

LA REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA(*) ()**

ALEJANDRO D. LEIVA LÓPEZ

SUMARIO: I. INTRODUCCIÓN.– II. MARCO CONCEPTUAL Y NORMATIVO: 1. Las actividades energéticas de infraestructuras en red. 2. La actividad de red en el sector eléctrico. Aspectos generales y tipos de red: A) Transporte. B) Distribución.– III. EL PROPIETARIO Y GESTOR DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.– IV. LA SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES.– V. CONDICIONES PARA EL EJERCICIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN COMO GARANTÍA EFECTIVA DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD: 1. La obligación de ampliación de la red. 2. El régimen de acometidas. 3. La autorización. A) Introducción. B) Ámbito subjetivo. Cesión de instalaciones y nuevas áreas. C) Competencia. D) Objeto y procedimiento. 4. El acceso y conexión de la distribuidora a la red de transporte. Resolución de conflictos.– VI. MARCO DE COOPERACIÓN REGIONAL ENTRE ESTADOS EN MATERIA DE DISTRIBUCIÓN.– VII. LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.– VIII. CONCLUSIONES.– IX. BIBLIOGRAFÍA.

RESUMEN: El modelo de suministro eléctrico presenta la característica significativa de operar como una industria con estructuras y tecnología en red. La red aparece como un elemento básico sin el cual no podrían prestarse servicios eléctricos.

Así pues, el presente estudio tiene por objeto analizar la regulación jurídica de la actividad de distribución de electricidad en un nuevo entorno social y tecnológico, pues ésta es vital para la consecución de un mercado liberalizado donde todas las actividades puedan alcanzar niveles adecuados de calidad, seguridad y competitividad. Específicamente, se tratan las funciones atribuidas a propietarios y gestores de red de distribución, las condiciones para el ejercicio de la actividad, el novedoso marco de cooperación entre gestores de red definido en el Winter Package y los retos que las tecnologías de generación distribuida y, específicamente, de autoconsumo lanzan sobre la gestión de la red de distribución.

(*) Trabajo recibido en esta REVISTA el 7 diciembre 2017 y evaluado favorablemente para su publicación el 6 marzo 2018.

(**) Este trabajo ha sido elaborado en el marco del Proyecto VD «SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y ENTES LOCALES: INCIDENCIA DEL NUEVO PAQUETE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA» (DER2017-86637-C3-2-P), Ministerio de Economía y Competitividad, Programa Estatal de Fomento de la Investigación Científica y Técnica de Excelencia, Subprograma Estatal de Generación del Conocimiento, Convocatoria 2017

Palabras clave: sector eléctrico; redes de electricidad; actividad de distribución de electricidad; acceso de terceros a la red; generación distribuida.

ABSTRACT: The electricity system has the characteristic of operating as an industry with network structures and technology. The electricity network appears as a basic element without which electrical services could not be provided.

Therefore, the objective of this study is to analyze the legal regulation of electricity distribution activity in a new social and technological environment. This activity is vital to achieve a liberalised market where all activities can have adequate levels of quality, safety and competitiveness.

Specifically, we analyze the functions assigned to distribution networks owners and operators, the conditions for the exercise of this activity, the novel framework cooperation agreement between network system operators defined in the «Winter Package» and the challenges of implementing distributed generation technologies, and specifically about self-consumption, in network management.

Key words: electricity sector; electricity networks; electricity distribution activity; third party access; distributed generation.

I. INTRODUCCIÓN

La actividad de suministro de energía, como ha sucedido en otros sectores económicos estratégicos (transporte aéreo y ferroviario, telecomunicaciones..) ha sido tradicionalmente desarrollada como un servicio público, donde el poder público ha actuado como prestador directo o indirecto de estos servicios. Pero, desde los inicios de la liberalización de mercados, este modelo ha experimentado grandes transformaciones de su régimen jurídico. Así, en este nuevo escenario el poder público ejerce funciones reguladoras en unos mercados liberalizados cuyas actividades se desarrollan en régimen de libre competencia empresarial (1).

Específicamente, la actividad de suministro eléctrico se configuró como una organización industrial intensamente intervenida y sometida a la dirección del Estado, lo que ha generado críticas procedentes de los distintos sectores por no favorecer a la eficiencia conjunta de la actividad industrial.

Así, con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (2), emerge un movimiento a favor de la liberalización del mercado eléctrico, el cual supone una evolución hacia un sistema eléctrico vertebrado por el reconocimiento de la libre iniciativa empresarial en un marco

(1) CABALLERO SÁNCHEZ (2010: p.136).

(2) BOE núm. 285, de 28 de noviembre.

de libre competencia entre operadores, logrando así una óptima asignación de recursos y mayores niveles de calidad y seguridad del servicio de suministro de electricidad; entendido éste como un servicio esencial de máxima importancia para la sociedad y la economía de un país (3). Todo ello descansa sobre el principio de separación de las actividades del sector, esto es, entre generación, transporte, distribución y comercialización. Siendo esta estructura básica mantenida por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (4).

Esta profunda evolución del sector ha requerido de una transformación de su estructura empresarial y de las políticas adoptadas sobre este campo sectorial profundamente regulado. Nace así un nuevo modelo de «regulación para la competencia» como una regulación complementaria y subordinada al mercado. Un sistema diseñado para promover la competencia entre operadores allí donde sea posible (producción y comercialización), mientras que si la actividad no es competitiva (redes), la regulación sustituirá al mercado a través de instrumentos que nos distorsionen las reglas de juego que se aplican a otras actividades (5).

En este contexto, centramos el objeto de estudio en las especificidades propias de la configuración legal de la actividad de distribución de electricidad, pues una de las características más significativas de nuestro modelo eléctrico es que opera como una industria con estructuras y tecnología de red. Así, la red aparece como un soporte esencial del que no se puede prescindir en la industria de servicios eléctricos.

La configuración de un modelo de distribución adecuado es vital para que el resto de actividades destinadas al suministro de electricidad puedan alcanzar niveles óptimos de calidad, seguridad y competitividad en el marco de un mercado interior de la electricidad eficiente. Así pues, analizamos las distintas funciones atribuidas a distribuidores y gestores de red, las obligaciones de ampliación de red, el régimen de acometidas y de autorizaciones para el ejercicio de la actividad, el acceso de terceros a la red y la casuística de conflictos suscitada hasta la fecha, la implementación de un marco de cooperación entre gestores de red de distribución y transporte de distintos países y los retos que debe enfrentar la actividad de distribución con ocasión de la penetración de tecnologías de generación distribuida en un nuevo entorno social y tecnológico.

(3) LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO y ARIÑO ORTIZ (2004a: pp.12-15).

(4) BOE núm. 310, de 27 de diciembre.

(5) DEL GUAYO CASTIELLA (2016: pp. 2221-2225).

II. MARCO CONCEPTUAL Y NORMATIVO

1. Las actividades energéticas de infraestructuras en red

El mercado energético es entendido como un sector económico en red —al igual que sucede con otras actividades industriales como las telecomunicaciones, el transporte aéreo y ferroviario o el servicio postal— que ha experimentado un proceso de liberalización con efectos beneficiosos sobre la calidad, seguridad y eficiencia de estos servicios de suministro, lo que ha provocado un impacto positivo sobre la economía en su conjunto.

En este modelo estratégico de actividad industrial, que aun atraviesa etapas transitorias de avance regulativo, las infraestructuras en red juegan un papel protagonista y son el medio material de conexión entre todos los agentes que participan del sistema. Son instalaciones de importante valor estratégico que presentan carácter unitario al estar entrelazadas, tienen capacidad de transmisión limitada y requieren de elevados costes de inversión en su construcción que hacen su duplicación inviable económicamente. En definitiva, son conexiones físicas de paso obligado para los operadores que quieren participar en un mercado de interés general, como es el energético (6).

Así, desde esta perspectiva subjetiva, es muy significativa la posición que ocupan las empresas titulares de las conexiones o infraestructuras estratégicas energéticas, esto es, de las denominadas redes. Este punto hay que diferenciar entre dos niveles de conducción que se combinarán para cubrir las necesidades energéticas de un determinado territorio: mayorista y minorista.

De un lado, en el escalón mayorista o tramo troncal, encontramos las compañías titulares de redes mayoristas o de transporte de electricidad, gas e hidrocarburos (7). Éstas son sociedades mercantiles que suelen tener alta capacidad de transmisión y que se configuran como instrumentos institucionales, normalmente de carácter unitario, imprescindibles para el funcionamiento del mercado regulado energético, delegándose en ellas la gestión imparcial de la capacidad de transmisión de sus instalaciones estratégicas energéticas entre los distintos agentes del mercado (8). Por su parte, estos últimos tendrán

(6) CABALLERO SÁNCHEZ (2002: p.13)

(7) Red Eléctrica de España (en adelante, REE) para la red de transporte de electricidad, ENAGÁS para la red de transporte de gas y almacenamiento básico y la Compañía Logística de Hidrocarburos (en adelante, CLH) para la red de oleoductos. Aunque es posible que, en casos minoritarios, otras compañías ostenten la titularidad de estas redes de transporte energético.

(8) Véase la propuesta de calificación como «sociedades reguladas de infraestructuras estratégicas» de CABALLERO SÁNCHEZ (2010: pp. 137-138). El autor atribuye esta identidad a aquellas compañías que ostentan una titularidad unitaria de las redes de transporte mayorista de electricidad, gas o hidrocarburos y cuya consecuencia es la sujeción a un estatuto de relevante intensidad. Se trata de una denominación común que destaca las características y

reconocido un derecho de acceso a las redes mayoristas, cuyo régimen jurídico y principales conflictos analizamos.

Son compañías privadas al servicio de la competencia que ostentan la titularidad de activos estratégicos, cuya duplicación deviene inviable, y para las que el regulador prevé un marco normativo de operación objetiva e imparcial en aras de garantizar la libre competencia en estos sectores. Se convierten, así, en empresas gestoras de infraestructuras de red mayorista que actúan investidas de imparcialidad, pues ello es lo exigible para quien controla la infraestructura de red y, por consiguiente, tiene el dominio absoluto del mercado final energético. Destacadamente, el sistema anglosajón los denomina «portadores comunes» [*en inglés, common carriers (9)*] vinculados a las industrias de red, quienes prestarán a través de éstas servicios de interés general.

Por otra parte, a nivel minorista o escalón regional/local, localizamos a compañías titulares de redes minoristas o de distribución de electricidad, gas e hidrocarburos (10). Estos agentes cuentan con compañías filiales que también desarrollan la comercialización de energía y prestación de servicios a los usuarios eléctricos que los contratan. Pueden llegar a ejercer derechos de paso sobre redes ajenas para cubrir una zona de consumo nueva y ganar nuevos clientes, aunque generalmente éstas no comunican entre sí, sino a través de la red de transporte que las abastece. En este nivel, el regulador actúa sobre la actividad de gestión de las propias redes promoviendo la libre competencia entre agentes del sector.

Sin embargo, las compañías gestoras de infraestructuras de red minorista (también denominada red secundaria de distribución) no tendrán un control del mercado energético en los términos a que nos hemos referido SUPRA respecto a los gestores de red mayorista y su capacidad de transmisión se adapta al nivel de consumo del usuario final. Específicamente, el presente estudio aborda un grado de protagonismo de las distribuidoras en el sector eléctrico que, como tratamos de evidenciar, difiere al propio de las empresas transportistas; razón por la cual entendemos que las necesidades de separación de aquéllas con respecto al resto de actividades son de distinta intensidad que las previstas para empresas titulares de red de transporte.

atribuciones legales de funciones de interés general que comparten estas compañías energéticas. Siendo esta denominación también extensiva a compañías que operan en sectores como el del transporte ferroviario o aéreo, cuyos administradores independientes de infraestructuras son ADIF y AENA, respectivamente.

(9) A mayor abundamiento acerca de su origen e impacto sobre el concepto tradicional de servicio público, Vid. MONTERO PASCUAL (1996: pp. 567-570).

(10) En este caso, son muchas las compañías titulares de red de distribución de electricidad, red de distribución de gas y de los puntos de suministro (estaciones de servicio), respectivamente.

2. La actividad de red en el sector eléctrico. Aspectos generales y tipos de red

La actividad de suministro eléctrico descansa sobre un modelo de infraestructuras en red, siendo éstas esenciales y unitarias para todo el sector. A nivel nacional, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (11) (en adelante, LSE) y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (12) (en adelante, RD 1955/2000) definen la infraestructura en red y la clasifican, atendiendo al nivel de voltaje mayorista o minorista, en dos categorías: red de transporte y de distribución de electricidad, respectivamente.

De partida, adelantamos que el transporte y la distribución de electricidad, a pesar de ser conceptos excluyentes, tienen en común la virtualidad de hacer transitar la energía desde los puntos donde se genera hasta las zonas de consumo, lo que deviene esencial para la prestación del servicio de suministro de electricidad si tenemos en cuenta su característica más notoria: que es un producto no almacenable que se debe ser consumido y producido simultáneamente (13).

Así, la actividad de transporte aparece regulada en el Título VI de la LSE y en el Título II del RD 1955/2000, mientras que la actividad de distribución estará definida en el Título VII de la LSE y en el Título I del RD 1955/2000.

A) Transporte

Sobre la actividad de transporte, el artículo 4.1 RD 1955/2000 la define como «[...] *aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica (desde los centros de producción) por la red (de transporte) interconectada [...] con el fin de suministrarla a los distribuidores o, en su caso, a los consumidores finales, así como de atender los intercambios internacionales*». Por su parte, el artículo 34.1 LSE y 5 RD 1955/2000 clasifican a su vez la red eléctrica en dos subcategorías: red de transporte primario y secundario.

De un lado, el transporte primario engloba las redes de transporte con tensión igual o superior a 380 kV, incluyendo dentro de esta subcategoría a las interconexiones con los sistemas insulares y extrapeninsulares, así como las interconexiones internacionales con otros países.

(11) BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.

(12) BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2010.

(13) PAJUELO IGLESIAS (2009: p.536).

De otro, existe una red de transporte secundario como elemento integrante de la red de transporte. En este caso, comprende las redes de tensión igual o superior a 220 kV que no se encuentren incluidas en el transporte primario y, además, las instalaciones nominales inferiores a 220 kV que cumplan las funciones de transporte.

Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte «[...] todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte [...]». Y, como dispone el artículo 5.2 RD 1955/2000, se incluyen «[...] los centros de control de transporte, así como otros elementos que afecten a instalaciones de transporte».

Por el contrario, no constituyen la red de transporte «[...] los transformadores de grupos de generación, los elementos/instalaciones de conexión de dichos grupos a la red de transporte, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas».

B) Distribución

Específicamente, y por ser objeto principal de estudio, analizamos la actividad de distribución desde una panorámica conceptual y adelantamos las especificidades de su régimen jurídico en el actual entorno social y tecnológico

Tras las reformas practicadas por el ejecutivo en el año 2013, la actividad de distribución se encuentra regulada en el Título VII (artículos 38 a 42) de la LSE y en el Capítulo I, Título I, del RD 1955/2000.

El artículo 38 LSE define la actividad de distribución de electricidad como «[...] aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores».

Recibiendo la calificación de red de distribución, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 38.2 LSE y 38 RD 1955/2000, todas aquellas instalaciones de electricidad, incluyendo líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos, de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que se consideren integradas en la red de transporte. Asimismo, se consideran elementos integrantes de la red de distribución «[...] todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distri-

bución». Mientras que, de otro lado, no se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución «[...] los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas».

Además, como dispone el artículo 42 RD 900/2015, estos elementos integrantes de la red de distribución «[...] tendrán un equipamiento adecuado para poder atender las necesidades técnicas requeridas, incluyendo en su caso los elementos de control de potencia reactiva, así como para garantizar la seguridad de las mismas [...]». Debiendo éstas ser bien diseñadas y dimensionadas con capacidad suficiente para responder a la eventual demanda que se pudiera producir atendiendo a las previsiones de crecimiento de la zona donde se asienta la empresa distribuidora.

Para delimitar aún más su definición, y localizar así las notas que lo diferencian de la red de transporte, el artículo 39.1 RD 1955/2000 define la zona eléctrica de distribución como «[...] el conjunto de instalaciones de distribución pertenecientes a una misma empresa y cuyo objeto último es permitir el suministro de energía eléctrica a los consumidores en las adecuadas condiciones de calidad y seguridad».

Por otro lado, y continuando con este repaso conceptual, el titular o propietario de la red de distribución, en la medida en que son generalizadas las referencias a éste como «distribuidor de la zona», ha planteado el debate doctrinal acerca de si existe un régimen de exclusividad a su favor o si, por el contrario, es posible una competencia entre distribuidores en una misma zona. Debate que se suscitó con ocasión de los numerosos conflictos de acceso entre distribuidoras ocasionados por la denominada «distribución en cascada», esto es, una proliferación de instalaciones titularidad de distintas empresas distribuidoras en una misma zona de distribución. Son casos en que, con ocasión del nacimiento de nuevas zonas de consumo, aparecen nuevas distribuidoras que quieren prestar el servicio de suministro y que no se encuentran conectadas directamente a la red de transporte, sino que pedirán acceso a la red del distribuidor tradicionalmente asentado en la zona.

En este contexto, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico estableció, en su Exposición de Motivos, la idea de partida de existencia de un monopolio natural de la red (14). Sin embargo, el texto articulado no recogía ningún precepto referido al monopolio, sino más bien todo lo contrario. Así, vemos cómo el artículo 40.2 disponía que la autorización de instalaciones de distribución «[...] en ningún caso se entenderá concedida en régimen de monopolio ni

(14) Disponiendo que «[...] La eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red, raíz básica del denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores [...]».

concederá derechos exclusivos» y, por su parte, los artículos 1.3 y 2 reconocían el principio de libre competencia o libre iniciativa empresarial para todas las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, sin exceptuar ni matizar nada respecto a la actividad regulada de distribución de electricidad y, por tanto, existiendo competencia entre aquellas distribuidoras que concurran a una zona determinada y que reuniesen los requisitos definidos en la normativa (sobre capacidad legal, técnica y económica).

Es por ello que, situándonos en este espacio temporal, el regulador se pronunció sobre la expresión de «distribuidor de zona» (15), disponiendo que ésta quedaría al margen de la entonces vigente configuración jurídica del sistema eléctrico, no existiendo por tanto exclusividad territorial que permitiese a un distribuidor, que dispone de infraestructuras preexistentes, obstaculizar la conexión de nuevos distribuidores a su red. Por lo que no era acertada la expresión «distribuidor de zona», ni, aún menos, pretender que ello armonizase con el concepto de zona eléctrica definido en el artículo 39.1 RD 1955/2000. O, dicho en otras palabras, la legislación española no regulaba ni había regulado en ningún episodio de la historia un principio de reserva o exclusividad a favor de los distribuidores que, en consecuencia, pudiera cristalizar en la prohibición de la distribución en cascada. Cuestión distinta es la sí por entonces regulada prohibición de duplicidad de redes de distribución recorriendo en paralelo (la conocida como «distribución en paralelo»), pues, aunque hayamos afirmado la viabilidad de que existieran varias distribuidoras en una misma zona, no resulta eficiente económicamente que cumplan la misma función en determinado territorio al desarrollar su actividad en paralelo (16).

Asimismo, existieron otras resoluciones del regulador (17) a favor del derecho de acceso de nuevas distribuidoras a las ya existentes en una zona eléctrica de distribución determinada, sobre la base del contenido del artículo 60 RD 1955/2000, el cual dispone que «*Tendrán derecho de acceso a la red de distribución [...] los distribuidores [...] Este derecho sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria [...]*». Solo existe una limitación o causa de denegación del mismo: la falta de capacidad de la red; cuestión esta última que tratamos en un apartado específico.

(15) Vid. la Resolución de la Comisión Nacional de la Energía (actualmente, CNMC) en el procedimiento de conflicto de acceso a la red de transporte C.A.T.R. 6/2001 instado por Hidrocarburos Distribución Eléctrica, S.A. frente a Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U., de 31 de julio de 2003.

(16) ESTOA PÉREZ (2009: p. 634).

(17) Véase la Resolución de la CNE en el procedimiento de conflicto de acceso a la red de distribución C.A.T.R. 3/2003 instado por Electra Caldense, S.A. frente a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U., de 22 de diciembre de 2003.

Así pues, el regulador ha mantenido una clara y firme doctrina a favor de la distribución en cascada autorizando a las nuevas instalaciones el acceso a la red del «distribuidor de la zona».

Sin embargo, tras sendos pronunciamientos de la comunidad científica a favor del régimen de exclusividad de las distribuidoras (18), se aprobó el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública (19). Y es a partir de este momento cuando el articulado de la Ley 54/1997 se ve reformado en aras de consagrar el denominado monopolio natural de la red de distribución para una mayor eficiencia económica del sistema.

La nueva redacción de la Exposición de Motivos dispone que esta reforma está orientada a «[...] eliminar prácticas ineficientes en el ámbito de la distribución, como la coexistencia de varios distribuidores en un mismo ámbito territorial que puede llevar a la existencia de instalaciones redundantes y aumentar los costes de mantenimiento, con la consiguiente pérdida de eficiencia [...] partiendo de la premisa de que la distribución, tanto de electricidad como de gas natural, es una actividad regulada, que tiene carácter de monopolio natural [...]».

En este sentido, el ya citado artículo 40 pasa a reconocer que «La autorización, que no concederá derechos exclusivos de uso, se otorgará atendiendo tanto al carácter del sistema de red única y monopolio natural, propio de la distribución eléctrica, como al criterio de menor coste posible, propio de toda actividad con retribución regulada, y evitando el perjuicio a los titulares de redes ya establecidas obligadas a atender los nuevos suministros que se soliciten». Vemos, así, que la nueva redacción, frente a las disposiciones contenidas en la regulación anterior, reconoce que la autorización se conceda en régimen

(18) Véase la calificación de «distribuidor de la zona» que trae a colación el profesor Rafael Gómez-Ferrer Morant en un dictamen emitido a requerimiento de Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U. en el marco del citado C.A.T.R. 6/2011 (teniendo entrada en el registro de la CNE en fecha 18 de junio de 2002). El dictamen defiende la no existencia del derecho de conexión de Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A.U. a la red de distribución de Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U. Todo ello sobre la base de que existe una obligación de suministro que corresponde a un solo distribuidor de la zona, lo que convierten a la distribución «en cascada» en maniobras contrarias a los postulados de una economía de costes del sistema que persigue evitar la duplicidad de redes. En definitiva, el autor sostiene que la eventual concesión de acceso a la red de distribución otorgada por Iberdrola supondría una vulneración de la Constitución Española, de la legislación sectorial europea y nacional en materia de electricidad y urbanismo, así como de las distintas disposiciones reglamentarias sobre la materia. p.12.

Asimismo, acerca de la necesidad de configurar la actividad de distribución basada en los principios de monopolio natural y red única, vid. UTRAY FABRA (2004: p. 84), HUNT (2002: p.217) y LÓPEZ DE CASTRO y ARIÑO ORTIZ (2004b: p.277).

(19) BOE núm. 62, de 14 de marzo.

de monopolio, lo que va a ofrecer mayores garantías al distribuidor titular de instalaciones de red preexistentes en la zona.

También el apartado c) del artículo 41 establece que «*Cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas, siguiendo criterios de mínimo coste*». Aunque nada específica la ley sobre el modo en que deben fijarse por la administración los límites fronterizos que delimitan la «zona», ni los criterios a seguir para delimitar el «mínimo coste».

En definitiva, se produjo un cambio normativo significativo para hacer frente a los problemas de eficiencia que provocaba la distribución en cascada, que con la nueva redacción pasa a estar prohibida. Con ello, por razones de eficiencia económica, se evita la duplicidad de redes de distribución y se consolida el carácter monopolista de ésta (20). Como consecuencia, y mereciendo ciertas consideraciones desde el punto de vista del derecho de la competencia, los nuevos distribuidores tendrán mayores dificultades para ostentar la titularidad de redes de distribución en zonas operadas por una empresa distribuidora titular de instalaciones preexistentes.

Observadas las notas características de este marco conceptual de la actividad de distribución, de la propia red y del propietario de ésta, corresponde a continuación analizar las particularidades que presenta la configuración del régimen jurídico de la actividad de distribución de electricidad en un entorno social y tecnológico cambiante. Para lo que analizamos los siguientes bloques temáticos: el grado de separación de la actividad de distribución, la diferencia entre propietario y gestor de la red de distribución, los requisitos que debe cumplir una distribuidora para operar la actividad de distribución de electricidad, el marco de cooperación internacional entre gestores de red de distribución y los retos que las nuevas tecnologías de generación distribuida proyectan sobre la configuración de la red de distribución.

III. EL PROPIETARIO Y GESTOR DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La legislación eléctrica define un modelo de transporte y distribución de electricidad gestionado por el titular o propietario de la red de transporte y, con algunas excepciones, por el titular o propietario de la red de distribución, respectivamente.

(20) Sobre la necesidad de reducir el número de operadores por razones de eficiencia técnica en sectores donde impera el régimen de monopolio natural, como los de tecnología de red, vid. RODRÍGUEZ ROMERO (1993: p. 20).

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 39.2 RD 1955/2000, la red de distribución de electricidad va a ser gestionada por el distribuidor de la zona. Así, el propietario o titular de la red de distribución desempeñará funciones como gestor de la red de distribución (en inglés, *Distribution System Operator –DSO–*). Aunque el precepto prevé una excepción, disponiendo que todo ello se dará «[...] sin perjuicio de que puedan alcanzarse acuerdos entre empresas distribuidoras para la designación de un único gestor de la red de distribución para varias zonas eléctricas de distribución [...]». Por lo que, si así lo convienen varios titulares de red de distribución, se podrá designar un gestor único, quien será, además de gestor de su propia red, gestor de redes de distribución que se encuentra fuera de su zona eléctrica y que, por tanto, son propiedad de otras empresas distribuidoras. Sin embargo, en España se adopta un modelo *DSO* y, por tanto, las empresas distribuidoras no se han acogido en la práctica a esta excepción (21).

Además, y a diferencia de lo que ocurre en transporte, cabe significar que no existe la figura del operador del sistema en el nivel de distribución.

Por otro lado, también cabe la posibilidad de que una empresa distribuidora ostente la titularidad y gestión de mallado de red de transporte secundario, de conformidad con lo dispuesto el párrafo segundo del artículo 34.2 LSE, el cual dispone que «[...] se habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para autorizar expresa e individualmente, previa consulta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Comunidad Autónoma en la que radique la instalación, que determinadas instalaciones de transporte secundario, por sus características y funciones, sean titularidad del distribuidor de la zona que se determine. En estos casos, los distribuidores deberán asumir las obligaciones del transportista único relativas a la construcción, maniobra y mantenimiento de tales instalaciones de transporte». Así, la empresa REE, con carácter general, será la propietaria y gestora de la red de transporte primario y secundario, excepto aquellos supuestos en que el titular y gestor de la red de transporte secundario pueda ser, de conformidad con el precepto citado, la empresa distribuidora de la zona.

En este orden de cosas, se atribuyen al propietario y gestor de la red de distribución de electricidad unas funciones rigurosamente definidas en la ley: *i)* Como propietario o titular de la red, tiene atribuida la función de construcción, operación y mantenimiento de la red de distribución, de la que es propietario, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en los planes de inversión

(21) Cabe significar que el 95 % de la actividad de distribución se reparte por zonas entre las siguientes compañías: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Hidrocarbónico y E.ON.

aprobados por la Administración General del Estado (22); y *ii*) Como gestor de la red de distribución, se le atribuyen las funciones de coordinación de las actuaciones de maniobra y mantenimiento en su zona de distribución, así como mantener y desarrollar, en condiciones económicamente aceptables, un mallado de red de distribución segura, fiable y eficaz en su zona. También se encarga del desarrollo y ampliación de la red de distribución, así como de las interconexiones con redes de otros países, en cumplimiento de las previsiones definidas en planes de inversión aprobados por la Administración General del Estado. Todo ello garantizando paralelamente el respeto a la normativa medioambiental y la implementación efectiva de mecanismos de eficiencia energética (23).

IV. LA SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

Realizado este análisis conceptual acerca del «distribuidor de la zona», y observadas las funciones que tiene atribuidas, podemos afirmar que la empresa distribuidora, en la medida en que actúa investida de derechos de exclusiva en su zona de suministro, deberá estar sometida a ciertos niveles de separación respecto de las compañías que operan el resto de actividades, pues está controlando una zona de suministro en régimen de monopolio. Así, para abordar las especificidades del régimen de separación de la actividad de distribución es necesario observar paralelamente las propias del transporte.

El principio de separación de actividades nace con la misión de garantizar la independencia del titular y gestor de la red de transporte y distribución de electricidad respecto del resto de actividades desarrolladas en régimen de libre competencia (generación y comercialización), evitando así que puedan existir intereses comunes entre operadores y, en definitiva, promoviendo un mercado de la electricidad competitivo (24).

La Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (25) define los distintos cauces para garantizar que esta separación sea efectiva. De partida, vemos que estos persiguen garantizar que el propietario de la red, que además es designado gestor de ésta, es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y la comercialización. Aunque, como vemos en

(22) Arts. 40 (ap. 1 y 3) y 41 (ap. 1 y 2) de la LSE y del RD 1955/2000, respectivamente.

(23) Artículo 40 RD 1955/2000.

(24) VILLAFRUELA ARRANZ (2009: pp. 10-18)

(25) DOUE núm. 211, de 14 de agosto.

adelante, el grado de separación o independencia será distinto (26) dependiendo de si son compañías titulares de red de transporte o de distribución (27).

Por lo que se refiere al titular y gestor de la red de transporte, existe un régimen de separación jurídica, funcional y de patrimonio respecto del resto de empresas titulares de las distintas actividades (28), esto es, en las relaciones: transporte-generación; transporte-comercialización; y transporte-distribución. Este grado de separación es garantizado a través del proceso de certificación y designación del propietario y gestor de la red de transporte, la empresa Red Eléctrica de España (en adelante, REE) (29). Aunque surgen dudas acerca de la necesidad o no de garantizar el mismo grado de separación para aquellas empresas distribuidoras que, aunque en número reducido de casos, son titulares y gestoras de mallado de red de transporte secundario de electricidad (artículo 34.2 LSE); pues nos encontramos en estos casos con empresas distribuidoras que actúan como transportistas (30) y, por tanto, con un protagonismo notable sobre el mercado final eléctrico que requiere de un grado de separación mayor que el previsto para las distribuidoras.

Por su parte, el titular y gestor de la red de distribución estará sometido a un régimen de separación jurídica y funcional, pero no de patrimonio (31), en las relaciones: distribución-generación; y distribución-comercialización. Mien-

(26) Motivo de ello son las distintas funciones que la ley atribuye a propietarios y gestores de redes de transporte y distribución de electricidad, las cuales justificarían que el grado de separación exigible a empresas que operan la distribución sea menor que el atribuido a aquellas que controlan el transporte de electricidad. Véanse los artículos 36 LSE y 6-7 RD 1955/2000, en materia de transporte; y los artículos 40 (ap. 1 y 3) LSE y 40-41 (ap. 1 y 2) RD 1955/2000, en materia de distribución.

(27) DEL GUAYO CASTIELLA (2010: p.28). El estudio se refiere a las exigencias de separación de actividades en el sector gasista, aunque existen cuestiones extrapolables al sector eléctrico.

(28) De conformidad con lo dispuesto en el artículo 9 de la Directiva 2009/72/CE.

(29) Designación de Red Eléctrica de España S.A.U., como gestor de la red de transporte de energía eléctrica, por Orden IET/2209/2014, de 20 de noviembre, del Ministro de Industria, Energía y Turismo. (BOE núm. 287, de 27 de noviembre). Una designación del gestor de red independiente precedida de un proceso de certificación a cargo de la autoridad reguladora nacional, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC).

(30) En el sentido definido en el artículo 6.1.d) LSE, es decir, el transportista como «[...] aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte [...]».

(31) Artículo 26.1 Directiva 2009/72/CE: «1. Si el gestor de la red de distribución forma parte de una empresa integrada verticalmente, deberá ser independiente de las demás actividades no relacionadas con la distribución, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones. Estas normas no darán lugar a ninguna obligación de separar la propiedad de los activos del sistema de distribución de la empresa integrada verticalmente».

tras que el grado de separación del distribuidor respecto de la empresa titular de la red de transporte (REE) es jurídica, funcional y patrimonial. Quedando acreditado este grado de separación por medio de las autorizaciones, cuya concesión estará condicionada al cumplimiento de ciertos requisitos por parte del distribuidor que serán definidos reglamentariamente. Aunque si afirmamos que estas exigencias de separación son definidas para los casos en que el propietario de la red de distribución también ostenta la gestión de la red (que en España sucede siempre), cabría preguntarse si son bien traídas a colación para el titular de red de distribución que designa un gestor único ubicado fuera de su zona eléctrica (artículo 39.2 LSE), pues este propietario dejaría de desempeñar las funciones como gestor, definidas en el artículo 40 RD 1955/2000, que justifican las necesidades de separación jurídica y funcional respecto del resto de actividades para las empresas que las ostenten; si bien cabe recordar que en la práctica no existen distribuidoras acogidas a esta excepción.

Debemos también destacar la necesidad de mayores garantías de separación para distribuidoras que sean titulares y gestoras de red de transporte secundario, esto es, una separación jurídica, funcional y de patrimonio.

Así pues, las exigencias de separación jurídica impuestas a los titulares de las actividades de transporte o distribución de electricidad implican que éstas sean desarrolladas por personas jurídicas (en forma de sociedad mercantil) distintas a las titulares del resto de actividades. De otro lado, la separación patrimonial, solo exigible al titular de la actividad de transporte, garantizará una separación estructural o de propiedad del transporte respecto del resto de actividades. Para lo que es exigible que las personas que integran la empresa titular de la red de transporte también se encarguen de la gestión de la red (32); que no controlen los negocios de producción y comercialización (33); que no controlen los nombramientos de los órganos de gobierno y de otros órganos de producción y comercialización (34); y que no pertenezcan a varios órga-

(32) Artículo 9.1.a) Directiva 2009/72/CE: «Los Estados miembros garantizarán que [...] toda empresa propietaria de una red de transporte actúe como gestor de la red de transporte».

(33) Artículo 9.1.b) Directiva 2009/72/CE: «Los Estados miembros garantizarán que [...] la misma persona o personas no tengan derecho: i) a ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o suministro, y a ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en un gestor de la red de transporte o en una red de transporte; ii) a ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre un gestor de la red de transporte o una red de transporte y a ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o suministro».

(34) Artículo 9.1.c) Directiva 2009/72/CE: «Los Estados miembros garantizarán que [...] la misma persona o personas no tengan derecho a nombrar a los miembros del consejo de supervisión o del de administración o de los órganos que representen legalmente a la

nos potencialmente en conflicto (35). Mientras que la separación funcional exigida al titular de la red de transporte o distribución de electricidad va a suponer una gestión independiente de los activos de red respecto de aquellos propios del resto de actividades. Siendo ello realizable en la medida en que exista independencia de gestión de recursos técnicos, económicos y humanos; carácter confidencial de la información relativa a actividades reguladas en red; así como también existan garantías de que las personas que integran la empresa gestora de red no participen activamente en la configuración de un grupo que esté ligado a la gestión diaria de una actividad liberalizado (36).

V. CONDICIONES PARA EL EJERCICIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN COMO GARANTÍA EFECTIVA DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

La actual regulación del sector eléctrico garantiza ampliamente el derecho al suministro de electricidad por medio de la configuración de unas condiciones o requisitos cuyo cumplimiento va a habilitar a un operador determinado para ejercer la actividad de distribución de electricidad.

En primer lugar, el derecho de suministro se satisface proyectando la obligación de suministro a los distribuidores, quienes, en su caso, estarán obligados a ampliar la red que operan. También, encontramos un régimen de acometidas que define las condiciones de ejecución y financiación de la red de distribución.

Seguidamente, existirá una ordenación lógica de títulos que van a habilitar a una empresa distribuidora para desplegar sus funciones como propietario y gestor de red de distribución de electricidad, esto es, para ejercer la actividad de distribución o suministro de electricidad. Así, de un lado, un régimen de autorizaciones va a controlar la entrada a la actividad de distribución, esto es, la libertad de establecimiento y la configuración racional y sistemática de las redes de distribución de electricidad. Mientras que, de otro, existirá un régimen de permisos de acceso y conexión de instalaciones a otras redes, referido al

empresa, de un gestor de la red de transporte o de una red de transporte, y, directa o indirectamente, ejercer control o ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o suministro».

(35) Artículo 9.1.d) Directiva 2009/72/CE: «Los Estados miembros garantizarán que [...] ninguna persona tenga derecho a ser miembro del consejo de supervisión o del de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa, a la vez de una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o suministro y de un gestor de la red de transporte o una red de transporte».

(36) Artículos 9 y 26 Directiva 2009/72/CE.

tránsito del producto por redes ajenas y a la supervisión de la compatibilidad técnica e interoperabilidad de la red, respectivamente.

1. La obligación de ampliación de la red

Una vez identificado el sujeto de la obligación de suministro, esto es, el «distribuidor propietario de las redes de cada zona» (37), la LSE y el RD 1955/2000 atribuyen a éste la obligación de, en su caso, ampliar la red; como garantía de la prestación del servicio esencial y universal de suministro de electricidad (38).

El artículo 40.1.e) LSE dispone que los titulares de red de distribución tendrán como obligación «*Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico [...] sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas eléctricas [...]*».

Por su parte, el artículo 41.1.i) RD 1955/2000 establece que serán obligaciones de las distribuidoras «*[...] Atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros eléctricos y la ampliación de los existentes [...]*. Asimismo, el precepto ha definido el criterio para determinar qué distribuidora debe ejecutar la ampliación, disponiendo que «*[...] Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de atender nuevos suministros y ninguno de ellos decidiera acometer la obra, la Administración competente determinará cuál de estos distribuidores deberá realizarla atendiendo al criterio de menor coste y mayor racionalidad económica*».

Vemos, así, que en caso de conflicto suscitado entre distribuidores (cuestión que abordamos en adelante), la Administración competente tomará la decisión de a quién atribuir la obligación de ampliación de red atendiendo al criterio de «menor coste y mayor racionalidad económica», el cual otorga una posición preferente al distribuidor más próximo a la nueva zona que demanda

(37) Frente a la tesis defendida durante algún tiempo por la Comisión Nacional de la Energía, la cual sostuvo que tiene la obligación de garantizar el suministro «*[...] cualquier distribuidor que, reuniendo los requisitos establecidos normativamente, haya alcanzado la condición de sujeto distribuidor [...]*», ya que «*[...] ninguna distribuidora es titular de derechos exclusivos y todas ellas están obligadas a atender nuevas demandas de ampliar las instalaciones existentes [...]*». Véase la resolución en el procedimiento de conflicto de acceso a la red de transporte C.A.T.R. 6/2001, de 31 de julio de 2003, instado por Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A., frente a Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U., p. 63.

(38) Como así viene reconocido en el artículo 2.2 LSE, el cual establece que «*El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general [...]*», ya que, como dispone el Preámbulo, «*[...] la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia*».

suministro y, por tanto, impidiendo que exista ampliación de red «en cascada» o «en paralelo»

Además, el artículo 42 RD 1955/2000 establece que «[...] *Las redes de distribución deberán ser dimensionadas con capacidad suficiente para atender la demanda teniendo en cuenta las previsiones de su crecimiento en la zona*».

Así pues, del contenido de los preceptos citados se desprende el carácter exclusivo con que opera el distribuidor en una zona de suministro determinada, de manera que las obligaciones de suministro (dentro de las cuales encontramos la obligación de ampliación de red) se atribuyen solo a éste; lo cual impide un eventual modelo de zonas eléctrica indefinidas y abiertas a cualquier empresa y, en consecuencia, que aparezcan las ineficiencias propias de la distribución «en cascada» y «en paralelo».

2. El régimen de acometidas

Otra de las condiciones para el ejercicio de la actividad de distribución pasa por el cumplimiento de un régimen de acometidas, el cual definirá las relaciones entre los propietarios del suelo y las empresas distribuidoras con ocasión de la implantación de las infraestructuras eléctricas necesarias para la prestación del suministro.

El artículo 18.1.c) del Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Suelo y Rehabilitación Urbana (39) atribuye a los propietarios del suelo la obligación de «*Costear y, en su caso, ejecutar todas las obras de urbanización previstas en la actuación correspondiente, así como las infraestructuras de conexión con las redes generales de servicios y las de ampliación y reforzamiento de las existentes [...]*» (40). Lo que incluye las obras de suministro de energía eléctrica.

(39) BOE núm. 261, de 31 de octubre.

(40) Significativamente cabe recordar que el precedente normativo en la materia, y específicamente el Real Decreto Legislativo 1/1992, de 26 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley sobre el Régimen del Suelo y Ordenación Urbana, atribuía el coste de las obras de suministro de energía eléctrica al propietario afectado, pero «[...] *sin perjuicio del derecho de reintegrarse de los gastos de instalación de las redes de suministro de [...] energía eléctrica con cargo a las empresas que prestaren los servicios [...]*». Aunque esta cuestión, como falló el Tribunal Constitucional (STC 61/1997), generaba ciertos problemas como: *i)* la posibilidad de que el promotor inmobiliario transfiriese costes y riesgos propios de su actividad a una actividad regulada como la de distribución de electricidad, especialmente cuando la actividad económica inmobiliaria era desfavorable; y *ii)* la imposibilidad de garantizar que el negocio inmobiliario no cubría, además de los costes de inversión en infraestructuras, costes propios de vivienda.

Por ello, la normativa que sucedió al citado Real Decreto Legislativo, esto es, la Ley 6/1998, de 13 de abril, sobre régimen del suelo y valoraciones, decidió acabar con el

Por su parte, el artículo 14.9 LSE establece que «*Reglamentariamente por el Gobierno se establecerá el régimen económico de los derechos por acometidas [...] Los pagos por derechos por acometidas [...] serán realizados por los sujetos del sistema a los titulares o gestores de la red en los términos establecidos reglamentariamente [...]*». De manera que estos pagos se consideran a todos los efectos retribución de la actividad de distribución y no cargos o peajes.

Por tanto, es la norma reglamentaria, y específicamente el RD 1955/2000, la que regula el régimen de acometidas definiendo para ello un marco de asignación de costes de ejecución de las infraestructuras eléctricas, las cuales incluyen la red exterior de alimentación y los refuerzos necesarios para garantizar el suministro efectivo de electricidad en una zona determinada.

Así, el artículo 45 se refiere a los criterios para la determinación de los derechos de extensión de infraestructuras de distribución y del régimen de acometidas, y dispone que, superados ciertos niveles de potencia solicitada (41), será el propietario del suelo urbanizable quien deba asumir los costes de las infraestructuras eléctricas para posteriormente cederlas a la empresa distribuidora de la zona (42). Debiendo éste ejecutar las infraestructuras necesarias «*[...] de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, como con las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente [...]*».

Aunque, como dispone el apartado tercero, «*[...] las empresas distribuidoras podrán participar en el coste de la infraestructura eléctrica [...]*». Además, el apartado cuarto impone a la distribuidora asumir los costes cuando ésta «*[...] considere oportuno dar una dimensión a la red superior a la necesaria para*

modelo anterior e imputar estos costes y, en su caso, la ejecución de infraestructuras a los propietarios del suelo por sí solos.

(41) El apartado 1 del artículo 45 RD 1955/2000 define estos niveles, disponiendo que «*La empresa distribuidora [...] estará obligada a la realización de las infraestructuras eléctricas necesarias cuando dicho suministro se ubique en suelo urbano que tenga la condición de solar, siempre que se cumplan las siguientes condiciones: a) Cuando se trate de suministros en baja tensión, la instalación de extensión cubrirá una potencia máxima solicitada de 50 kW; b) Cuando se trate de suministros en alta tensión, la instalación de extensión cubrirá una potencia máxima solicitada de 250 kW*». Por lo que vemos que, de no superarse estos niveles de potencia solicitada, será la empresa distribuidora la que realice las infraestructuras eléctricas en suelo urbano que tenga la condición de solar.

(42) Hay que significar que aunque el precepto dispone que serán cedidas «a una empresa distribuidora», ésta debe ser entendida como «la empresa distribuidora de la zona» a la que se atribuye la obligación de suministro; pues entendemos que sería aplicable el criterio del artículo 41.1.i) RD 1955/2000, de manera que la Administración competente sería quien determine a cuál de los distribuidores se debe ceder la infraestructura atendiendo al criterio de menor coste y mayor racionalidad económica en su gestión.

atender la demanda de potencia solicitada [...]», lo que debe entenderse como una condición de ejercicio de la actividad para las empresas distribuidoras.

En este punto, las discrepancias en materia de reparto de costes serán resueltas por la Administración competente para autorizar a la red.

Por último, de conformidad con lo establecido en el apartado c) del artículo 53.1 LSE, referido al régimen de autorizaciones que tratamos INFRA, vemos que en determinados casos este régimen les será aplicable a las acometidas cuando una norma de rango reglamentario así lo establezca.

3. La autorización

A) Introducción

De partida, debemos recordar la ya examinada distinción entre los dos niveles de conducción que caracterizan a las actividades energéticas de infraestructura en red (mayorista o troncal y minorista o regional) presenta importantes consecuencias a tomar en consideración.

En primer término, las redes mayoristas o de transporte energético suelen ser propiedad de una sola empresa (véase REE, ENAGÁS y CLH). Esta configuración subraya su naturaleza monopolística o de barrera natural de entrada al mercado energético estratégico en cuestión. Además, presenta una dimensión territorial de carácter supracomunitario que convierte a su regulación y autorización normalmente en una competencia del Estado. Así, en el sector eléctrico, vemos cómo la autorización o designación del propietario y gestor de la red de transporte (REE) se atribuyó al Gobierno, y específicamente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (43).

Por su parte, las redes minoristas o secundarias de distribución energética presentan una dimensión territorial limitada a una circunscripción concreta que, consecuentemente, permite que su titularidad esté fragmentada por zonas, lo que no impide que esas redes sean calificadas como infraestructuras estratégicas esenciales cuyo uso debe estar abierto al acceso de las distintas empresas que operan en el sector energético en cuestión. Así pues, al no presentar esa vertiente territorial nacional, las Comunidades Autónomas podrán asumir competencias reguladoras y de autorización de las instalaciones de distribución. Ello sin perjuicio de que se atribuyan competencias a las corporaciones locales con ocasión del emplazamiento físico de las redes que deben atravesar el término respectivo aprovechando generalmente el demanio viario (44). Esto es lo que sucede con las empresas de distribución de electricidad, cuyo régimen

(43) SUÁREZ SARO (2006: pp. 577-580).

(44) ESTOA PÉREZ (2009: pp.633-635).

de autorizaciones, en aras de garantizar niveles adecuados de separación de actividades ya examinados, corresponde aquí tratar.

Así pues, el ejercicio de la actividad de distribución de electricidad requerirá de la obtención por parte de la distribuidora de una autorización administrativa habilitante a tal efecto. La autorización va a garantizar una inserción de la actividad de distribución de electricidad en el sistema que responda a criterios de coordinación técnica y económica. Para ello, la autoridad autorizante velará por que se respeten principios comunes dirigidos a garantizar adecuadas relaciones con el resto de actividades que no distorsionen el buen funcionamiento del mercado, unas condiciones de tránsito de la electricidad por las redes y un trato igualitario y no discriminatorio entre todas las empresas distribuidoras (45).

En ningún caso la autorización dará lugar a un aprovechamiento exclusivo de la actividad de distribución en beneficio del titular de instalaciones, puesto que esas redes se ponen a disposición de aquellos agentes que quieran acceder. Se trata de una garantía contenida en el artículo 8.2 LSE, el cual dispone que *«Se garantiza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas [...]»*.

B) Ámbito subjetivo. Cesión de instalaciones y nuevas áreas

El sujeto de la autorización de instalaciones de distribución es la empresa distribuidora de la zona. Aunque, como dispone el artículo 45.2 RD 1955/2000, cuando el suministro sea solicitado en suelo urbano que no tenga la condición de solar, cabe la posibilidad de que la infraestructura de distribución sea ejecutada por el promotor inmobiliario, en cuyo caso éste deberá *«[...] completar a su costa, de acuerdo tanto con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentaria, como con las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente, la infraestructura eléctrica necesaria [...]»*.

En este orden de cosas, otra cuestión de interés que corresponde tratar es la prevista en el artículo 39.3 LSE y 45.6 RD 1955/2000. Los preceptos establecen que la empresa distribuidora de la zona va a recibir la cesión de las instalaciones destinadas a más de un consumidor por parte de su titular, pues éstas tendrán la consideración de red de distribución. De manera que la distribuidora de la zona responderá de la seguridad y calidad de suministro de éstas. Asimismo, cuando sean varios los distribuidores de la zona a los cuales se puedan ceder estas instalaciones, la Administración competente en materia de autorización de éstas será la que determine, en base a criterios de

(45) RODRÍGUEZ PARAJA (2009: p.585).

mínimo coste para el conjunto del sistema, cuál de estas empresas distribuidoras resultará beneficiaria de la cesión.

Además, otra cuestión controvertida desde esta panorámica subjetiva acontece cuando en una nueva área a electrificar existen varios distribuidores que ostentan la ejecución de la misma. De nuevo el artículo 39.3 LSE resuelve la disputa, disponiendo que la Administración competente para la autorización será la que determine cuál de las empresas va a operar esa nueva zona. En este caso, la Administración deberá decidir en base al criterio de red única y procurando generar el menor coste de retribución para el conjunto del sistema.

C) Competencia

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3.13.b) LSE, compete a la Administración General del Estado autorizar las infraestructuras de distribución de electricidad cuando éstas no excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma o, como dispone el artículo 3.2. LSE 1997, cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma. Por lo que, de no darse estas condiciones, la competencia será atribuida a la Comunidad Autónoma en cuestión.

Por otro lado, el artículo 113 RD 1955/2000 dispone que la competencia para emitir autorizaciones es de la Administración General del Estado, y específicamente de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEyM) del actual Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (en adelante, MINETAD). Siendo posible que, para determinados casos, la competencia se atribuya a las dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación.

Todo ello sin perjuicio de que el Ministerio del que depende la DGPEyM celebre convenios con las Comunidades Autónomas a través de los cuales les encomiende algunas actuaciones que acontecen durante el procedimiento de autorización de instalaciones de distribución de electricidad.

D) Objeto y procedimiento

En relación al objeto o finalidad que persigue la autorización administrativa, el artículo 39 LSE prevé un régimen de autorizaciones para «[...] *la puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de distribución de energía eléctrica [...]*» y hace una remisión a la LSE y a la normativa reglamentaria, donde se definirán las especificidades procedimentales propias que deben atenderse para la concesión de autorización.

Así, el artículo 53 LSE (que lleva por rúbrica «Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas») y aquellos contenidos en el Título VII RD 1955/2000 (sobre «Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución») definirán rigurosamente los requisitos y el cauce procedimental que deben respetarse en el proceso de autorización administrativa de empresas distribuidoras, respetando el siguiente esquema:

i) Puesta en funcionamiento

Para que nuevas instalaciones comiencen a operar la actividad de distribución es necesaria, en primer lugar, una *autorización previa*, la cual se tramitará con el anteproyecto de la instalación de distribución como documento técnico y, en su caso, de forma conjunta con la evaluación de impacto ambiental que requieren ciertos proyectos.

A continuación, una *autorización de construcción* que permitirá a la empresa solicitante comenzar a elaborar las infraestructuras necesarias y que, en su caso, podrá llegar a tramitarse de forma conjunta con la autorización previa. El solicitante deberá presentar un proyecto de ejecución junto a una declaración responsable de cumplimiento de la normativa vigente, así como las condiciones de carácter técnico que vengán impuestas por Administraciones, organismos o empresas que presten servicios públicos en lo relativo a bienes y derechos de su propiedad que puedan verse afectados por la instalación de distribución. Obtenida la autorización de construcción, su titular solicitará la aprobación del proyecto de ejecución de conformidad con lo establecido en los artículos 130 y 131 RD 1955/2000.

Y, por último, se requiere una *autorización de explotación*, la cual permitirá que, una vez ejecutado el proyecto, se pongan en tensión las instalaciones y se proceda a su explotación. A la solicitud de autorización, como dispone el artículo 132 RD 1955/2000, se acompañará un certificado de final de obra emitido por un técnico facultativo con competencia, donde se hará constar que se han respetado las especificidades definidas en el proyecto de ejecución aprobado y las contenidas en la reglamentación técnica aplicable.

Así pues, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 53.4 LSE, para la obtención de estas autorizaciones el solicitante deberá acreditar suficientemente: las condiciones técnicas y de seguridad de las infraestructuras y del equipo asociado; el cumplimiento de la normativa sobre protección medioambiental (46); las características propias del emplazamiento de la ins-

(46) De manera que, de conformidad con lo establecido en el artículo 124 RD 1955/2000, los proyectos de instalaciones de distribución se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la normativa aplicable.

talación (47); y la adecuada capacidad legal, técnica y económico-financiera para la ejecución del proyecto.

Destacadamente, este último requisito es desarrollado por el artículo 37 RD 1955/2000, previa remisión contenida en el artículo 121.2 del reglamento. El precepto detalla cuáles son las certificaciones necesarias para acreditar suficientemente esta capacidad.

La capacidad legal va a requerir de los solicitantes que revistan la forma de sociedad mercantil, de nacionalidad española o de otro Estado de la UE con establecimiento permanente en España, la cual deberá estar debidamente inscrita en los registros correspondientes. También pueden acreditar dicha capacidad las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios de conformidad con lo dispuesto en el citado reglamento. Es por ello que deberá quedar acreditada la separación jurídica y funcional de la empresa solicitante respecto de empresas que operen en el resto de actividades.

Sobre la capacidad técnica, el precepto establece que las sociedades deberán, de un lado, contar con 25 MVA de transformación o 50 km de líneas o 1.000 clientes en instalaciones sin solución de continuidad eléctrica, debiendo presentar un plan de negocio (de inversiones en activos y de gastos de mantenimiento de activos) auditado en plazo máximo de tres años, y, de otro, contar con suficiente capacidad para realizar la lectura y facturación de los clientes.

Y, por su parte, existirá capacidad económica cuando quede acreditado poseer un inmovilizado material mínimo de un valor económico determinado que esté financiado por la propia empresa solicitante al menos al 50 por 100.

Por tanto, la Administración competente solo podrá denegar la autorización si no se cumplen los requisitos arriba relacionados o si observa una incidencia negativa de la instalación en el funcionamiento del sistema. Asimismo, el ulterior incumplimiento de estos requisitos o la variación sustancial de los presupuestos que justificaron su otorgamiento podrá dar lugar a la revocación de la autorización, previo trámite de audiencia al interesado.

ii) Modificación

El precepto distingue entre modificaciones sustanciales y no sustanciales. A tal efecto, dispone que todas aquellas modificaciones de las instalaciones de distribución que tengan la consideración de no sustanciales podrán estar exentas, si así lo establece la Administración competente, de la autorización

(47) El artículo 123 RD 1955/2000 detalla la información que debe contener la solicitud: *i)* Ubicación de la instalación, así como el origen, recorrido y fin de la línea de distribución; *ii)* objeto y características de la instalación de distribución; y *iii)* planos de la instalación a escala mínima 1:50.000.

previa y de construcción. Siendo siempre preceptiva en estos casos la autorización de explotación. Por su parte, las distribuidoras que realicen modificaciones sustanciales requerirán de todas las autorizaciones ya relacionadas.

Es por ello que la definición de modificación sustancial se atribuye al ejecutivo, quien desarrollará reglamentariamente criterios que atiendan a las características técnicas de las modificaciones que el solicitante quiera llevar a cabo.

iii) Transmisión y cierre

La transmisión y cierre temporal o definitivo requerirán de autorización administrativa en los términos definidos en la LSE y en la normativa de desarrollo; teniendo la Administración autorizante un plazo para dictar y notificar la contestación a las peticiones de cierre, temporal o definitivo, o transmisión de seis meses.

Sobre la solicitud de transmisión, el artículo 133 RD 1955/2000 establece que ésta deberá ir acompañada de documentación que acredite suficientemente la capacidad legal, técnica y económica del titular de la instalación.

Por su parte, el artículo 53 LSE establece que, cuando se autorice el cierre definitivo, el titular de la infraestructura deberá proceder a su desmantelamiento, salvo que la autorización administrativa de cierre permita lo contrario. En este caso, como dispone el artículo 135 RD 1955/2000, el titular de la instalación deberá acompañar a su solicitud un proyecto de cierre donde se detallen las circunstancias de carácter técnico, económico y ambiental, entre otras, que motiven el cierre, así como una actualización de los planos a escala.

Asimismo, el artículo 137 del citado reglamento requiere el informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte (REE) cuando los solicitantes sean titulares de instalaciones que estén bajo la gestión de éste. En este punto, debemos entender que las distribuidoras que sean titulares y gestoras de mallado de red de transporte secundario estarían bajo la gestión técnica del operador del sistema y, por tanto, los solicitantes de cierre de las mismas necesitarían un informe previo emitido por éste.

4. El acceso y conexión de la distribuidora a la red de transporte. Resolución de conflictos (48)

Además de la virtualidad que presenta la autorización administrativa en el desarrollo de la actividad de distribución de electricidad, cabe significar

(48) En el presente epígrafe tratamos las condiciones de acceso y conexión de instalaciones de distribución a la red de transporte de electricidad. Si bien, aunque no es objeto de estudio, también cabe observar condiciones de acceso y conexión en sentido opuesto, esto es,

que, como dispone el RD 1955/2000 (49), ésta atribuye al distribuidor los derechos de acceso y conexión de sus instalaciones a la red de transporte y distribución de electricidad, esto es, el denominado «Acceso de Terceros a la Red» (en adelante, ATR).

El ATR es definido como un derecho de tránsito de energía reconocido a la empresa beneficiaria de la autorización, es decir, a la empresa distribuidora que se encuentra tradicionalmente en la zona. Asimismo, en casos de ampliación de red con ocasión de nuevas zonas de consumo, y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 41.1.i) RD 1955/2000, la empresa beneficiaria de la autorización seguirá siendo la distribuidora de la zona, pues la ampliación correrá a cargo de la empresa que, a juicio de la Administración competente, implique menor coste y mayor racionalidad económica y técnica al sistema.

En otras palabras, la previa existencia de una empresa distribuidora instalada en una zona eléctrica y, en su caso, la atribución preferente u obligada de la ampliación de red otorgada a la distribuidora de la zona impide que se reconozca a una empresa distinta a ésta el derecho de acceso y conexión de sus instalaciones a la red de transporte y distribución, imposibilitando así la ineficiente distribución «en paralelo» y «en cascada», respectivamente.

Vemos así que, con toda seguridad, un eventual nuevo operador en una zona eléctrica determinada no va a acoplar el nuevo tendido de red a instalaciones preexistentes de distribución o transporte secundario (véase el artículo 34.2 LSE) que sean titularidad de una empresa distinta a la que tradicionalmente opera en calidad de distribuidora de la zona. Por tanto, no cabe analizar las condiciones de conexión y acceso de la nueva distribuidora a instalaciones que ya son de su propiedad. Siendo por ello que vamos a tratar solo las condiciones de conexión y acceso de las instalaciones titularidad de una empresa distribuidora a la red de transporte de electricidad.

Así, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y el RD 1955/2000 delimitan con precisión la distinción entre conexión y acceso de red de distribución a la red de transporte. De un lado, el derecho a estar conectado a un punto

de las instalaciones de producción y de empresas comercializadoras a la red de distribución. Asimismo, nos referimos a las resoluciones de conflictos de acceso y conexión de distribución a la red de transporte electricidad, y no los que se planteen con ocasión de las solicitudes de acceso y conexión de otras actividades (producción y comercialización) a la red de distribución.

(49) Véase, de un lado, el artículo 52.1, el cual dispone que «Tendrán derecho de acceso, a la red de transporte, los productores, los autoprodutores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos, los consumidores cualificados y aquellos sujetos no nacionales autorizados que puedan realizar tránsitos de electricidad entre grandes redes», y, de otro, el artículo 60.1, el cual establece que «Tendrán derecho de acceso a la red de distribución los productores, los autoprodutores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos y los consumidores cualificados».

específico de la red de transporte existente o planificada, otorgado por el titular de la red de transporte de electricidad. De otro, el derecho a tener acceso o uso de la red en las condiciones legalmente definidas al efecto, el cual será otorgado por la empresa gestora de la red de transporte (50). En ambos casos, habrá que diferenciar entre la concesión de conexión y acceso a la red de transporte primario, que correrá siempre a cargo del operador del sistema (REE), o secundario, que podrá atribuirse a una empresa distribuidora de la zona que actúe como propietaria y gestora de mallado de red de transporte.

Por su parte, la LSE de 2013 diseña, en su artículo 33, un modelo basado en permisos de conexión y de acceso que será de aplicación una vez tenga lugar el desarrollo reglamentario oportuno en la materia. Hasta llegado ese momento se aplicarán específicamente las disposiciones contenidas Ley 54/1997 y en el RD 1955/2000.

A tal efecto, la normativa citada va a definir las causas de denegación de solicitudes por falta de capacidad y otros motivos de carácter técnico relacionados con la falta de seguridad, regularidad y calidad de suministro, así como otras cuestiones procedimentales que vertebran la tramitación de los permisos de conexión y acceso (51).

Por otro lado, podrán existir controversias en torno a la concesión de estos permisos, los denominados conflictos de conexión y acceso a la red de transporte de electricidad. Por un parte, el acceso tendrá que ver con la formación de un mercado de la electricidad competitivo (52), siendo la competencia para resolver los conflictos de acceso de carácter estatal y, específicamente, atribuida a la autoridad reguladora nacional, la CNMC (53).

(50) De igual forma el derecho de acceso a la red de distribución será otorgado por la empresa gestora de la red. Si bien en este punto, recordamos que en la práctica no se observa que una empresa distinta a la propietaria sea gestora de la red de distribución, lo cual que impide apreciar que el acceso de nueva instalación que otorga el gestor sea concedido por empresa distinta a la propietaria distribuidora de la zona. Aunque, según el tenor literal del RD 1955/2000, podría darse el caso de que el gestor de la red de distribución que concede el permiso de acceso fuese una distribuidora distinta a la que tradicionalmente opera en la zona, habida cuenta de la cobertura legal que otorga el artículo 39.2 del citado reglamento, el cual dispone que podrán «[...] alcanzarse acuerdos entre empresas distribuidoras para la designación de un único gestor de la red de distribución para varias zonas eléctricas de distribución [...]».

(51) A mayor abundamiento sobre las condiciones de acceso y conexión a la red de transporte de electricidad, Vid. LEIVA LÓPEZ (2017a: pp.110-116).

(52) Véase PAJUELO IGLESIAS (2009: p.575).

(53) Vid. los artículos 33.3 LSE y 53.8 RD 1955/2000, los cuales disponen que la CNMC resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los conflictos planteados en relación al permiso de acceso y a las denegaciones del mismo emitidas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte (REE).

Por otra parte, la conexión se refiere a las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones que se acoplan a la red de transporte, existente o planificada, quedando la competencia para resolver conflictos de conexión en manos no solo del Estado, sino además de las autonomías. Según lo dispuesto en el artículo 33.5 LSE, para esta delimitación competencial habrá que diferenciar entre conflictos relativos a instalaciones de transporte de competencia de la AGE que se despachan en la CNMC y conflictos relativos a redes cuya autorización es autonómica que serán resueltos por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente, previo informe vinculante de la CNMC (54). Aunque, hasta producido el desarrollo reglamentario sobre el que ya nos hemos pronunciado, se aplicará el artículo 57.2 Ley 54/1997, el cual dispone que «[...] el solicitante podrá plantear un conflicto (de conexión) ante la Comisión Nacional de Energía (actual CNMC) de acuerdo con el apartado 8 del artículo 53 del presente Real Decreto (relativo al conflicto de acceso)».

VI. MARCO DE COOPERACIÓN REGIONAL ENTRE ESTADOS EN MATERIA DE DISTRIBUCIÓN

Una vez estudiado el papel que juegan las distribuidoras en el mercado eléctrico y las condiciones para el ejercicio de la actividad de distribución, corresponde examinar cuál es el marco de cooperación regional existente entre Estados miembros en materia de distribución, especialmente con ocasión del nuevo Paquete de Invierno Energético (en inglés, «*Winter Package*») aprobado recientemente por la Comisión Europea.

Esta iniciativa europea persigue lograr un entorno favorable para el ciudadano a través de una adecuada explotación de las redes de electricidad que necesariamente debe estar bien interconectada con países vecinos y que, por tanto, estará basada en la cooperación entre Estados, y, específicamente, entre los gestores de red de distribución que operan en cada territorio.

Y es que nos encontramos en un nuevo paradigma tecnológico y medioambiental que ha ocasionado grandes cambios en los mercados europeos de electricidad. Principalmente, es la alta penetración de tecnologías de producción

(54) El informe de la CNMC trata de ofrecer mayor uniformidad a la conexión a la red de transporte y tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y temporales de los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte. Destaca la STC 32/2016, de 18 de febrero, en atención a un recurso interpuesto por el Gobierno de la Generalidad de Cataluña, la cual dispone que «[...] el carácter vinculante del informe no es sino la consecuencia de ese mismo carácter vinculante atribuido a la planificación eléctrica de la red de transporte [...]».

incentivadas procedentes de fuentes de energía renovable (solar, eólica..) (55), por las características físicas que presenta (intermitencia, imprevisibilidad y descentralización), la que ha demandado una menor rigidez normativa en materia de explotación de redes y un mayor grado de coordinación entre gestores.

En este nuevo paquete, que se prevé que reciba luz verde del Parlamento en aproximadamente dos años, se ha aprobado una propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo al mercado interior de la electricidad (56) (en adelante, propuesta de Reglamento MIE), en la cual se puntualizan diversas cuestiones contenidas en el vigente Reglamento 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad (57).

Esta propuesta de Reglamento MIE crea una entidad europea de los gestores de red de distribución de la Unión (en adelante, la entidad de los GRD de la UE), la cual desarrollará una metodología de trabajo encaminada a lograr la eficiencia, transparencia y representatividad entre los gestores de red de distribución que operan en los distintos países de la Unión Europea. El artículo 49 establecerá una limitación, disponiendo que solo podrán formar parte de ésta aquellos gestores de distribución que no formen parte de una empresa integrada verticalmente, esto es, que se hubieran acogido al modelo DSO. Asimismo, esta entidad trabajará en base a un marco de cooperación definido para sus relaciones con los gestores de red de transporte y con la entidad europea que los representa, esto es, la red europea de gestores de redes de transporte de electricidad (en adelante, REGRT-E). Pues la coordinación solo desplegará plenos efectos cuando se dé entre los sistemas de distribución y transporte y, además, cuando se otorgue cierto protagonismo a los Estados y autoridades reguladoras (58).

La entidad de los GRD de la UE, entre otras funciones que tiene atribuidas (59), elaborará estudios orientativos acerca de la necesidad de integra-

(55) Sobre las medidas de fomento de la producción renovable que justifican a día de hoy su protagonismo en el sistema y, en consecuencia, la necesidad de adaptación de las normas sobre explotación de las redes, Vid. MORA RUIZ (2014: pp. 38-60) y DEL GUAYO CASTIELLA (2012: pp. 217-254).

(56) COM (2016) 861 final. Bruselas, 23 de febrero de 2017.

(57) DOUE núm. 211, de 14 de agosto de 2009.

(58) Prueba de la existencia de intenciones reales de cooperación son los diversos estudios provenientes de estas entidades elaborados hasta la fecha. Vid., p.ej, REGRT-E (en inglés, ENTSO-E) Policy paper «Power regions for the Energy Union: regional energy forums as the way ahead», october 2017.

(59) Enumeradas en el artículo 51 de la propuesta de Reglamento MIE: «1. Las tareas de la entidad de los GRD de la UE serán las siguientes: a) operación y planificación coordinadas de las redes de transporte y distribución; b) integración de los recursos energéticos renovables, la generación distribuida y otros recursos contenidos en la red de distribución,

ción de las tecnologías de generación distribuida y almacenamiento en las redes de distribución y su afectación a las labores de gestión de la misma. Específicamente, la propuesta persigue garantizar un marco de cooperación y coordinación adecuado entre gestores de red de distribución y los gestores de red de transporte en materia de elaboración de códigos de red europeos para el mercado transfronterizo, cuya misión es permitir un acceso efectivo y transparente a las redes a través de las fronteras y lograr altos niveles de capacidad de interconexión entre países. Estos códigos son normas que definen las condiciones de seguridad y operación de las redes transfronterizas, pues, por exigencias del Tercer Paquete Energético, la transmisión de electricidad entre países debe adecuarse a las normas definidas en códigos de red europeos. El vigente Reglamento 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, sobre las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, atribuyó a la REGRT-E el papel protagonista en su elaboración, siendo la propuesta de Reglamento MIE la que por primera vez permite la intervención de los gestores de red de distribución, representados por la entidad de GRD de la Unión (60).

VII. LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En el modelo eléctrico convencional, la actividad de generación se encuentra concentrada en un pequeño número centrales eléctricas repartidas por todo el territorio. Frente a este sistema tradicional surge uno alternativo denominado generación distribuida, el cual tiene la finalidad de acercar los centros de producción a las zonas de consumo. Destacadamente, dentro de la genera-

como el almacenamiento de energía; c) desarrollo de la respuesta de la demanda; d) digitalización de las redes de distribución, incluido el despliegue de redes inteligentes y sistemas de contador inteligente; e) gestión de los datos, ciberseguridad y protección de datos; f) participación en la elaboración de los códigos de red. 2. Además, la entidad de los GRD de la UE deberá: a) cooperar con la REGRT de Electricidad en el seguimiento de la aplicación de los códigos de red y las directrices que sean pertinentes para la gestión y planificación de las redes de distribución y la operación coordinada de las redes de transporte y distribución, y que se adopten con arreglo al presente Reglamento; b) cooperar con la REGRT de Electricidad y adoptar las mejores prácticas sobre la operación coordinada y la planificación de los sistemas de transporte y distribución, incluyendo aspectos como el intercambio de datos entre los operadores y la coordinación de los recursos energéticos distribuidos; c) trabajar en la determinación de las mejores prácticas y para introducir mejoras de la eficiencia energética en la red de distribución; d) adoptar un programa de trabajo anual y un informe anual; e) funcionar con plena observancia de las normas de competencia».

(60) Sobre los aspectos procedimentales en la elaboración de los códigos de red europeos, vid. LEIVA LÓPEZ (2017b: pp. 18-21).

ción distribuida existe un segmento orientado al autoconsumo (61), donde cada vez son mayores los avances ingenieriles y menor el coste de inversión, especialmente en el ámbito doméstico (p. ej., placas fotovoltaicas, baterías de almacenamiento..) (62). En este orden de cosas, la complementariedad entre ambos sistemas constituye la base para el desarrollo de los modelos eléctricos del futuro.

Así pues, la integración de tecnologías de generación distribuida en la red de distribución puede constituir, más allá de una mera conexión entre instalaciones de producción y consumo, un elemento de eficiencia, producción y gestión en un nuevo modelo de suministro eléctrico. Este nuevo paradigma permite optimizar la demanda eléctrica en horas punta de consumo y mejora el servicio de suministro eléctrico en zonas rurales alejadas de la red o en áreas urbanas donde la red está congestionada. Aunque al tratarse de una forma de producción cuyo control no está centralizado y, por tanto, dependiente de las circunstancias de los titulares de las instalaciones, la operación del sistema se complica afectando a distribuidores y comercializadores.

La generación distribuida supone mejoras diversas sobre la red de distribución, si bien habrá que hacer matizaciones en algunas de ellas.

En primer lugar, acercar la producción al consumo supone una mejora técnica en lo referido a reducciones de pérdidas en la red hasta casi el mínimo. Se trata de una cuestión de gran interés, pues actualmente, por las grandes distancias existentes entre centrales de producción y áreas de consumo, las pérdidas de electricidad representan un parte importante de la energía de tránsito.

A mayor abundamiento, la transmisión de este producto por estos largos conductores eléctricos se enfrenta a una resistencia que se transforma en calor, de manera que parte de la electricidad no llega al destinatario y se disipa a la atmósfera. El nivel de pérdidas será mayor o menor dependiendo de la intensidad a la que la electricidad se transmite en cada momento, así como de la longitud y sección del conductor (63). Así, las redes de distribución de

(61) Entendido como el consumo de electricidad practicado por la misma persona física o jurídica que la genera. Es una materia regulada por el Real Decreto 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. Sobre las especificidades de su regulación legal y más recientes pronunciamientos de la jurisprudencia, vid. DEL GUAYO CASTIELLA, DOMINGO LÓPEZ y LEIVA LÓPEZ (2017: pp. 103-142).

(62) Véase GALÁN SOSA (2016: pp. 130-132).

(63) A una distancia determinada entre producción y consumo y con una sección del conductor y energía determinada, las pérdidas de electricidad por calentamiento de la red serán menores cuanto menor sea la intensidad y mayor la tensión (recuérdese que la potencia transmitida es el producto resultante de la tensión —voltios— y la intensidad —amperios—). Dicho en otras palabras, las altas tensiones van a permitir transportar grandes cantidades

tensión menor, que cubren largas distancias y requieren de gran intensidad en su transmisión, van a ser las que ocasionen mayor nivel de pérdidas.

Por tanto, la generación distribuida, al reducir estas largas distancias, van a contribuir positivamente a la reducción de pérdidas en la red de distribución de baja tensión. Que los caminos sean más cortos favorece al sistema, o, en otras palabras, que la conectividad sea mayor reduce las pérdidas del sistema. Además, la existencia de micro redes ofrece un servicio técnico fiable y un sistema eléctrico menos vulnerable a fallos del suministro imputables a la actividad de distribución.

Por otro lado, desde un punto de vista económico, y precisamente con motivo de la reducción de pérdidas en la distribución, la generación distribuida va a disminuir los costes fijos y variables en que incurre el mix tecnológico en el sector. Pues el modelo tradicional de suministro eléctrico ha provocado no solo que se pierdan grandes cantidades de energía primaria, sino además incurrir en un mayor gasto de inversión necesario para generar esa electricidad que finalmente se pierde en el camino.

Por último, las mejoras introducidas en la red gracias a las tecnologías de generación distribuida van a tener un impacto medioambiental positivo. Pues ese alto nivel de pérdidas ha necesitado mayor producción de energía por parte de las centrales y, en consecuencia, un mayor impacto negativo sobre el medio ambiente. Asimismo, los grandes proyectos de construcción que requiere el modelo tradicional provocan en ocasiones cierta controversia acerca de su impacto ambiental en la región afectada.

En general, las tecnologías de generación distribuida están basadas en fuentes de energía renovable, por lo que ello contribuye a un mayor desarrollo sostenible, fiabilidad y eficiencia en la configuración de un sólido mercado interior de la electricidad (64).

Aunque, en puridad, no puede afirmarse que la generación distribuida reduzca siempre y en todo caso las pérdidas en la red, pues existen escenarios donde la generación excedente (por ej. la producción con autoconsumo a través de una placa solar que funciona a pleno rendimiento a unas horas determinadas del día) se vierte a la red, esto es, el denominado balance neto (65). Por tanto, en momentos de alta penetración de energía sobrante,

de electricidad con menor intensidad y, por tanto, con pérdidas mínimas, vid. FABRA UTRAY (2017: pp. 21-22).

(64) ORTIZ GARCÍA (2017: pp. 267-271).

(65) Entendido como aquel instrumento a través del cual se gestiona la eventual electricidad sobrante. Así pues, existirá un tránsito de energía bidireccional entre el productor y la red de distribución, ya que, de un lado, se coge de ésta cuando las necesidades de consumo superan la generación y, de otro, se vierte la energía sobrante cuando la producción supera

al existir un mayor calentamiento de la red, las pérdidas llegan a subir hasta valores que superan los propios del modelo tradicional (66).

En la práctica, observamos cómo operadores pertenecientes a un mismo grupo empresarial ubican sus instalaciones de producción en zonas eléctricas donde ostentan la titularidad y gestión de la red como distribuidores de la zona. En este contexto, y para evitar posibles trabas a solicitudes de acceso al gestor procedentes de instalaciones de generación distribuida (y, especialmente, de autoconsumo), cabe plantearse varios marcos de actuación.

En primer lugar, apostar por la separación entre el propietario y el gestor de la red de distribución, de manera que aquél pueda estar integrado verticalmente. Dicho de otra forma, no sería necesaria ni tan siquiera la separación jurídica y funcional entre el propietario de la red y las empresas que operen el resto de actividades, pues el gestor sería un operador independiente.

Una segunda opción es atribuir propiedad y gestión a un mismo operador, pero dar mayores garantías de separación de éstas respecto del resto de actividades. Por tanto, no solo una separación jurídica y funcional, sino también de propiedad

Y, por último, cabría entender que la separación jurídica y funcional, si se adecua rigurosamente a las especificidades definidas en la ley y normativa comunitaria, debe resultar suficiente en un modelo de distribución donde la titularidad y gestión de la red la ostenta la misma empresa. Así pues, entendemos esta posición como la más acertada, si bien se espera que el regulador asume diligentemente la ardua labor de supervisar el cumplimiento de la normativa por parte de las empresas distribuidoras.

VIII. CONCLUSIONES

Primera.– Durante algún tiempo, la comunidad científica se pronunció acerca de una posible competencia entre redes en el nivel de distribución. Pero, tras sendos pronunciamientos en contra de la denominada «distribución en cascada» y con motivo de lograr una mayor eficiencia económica del sistema, el legislador se inclinó por reconocer derechos de exclusiva, propios de un régimen de monopolio, al distribuidor de la zona.

la demanda; otorgándose al usuario derecho de consumo diferidos que se van a proyectar sobre la factura eléctrica en forma de compensación. Vid. ORTIZ GARCÍA (2013: pp. 235-240).

(66) Vide EGUIA, Pablo, TORRES, Esther y GARCÍA, Javier (2016), *Proyecto GEDISPER* (Informe final), versión 2, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao (UPV/EHU), Departamento de Ingeniería Eléctrica, p. 74.

Entendemos así que un propietario y gestor de red de distribución actúa investido de derechos de exclusiva, pero siempre con sometimiento pleno a las condiciones de acceso de terceros a sus redes definidas reglamentariamente.

Segunda.– Planteamos la necesidad de que la empresa distribuidora titular y gestora de mallado de red de transporte secundario esté separada patrimonialmente de aquellas que operen en actividades de producción y comercialización. Es decir, ir un paso más allá de la separación jurídica y funcional, pues esta empresa actuará en definitiva como transportista.

Tercera.– La LSE y el RD 1955/2000 definen un régimen de autorizaciones que, por razones de menor coste y mayor racionalidad económica y técnica del sistema, otorga un derecho preferente a la distribuidora de la zona para ampliar la red existente hacia nuevas zonas con necesidades de suministro. Esto impedirá que una empresa distinta a la que tradicionalmente se encuentra en la zona opere estas ampliaciones, de manera que se conseguirán evitar las ineficiencias que caracterizan a la distribución «en paralelo» y «en cascada».

Cuarta.– Sobre la posibilidad remota (pues no se observa en la práctica) de que distribuidoras designaran a un gestor único (art. 39.2 RD 1955/2000), cabe hacer varias apreciaciones: *i)* No entendemos necesaria la separación del titular de la red del resto de actividades en grado alguno, pues las funciones determinantes que se encomiendan al gestor único serían asumidas por empresa distinta a la propietaria de la red; *ii)* De partida, la distribuidora que opera ampliaciones de red no tendrá que pedir acceso a la red existente, pues la ley garantiza que esta ampliación corra a cargo de la propia distribuidora de la zona y, por tanto, la misma empresa. Pero al ser otorgado el acceso por el gestor de la red de distribución existente, cabría plantearse la posibilidad de que la empresa que opera la nueva red de ampliación solicitase el acceso a la red existente a una empresa gestora distinta, cuando el propietario de ésta se hubiera acogido al artículo 39.2 RD 1955/2000.

Quinta.– La recientemente aprobada propuesta de Reglamento MIE (incluida dentro del «Winter Package»), trata de acercar cada vez más las funciones de los gestores de red de distribución a las propias de los gestores de red de transporte. Para ello, configura un marco de cooperación y coordinación entre estos en materia de elaboración de códigos de red europeos para el mercado transfronterizo, los cuales persiguen garantizar un acceso efectivo y transparente a las redes a través de las fronteras, así como alcanzar niveles adecuados de capacidad de interconexión entre países.

Destacadamente, la XXIII Conferencia sobre Cambio Climático de la Convención Marco de las Naciones Unidas, celebrada en Bonn (Alemania) durante el mes de noviembre de 2017, ha servido como punto de encuentro donde verter declaraciones de intenciones que parecen caminar hacia una consolidación de este novedoso marco de cooperación entre gestores.

Sexta.— La generación distribuida permite reducir notablemente las pérdidas en la red de distribución de baja tensión, pero no hay que olvidar que un adecuado diseño del tendido de red de distribución existente a gran escala también podría lograr una reducción de pérdidas de electricidad.

Por otro lado, ante la posibilidad de que distribuidoras den trato preferente a las solicitudes de acceso a sus redes provenientes de instalaciones de producción operadas por empresas integradas en su misma estructura empresarial, apostamos por un actuar diligente por parte del regulador en su labor de supervisión del adecuado nivel de separación de actividades (jurídica y funcional). Para con ello evitar posibles agravios respecto de solicitudes de acceso provenientes de instalaciones de generación distribuida.

IX. BIBLIOGRAFÍA

- CABALLERO SÁNCHEZ, Rafael (2002): «El papel central de las infraestructuras en red en la liberalización de servicios públicos económicos», en *Revista General de Derecho Administrativo*, núm.1, pp.1-40.
- CABALLERO SÁNCHEZ, Rafael (2010): «Las sociedades de infraestructuras estratégicas. El nacimiento de un modelo de compañía regulada al servicio del mercado», en *Revista de Administración Pública*, núm. 181, pp. 135-178.
- DEL GUAYO CASTIELLA, Íñigo, DOMINGO LÓPEZ, Enrique y LEIVA LÓPEZ, Alejandro D. (2016), «Régimen jurídico del auto-consumo en España. A propósito del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre», en Juan CASTRO-GIL AMIGO (coord.), *Riesgo regulatorio en las energías renovables II*, Ed. Aranzadi, pp. 103-142.
- DEL GUAYO CASTIELLA, Íñigo (2016): «Regulación y Derecho Administrativo», en Jose María BAÑO LEÓN (coord.), *Memorial para la reforma del Estado. Estudio en homenaje al profesor Santiago Muñoz Machado*, vol. 3, Ed. Centro de Estudios Políticos y Constitucionales, pp. 2219-2235.
- (2012): «Seguridad jurídica y cambios regulatorios (a propósito del Real Decreto-ley núm. 1/2012, de 27 de enero, de suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y de supresión de las primas para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovables», en *Revista Española de Derecho Administrativo*, núm. 156, pp. 217-254.
- (2010): «Separación de actividades, competencia y garantía del suministro, en el sector del Gas Natural», en *Cuadernos de Energía*, núm. 28, pp. 3-44.
- ESTOA PÉREZ, Abel (2009): «El acceso a las redes de transporte y distribución», en Santiago MUÑOZ MACHADO, Marina SERRANO GONZÁLEZ y Mariano BACIGALUPO SAGGESE (dir.), *Derecho de la Regulación Económica*, Sección III

- («Sector energético»), Tomo I, Segunda Parte («Sector Eléctrico»), Ed. Iustel, pp. 631-677.
- FABRA UTRAY, Jorge (2004): *¿Liberalización o regulación? Un mercado para la electricidad*, Ed. Marcial Pons, Madrid.
- (2017): «El marco actual y potencial del sistema eléctrico español para la generación distribuida de electricidad», en *Revista de Obras Públicas: Órgano profesional de los ingenieros de caminos, canales y puertos*, núm. 3584, pp. 20-25.
- GALÁN SOSA, Jorge (2016): «El prosumidor como nuevo sujeto en el sector eléctrico: propuestas de mejora para la regulación del autoconsumo de energía eléctrica», en *Revista Práctica de Derecho*, núm. 190, pp. 127-166.
- HUNT, Sally (2002): *Making Competition Work in Electricity*, Ed. John Wiley & Sons, Inc., New York.
- LEIVA LÓPEZ, Alejandro D. (2017a), «Regulación y uso de las redes de transporte y distribución de electricidad», en *Revista Vasca de Administración Pública*, núm. 108 (mayo-agosto), pp. 87-126.
- LEIVA LÓPEZ, Alejandro D. (2017b), «Las redes europeas de transporte de electricidad», en *Revista General de Derecho Administrativo*, núm. 46, pp. 1-31.
- LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, Lucía y ARIÑO ORTIZ, Gaspar (2004a): «Los servicios energéticos: organización y garantía de la competencia», en *Revista de derecho de las telecomunicaciones e infraestructuras en red*, núm. 20, pp. 11-48.
- (2004b): «Liberalización y Competencia en el Sector Eléctrico. Balance 1998-2003», en Gaspar ARIÑO ORTIZ (dir.), *Privatizaciones y Liberalizaciones en España: Balance y Resultados (1996-2003)*, Ed. Comares, Granada.
- MONTERO PASCUAL, Juan José (1996): «Titularidad privada de los servicios de interés general: Orígenes de la regulación económica de servicio público en los Estados Unidos: El caso de las telecomunicaciones», en *Revista Española de Derecho Administrativo*, núm. 92, pp. 567-591.
- MORA RUIZ, Manuela (2014), «La ordenación jurídico-administrativa de las energías renovables como pieza clave en la lucha contra el cambio climático: ¿un sector en crisis?», en *Actualidad Jurídica Ambiental*, núm. 32 (febrero), pp. 38-60
- ORTIZ GARCÍA, Mercedes (2017), «El autoconsumo eléctrico», en Rafael GALÁN VIOQUE, Isabel GONZÁLEZ RÍOS y Fernando LÓPEZ RAMÓN (dir.), *Derecho de las energías renovables y la eficiencia energética en el horizonte 2020*, Ed. Aranzadi, pp. 267-297.
- ORTIZ GARCÍA, Mercedes (2013): «El marco jurídico de la generación distribuida de energía eléctrica: autoconsumo, redes inteligentes y el «derecho al sol»»,

- en Fernando GARCÍA RUBIO y Lorenzo MELLADO RUIZ (dir.), *Eficiencia energética y derecho*, Madrid, Ed. Dykinson, pp. 235-286.
- PAJUELO IGLESIAS, Braulio (2009): «Transporte de energía eléctrica», en Santiago MUÑOZ MACHADO, Marina SERRANO GONZÁLEZ y Mariano BACIGALUPO SAGGESE (dir.), *Derecho de la Regulación Económica*, Sección III («Sector energético»), Tomo I, Segunda Parte («Sector Eléctrico»), Ed. Iustel, pp. 535-578.
- SUÁREZ SARO, Joaquín (2006): «El acceso de terceros a las redes de gas y electricidad», en Miriam SANTOS RECH y Fernando CAMEO BEL (coord.), *Derecho de la energía*, Ed. La Ley, pp. 577-604.
- RODRÍGUEZ PARAJA, M^a Ángeles (2009): «La actividad de distribución de energía eléctrica», en Santiago MUÑOZ MACHADO, Marina SERRANO GONZÁLEZ y Mariano BACIGALUPO SAGGESE (dir.), *Derecho de la Regulación Económica*, Sección III («Sector energético»), Tomo I, Segunda Parte («Sector Eléctrico»), Ed. Iustel, pp. 579-630.
- RODRÍGUEZ ROMERO, Luis (1993): «La teoría clásica de la regulación de monopolios naturales», en *Información Comercial Española, ICE: Revista de economía*, núm. 723, pp. 19-33.
- VILLAFRUELA ARRANZ, Luis (2009): «La separación de las actividades de transporte y operación en la regulación comunitaria y española. Hacia el modelo TSO», en *Energía: Ingeniería energética y medioambiental*, núm. 218, pp. 10-18.