que dicho proceso desemboque en el reinicio de la actividad productiva de la instalación recuperando, al menos, el 50 por ciento de su producción y de su nivel de empleo anteriores.¹⁵ No pueden obtener la condición de beneficiarios las empresas que hayan incumplido o que estén incursas en un procedimiento concursal.¹⁶

Cuando el Real Decreto-ley núm. 20/2018 se refiere a la mitigación de los costes energéticos sobre la competitividad de los consumidores electro-intensivos, especifica que eso ha de hacerse «*de conformidad con la normativa comunitaria*».

Lógicamente, está pensando en las normas relativas a la libre competencia y, muy particularmente, a las normas sobre ayudas de Estado, por

¹³ Artículo 5, 1, del Real Decreto-ley núm. 20/2018, en relación con el artículo 4 de la misma norma y en la DA 6ª de la Ley núm. 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Esta DA contempla un mecanismo de compensación de los costes indirectos imputables a las emisiones de GHG repercutidas en los precios de la electricidad del que podrán beneficiarse las instalaciones pertenecientes a sectores expuestos a un riesgo significativo de fugas de carbono.

¹⁴ Artículo 5, 2, del Real Decreto-ley núm. 20/2018. Remite al artículo 12, 1 del Reglamento de los procedimientos de despido colectivo y de suspensión de contratos y reducción de jornada, aprobado por el Real Decreto 1483/2012, de 29 de octubre. No se considera incumplida esta obligación en los supuestos de transformación, fusión, escisión o cesión global de activos y pasivos siempre que la entidad adquirente mantenga la actividad en los términos previstos en el artículo 5, 2, del Real Decreto-ley. Tampoco se considera incumplida esta obligación cuando el presupuesto de incumplimiento derive de un procedimiento de liquidación en el marco de un proceso concursal previsto en la Ley núm. 22/2003, de 9 de julio, Concursal.

¹⁵ Artículo 5, 3 y 4, del Real Decreto-ley núm. 20/2018, que remite al Capítulo II del Título II de la Ley núm. 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

¹⁶ Artículo 5, 5, del Real Decreto-ley núm. 20/2018, que remite al artículo 5, 2, de la misma norma y a la Ley núm. 22/2003, de 9 de julio, Concursal.

cuanto hay un principio de incompatibilidad entre las ayudas a los consumidores industriales de electricidad y el Mercado Interior de la Energía (arts. 107 a 109 del TFUE). En este punto tropezaban los borradores gubernamentales, que merecieron un juicio negativo de la CNMC, a la luz de las normas sobre ayudas de Estado.¹⁷

Por esta razón, el Real Decreto núm. 1106/2020 se refiere en numerosas ocasiones a que las ayudas que contempla para ese tipo de consumidores se llevan a cabo de con lo establecido en la Comunicación de la Comisión Europea 2014/C 200/01, sobre «Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020». Y la DA 1^a de la norma, con el encabezamiento «*compatibilidad con las normas de ayudas de Estado*», establece los siguientes: “La ejecución de las medidas de apoyo a los consumidores electrointensivos que se recogen en el presente real decreto estará sujeta a disponibilidad presupuestaria, previa autorización de la Comisión Europea y de acuerdo con las normas reguladoras de ayudas de Estado”.

2. *La interrumpibilidad*

La principal excepción a la tradicional premisa de la inflexibilidad de la demanda de electricidad estuvo constituida por los contratos de suministro con cláusula de interrumpibilidad, por la cual algunos consumidores (grandes consumidores industriales) se comprometían a reducir su consumo cuando fuese necesario para el sistema eléctrico, porque había insuficiente generación para atender toda la demanda.

A cambio de tal cláusula, las empresas recibían una compensación económica por el servicio que prestaban. La interrumpibilidad se activaba como respuesta a una orden de reducción de potencia impartida por REE dirigida a los consumidores proveedores de este servicio. REE era la empresa encargada de organizar y gestionar el sistema de subastas para la asignación del servicio de interrumpibilidad, de forma competitiva y eficiente.

La interrumpibilidad era positiva porque evitaba la construcción de nueva potencia de generación (o la intensificación del uso de plantas de generación contaminantes por la emisión de GHG), disminuía el número de líneas eléctricas que habían de ser tendidas para atender la demanda, y era

¹⁷ Acuerdo de la CNMC por el que se remite informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regula el Estatuto de Consumidores electro-intensivos, Expediente núm.: IPN/CNMC/012/19, de 9 de abril de 2019.

un respaldo a la seguridad del sistema eléctrico frente a la intermitencia de las energías renovables.

Sin embargo, el servicio de interrumpibilidad era considerado como una ayuda estado a favor de algunos consumidores industriales (los llamados consumidores “electro-intensivos”) con una incidencia negativa en la transparencia del mercado, que no compensaba suficientemente las ventajas señaladas. Esa crítica derivaba de que la compensación pudo atribuirse sin haber obligado a interrumpir o de que se consideró que su montante era muy elevado.¹⁸

3. *La reducción del servicio de interrumpibilidad a partir de 2013*

Las críticas a la interrumpibilidad llevaron a modificar y reducir drásticamente la compensación por el servicio. La compensación por la prestación del servicio de interrumpibilidad se concretaba en un precio eléctrico especial y llegó a alcanzar la mitad del precio del KW/h en el mercado eléctrico.

A partir de 2013, el Gobierno vino utilizando las subastas para seleccionar a los proveedores del servicio y para fijar el precio. Y en ejercicios posteriores el Gobierno fue variando notablemente las condiciones del servicio y de las subastas, lo cual derivó derivado en un notable descenso del apoyo a las industrias electro-intensivas. La última subasta celebrada en 2020 fue criticada por las industrias electro-intensivas, por la poca potencia interrumpible atribuida y la escasa compensación ofrecida.¹⁹

¹⁸ La LSE permite que la Administración adopte medidas que incentiven la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energético, directamente o a través de agentes económicos cuyo objeto sea el ahorro y la introducción de la mayor eficiencia en el uso final de la electricidad. El cumplimiento de los objetivos previstos en esas medidas puede dar lugar al reconocimiento de los costes en que se incurra para su puesta en práctica, que pueden tener la consideración de costes del sistema. Estas medidas deben ser aprobadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la CNMC y de las CCAA. El precepto menciona expresamente, entre tales medidas y sus correspondientes costes, el servicio de interrumpibilidad gestionado por REE (artículo 49, 2, de la LSE; el artículo 13, 3, letra k, de la LSE, se refiere a esos costes como posibles costes del sistema).

¹⁹ El servicio ha estado contemplado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (BOE núm. 262, de 1 de noviembre de 2013). Su artículo 6 fue modificado por la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión (BOE núm. 208, de 1 de agosto de 2020). Véase la Resolución de 2 de di-

Esas críticas se multiplicaron porque, además, el Gobierno no cumplió su promesa de aprobar un estatuto de la industria electro-intensiva (fue aprobado a finales de 2020, con el Real Decreto núm. 1106/2020).

4. El régimen de apoyo a las industrias electro-intensivas en el Real Decreto-ley núm. 24/2020 de 26 de junio

El apoyo a los grandes consumidores industriales (electro-intensivos) va a caminar ahora por nuevos derroteros, distintos del antiguo servicio de interrumpibilidad. El 30 de junio de 2020 finalizaba el periodo por el que se adjudicaron los últimos megavatios interrumpibles en la subasta celebrada en diciembre para la industria electrointensiva. Declara la alarma, el Gobierno suspendió la gestión de la demanda de interrumpibilidad.²⁰

Levantada la alarma, no se celebró una nueva subasta de interrumpibilidad para el segundo semestre del año 2020, sino que el Gobierno introdujo un nuevo sistema de apoyo a la industria electrointensiva mediante la aprobación del Real Decreto-ley núm. 24/2020, de 26 de junio.²¹ Mediante ese Real Decreto-ley se crea el Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas (FERGEL) (arts. 11 a 15, ambos inclusive).²²

El Fondo carece de personalidad jurídica, y es el instrumento de apoyo y fomento a la contratación de los consumidores electrointensivos, con el objeto de facilitar su acceso al mercado de energía. El Real Decreto-ley regula la cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la adquisición de energía eléctrica mediante contratos a medio y largo plazo, celebrados entre consumidores electrointensivos y oferentes de energía eléctrica, en particular de la totalidad o de la parte de energía procedente de instalaciones de generación renovable que no perciban una retribución

ciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/ 2013/2013, de 31 de octubre, para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020 (BOE núm. 290, de 3 de diciembre de 2019).

²⁰ Orden núm. SND/260/2020, de 19 de marzo, por la que se suspende la activación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad por criterios económicos ante la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19 (BOE núm. 76, de 20 de marzo de 2020).

²¹ Real Decreto-ley núm. 24/2020, de 26 de junio, de medidas sociales de reactivación del empleo y protección del trabajo autónomo y de competitividad del sector industrial (BOE núm. 178, de 27 de junio de 2020).

²² Véanse también las DDAA 7^o a 10^a, ambas inclusive.

específica o cualquier otro mecanismo de apoyo económico en el marco del sistema eléctrico, otorgando mayor seguridad y certidumbre a las partes, y facilitando con ello la fijación de precios previsibles en el tiempo.

La cobertura por cuenta del Estado de tales riesgos es de aplicación a los consumidores certificados como consumidores electrointensivos en el momento de la concesión de la cobertura. Se atribuye al a Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación, S.A., Compañía de Seguros y Reaseguros, SME, (CESCE), la condición de Agente Gestor designado con carácter exclusivo, para que gestione como asegurador o como garante, en nombre propio y por cuenta del Estado, la cobertura de los riesgos que sean asumidos por este, sobre cualquiera de los riesgos de insolvencia de hecho o de derecho en el marco de los contratos que suscriban los consumidores electrointensivos para la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica.

Esas previsiones son desarrolladas por el Real Decreto núm. 1106/2020, que aprueba el Estatuto de los consumidores electro-intensivos.²³

5. *Las redes de distribución cerradas*

De acuerdo con la DE del 2019, los Estados miembros pueden disponer que las autoridades reguladoras u otras autoridades competentes clasifiquen como *red de distribución cerrada* una red que distribuya electricidad en una zona industrial, comercial o de servicios compartidos, reducida desde el punto de vista geográfico, no suministre electricidad a clientes domésticos si a) por razones técnicas o de seguridad concretas, el funcionamiento o los procesos de producción de los usuarios de dicha red están integrados, o b) dicha red distribuye electricidad ante todo al propietario o gestor de la red o a sus empresas vinculadas (Derecho Europeo, 2019, artículo 38, 1).

La DE del 2019 piensa, ejemplificativamente, debido a la naturaleza específica de sus operaciones, en complejos industriales, comerciales o de servicios compartidos, tales como edificios de estaciones ferroviarias, aeropuertos, hospitales, grandes zonas de acampada con instalaciones integradas y complejos de la industria química pueden incluir redes de distribución cerradas (Derecho Europeo, 2019, Considerando 66).

A los efectos de la DE del 2019, las redes de distribución cerradas se consideran redes de distribución. Se han implementado en numerosos países de la UE con el fin de contemplar la realidad de la industria interrelacio-

²³ Véase la cita entre paréntesis (BOE, 2020, núm. 328).

nada entre sí en determinados polígonos. Este tipo de industrias tiene riesgo de deslocalización fuera de la UE por la fuerte competencia internacional. Tienen un elevado coste energético en su estructura de costes.

Para poder soportar esos costes, pueden constituir una red de distribución cerrada que comporta ventajas económicas para todo el conjunto. Aquí se aprecia la relación de esta figura con la industria electro-intensiva. De hecho, el Real Decreto-Ley núm. 20/2018, de 7 de diciembre, aborda ambas cosas simultáneamente (bien que con escaso detalle). Para el autor de ese Real Decreto-ley

la regulación de las redes de distribución cerradas en España permitirá una reducción de costes económicos de la energía eléctrica para la mediana y gran industria concentrada en ámbitos territoriales reducidos, mejorando su competitividad en unos momentos en que es clave el mantenimiento de la industria existente y la reindustrialización e implantación de nueva actividad industrial en nuestro país, teniendo sus condiciones de conexión a la red pública garantía suficiente, dado que su eventual volumen de consumo y potencia no deben constituir en modo alguno un riesgo para la seguridad de las redes.²⁴

Cuando se utilice una red de distribución cerrada para garantizar la eficiencia óptima de un suministro integrado que requiera normas operativas específicas, o se mantenga una red de distribución cerrada primordialmente para uso del propietario de la red, debe ser posible eximir al gestor de la red de distribución de las obligaciones que constituirían una carga administrativa innecesaria debido a la especial naturaleza de la relación entre el gestor de la red de distribución y los usuarios de la red (Derecho Europeo, 2019, Considerando 66). Los Estados miembros pueden disponer que las autoridades reguladoras eximan al gestor de una red de distribución cerrada de:

- a) las obligaciones de que adquiera la energía que utilice para cubrir pérdidas de energía y los servicios auxiliares de no frecuencia de su red de conformidad con procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado;²⁵
- b) la obligación de la aplicación de un sistema de acceso de terceros a la red, con tarifas de acceso a la red (o las metodologías utilizadas para su cálculo) aprobadas por la autoridad nacional reguladora, con anterioridad a su entrada en vigor;²⁶

²⁴ Exposición de Motivos, V, párrafo 3o.

²⁵ Artículo 38, 2, letra a, en relación con el artículo 31, 5 y 7, ambos de la DE del 2019.

²⁶ Artículo 38, 2, letra b, en relación con el artículo 6, 1, y el artículo 59, 1, todos ellos de la DE del 2019.

- c) los requisitos establecidos para obtener servicios de flexibilidad de conformidad con unos procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado y para desarrollar el sistema del gestor sobre la base de planes transparentes de desarrollo de la red;²⁷
- d) el requisito relativo a no poseer, desarrollar, gestionar ni explotar puntos de recarga para vehículos eléctricos;²⁸ y
- e) el requisito relativo a no poseer, desarrollar, gestionar ni explotar instalaciones de almacenamiento de energía.²⁹

Cuando se conceda una excepción, las tarifas aplicables o las metodologías utilizadas para su cálculo han de ser objeto de revisión y aprobación con arreglo a lo dispuesto sobre las autoridades reguladoras nacionales, a petición de cualquier usuario de la red de distribución cerrada.³⁰

El uso accesorio por parte de un reducido número de hogares con relaciones laborales o similares con el propietario de la red de distribución y situados en una zona abastecida por una red de distribución cerrada no es obstáculo para la concesión de una excepción (Derecho Europeo, 2019, artículo 38, 4).

El Real Decreto-ley núm. 20/2018, de 7 de diciembre, habilita al Gobierno a desarrollar reglamentariamente la figura de la *red de distribución de energía eléctrica cerrada*, para el suministro de electricidad a actividades industriales que, por razones fundamentalmente de seguridad, se encuentren integradas en ámbitos geográficos reducidos (Real Decreto-ley núm. 20/2018, 2018, artículo 3, 1).

El Gobierno dispuso de un plazo máximo de seis meses (que terminó el 7 de junio de 2019) para aprobar un reglamento que recogiese el procedimiento y los requisitos que deben cumplirse para el otorgamiento de la autorización administrativa para tal tipo de redes. Entre dichos requisitos deben contemplarse, al menos, los relativos a la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, garantía de la seguridad en la operación, la evitación de la fragmentación y redundancia en las redes para alimentar a los consumidores, la evitación de la discriminación entre grupos de consumidores que reúnan características similares, y la minimización del impacto ambiental provocado por las redes. La autorización puede ser revocada si dejan de cumplirse los requisitos que se establezcan para su autorización. Adicionalmente, puede el Gobierno regular aspectos relativos a la propie-

²⁷ Artículo 38, 2, letra c, en relación con el artículo 32, 1 y 3, ambos de la DE del 2019.

²⁸ Artículo 38, 2, letra d, en relación con el artículo 33, 2, ambos de la DE del 2019.

²⁹ Artículo 38, 2, letra e, en relación con el artículo 36, 1, ambos de la DE del 2019.

³⁰ Artículo 38, 3, en relación con el artículo 59, 1, ambos de la DE del 2019.

dad de los activos, las condiciones de acceso a esas redes de distribución cerradas, los tipos de contratos y las obligaciones económicas y técnicas con el sistema eléctrico (Real Decreto- ley núm. 20/2018, 2018, artículo 3, 2).

Las redes de distribución cerradas deben ser autorizadas por la Dirección General de Política Energéticas y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica, previo informe de la CNMC, en el que se analice el cumplimiento de los requisitos y, en particular, la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.³¹

IV. ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD

En una situación en que se hayan generalizado las energías renovables, el almacenamiento de electricidad se convierte en un instrumento esencial para que el sistema tenga flexibilidad y alcance a integrar la energía distribuida, dado el carácter intermitente de las renovables.

El almacenamiento es igualmente importante en el proceso de descarbonización de sectores distintos al eléctrico, pues facilita que las renovables tenga en ellos más relevancia (por ejemplo, el transporte, o la industria). En ese sentido, la DE del 2019 dice que para avanzar en la descarbonización es necesario realizar progresos en el almacenamiento de energía cíclica, como posible instrumento para permitir ajustes tanto a corto plazo como cíclicos, para hacer frente a la variabilidad de la producción de electricidad procedente de fuentes renovables y a las contingencias asociadas en dichos horizontes (Derecho Europeo, 2019, Considerando núm. 64).

Sin embargo, la mayoría de las técnicas de almacenamiento son todavía inmaduras, también en términos empresariales. Existe una excepción relevante, consistente en las centrales hidroeléctricas con instalaciones de bombeo de agua.

³¹ Artículo 3, 3, del Real Decreto-ley núm. 20/2018. Existe una Resolución de 29 de julio de 2019, de la Secretaría General de Coordinación Territorial, por la que se publica el Acuerdo de la Subcomisión de Seguimiento Normativo, Prevención y Solución de Conflictos de la Comisión Bilateral Generalitat-Estado en relación con el Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España (BOE núm. 220, de 13 de septiembre de 2019). En esa Resolución se da cuenta de cómo el Estado y la Comunidad Autónoma de Catalunya coinciden en considerar que el artículo 3, 3 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, al encomendar a la Dirección General de Política Energéticas y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica la autorización de las redes de distribución cerradas, ha de interpretarse en el sentido de que dicha autorización es relativa al ejercicio de dicha actividad «de distribución cerrada» y no a las autorizaciones administrativas de las instalaciones eléctricas contempladas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Las centrales hidroeléctricas garantizan adecuadamente tanto la disponibilidad de potencia de generación, como una prestación ágil de electricidad y de servicios de balance. Las centrales hidroeléctricas son, así, garantía de la regularidad y calidad del suministro. Existen otras técnicas de almacenamiento, como las baterías de ion de litio, condensadores, sistemas de aire comprimido, almacenamiento de calor.

Si esas técnicas de almacenamiento consiguieran generalizarse, los consumidores podrían tener la oportunidad de volverse independientes, mediante una combinación de la generación distribuida y el almacenamiento. El coste de las nuevas técnicas de almacenamiento es alto, pero se está reduciendo y está aumentando su capacidad. No existe un horizonte temporal claro acerca de la viabilidad económica del almacenamiento, ni de su auténtica disponibilidad.

El Gobierno español debe elaborar un marco regulatorio adecuado, que incluya aspectos relativos a la remuneración de la actividad de almacenamiento. A pesar de algunas reciente previsiones, el ordenamiento jurídico español está ayuno de una auténtica regulación, distinta de la tradicional.

El almacenamiento ha sido entendido en tiempos pasados complemento (excepcional) de la generación o del consumo. El almacenamiento serviría para solventar las posibles interrupciones del servicio, para amortiguar las fluctuaciones de los precios o para apoyar un uso eficiente de las redes de distribución. No ha habido tradicionalmente un reconocimiento del almacenamiento como actividad independiente. En consecuencia, es necesario un nuevo diseño de su régimen jurídico.

Este nuevo régimen jurídico debería permitir que se integraran las instalaciones de almacenamiento, en su condición de generadores que podríamos denominar “virtuales”. La razón es que si hay mucho almacenamiento disminuye la necesidad de construir nuevas plantas de generación.

Las instalaciones de almacenamiento tienen también la condición de consumidores, porque pueden absorber excedentes de producción, evitando, de esa manera, los vertidos. Aun cuando el almacenamiento puede constituir un negocio autónomo, independiente de la producción y de las redes, no va a ser fácil la aparición de empresas de almacenamiento independientes. Para que eso ocurra, deben crearse las condiciones para que su retribución sea la adecuada.

1. Regulación en el Derecho de la Unión Europea

A diferencia de la DE del 2009, donde el almacenamiento no estaba mencionado, tanto en la DE del 2019, como en la Directiva de Renovables

de 2018 el almacenamiento ocupa un lugar destacado y su regulación es uno de los objetivos de la DE del 2019 (Derecho Europeo, 2019, art.1). En la DE del 2019 es relevante el almacenamiento, por ejemplo, en las definiciones de «cliente activo», de «comunidad ciudadana de energía», de «componentes de red plenamente integrados», y de «empresa eléctrica» (Derecho Europeo, 2019, artículo 2, 8, 11, 51).

Y en la Directiva de Renovables de 2018 el almacenamiento es trascendente en la definición de «energía ambiente», de «energía geotérmica», de «autoconsumidor de energía renovable» y de «comunidades de energías renovables» (Derecho Europeo, 2019, artículo 2, 2, 3 y 14). De acuerdo con esta Directiva, los autoconsumidores de energías renovables, de manera individual o mediante agregadores, tienen derecho a generar energía renovable, incluido para su propio consumo, almacenar y vender su excedente de producción de electricidad renovable; y tienen derecho a instalar y utilizar sistemas de almacenamiento de electricidad combinados con instalaciones que generen electricidad renovable para el autoconsumo sin estar sujetos a ningún tipo de doble carga, incluidas las tarifas de la red para la electricidad almacenada que permanece dentro de sus locales (Directiva de Renovables, 2018, artículo 21, 2, letras a y b).

La DE del 2019 define el «almacenamiento de energía», en el sistema eléctrico, como diferimiento del uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar, el almacenamiento de esa energía y la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica o su uso como otro vector energético. Y la «instalación de almacenamiento de energía», en el sistema eléctrico, queda definida como aquella instalación en la que tiene lugar el almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 2, 59 y 60).

Los Estados miembros deben garantizar que la normativa nacional no obstaculiza el ejercicio de la actividad de almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 31, 1). Al fijar los criterios para la concesión de las autorizaciones de construcción de instalaciones generadoras en su territorio y al determinar los criterios apropiados, los Estados miembros deben tomar en consideración las alternativas a la creación de nuevas instalaciones de generación, como el almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 8,2, letra I).

Los Estados miembros deben velar por que los clientes activos que posean una instalación de almacenamiento: a) tengan derecho a una conexión a la red en un plazo razonable a partir de la solicitud, siempre que se cumplan todas las condiciones necesarias, como las responsabilidades de balan-

ce y un esquema de medida adecuado; b) no estén sujetos a ninguna duplicación de gastos, incluidas las tarifas de acceso a la red, para la electricidad almacenada que permanezca en sus instalaciones o a la hora de prestar servicios de flexibilidad a los gestores de redes; c) no estén sujetos a requisitos o tasas de concesión de licencias desproporcionados; y d) estén autorizados a prestar varios servicios al mismo tiempo, cuando sea técnicamente viable (Derecho Europeo, 2019, artículo 15, 5).

En la obtención de los productos y servicios para el funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de distribución, por parte del DSO, se ha de garantizar la participación efectiva de los gestores de instalaciones de almacenamiento de energía, en particular exigiendo a las autoridades reguladoras y a los DSO, en estrecha cooperación con todos los participantes en el mercado, así como a los TSO, que determinen los requisitos técnicos para la participación en esos mercados sobre la base de las características técnicas de dichos mercados y las capacidades de todos los participantes en el mercado (Derecho Europeo, 2019, artículo 31, 6, y 8).

Los Estados miembros deben proporcionar un marco jurídico que permita e incentive que los DSO puedan obtener servicios de flexibilidad a partir de suministradores de almacenamiento de energía. Los DSO establecerán las especificaciones para los servicios de flexibilidad a obtener y en dichas especificaciones se ha de garantizar la participación efectiva y no discriminatoria de los gestores de instalaciones de almacenamiento de energía. El desarrollo de una red de distribución se ha de basar en un plan de desarrollo de la red transparente que el gestor de la red de distribución ha de publicar al menos cada dos años y ha de incluir la utilización de las instalaciones de almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 32, 1, 2 y 3).

De acuerdo con la Directiva de Renovables de 2018, los Estados miembros deben adoptar las medidas adecuadas para garantizar que se instauren procedimientos de autorización simplificados y menos onerosos, incluido un procedimiento de notificación simple, para el almacenamiento de energía procedente de fuentes renovable; y deben introducir medidas adecuadas en sus normas y códigos de construcción, para aumentar la cuota de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la construcción; al establecer tales medidas o en sus sistemas de apoyo, los Estados miembros pueden tener en cuenta, en su caso, las medidas nacionales relativas a incrementos considerables en el almacenamiento local de energía (Directiva de Resoluciones, 2018, artículo 15, 1, letra d, y 4).

De acuerdo con la DE del 2019, los DSO y los TSO no deben poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía. Explica la norma que en

el nuevo diseño del mercado de la electricidad, los servicios de almacenamiento de energía deben basarse en el mercado y ser competitivos. En consecuencia, se deben evitar las subvenciones cruzadas entre el almacenamiento de energía y las funciones reguladas de transporte y distribución. Dichas restricciones relativas a la propiedad de las instalaciones de almacenamiento energético tienen por objeto evitar una distorsión de la competencia, eliminar el riesgo de discriminación, garantizar el acceso equitativo a los servicios de almacenamiento de energía para todos los participantes en el mercado y fomentar un uso eficaz y eficiente de las instalaciones de almacenamiento de energía, más allá de la gestión de la red de transporte o distribución. Ese requisito debe interpretarse y aplicarse de conformidad con los derechos y principios establecidos en la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea (en lo sucesivo, «Carta»), en particular la libertad de empresa y el derecho a la propiedad garantizados por los artículos 16 y 17 de la Carta (Derecho Europeo, 2019, Considerando núm. 62).

Los DSO y los TSO no pueden poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía. No obstante, los Estados miembros pueden autorizarles a realizar esas actividades cuando sean componentes de red plenamente integrados (que no se utilicen para el balance o para la gestión de congestiones) (Derecho Europeo, 2019, Considerando núm. 63) y la autoridad reguladora haya concedido su aprobación, o si se cumplen las tres condiciones siguientes: a) tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, sujeto a la revisión y la aprobación de la autoridad reguladora, no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno; b) dichas instalaciones sean necesarias para que los DSO y los TSO cumplan sus obligaciones en virtud de la DE del 2019 con vistas a un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de distribución y dichas instalaciones no sean utilizadas para comprar o vender electricidad en los mercados de electricidad; y c) la autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción y llevado a cabo una valoración del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones del procedimiento de licitación, y haya concedido su aprobación.³² La autoridad reguladora puede elaborar

³² Esta excepción se explica en los siguientes términos, en el Considerando núm. 63 de la DE de 2019: «Cuando las instalaciones de almacenamiento de energía sean componentes de red plenamente integrados que no se utilicen para el balance o para la gestión de congestiones, no deben estar sujetas, previa aprobación de la autoridad reguladora, a cumplir con las mismas limitaciones estrictas que los gestores de redes para poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones. Dichos componentes de red plenamente integrados pueden incluir instalaciones de almacenamiento de energía, como condensadores o volantes de iner-

orientaciones o cláusulas contractuales para ayudar a los DSO y a los TSO a garantizar la equidad del procedimiento de licitación. La decisión de conceder una excepción a un TSO ha de ser notificada a la Comisión y a la ACER junto con la información pertinente sobre la solicitud y las razones para la concesión de la excepción.

Las autoridades reguladoras deben efectuar periódicamente o al menos cada cinco años una consulta pública relativa a las instalaciones de almacenamiento de energía existentes para valorar la disponibilidad y el interés en invertir en dichas instalaciones. Cuando la consulta pública indique que existen terceras partes competentes para poseer, desarrollar, gestionar o explotar tales instalaciones de manera eficiente en términos de costes, la autoridad reguladora velará por la supresión progresiva de las actividades de los DSO y los TSO en este ámbito en un plazo de dieciocho meses.

Como parte de las condiciones de dicho procedimiento, las autoridades reguladoras pueden permitir que los DSO o los TSO reciban una compensación razonable, en particular que recupere el valor residual de su inversión en las instalaciones de almacenamiento de energía. No se aplicará esa supresión a los componentes de red plenamente integrados o durante el período de amortización habitual de las nuevas instalaciones de almacenamiento con baterías para las que se haya tomado la decisión definitiva de inversión hasta el 4 de julio de 2019 (para los DSO) o hasta 2024 (para los TSO), siempre que dichas instalaciones de almacenamiento con baterías: *a)* estén conectadas a la red a más tardar en los dos años siguientes a la inversión; *b)* estén integradas en la red de distribución o en la red de transporte; *c)* se utilicen exclusivamente para el restablecimiento por inyección instantánea de reactiva por seguridad de la red en caso de incidentes en ella, si tal medida de restablecimiento se inicia inmediatamente y termina cuando la redistribución regular pueda resolver el problema, y *d)* no se utilicen para comprar o vender electricidad en los mercados de la electricidad, incluidos los de balance (Derecho Europeo, 2019, artículo 36 y 54).

Los Estados miembros pueden disponer que las autoridades reguladoras eximan al gestor de una red de distribución cerrada del requisito relativo a no poseer, desarrollar, gestionar ni explotar instalaciones de almacenamiento de energía.³³

Cada TSO se ha de encargar de administrar los flujos de electricidad en la red teniendo en cuenta los intercambios con otras redes interconectadas;

cia, que prestan servicios importantes para la seguridad y la fiabilidad de la red, y contribuyen a permitir la sincronización entre las diferentes partes del sistema».

³³ Artículo 38, 2, letra e, en relación con el artículo 36, 1, ambos de la DE del 2019.

a tal fin, el TSO ha de garantizar la seguridad de la red eléctrica, su fiabilidad y su eficiencia y, en este ámbito, debe velar por la disponibilidad de todos los servicios auxiliares indispensables, incluidas las instalaciones de almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 40, 1, letra d).

En el desempeño de la tarea de obtención de servicios auxiliares para garantizar la seguridad operativa, los TSO deben obtener servicios de balance con la participación efectiva de todas las empresas eléctricas cualificadas y de todos los participantes en el mercado, incluidos los operadores de las instalaciones de almacenamiento de energía.³⁴ El marco jurídico debe permitir a los TSO adquirir servicios auxiliares de no frecuencia de suministradores de almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 40, 5).

Los TSO establecerán las especificaciones para los servicios auxiliares de no frecuencia y en dichas especificaciones se ha de garantizar la participación efectiva y no discriminatoria de los gestores de instalaciones de almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 40, 6). El TSO debe establecer y hacer públicos procedimientos transparentes y eficaces para la conexión no discriminatoria de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía a la red (Derecho Europeo, 2019, artículo 42, 1).

El TSO no tiene derecho a rechazar la conexión de una nueva instalación de almacenamiento de energía debido a posibles limitaciones futuras de la capacidad de la red disponible, por ejemplo, la congestión en partes distantes de la red de transporte. Sin perjuicio de la posibilidad de que los TSO limiten la capacidad de conexión garantizada u ofrezcan conexiones sujetas a limitaciones operativas para garantizar la eficiencia económica de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía, siempre que dichas limitaciones hayan sido aprobadas por la autoridad reguladora.

No se puede aplicar ninguna limitación cuando la instalación de almacenamiento de energía cargue con los costes correspondientes para garantizar una conexión ilimitada (Derecho Europeo, 2019, artículo 42, 2). Al menos cada dos años, los TSO deben presentar un plan decenal, que ha de tener plenamente en cuenta el potencial de utilizar las instalaciones de almacenamiento de energía u otros recursos como alternativa a la expansión de la red (Derecho Europeo, 2019, artículo 51 y 3).

La autoridad reguladora debe tomar todas las medidas razonables para contribuir a alcanzar el objetivo de facilitar el acceso a la red de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 58, letra e). La autoridad reguladora tiene la obligación de controlar las in-

³⁴ Artículo 40, 4, letra b, en relación con el artículo 40, 1, letra i, de la DE del 2019.

versiones en capacidad de generación y almacenamiento en relación con la seguridad de suministra (Derecho Europeo, 2019, art.59, 1, letra v).

Los Estados miembros que puedan demostrar que la operación de sus pequeñas redes conectadas y sus pequeñas redes aisladas plantea problemas considerables, podrán solicitar a la Comisión determinadas excepciones, limitadas en el tiempo y supeditadas a condiciones tendentes a potenciar la competencia y la integración con el mercado interior, así como a garantizar que dichas excepciones no obstaculizan la transición hacia una mayor capacidad de almacenamiento de energía (Derecho Europeo, 2019, artículo 66, 1 y 2).

2. Regulación en España

La ausencia de regulación en España ha constituido una rémora para el desarrollo de la actividad de almacenamiento.³⁵ Algunos países ya han regulado el almacenamiento, como los Países Bajos o México (Leeuwen y Roggenkamp, 2018 y González y González Bambrila, 2018).

Tras un tratamiento restrictivo de las baterías en el Real Decreto núm. 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo,³⁶ el Real Decreto núm. 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, proporciona una regulación más favorable (BOE, 2019, núm. 83). Establece en su artículo 5, 7, que pueden instalarse elementos de almacenamiento en las instalaciones de autoconsumo reguladas en el Real Decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les sea de aplicación.³⁷ Los elementos de almacenamiento deben encontrarse instalados de tal forma que compartan equipo de medida que registre la generación neta, equipo de medida en el punto frontera o equipo de medida del consumidor asociado.

³⁵ Algunos países ya han regulado el almacenamiento, como los Países Bajos o México. Véase Leeuwen, Matthijs Van y Roggenkamp, Martha, 2018, *Regulating Electricity Storage in the European Union How to Balance Technical and Legal Innovation*; y González, José Juan, y González Bambrila, Margarita, 2018, *Regulation of Electricity Storage, Intelligent Grids, and Clean Energies in an Open Market in Mexico*, ambos capítulos en Zillman, Donald, Godden, Lee, Paddock, Lee, Roggenkamp, Martha (editors), *Innovation in Energy Law and Technology: Dynamic Solutions for Energy Transitions*, Oxford, Oxford University Press.

³⁶ BOE, núm. 243, de 10 de octubre de 2015.

³⁷ La DF 5a. del Real Decreto contiene una referencia a esa normativa de seguridad.

El Real Decreto-ley núm. 23/2020 incorpora parcialmente al ordenamiento jurídico español, en lo relativo al almacenamiento, la Directiva núm. 2019/944.³⁸ El Real Decreto-ley añade a los almacenistas (titulares de instalaciones de almacenamiento) entre los sujetos del sistema eléctrico, y los define como las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica.

La introducción de la figura del almacenista en la LSE se lleva a cabo sin perjuicio de lo previsto en el artículo 5 de la Ley núm. 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición.³⁹

Por su parte, la nueva definición de agregador introducida por el Real Decreto-ley núm. 23/2020, define esa actividad como aquella realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.⁴⁰

Los almacenistas van a poder participar en los ingresos del mercado de producción, pues el artículo 4, Cuatro, del Real Decreto-ley núm. 23/2020 introduce un segundo párrafo en el apartado 10 del artículo 14 de la LSE, del siguiente tenor: «Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, ya sea directamente o a través de su comercializador o de un agregador independiente, podrán obtener los ingresos que correspondan, por su participación, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine».

En cuanto al acceso y conexión a la red, el Real Decreto-ley núm. 23/2020 dispone que los titulares de los permisos de acceso de instalaciones de generación de energía eléctrica que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la in-

³⁸ Véase nota al pie núm. 3.

³⁹ Nueva letra h del artículo 6, 1, de la LSE, introducido por el artículo 4, Tres, del Real Decreto-ley núm. 23/2020.

⁴⁰ Nueva letra i del artículo 6, 1, de la LSE, introducido por el artículo 4, Tres, del Real Decreto-ley núm. 23/2020.

corporación de instalaciones de almacenamiento pueden evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida, siempre que la nueva instalación cumpla con los requisitos técnicos que le sean de aplicación. Asimismo, se pueden realizar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore de instalaciones de almacenamiento.⁴¹

De esa manera, el Real Decreto-ley núm. 23/2020 se adelanta, en materia de almacenamiento, a lo que ya prevé el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, actualmente en tramitación parlamentaria.⁴²

El Real Decreto núm. 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica (BOE, 2020, núm. 340) contiene muchas referencias al almacenamiento, pues los titulares de instalaciones de ese tipo (con excepciones), pueden solicitar acceso a las redes. Así lo establece su art. 1:

El objeto de este real decreto es establecer los criterios y el procedimiento de aplicación a la solicitud y obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red, por parte de los productores, transportistas, distribuidores, consumidores y titulares de instalaciones de almacenamiento, en desarrollo de lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

V. CONCLUSIONES

La evolución tecnológica en el sector eléctrico es rápida y es una de las razones que explica la adopción en 2018-2019, por parte de la UE, de un ambicioso grupo normativo, el llamado “paquete de invierno”, que persigue proporcionar a todos los europeos una energía limpia. Si a la evolución tecnológica sumamos el deseo de alcanzar la neutralidad carbónica en 2050 y la descentralización que implica la generación eléctrica mediante fuentes renovables, entonces se percibe la magnitud del cambio al que estamos asistiendo en el sector eléctrico y en el Derecho que se le aplica. Una visión completa de todos esos desafíos, se encuentra hoy en Ariño, Robinson y Del Guayo, 2020.

⁴¹ Nuevo apartado 12 del artículo 33, introducido por el artículo 4, Cinco, del Real Decreto-ley núm. 23/2020.

⁴² *Proyecto de Ley de cambio climático y transición energética*, BOCG, Serie A, núm. 19-1, 29 de mayo de 2020.

En este trabajo me he detenido en tres aspectos importantes de los nuevos negocios eléctricos, como son los consumidores electro-intensivos, el almacenamiento de electricidad y las redes de distribución cerradas.

El Derecho vigente sobre el almacenamiento trata de fomentar esta actividad, de importancia trascendental para el futuro del sector eléctrico, pero, al mismo tiempo, está interesado en esta nueva actividad sea llevada a cabo por nuevos agentes, independientes de las empresas ya establecidas, sin perjuicio de que, excepcionalmente, pueda ser autorizadas a tener y gestionar instalaciones de almacenamiento.

En todos los nuevos negocios ese equilibrio entre el fomento de la actividad y el fomento de la competencia está latente. En el caso de las redes de distribución, esta nueva realidad eléctrica se encuentra indisolublemente ligada a la cuestión de los consumidores electro-intensivos, y al antiguo servicio español de interrumpibilidad. En este punto, la tensión sigue radicando en la necesidad de dar una solución adecuada a aquellas industrias que consumen grandes cantidades de electricidad, pero si infringir las normas europeas que prohíben las ayudas de Estado que falsean la competencia.

Hay varias cuestiones dudosas que las normas europeas y españolas no resuelven, cuya solución habrá de ser acometida incluso si se aprueba la Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

Entre las principales dudas se encuentran las tres siguientes: ¿cómo conjugar el apoyo a la industria electro-intensiva con el régimen de las ayudas de Estado en el derecho de la competencia en la Unión Europea? La respuesta a esta pregunta debe descansar en la conjugación equilibrada del fomento de la eficiencia y de la productividad, con la competencia en el mercado; ¿van a constituirse las redes de distribución cerrada en una suerte de comunidades energéticas? La respuesta a esta pregunta exige la búsqueda de una armonización entre la necesidad de que la producción y el consumo estén próximas, con la posibilidad de que participen otras industrias del mismo rango, en una suerte de comunidad ciudadana de energía; y ¿cuánta regulación es necesaria para que se generalice la actividad de almacenamiento? La adecuada regulación para que, junto con las distribuidoras existentes, otros nuevos agentes entren este negocio.

VI. BIBLIOGRAFÍA

ARIÑO, Gaspar *et al.*, 2020, *La transición energética en el sector eléctrico. Líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados*, Bilbao, Universidad de Deusto.

- GONZÁLEZ, Juan y GONZÁLEZ, Margarita, 2018, “*Regulation of Electricity Storage, Intelligent Grids, and Clean Energies in an Open Market in Mexico*”, en ZILLMAN, Don *et al.* (eds.), *Innovation in Energy Law and Technology: Dynamic Solutions for Energy Transitions*, Oxford, Oxford University Press.
- HERRERA-ANCHÚSTEGUI, Ignacio y FORMOSA, Andreas, 2019, *Regulation of Electricity Markets in Europe in Light of the Clean Energy Package: Prosumers and Demand Response*, 5 de septiembre, disponible en: <https://ssrn.com/abstract=3448434>.
- KEAY, Malcolm y ROBINSON, David, 2017, *The Decarbonised Electricity System of the Future: The Two Market Approach*, Oxford, The Oxford Institute for Energy Studies, disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/06/The-Decarbonised-Electricity-System-of-the-Future-The-Two-Market-Approach-OIES-Energy-Insight.pdf>.
- LINARES, Pedro *et al.*, 2018, *El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas*, Madrid, Universidad Pontificia de Comillas, Instituto de Investigación Tecnológica.
- PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio, y KNITTEL, Christopher, 2016, *Utility of the Future*, Boston, Massachusetts Institute of Technology, MIT Energy Initiative, disponible en: energy.mit.edu/uof.
- Real Decreto-ley núm. 20/2018, 2018, España.
- Red Eléctrica de España, 2021, Red 2, España, REE, disponible en: <http://www.ree.es/es/red21>.
- ROBINSON, David, 2019, *Prices Behind the Meter: efficient economic signals to support decarbonisation*, Oxford, The Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight, núm. 61.
- VAN, Matthijs y ROGGENKAMP, Martha, 2018, *Regulating Electricity Storage in the European Union How to Balance Technical and Legal Innovation*, en ZILLMAN, Don *et al.* (eds.), *Innovation in Energy Law and Technology: Dynamic Solutions for Energy Transitions*, Oxford, Oxford University Press.
- VILLASECA, Davis, 2016, *Digitaliza tu negocio*, Madrid, ESIC Editorial.