

## RETOS REGULATORIOS DE LA FUTURA COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA. SU PAPEL CLAVE EN LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

*Nuria Encinar Arroyo*

*Doctora en Derecho Administrativo y Europeus Doctor  
Abogada y Licenciada en Ciencias Actuariales y Financieras (LCAF)*

### RESUMEN

Si el cerebro es el órgano rey del cuerpo humano, las redes eléctricas son el corazón que impulsará la transición. Redes inteligentes, resilientes, digitales, robustas, supervisadas en tiempo real, ciberseguras, capaces de prevenir un gran “tapón eléctrico” -accidente cardiovascular- y de adaptarse a un sistema eléctrico más descentralizado y flexible. El ritmo cardíaco dependerá de la remuneración. Sin garantías de cobro en la retribución, no habrá inversión; sin inversión, no habrá redes, ni crecimiento, ni transición. Por consiguiente, el rol del ente regulador independiente es esencial para garantizar una transición energética efectiva y equitativa. Este artículo<sup>1</sup> analiza la propuesta del Ejecutivo de volver a crear la Comisión Nacional de la Energía, desvinculada de la actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y su papel en las redes eléctricas de distribución. La autora formula un frondoso ramo de sugerencias jurídico-regulatorias para el éxito de la autoridad reguladora en gestación. Define los principios de regulación económica que deben presidir la configuración del nuevo modelo retributivo, que entrará en vigor en 2026. Y, para finalizar, aborda los retos a los que se enfrentará para la consecución de los objetivos climáticos en el horizonte 2030 y 2050.

### 1. CONTEXTO REGULATORIO

El mundo actual vive una creciente inestabilidad geopolítica. Cinco factores explican esta realidad: el regreso de Trump a la Casa Blanca; la situación bélica en Ucrania; los devastadores eventos en Oriente Próximo; la creciente alarma social en Venezuela; y el ascenso de China, el gran gigante asiático, con claros visos de convertirse en la primera potencia mundial.

La guerra en Ucrania<sup>2</sup> pone de manifiesto la gravedad de una crisis sin precedentes. Un suceso totalmente inesperado, en tiempos de postpandemia, provocado por un gobierno ruso implacable. Un cataclismo bélico que impactó de manera vertiginosa a nivel global. La llegada de Trump a la Casa Blanca ha marcado también el inicio de 2025, con una política anticlimática para retirar, por segunda vez, a EE.UU. del Acuerdo de París<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Trabajo elaborado desde el conocimiento de los problemas reales de la actividad regulada que se estudia y no desde el ventanal de un departamento universitario. Modo en que debe citarse: Apellidos, inicial del nombre. (Fecha). *Título*. Datos de la publicación.

<sup>2</sup> ENCINAR ARROYO, N. (2023). *The climate emergency: putting consumers at the heart of the European green deal following Russia's war on Ukraine*. Global Energy Law and Sustainability, Edinburgh University Press, August 2023, vol. 4, n° 1-2: pp. 51-71.

<sup>3</sup> Además de otras medidas que favorecen la energía fósil sobre las fuentes renovables.

Estos factores impulsaron la aprobación de planes europeos como “*Next Generation EU*”, “*Fit for 55*” y “*REPowerEU*”. El primero, más que un simple plan de recuperación fue una oportunidad para transformar Europa, haciéndola más verde, digital, saludable, fuerte e igualitaria, con una inversión conjunta de alrededor 806.900 millones de euros<sup>4</sup>. El paquete “*Fit for 55*”<sup>5</sup> publicado en 2021, establecía un objetivo de reducción de emisiones del 55 % para 2030 y la neutralidad climática para 2050. Asimismo, incluía una serie de propuestas normativas destinadas a actualizar la legislación europea y alinearla con las nuevas metas climáticas para 2030 y 2050. El “*Plan REPowerEU*”<sup>6</sup>, lanzado en 2022 en respuesta a la invasión rusa de Ucrania<sup>7</sup>, surgió cuando Rusia cortó su suministro de gas a Europa.

Bien es verdad, que la recién constituida Comisión Europea de Ursula von der Leyen, para el quinquenio 2024–2029, sitúa al Pacto Verde Europeo<sup>8</sup> en el epicentro de la economía, centra sus esfuerzos en acelerar la innovación y prioriza la competitividad en la transición verde y digital. Tanto es así que un nuevo paquete, “*European Grid Package*”, verá la luz en el primer trimestre de 2026, con el objetivo de modernizar las redes eléctricas europeas, que abarcan más de once millones de kilómetros<sup>9</sup>.

Con todo, queda mucho por hacer para alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050. Es un hecho indiscutible que este marco de referencia es mejorable en la transición hacia lo renovable, en términos de competitividad frente a China y a EE.UU., de crecimiento económico y de productividad. Una Europa adaptada a la nueva realidad tecnológica, energética y geopolítica que va a movilizar, según los datos del Informe Draghi<sup>10</sup> unas inversiones del orden de 800.000 millones de euros anuales en la Unión Europea.

En el ámbito nacional, el despliegue de renovables y la neutralidad climática en España tiene que ser real y efectiva a más tardar en el año 2050, siguiendo el mandato europeo. En esta línea, el revisado Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030) es muy ambicioso y desafiante, aspecto sobre el que me detendré más adelante.

En suma, los objetivos son numerosos y las expectativas de los operadores en las instituciones son altas. Es una evidencia clara, tomo la imagen a préstamo de mi maestro Nebreda, que desde la llegada de la electricidad a España en el periodo de la Restauración con el reinado de Alfonso XII y María Cristina como regente (1875-1902)<sup>11</sup>, la regulación de la actividad de distribución eléctrica es bastante rancia.

No obstante, el criterio temporal no es óbice para realizar un estudio jurídico- económico útil y práctico que permita a la red, una nueva red, resurgir con especial intensidad y salir de su “*situación de confort*” impulsada por la transición energética y por un nuevo ente regulador moderno, renovado y dinámico. Tal loable deseo es el modesto propósito de este artículo.

---

<sup>4</sup> [https://next-generation-eu.europa.eu/index\\_es](https://next-generation-eu.europa.eu/index_es)

<sup>5</sup> Conocido como “quinto paquete energético”.

<sup>6</sup> COMISIÓN EUROPEA (2022). *Comunicación REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible*. Estrasburgo, 8.3.2022. Este plan buscaba ahorrar energía, producir energía limpia y diversificar los suministros energéticos de Europa, acelerando la transición hacia una energía más limpia y reduciendo la dependencia de fuentes no fiables y combustibles fósiles para fortalecer la resiliencia del sistema energético europeo.

<sup>7</sup> Puede verse ENCINAR ARROYO, N. (2023). *Respuesta europea a la invasión rusa contra Ucrania: La seguridad del suministro en un futuro sistema descarbonizado*. Artículos Multidisciplinares, ISSN-e 1139-9325, Vol. 25, Nº 74 (Mayo-Agosto), 2023.

<sup>8</sup> Para mayor información, ENCINAR ARROYO, N. (2020). *Acceso a la energía eléctrica en el marco del Pacto Verde Europeo en Retos de la transición energética: España ante la descarbonización*. Editorial. Editorial Sepín. 2020.

<sup>9</sup> COMISIÓN EUROPEA (2023). *Comunicación de la Comisión al Parlamento europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social europeo y al Comité de las Regiones. Redes, el eslabón perdido: Plan de Acción de la UE para las Redes*. Bruselas, 28.11.2023 COM (2023) 757 final.

<sup>10</sup> Accesible mediante el siguiente enlace: Chrome extension://efaidnbmnmbpcjpcglclefindmkaj/https://commission.europa.eu/document/download/97e481fd-2dc3-412d-be4c-f152a8232961\_en

<sup>11</sup> NEBREDAS, J. (2004). *Distribución Eléctrica. Concurrencia de Disciplinas Jurídicas*. Segunda Edición. Edit. Thomson Civitas, p. 53 y ss.

## 2. EL ENTE REGULADOR: LA FUTURA CNE<sup>12</sup>

### A. La futura CNE

El 24 de octubre de 2023, el Gobierno de coalición PSOE y SUMAR aprobó un paquete de propuestas con impacto en el sector energético. Entre ellas, devolver al sector energético su regulador sectorial<sup>13</sup> bajo el nombre “Comisión Nacional de la Energía”<sup>14</sup>.

Con fecha 22 de febrero de 2024, se abrió para audiencia pública<sup>15</sup> el Anteproyecto de Ley de restablecimiento de la Comisión Nacional de la Energía, A.A.I., y de creación del Fondo para la Gestión Económico–Financiera de las Liquidaciones del Sector Eléctrico y del Sector del Gas, F.C.P. J<sup>16</sup>. Se recibieron más de cien aportaciones procedentes de hasta veintinueve de agentes<sup>17</sup>.

Con fecha 11 de julio de 2024, se remitió el precitado Anteproyecto al Consejo de Estado para su informe preceptivo de conformidad con lo preceptuado en el artículo 26 de la Ley del Gobierno 50/1997<sup>18</sup>.

Con fecha 25 de septiembre de 2024, el Gobierno aprobó el Proyecto de ley de restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía (en lo sucesivo, “Proyecto de Ley”)<sup>19</sup> y lo remitió al Congreso para seguir su tramitación parlamentaria<sup>20</sup>.

En abril de 2024, publiqué mi contribución doctrinal bajo el título “*El restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía para afrontar la neutralidad climática en España: Aspectos susceptibles de mejora*”<sup>21</sup>. Abordaba el asunto de manera pionera, dado que era un tema inexplorado hasta ese momento, un terreno virgen en el que nadie se había aventurado previamente, y proponía más de un par de docenas de sugerencias para mejorar la reforma del regulador.

Creo que para entender el modelo que se pretende implementar y consciente de su importancia, es fundamental, en mi modesta opinión, analizar los modelos de autoridades reguladoras existentes en el derecho comparado, lo que permitirá anticipar el que adoptará la venidera CNE<sup>22</sup>.

---

<sup>12</sup> Comisión Nacional de la Energía, (en adelante, “CNE”).

<sup>13</sup> La Comisión Nacional de Energía fue creada por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y extinguida por la Ley 3/2013, de 4 de junio de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, (en adelante, “Ley 3/2013”), BOE núm. 134, de 5 de junio de 2013, (en lo sucesivo, “CNMC”).

Desde la creación de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional en 1994 la arquitectura institucional del organismo regulador ha atravesado distintas etapas pero la fórmula aún no convence.

<sup>14</sup> Bajo una distinta denominación, antes era “Comisión Nacional de Energía” y ahora “Comisión Nacional de la Energía”.

<sup>15</sup> Cuyo plazo para presentar alegaciones finalizó el lunes 4 de marzo de 2024. Accesible en [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es/ES/Participacion/Documents/anteproyecto-de-ley-de-restablecimiento-de-la-comisi%C3%B3n-nacional-de-la-energ%C3%ADa,-a-a-i-/APL\\_Comisi%C3%B3n%20Nacional%20de%20la%20Energ%C3%ADa.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es/ES/Participacion/Documents/anteproyecto-de-ley-de-restablecimiento-de-la-comisi%C3%B3n-nacional-de-la-energ%C3%ADa,-a-a-i-/APL_Comisi%C3%B3n%20Nacional%20de%20la%20Energ%C3%ADa.pdf)

<sup>16</sup> (En adelante, el “Anteproyecto”).

<sup>17</sup> Entre ellos, el Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre el Anteproyecto de Ley de restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía, A.A.I. y de creación del fondo para la gestión económica-financiera de las liquidaciones del sector eléctrico y del sector del gas, F.C.P.J. Expediente nº IPN/CNMC/007/24.

<sup>18</sup> Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno. Jefatura del Estado BOE núm. 285, de 28 de noviembre de 1997. Dictamen del Consejo de Estado que fue evacuado con fecha 23 de julio de 2024 y número de referencia 1.338/2024.

<sup>19</sup> Accesible en Boletín Oficial de las Cortes Generales del Congreso de los Diputados. Proyecto de Ley 121/000035. Núm. 35-1.

<sup>20</sup> Con plazo de enmiendas hasta el 30 de octubre de 2024, plazo que fue ampliado hasta el 6 de noviembre de 2024.

<sup>21</sup> ENCINAR ARROYO, N. (2024). *El restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía para hacer frente a la neutralidad climática en España. Aspectos susceptibles de mejora*. Encuentros Multidisciplinares. Universidad Autónoma de Madrid, nº 76 enero-Abril 2024.

<sup>22</sup> Para reflexionar sobre las etapas que han existido en el ordenamiento jurídico español me remito a ENCINAR ARROYO, N. (2024). *El restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía para hacer frente a la neutralidad climática en España. Aspectos susceptibles de mejora*. Encuentros Multidisciplinares. Universidad Autónoma de Madrid, nº 76 enero-Abril 2024

Con este propósito en mente, los dividiré en dos grandes grupos<sup>23</sup>, según si la autoridad encargada de la regulación energética se encuentra fusionada o no con la autoridad de defensa de la competencia.

Modelo “integración” en un organismo regulador, (modelo de la CNMC). Una autoridad aglutina las potestades en materia de competencia y de regulación y supervisión de distintos sectores. La unificación bajo un mismo organismo está implantada en España, Holanda, y Estonia<sup>24</sup>.

De otro lado, dentro del grupo separado entre la autoridad de los mercados que ejerce un “*control ex ante*” y el encargado de defender la competencia, que desarrolla un “*control ex post*” o de represión, nos encontramos varios submodelos.

Modelo “unisectorial”, (modelo de la CNE). Un organismo regulador<sup>25</sup> para cada uno de los sectores regulados incluyendo el encargado de la competencia. Es el modelo mayoritariamente adoptado en Europa, conforme a las directivas europeas, y el modelo vigente antes de la Ley 3/2013.

Modelo “multisectorial”, (modelo alemán). Un organismo regulador multisectorial, la Agencia Federal de Redes “*Bundesnetzagentur*”, con funciones en diversos sectores regulados de las industrias de red, a saber, infraestructuras eléctricas, gasistas, telecomunicaciones, postales y ferroviarias. De manera independiente, existe una entidad encargada exclusivamente de la defensa de la competencia, el “*Bundeskartellamt*”.

Modelo “convergente”, (modelo anglosajón). La “*Office of Gas and Electricity Markets*”<sup>26</sup>, es la autoridad reguladora encargada de supervisar el mercado de la electricidad y el gas conjuntamente en el Reino Unido, esto es, política sectorial de áreas íntimamente relacionadas. De manera separada la “*Competition and Markets Authority*” (CMA) se encarga de la defensa de la competencia.

Modelo que he denominado “híbrido”, (futuro modelo español) respecto de lo que se queda tras el vaciamiento de competencias de la CNMC en materia energética. En este modelo, se establece una única autoridad encargada tanto de la promoción y defensa de la competencia como de la regulación y supervisión de los mercados (la CNMC). No obstante, a esta autoridad se le extirpa la supervisión y regulación del sector energético, creando, de manera independiente, un organismo específico para la regulación de este sector. Este es el modelo institucional del ente regulador que se pretende implementar en España a través del Proyecto de Ley que exploraré a continuación.

## B. Aspectos mejorables del texto proyectado

En el trabajo aludido más arriba examinaba, minuciosamente, el Anteproyecto y presentaba un abanico de recomendaciones para mejorar su texto. Como el Proyecto de Ley fue aprobado y remitido al Congreso de los Diputados meses más tarde, a continuación, examinaré las sugerencias que han sido

---

y también en ENCINAR ARROYO, N. (2018). “*Derecho del Comercio Eléctrico*”. Edit. Aranzadi.

<sup>23</sup> Entendiendo la importancia de la regulación y la competencia como herramientas claves para una economía de mercado. Vale la pena recordar a Viscusi, Vernon y Harrington, flamantes economistas americanos de la regulación y del antitrust, quienes en 1998 sostenían “*Si el mundo funcionase según el paradigma de la competencia perfecta, los esfuerzos regulatorios y la Defensa de la Competencia no serían necesarios*”. VISCUSI, W. KIP; VERNON, JOHN M.; HARRINGTON JR., JOSEPH E. (1998). *Economics of Regulation and Antitrust*. (The MIT Press).

<sup>24</sup> “*Estonian Competition Authority*” (ECA), responsable de los sectores eléctrico, gas natural, calefacción urbana, competencia, sector de los ferrocarriles, sector postal, sector del agua, aviación y sector portuario.

<sup>25</sup> La Comisión Nacional de Energía (CNE) convivió con la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones (CMT), la Comisión Nacional del Sector Postal (CNSP), etc.

<sup>26</sup> La OFGEM fue fundada en 2000. Su misión principal es proteger a los consumidores garantizando que el suministro de gas y electricidad sea seguro, eficiente y, lo más importante, justo. A su vez, tiene facultades para aplicar aspectos relacionados con la defensa de la competencia. Para un estudio más exhaustivo sobre la OFGEM véase ENCINAR ARROYO N. (2018). “*Derecho del Comercio Eléctrico... obra ya citada, donde realicé un estudio comparado entre el regulador español y el regulador inglés.*”

acogidas, las que no, y analizaré su contenido. Sin ánimo de desfallecer en el intento, me limitaré a citar solo algunas de ellas.

En la versión del Anteproyecto sostenía que la correcta denominación de la institución se antojaba imprescindible hacia la homogenización lingüística de la misma y la omisión de confusión en los escritos que se dirigen a la Comisión. En el Proyecto de Ley, se emplea, acertadamente, la denominación “Comisión Nacional de la Energía” a lo largo de todo su texto.

El Anteproyecto ampliaba el ámbito material de actuación sobre los que la CNE ejercerá sus funciones. Proponía que se revisara el párrafo primero del artículo 8 del Anteproyecto pues, a la postre solo hacía referencia a los sectores eléctrico y del gas natural. En la nueva redacción ha sido salvada y acogida.

En cuanto a las funciones de la CNE en materia de hidrógeno, recomendaba que éstas se ampliaran y precisaran, alineándose con las competencias y potestades otorgadas por la Directiva y el Reglamento 2024/1788<sup>27</sup> y 2024/1789<sup>28</sup>, respectivamente. Esta propuesta no ha sido considerada. Insisto en la necesidad de incluirla, pues de lo contrario, la razón de rescatar a la CNE pierde su sentido, pues su modernización pasa necesariamente por la ampliación de sus funciones en los nuevos mercados.

Por lo que hace a la autonomía y financiación, el Anteproyecto<sup>29</sup> sólo preveía asignaciones con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Proponía que puestos a resucitar a la CNE se recuperara también el sistema de financiación que ésta tenía a través de las tasas pues funcionó de manera eficaz y estaba alineado con la normativa europea<sup>30</sup>. Propuesta que ha sido recibida favorablemente en el Proyecto de Ley. Digo con un matiz favorable pues la gestión y recaudación de las tasas recaerá en la próxima CNE<sup>31</sup>.

En cuanto al requisito de experiencia requerido para los miembros del Consejo y los directores, el Anteproyecto establecía una distinción: cinco años de experiencia para los miembros del Consejo y siete años para los directores, sin aportar justificación alguna. Esta observación ha sido recogida en el Proyecto de Ley, donde se exige una experiencia de cinco años para ambos<sup>32</sup>.

Cabría llamar la atención en que la Comisión de Cooperación ahora deberá regirse por el principio de presencia equilibrada de mujeres y hombres cuando en la versión del Anteproyecto este principio se exigía en la composición del Consejo. Comoquiera que estamos ante un sector altamente masculinizado resulta fundamental incorporar a más mujeres tanto en la Comisión como en el Consejo. Al mismo tiempo, es urgente que el nuevo personal de la CNE cuente con una alta especialización técnica, profesionalismo y los recursos técnicos necesarios.

---

<sup>27</sup> Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, por la que se modifica la Directiva (UE) 2023/1791 y se deroga la Directiva 2009/73/CE. DOUE núm. 1788, de 15 de julio de 2024.

<sup>28</sup> Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativo a los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno y por el que se modifican los Reglamentos (UE) n.º 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 y (UE) 2022/869 y la Decisión (UE) 2017/684 y se deroga el Reglamento (CE) n.º 715/2009. DOUE núm. 1789, de 15 de julio de 2024.

<sup>29</sup> Artículo 28.

<sup>30</sup> Artículo 57 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE Diario Oficial de la Unión Europea L 158/125, 4.6.2019, (en adelante, “Directiva (UE) 2019/944”), requiere que las autoridades cuenten con dotación anual separada.

<sup>31</sup> Recuérdese que la gestión de las tasas se asignó al Ministerio de Economía, Comercio y Empresa, en virtud del apartado I.4 Anexo de la Ley 3/2013. No obstante, la CNMC las siguió gestionando de manera transitoria conforme a lo establecido en la Disposición adicional decimocuarta de la referida Ley.

<sup>32</sup> Artículo 18 para miembros del Consejo y artículo 31.4 para los directores.

El Proyecto de Ley establece que la CNE se “*vincula a efectos puramente organizativos y presupuestarios con el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*”. El Anteproyecto decía que la CNE se encuentra “*adscrita*”. De igual manera, la vigente Ley 3/2013 recurre a este término.

Independientemente de la expresión que se utilice, me gustaría hacer tres observaciones. La primera, las autoridades administrativas independientes no pueden quedar adscritas a ningún departamento ministerial<sup>33</sup>. La segunda, si lo están que lo estén a efectos únicamente presupuestarios y organizativos a través del departamento ministerial correspondiente por razón de la materia. Y la tercera, adscripción o vinculación, términos sinónimos, no significa un régimen de continua supervisión.

Además, nunca he comprendido por qué se añadió el rango de secretario de Estado al presidente de la próxima CNE, y lo explico por las siguientes razones. Primera, la actual presidenta de la CNMC no ostenta dicho rango. Segunda, los presidentes<sup>34</sup> de la anterior CNE y sus antecesores tampoco lo tenían. Y, por último, la exigencia de este cargo compromete y pone en peligro, en mi humilde opinión, la independencia del organismo regulador.

Descendiendo al plano meramente funcional y operativo las versiones del Proyecto de Ley y del Anteproyecto son más o menos similares, se perfeccionan algunas competencias, pero no hay cambios de gran calado, amén de la eliminación de aquellas funciones producto de un error de técnica legislativa<sup>35</sup>.

Con un catálogo que supera las casi seis docenas de funciones, la pregunta que surge es: ¿cómo se llevará a cabo todo esto? Quizás, sería recomendable que se incrementase su equipo humano lo que permitiría sortear los retrasos en la tramitación de los conflictos de acceso que sufren los promotores de los proyectos de nueva capacidad de generación renovable.

En puridad, también, es necesaria la incorporación primero y supervisión después de los nuevos modelos de negocio, agregación<sup>36</sup>, almacenamiento pues aportará la flexibilidad necesaria al sistema.

Sería preciso, por lo que hace a las circulares de retribución, que se reconozca “*ex ante*” todos los costes e inversiones reguladas que los distribuidores declaran en sus auditorías. Resulta muy relevante a su vez que la futura CNE recoja en sus circulares la posibilidad de considerar incentivos de calidad del servicio, reducción de los plazos de tramitación de las solicitudes de acceso y conexión pues es la mejor manera de reflejar la inclusión de la descarbonización. Incentivos para las distribuidoras que permitirán agilizar los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sistemas de autoconsumo.

La Ley 3/2013 otorgó a la CNMC una función arbitral de casi imposible implementación, como defendí y sigo defendiendo<sup>37</sup>, al igual que ocurrió con la extinta CNE. Y, todo parece indicar que también sucederá con la futura CNE, al reconocerle la condición de árbitro, cuando en realidad debió haberse otorgado la competencia para constituir y administrar un sistema de arbitraje civil, que incluya el de consumo, con el fin de otorgar solidez institucional al régimen de resolución de controversias entre operadores y operadores y consumidores pues el sistema de arbitraje de consumo previsto, con base en

<sup>33</sup> La Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público publicada en el Boletín Oficial del Estado núm. 236, de 02 de octubre de 2015, no recoge ningún régimen de adscripción para estas autoridades.

<sup>34</sup> Miguel Ángel Fernández Ordóñez (1995-1999). Pedro Meroño (1999-2005). María Teresa Costa Campi (2005-2011). Alberto Lafuente Félez (2011-2013).

<sup>35</sup> En la versión del Anteproyecto se rescataba la antigua Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM), cuando fue eliminada con la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, (en adelante, “LSE 24/2013”). BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.

<sup>36</sup> Puede verse ENCINAR ARROYO, N. (2021). *Almacenamiento, redes y agregación eléctrica en España. El trinomio indispensable para una transición energética sostenible*. Anuario iberoamericano de Derecho de la energía. Volumen III, El derecho de la energía sostenible / Luis FERNEY MORENO CASTILLO (director); Carlos VILLANUEVA (coordinador). 2021.

<sup>37</sup> Incluso habiéndose publicado su Reglamento bajo el título “Reglamento de arbitraje de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia” accesible mediante el siguiente vínculo <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5475703.pdf>

las OMICs, es manifiestamente mejorable. Propuesta que no ha sido acogida y que debiera haberse considerado.

El Proyecto de Ley obvia, además, el apoyo institucional a la atención y asesoramiento del consumidor, pudiendo haber previsto la constitución de una oficina de atención y asesoramiento de ámbito nacional, pues la informática permite hacerlo, que garantice la calidad y la generalización del asesoramiento. Ello evitaría la considerable confusión que tienen los consumidores acerca del organismo al que acudir para la resolución de sus reclamaciones.

Sustancialmente, la versión del Proyecto de Ley elevada al Congreso de los Diputados está más depurada y presenta líneas más refinadas, aunque austeras, que justifican, teleológicamente, el cambio propuesto. El texto, sin disimulo alguno, busca la creación de una nueva estructura orgánica autónoma y diferente a la CNMC, consagrándose como la única forma de organizar el organismo regulador. Sin embargo, no viene acompañado de un análisis aproximativo del coste, ni tampoco del cuadro de costes que tendrá la creación de la CNE<sup>38</sup>. Un apunte nada irrelevante.

En definitiva, a pesar de que cualquier reflexión que se haga sobre la iniciativa de segregar la CNMC y restablecer o volver a crear la CNE es positiva habrá que estarse al concreto articulado de la norma de creación y que el nuevo modelo de gobernanza deberá respetar los principios de necesidad, proporcionalidad, eficacia, eficiencia, seguridad jurídica y transparencia.

### **3. LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

#### **A. La actividad de distribución eléctrica**

Como noción primaria en la que, potencialmente, debemos recapacitar es en la configuración jurídica de la red. La red de distribución eléctrica o el servicio de infraestructuras es un servicio universal básico para la convivencia de la sociedad que el operador debe prestar de manera generalizada a todos los usuarios que lo demanden y reúnan las exigencias reglamentarias que se establezcan<sup>39</sup>.

Como es sabido, la actividad de distribución se encuentra definida en el artículo 38 de la LSE 24/2013<sup>40</sup>. El artículo 40 de la precitada ley se refiere a los derechos y obligaciones de los distribuidores. Para la puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de distribución se debe seguir un procedimiento de autorización administrativa previa<sup>41</sup> que incluye la declaración de utilidad pública de la instalación.

Este servicio universal<sup>42</sup> requiere un precio regulado fijado por la Administración Pública. El prestador del servicio es acreedor de una retribución regulada, típica de una actividad en régimen de

---

<sup>38</sup> El Proyecto de Ley reza “considerar como ingresos del futuro regulador el 40 % del presupuesto de gastos de la CNMC”.

<sup>39</sup> Que pueden ser servicios de red eléctrica, de telecomunicaciones, servicios sanitarios o de educación pública.

<sup>40</sup> «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 de suministrarla a los consumidores». El sujeto que la desarrolla se encuentra recogido en el artículo 6, a saber, “e) Los distribuidores, que son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 40”.

<sup>41</sup> De conformidad con lo prevenido en el Título IX artículo 53 de la LSE 24/2013. Y por 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, (en lo sucesivo, “Real Decreto 1955/2000”), el Título VII capítulo I artículos 111 y siguientes son de aplicación. Los requisitos para la realización de la actividad de distribución se recogen en el artículo 37 del Real Decreto 1955/2000. Los solicitantes deben acreditar la capacidad legal, técnica y económica. Por último, los distribuidores deben estar inscritos en el registro administrativo de distribuidores.

<sup>42</sup> Definido por COMISIÓN EUROPEA (1996). Communication from the Commission, *Services of General Interest in Europe*. Bruselas, 26.09.1996, COM (96) 443 final DO C 281.

monopolio<sup>43</sup>. El artículo 13 establece -es justo reseñarlo- que la retribución es un coste del sistema cubierto con los peajes de acceso a las redes.

Parece obligado, que me aventure a decir que es en la red de distribución a la que, normalmente salvo muy grandes consumidores, se conectan todos los puntos de suministro y a la que se ubica la responsabilidad de la calidad del suministro.

El artículo 7 de la LSE 24/2013 dispone «*todos los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en los términos establecidos en esta ley y en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno*», y los artículos 37 y 41 hacen lo propio, ya concretamente, para las redes de transporte y/o distribución respectivamente. Volveré sobre este punto más adelante.

De acuerdo con el artículo 38.2 de la LSE 24/2013 las instalaciones de distribución eléctrica son las líneas de tensión inferior a 220 kV que no se consideren parte de la red de transporte y todos aquellos otros elementos<sup>44</sup> ineludibles para realizar la actividad de forma apropiada, en los términos de calidad que exige la normativa. Asimismo, tienen consideración de red de distribución aquellas redes que alimenten o conecten entre sí a más de un consumidor eléctrico.

No en vano, la caracterización de las zonas eléctricas de distribución determina la retribución de las empresas propietarias de las redes de distribución de cada zona. En aras a una mayor delimitación conceptual con la red de transporte, se entenderá «*por zona eléctrica de distribución 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*»<sup>45</sup>.

Las sociedades distribuidoras deben presentar a las comunidades autónomas los planes de inversión para su aprobación. Hasta diciembre de 2015<sup>46</sup> las distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes estaban exentas de presentarlos con carácter anual.

En España, tras el Real Decreto-Ley 5/2005<sup>47</sup> se prohibió que un distribuidor conecte sus redes a las de otro distribuidor, el distribuidor de la zona, en lo que se llamó «*distribuidor en cascada*», para crear una nueva red de distribución.

Existen *redes directas* que unen un centro de producción eléctrica con un punto de consumo, normalmente gran instalación, del mismo titular. Estas redes tienen idénticas características a las *redes privadas*<sup>48</sup>.

---

<sup>43</sup> Así lo confirmaría años más tarde el Tribunal Supremo mediante Sentencia de la Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3.ª 10 de noviembre de 2003, (RJ 2003, 8286 [RJ/2003/8286]) «*la liberalización y libre competencia del sector eléctrico, que es plena en la generación y comercialización de la energía, y limitada en su transporte y distribución, monopolio natural en el que, si bien se generaliza el acceso de terceros a las redes, sin embargo su retribución continúa siendo fijada administrativamente con el fin de evitar el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia del principio de red única*».

<sup>44</sup> Comunicaciones, protecciones, control, etc.

<sup>45</sup> Artículo 39 del Real Decreto 1955/2000.

<sup>46</sup> Introducida por el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas. BOE núm. 285, de 28 de noviembre de 2015.

Obligación, que es de aplicación para los planes de inversión que se ejecutaron a partir de 2017.

<sup>47</sup> 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. BOE núm. 62, de 14 de marzo de 2005.

<sup>48</sup> Que unen instalaciones de un mismo titular que no tiene naturaleza de redes de distribución, ni pueden tener la declaración de utilidad pública, ni pueden tener retribución del sistema, ni consumidor alguno, que no sea su titular, podrá conectarse a ellas, ni su titular puede ceder el acceso.

Existen también *redes de distribución cerradas* que suministran energía eléctrica a determinados polígonos, a una zona industrial, comercial o de servicios compartidos reducidos desde el punto de vista geográfico. Son redes instaladas dentro de un recinto privado, normalmente fabril, que presta servicios de interconexión de las distintas unidades de producción de un mismo centro productivo<sup>49</sup> y comportan ventajas económicas para todo el conjunto industrial conectado.

El Real Decreto 314/2023<sup>50</sup>, reguló el procedimiento y los requisitos para autorizar las redes de distribución cerrada. Las redes cerradas no pueden conectarse entre sí, y deben tener fronteras con distribuidoras convencionales o transportistas de energía. Los consumidores solo pueden estar conectados a la red cerrada, no entre sí y no pueden estar conectados entre sí en cascada, sino solo a través de la propia red cerrada.

En el orden competencial, el Real Decreto-ley 1/2019<sup>51</sup> atribuyó a la CNMC la potestad para aprobar la metodología, los parámetros retributivos, la base regulatoria de activos y la remuneración anual de la actividad, en sintonía con el mandato europeo. Luego se consiguió un paso relevante al quedar esta competencia integrada en las funciones de la entidad reguladora favoreciendo su independencia y autonomía.

El periodo regulatorio tiene una duración de seis años. El actual, en el momento de redactarse estas líneas, es el comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025. El siguiente comenzará el 1 de enero de 2026 y se extenderá hasta al 31 de diciembre de 2031.

La retribución anual del distribuidor depende (i) de la tasa de retribución financiera, y (ii) del marco retributivo que se desarrolla a través de la metodología para el cálculo de la retribución.

Por lo que hace al cálculo de la tasa de retribución financiera<sup>52</sup>, ésta se basa en la metodología del “WACC” “*weighted average cost of capital*”, o coste medio ponderado de capital, como un método de cálculo objetivo, transparente y sólido que debe permitir recuperar el coste de capital incurrido.

Un principio clave que debe considerarse, en el siguiente periodo regulatorio, es ajustar la tasa de retribución financiera a las condiciones actuales. Como digo, no solo superar la tasa vigente del 5,58%, manifiestamente insuficiente, sino evitar la tasa que resultaría de actualizar los parámetros según la metodología actual, pues en ambos casos sería inapropiada. Prorrogar la tasa actual seguiría impidiendo a las distribuidoras cubrir su coste de capital, atraer la financiación necesaria para las

---

<sup>49</sup> Idea en la que abundó la Directiva 2009/72/CE del Parlamento europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, (tercer paquete legislativo). DOUE 14.08.2009. Su artículo 28 fue incorporado al ordenamiento jurídico español mediante la promulgación del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España, BOE núm. 296, de 8 de diciembre de 2018. Sin perjuicio de todo lo dicho, cinco años han tenido que pasar hasta que el desarrollo reglamentario del precitado Real Decreto-ley 20/2018 ha sido aprobado.

<sup>50</sup> Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, (en adelante, “Real Decreto 314/2023”). BOE núm. 99, de 26 de abril de 2023.

Según su artículo 3, estas redes pueden distribuir electricidad a consumidores industriales dentro de un área de hasta 8 km<sup>2</sup>, siempre que reciban energía de redes propias y pertenezcan a los grupos B o C de la CNAE. La red debe cumplir al menos una de estas condiciones: i) integración técnica o de seguridad: los procesos de los consumidores están interconectados o implementan medidas para controlar riesgos de accidentes graves; ii) propiedad o gestión vinculada: la red distribuye energía principalmente al propietario o gestor, o a empresas vinculadas.

<sup>51</sup> De medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, (en adelante, “Real Decreto-ley 1/2019”). Con fecha 9 de julio de 2020 se aprobó la Orden TED/627/2020, de 3 de julio por la que se establecen las orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, BOE, núm. 188, jueves 9 de julio de 2020.

<sup>52</sup> El tipo de interés aplicado a los activos de infraestructuras con retribución reconocida.

inversiones y desarrollar su actividad de manera sostenible. Desde una perspectiva generalista, la tasa de retribución debe tener en cuenta, asimismo, el aumento de la inflación y los tipos de interés para evitar que la inversión se desplace a otros mercados.

Por lo que respecta al cálculo retributivo de la actividad de distribución, se deben considerar los costes precisos para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada<sup>53</sup> garantizando a la par la sostenibilidad económica y financiera del sistema<sup>54</sup>.

Como es natural, los ingresos del sistema deben ser suficientes para cubrir los costes generados por su funcionamiento. La retribución se establece siguiendo criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. El objetivo final es incentivar la mejora de la gestión, promover la eficiencia económica y técnica y garantizar la calidad del suministro eléctrico. Se parte de unos parámetros que consideran tanto la situación cíclica de la economía como de la demanda eléctrica.

Ciertamente, la LSE 24/2013 estableció en su artículo 14 que las metodologías de retribución de la actividad de distribución se establecen reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo con el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico.

En cumplimiento de dicha previsión, se aprobó el Real Decreto 1048/2013<sup>55</sup> que establecía el marco retributivo aplicable hasta el año 2019. A partir del ejercicio 2020, la retribución se regula por la Circular 6/2019<sup>56</sup>.

La metodología adoptada en la Circular 6/2019 mantiene la continuidad con el enfoque establecido en el Real Decreto 1048/2013, aunque incorpora incentivos para mejorar la eficiencia, como la prolongación de la vida útil de las instalaciones. Se modifican, a su vez, los criterios con el fin de optimizar la calidad y reducir el fraude, entre otros aspectos.

Para calcular la retribución es clave acudir al concepto de "valores unitarios de referencia". El Real Decreto 1048/2013, en su capítulo V, establecía el procedimiento para fijarlos que fueron definidos por la Orden IET/2660/2015<sup>57</sup>. Estos valores se aplican a las inversiones nuevas a coste completo o a la renovación de instalaciones con un valor de inversión igual o superior al 85 % del valor obtenido

---

<sup>53</sup> COMISIÓN EUROPEA (2012). *Comunicación de la Comisión relativa a la aplicación de las normas de la Unión Europea en materia de ayudas estatales a las compensaciones concedidas por la prestación de servicios de interés económico general*. DOUE C 8/4, 11.1.2012 establece «el concepto de empresa bien gestionada conlleva el cumplimiento de las vigentes normas contables nacionales, internacionales o de la Unión».

<sup>54</sup> Principio rector que debe gobernar la actuación de los poderes públicos en la asignación de los costes del sistema eléctrico español y la previsión de los ingresos.

<sup>55</sup> Real Decreto 1048/2013 de 27 de diciembre, por el que se establecía la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, (en lo sucesivo, "Real Decreto 1048/2013").

<sup>56</sup> Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, (en adelante, "Circular 6/2019"). BOE núm. 304 de 19 de diciembre de 2019. La CNMC fijará anualmente la retribución de cada distribuidora por la actividad de distribución, tras un trámite de audiencia. Esta resolución debe incluir tanto la retribución total de cada empresa como su desglose detallado.

<sup>57</sup> De 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales. BOE núm. 297, de 12 de diciembre de 2015. Algunos recursos en la presente materia son: con fecha 25 de octubre de 2017, el Tribunal Supremo dictó sentencia en el seno del recurso contencioso-administrativo número 1379/2016 interpuesto contra esta Orden IET/2660/2015. En dicha Sentencia se declaró nulo el inciso «y los otros activos» que figuraba al final del primer punto de la metodología de cálculo establecida en el anexo VII de la Orden IET/2660/2015, por lo que la Administración debía de aprobar la regulación sustitutiva que se declaraba nula. Del mismo modo se pronunció el Tribunal Supremo, con fecha 31 de octubre de 2017, en el seno del recurso contencioso-administrativo número 1676/2016 interpuesto contra la Orden IET/2660/2015.

empleando los valores unitarios de referencia. Estos valores están basados en el análisis de costes del periodo regulatorio 2009-2014.

Durante este año, 2025, se deberá aprobar la nueva metodología retributiva para el periodo regulatorio 2026-2031<sup>58</sup>. Lo deseable sería contar con una metodología que envíe señales claras a los distribuidores, orientándolos a destinar sus inversiones allí donde más se necesiten para cumplir con los objetivos climáticos. Su actualización en un contexto de transición energética es imperiosa.

Adicionalmente, el marco retributivo debe ser estable, predecible, ágil y con una regulación orientada a los incentivos. Al mismo tiempo, es fundamental homogenizar los costes establecidos por cada distribuidora, lo que permitiría evitar las distorsiones interpretativas que surgen en la contabilidad regulatoria.

El distribuidor, por su naturaleza, busca una gestión eficiente de sus recursos, optimizando costes y maximizando la rentabilidad de su actividad. Por ello, es crucial recibir las señales adecuadas y garantizar que las “reglas del juego” sean claras para todos, evitando decisiones de inversión equivocadas

Otro principio sería que se reconozcan “*ex ante*” –como ya se ha destacado– todos los costes e inversiones reguladas y auditadas.

Otro también muy importante sería el establecimiento de unos valores unitarios de inversiones y costes que se alineen con la evolución del mercado, como explico a continuación.

Cualquier abogado que asuma la dirección letrada de los procedimientos jurisdiccionales en una compañía eléctrica es plenamente consciente de la judicialización histórica de la retribución de las distribuidoras. Hecho que refleja la tensión entre los intereses de los operadores, quienes buscan una retribución regulada adecuada a sus costes, y los esfuerzos de los reguladores por establecer un marco normativo que logre equilibrar la rentabilidad del sector con un acceso asequible a la energía para los consumidores.

De ahí que sea necesario que se ofrezca la máxima seguridad jurídica en su configuración. Quiere ello decir que toda inversión acometida por el distribuidor debe ser remunerada. Principio prevenido en el artículo 9.3 de la Constitución Española manifestado como lo hace el Tribunal Constitucional en los términos siguientes “*la exigencia del artículo 9.3 relativa al principio de seguridad jurídica implica que el legislador debe perseguir la claridad y no la confusión normativa, debe procurar que acerca de la materia sobre la que se legisle sepan los operadores jurídicos y los ciudadanos a qué atenerse y debe huir de provocar situaciones objetivamente confusas*”<sup>59</sup>.

A fin de garantizarla, y basándome en la experiencia de los últimos años, considero que la opción más adecuada sería eliminar, revisar o actualizar los valores unitarios. En primer lugar, estos valores no han sido revisados desde su establecimiento, y se basaron en un análisis de costes correspondiente al periodo regulatorio 2009-2014. En segundo lugar, los precios de equipos y materiales han experimentado un incremento significativo, cercano al 30%. Consecuentemente, estos valores no reflejan los costes actuales de inversión que enfrentan las empresas, lo que lleva a una recuperación inadecuada de sus costes.

Pero no acaban aquí las cuestiones regulatorias que suscita la retribución. Tradicionalmente, la planificación de las redes de distribución se ha centrado en prever las necesidades energéticas futuras,

---

<sup>58</sup> Consulta pública sobre Metodología Distribución Energía Eléctrica (CIR/DE/006/24), accesible mediante el siguiente enlace <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/metodologia-distribucion-energia-electrica>

<sup>59</sup> Sentencia del Tribunal Constitucional 46/1990, de 15 de marzo, FJ 4º.

lo que ha llevado a una inversión reactiva más que preventiva, es decir, la necesidad se identificaba solo cuando ya era inminente.

No obstante, sería recomendable reconocer las inversiones anticipadas, favoreciendo la planificación proactiva. La anticipación y la adaptación constante de las previsiones a un entorno en constante cambio resultan básicas para asegurar la eficiencia y sostenibilidad del sistema e indudablemente la certidumbre para invertir.

## B. El papel del distribuidor en la transición renovable

Una vez analizada la prestación y la contraprestación de la actividad de distribución es necesario evaluar cómo éstas se interrelacionan para garantizar un sistema eficiente y equilibrado que asegure la sostenibilidad económica de las compañías, así como la calidad y continuidad del suministro a los consumidores.

Desde el plano eminentemente teórico, las líneas maestras de la regulación de la actividad de distribución recogidas en el capítulo V de la derogada Directiva 96/92/CE<sup>60</sup> en nada se asemeja al capítulo IV bajo el título “Gestión de las Redes de Distribución” de la Directiva (UE) 2019/944<sup>61</sup>.

Siempre me he mostrado en contra del término “facilitador” empleado en el artículo 31 de la Directiva referido al distribuidor, porque, en mi entender, este concepto a menudo simplifica la complejidad de las funciones asignadas. Considero, incluso, que la palabra “facilitador” puede restar valor a la importancia de las tareas que llevan a cabo sugiriendo que su rol sea meramente pasivo lo que los convertiría en lo que yo llamo un “gestor en la sombra”, cuando, en realidad, desempeñan un papel activo y decisivo.

Mucho ha cambiado la regulación y mucho tienen que cambiar las redes eléctricas. Tal sucederá, por ejemplo, y el botón de muestra me parece suficientemente ilustrativo lo dispuesto en los artículos 31 y 32 de la mentada Directiva. Nos hallamos ante una red diferente y la primera impresión que transmiten estos artículos es que cuantitativamente será elevada la inversión que el distribuidor tenga que acometer.

Así, en el año 2018 se estimó que serían necesarias inversiones por importe de 30 mil millones de euros hasta 2030 para adaptar la red eléctrica<sup>62</sup>. Cifra que, como veremos, ha sufrido ciertas variaciones, en parte debido a los factores geopolíticos a los que me refería al comienzo de este trabajo.

Desde el plano práctico y operativo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030<sup>63</sup>, plantea los siguientes objetivos para el año 2030: i) 32 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990<sup>64</sup>; ii) 48 % de renovables sobre el uso final de la energía<sup>65</sup>; iii) 43 % de mejora de la eficiencia energética<sup>66</sup>; iv) 81 % de energía renovable en la generación eléctrica<sup>67</sup>; v) reducción de la dependencia energética hasta un 50 %<sup>68</sup>.

---

<sup>60</sup> Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Diario Oficial n° L 027 de 30/01/1997 p. 0020 – 0029, conocida por ser parte del primer paquete legislativo.

<sup>61</sup> Integrante del cuarto paquete legislativo.

<sup>62</sup> MONITOR DELOITTE (2018). *La contribución de las redes eléctricas a la descarbonización de la generación eléctrica y la movilidad*, Monitor Deloitte, 3 de diciembre 2018, siendo un alto porcentaje la inversión en redes de distribución.

<sup>63</sup> Actualizado y aprobado el 24 de septiembre de 2024, con una extensión de 736 páginas.

<sup>64</sup> Representa un 11 % más que lo propuesto en los objetivos del PNIEC 2021.

<sup>65</sup> Representa un 6 % más respecto al PNIEC 2021.

<sup>66</sup> Representa un 1,3 % más respecto al PNIEC 2021.

<sup>67</sup> Representa un 7 % más respecto al PNIEC 2021.

<sup>68</sup> Representa un 11 % menos de dependencia respecto al PNIEC 2021.

La ambición es tan grande que el susodicho plan estima que, para alcanzarlos, serán necesarias inversiones cercanas a los 308.000 millones de euros<sup>69</sup>. Esto conlleva una aceleración de las inversiones en redes<sup>70</sup> de 53.000 millones de euros hasta 2030<sup>71</sup>. Sin embargo, en España, desgraciadamente, solo se permite invertir el 0,13%<sup>72</sup> del PIB, lo que equivale a 1.500 millones de euros, muy por debajo de lo que establece el PNIEC.

Es evidente, por tanto, que se fijó un tope anual a la inversión, pero ante el aluvión de conexiones renovables, es necesario incrementarlo o, en mi modesta opinión, suprimirlo.

Propongo suprimir esta limitación pues no veo una relación clara entre la inversión en redes y el PIB. Ni veo justificada, en la realidad actual, esa vinculación.

Cierto es, que el artículo 16 del Real Decreto 1048/2013, que fijó este límite, buscaba reducir los costes del sistema eléctrico para garantizar su sostenibilidad económica y financiera. Empero, más de diez años después, el sector eléctrico está atravesando una profunda transformación. Por ello, otro principio que debe guiar el nuevo marco regulatorio reside en su eliminación. Si no se elimina, resulta urgente revisarlo adaptándolo a esta nueva realidad y, especialmente, otorgándole mayor flexibilidad.

No se trata de un matiz irrelevante. Con la previsión de crecimiento, la integración de las energías renovables en el sistema representa un reto estratégico, logístico y continuo. Las cifras dan cuenta de ello.

Actualmente, en España existen 85 GW<sup>73</sup> de generación renovable conectados a las redes de distribución, lo que supone un éxito en términos de integración renovable.

No obstante, el PNIEC establece que, en cinco años, para 2030, haya 160 GW renovables conectados, lo que implica la instalación de 75 GW adicionales en comparación con los 85 GW instalados al cierre de 2024. Esto no solo requiere redimensionar la red, sino también disponer de un sistema de acceso y conexión basado en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

El derecho de acceso<sup>74</sup> es considerado desde los albores de la liberalización como la herramienta básica para la apertura de los mercados energéticos a la libre competencia.

---

<sup>69</sup> Destinados a energías renovables, redes energéticas, electrificación y medidas en sectores difusos no energéticos.

<sup>70</sup> Tanto de transporte como de distribución.

<sup>71</sup> Supone una inversión acumulada anual de 7.500 millones de euros desde 2023 hasta 2030.

<sup>72</sup> Para las redes de distribución. La Disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, BOE núm. 175 de 24 de junio de 2020, aprobado por el Consejo de ministros, (en lo sucesivo, “Real Decreto-ley 23/2020”), incrementó el límite de inversión de 0.13 % al 0.14 % del producto interior bruto (en adelante “PIB”) para el trienio 2020 a 2022.

<sup>73</sup> Información accesible mediante el siguiente enlace <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>

<sup>74</sup> El artículo 33 de la LSE 24/2013 distingue, acertadamente, entre derecho acceso y derecho de conexión por un lado y permiso de acceso y de conexión por otro, de los productores, transportistas, distribuidores, consumidores y titulares de instalaciones de almacenamiento. Para poder verter energía a las redes propiedad de terceros es necesario solicitar el acceso y conexión al titular de la red de distribución. El trámite de conexión tiene por objeto analizar la “*idoneidad o aptitud técnica*” de las instalaciones para facilitar el “*acoplamiento físico*” de la instalación, su “*ejecución física y su puesta en marcha*” [Resolución de la CNE 26 de marzo de 2008 (CNE/99/08), Informe de la CNE de 22 de abril de 2009 (CNE/47/09), Resolución de la CNE de 27 de julio de 2012 (CATR/26/2011)]. Mientras que el trámite de acceso tiene por objeto analizar la “*capacidad de la red*” a fin de verificar si es posible la introducción de la energía a producir por el correspondiente generador [Resolución de la CNE de 26 de marzo de 2008 (CNE/99/08), Informe de la CNE de 22 de abril de 2009 (CNE/47/09)] en función de la existencia, o no, de capacidad [Sentencias del Tribunal Supremo de 5 de junio de 2007 (Rec. Casación 6453/2004 y 8975/2004), Sentencia del Tribunal Supremo de 29 de junio de 2007, Resolución de la CNE de 5 de junio de 2008 (CATR 34/2008)].

La resolución de los conflictos de acceso corresponde a la CNMC. Mientras que la resolución de los conflictos de conexión corresponde a las Comunidades autónomas. Sin embargo, esta competencia la asume la CNMC cuando sean “*dos las Comunidades Autónomas implicadas por las instalaciones de conexión*” por imperativo del artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, del artículo 33 de la LSE 24/2013 y Resolución de 27 de julio de 2012, CATR/26/2011, confirmando la competencia de la Comisión cuando “*las instalaciones implicadas en la conexión del parque objeto de conflicto se encuentran situadas*

El acceso<sup>75</sup> está regulado, rige el principio de no reserva de capacidad y con permiso de la alta radiación solar de la que goza el territorio español, la capacidad de evacuación a la red, propiedad del gestor de la red, se ha convertido en la pieza más poderosa y decisiva para consolidar el nuevo modelo.

El acceso es un recurso escaso, esencial para el despliegue de nueva generación renovable y para el mantenimiento de “solo” aquellos proyectos sólidos que garanticen una viabilidad técnica en su desarrollo.

Es de justicia alabar el establecimiento de hitos administrativos procedimentales seguidos de plazos de ejecución aprobado por el Real Decreto-ley 23/2020 para evitar comportamientos de carácter especulativo por los promotores en la falta de madurez de los proyectos. Todo proyecto que no los cumplimente queda expulsado produciéndose la caducidad y pérdida de los derechos de acceso y conexión dando paso al siguiente solicitante, conforme al criterio general de prelación temporal de las solicitudes.

En desarrollo reglamentario del artículo 33 de la LSE 24/2013, se aprobó el Real Decreto 1183/2020<sup>76</sup>. Esta disposición establecía los criterios y el procedimiento de aplicación a la solicitud, la tramitación y el otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y de distribución de energía eléctrica. El acceso y la conexión de los productores se regula en la Circular 1/2021<sup>77</sup> y el acceso y la conexión de la demanda por la Circular 1/2024<sup>78</sup> que busca fomentar la electrificación de la economía y promover nuevos modelos de consumo eléctrico, además de prever la concesión de permisos que faciliten el acceso tanto firme como flexible.

No se puede perder de vista, que en la actualidad ya existe un alto grado de saturación en los nodos de conexión de generación a las redes eléctricas. Tanto es así que, en el año 2024, casi el 49% de la demanda total (33.159 MW) fue denegada. Esto es, se registraron solicitudes de acceso y conexión a la demanda energética por un total de 67.154 MW, pero solo se concedieron una décima parte (6.182 MW). Los otros restantes (27.813 MW) se encuentran actualmente en proceso de tramitación.

Por ende, la figura del distribuidor se instituye en un agente clave para el cumplimiento de los objetivos del PNIEC pues aunque los motivos de denegación de los proyectos sean por desistimiento del promotor o por falta de madurez de los proyectos, en la actualidad tenemos un problema importante de atascamiento en la red, de envejecimiento de las infraestructuras y necesidad sustancial de remplazarlas.

---

*en dos Comunidades Autónomas*”). Para más información puede consultarse ENCINAR ARROYO, N. (2018). *Derecho del Comercio Eléctrico*. Edit. Aranzadi. p 113 y ss.

<sup>75</sup> Por imperativo del Real Decreto-ley 1/2019 se dio nueva redacción al artículo 33 de la LSE 24/2013, procediendo a reordenar y reorganizar las competencias en la presente materia. Por un lado, el Gobierno establece los criterios y procedimientos del acceso y conexión mediante Real Decreto. Mientras que la CNMC aprueba la metodología y las condiciones del acceso y conexión.

<sup>76</sup> Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. «BOE» núm. 340, de 30/12/2020, (en adelante, “Real Decreto 1183/2020”).

<sup>77</sup> Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. BOE núm. 19, de 22 de enero de 2021, (en adelante, “Circular 1/2021”). La precitada Circular tiene por objeto garantizar que la conexión de nuevas instalaciones de generación a las infraestructuras eléctricas se realice de forma ordenada, eficiente y bajo unas condiciones claras. En resumidas cuentas, su finalidad es garantizar una red eléctrica eficiente, segura y accesible para todos los productores de energía, fomentando un entorno de competencia leal y equilibrada.

<sup>78</sup> Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica, BOE» núm. 246, de 11 de octubre de 2024, (en lo sucesivo, “Circular 1/2024”). La Circular establece la metodología y las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución; ii) permite hacer un uso más eficiente de las redes y facilitar la electrificación de algunos tipos de demanda mediante la contratación de accesos flexibles; iii) aporta transparencia para gestionar los permisos de acceso y conexión de forma ágil y en igualdad de condiciones.

Lisa y llanamente no somos capaces de redimensionar la red ni realizar un mejor aprovechamiento de ésta con el consecuente riesgo de que la inversión se vaya a otro país europeo.

Es aquí donde realmente se hace evidente el símil planteado al inicio de este trabajo, en el que comparo el papel crucial de las redes eléctricas con el corazón en el cuerpo humano. Disponer de redes resilientes, mejor interconectadas y digitalizadas proporcionará el oxígeno que necesita el sistema, aumentando la independencia energética, avanzando en la descarbonización e incrementando la competitividad del país.

Luego, salvando las distancias, por mucha voluntad del distribuidor de invertir en redes si en la práctica hay obstáculos burocráticos, o cuando menos trabas que prevea la regulación eléctrica que dificulta la integración de la nueva capacidad de generación renovable, la transición ecológica quedará frustrada.

#### **4. RETOS REGULATORIOS DE LA FUTURA CNE. ESPECIAL ATENCIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

Los retos, que considero son el basamento de la futura CNE para el éxito de la descarbonización y con el fin de que se acabe con la dependencia de los combustibles fósiles rusos, son los siguientes.

En primer lugar, el establecimiento de una entidad jurídicamente distinta. Funcionalmente independiente de cualquier interés comercial, público y privado. Al Gobierno le corresponde la definición y la dirección de la política energética, mientras que al organismo regulador el ejercicio de las facultades regulatorias asignadas.

El propósito de la CNE en gestación debería ser ganar solidez institucional sin ser capturada por el Gobierno que la designe. Dicho con otros términos, debe crear cultura interna sólida que resista a las presiones externas.

En segundo lugar, una CNE que actúe con transparencia e imparcialidad que adopte decisiones autónomas y disponga de dotaciones presupuestarias anuales separadas.

En tercer lugar, que fomente un ambiente de colaboración entre las empresas, el Ministerio y el propio regulador creando un entorno adecuado para que se produzcan las inversiones y se otorguen incentivos para atraer la inversión.

Nunca me cansaré de decirlo, sin garantías de cobro en la retribución no habrá inversión. Sin inversión no hay redes. Sin redes no crecemos. Y sino crecemos no hay transición.

En cuarto lugar, hablando de inversión y para evitar su fuga, es necesario acabar con la problemática asociada a los conflictos de acceso y conexión que los operadores plantean ante el organismo regulador y atender la creciente demanda eléctrica vinculada a la movilidad limpia, la electrificación o la producción de hidrógeno.

En quinto lugar, que garantice una retribución apropiada a los distribuidores que les permita recuperar sus costes de inversión así como los incurridos por apoyar la flexibilidad y la innovación tecnológica. Necesitamos que la red sea robusta, digital, bidireccional y resiliente para poder afrontar tanto los ciberataques como los fenómenos meteorológicos extremos.

En sexto lugar, que controle el grado y la efectividad de apertura del mercado hacia la completa liberalización del mercado minorista, los precios domésticos, las reclamaciones de los consumidores y asegure el acceso de los clientes a sus datos de consumo.

Siempre insistiré en que la existencia del precio regulado, que afecta a un número importante de consumidores, impide la movilidad de éstos, porque las tarifas, se llamen como se llamen, impiden la competencia, a cambio de beneficio alguno.

La liberalización de nuestro mercado, de manera plena, no requiere más que un único tipo de comercializador, sin excepción alguna. Un único tipo de comercializador suministraría a todos los consumidores, ya a precio libre, incluido los consumidores vulnerables a precio subvencionado. A estos consumidores vulnerables les podrá suministrar cualquier comercializador y, por defecto, el comercializador incumbente del distribuidor a cuya red esté conectado cada consumidor vulnerable.

En séptimo lugar, que supervise los nuevos modelos de negocio, requisitos de ejercicio de actividad, sistema de compensación de costes de los agregadores independientes, las comunidades de energías renovables, las comunidades ciudadanas de energía y los almacenistas.

En octavo lugar, que supervise la integridad y transparencia de los mercados mayoristas.

En noveno lugar, que coopere con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y con los reguladores nacionales para la consecución de los objetivos climáticos, la consolidación del mercado interior de la energía y para cuestiones transfronterizas.

Es imperioso salir de la isla energética en la que se encuentra el país. No se puede ignorar que España es deficitaria en interconexiones. Nuestro aislamiento está afectando muy negativamente a la competitividad de nuestras exportaciones en detrimento de la economía nacional.

En décimo lugar, que sitúe a los consumidores españoles en el centro del modelo energético descarbonizado, descentralizado y líder mundial en energías renovables en el que se proteja a los bosques, se cuide la calidad del aire y donde la digitalización y la innovación sean las palancas del cambio.

Finalmente, además de lo ya propuesto y, haciendo especial hincapié en la red de distribución, la nueva CNE deberá aprobar la metodología de la retribución de distribución para el periodo regulatorio que empieza el 1 de enero de 2026 y finaliza el 31 de diciembre de 2031.

Esto es, la CNMC o la futura CNE durante el año 2025 tiene que aprobar la circular de la metodología de la retribución de distribución para el periodo 2026-2031 y la tasa de retribución financiera para el mismo periodo.

Por lo que concierne al nuevo esquema retributivo, es fundamental lograr un equilibrio entre el desarrollo de infraestructuras, su uso eficiente, las nuevas funcionalidades de la digitalización y los nuevos sujetos en el mercado eléctrico, todo ello sin comprometer la razonabilidad de los costes para el consumidor y garantizando una retribución razonable al distribuidor, como se razonó en la sección anterior.

En lo que hace a la segunda, otro de los principios que debe orientar el marco retributivo reside en la aprobación de una tasa de retribución financiera adecuada al contexto actual, como ya está dicho.

Igualmente, se enfrenta a la tarea de la aprobación de las retribuciones pendientes correspondientes a 2022-2025, así como algunos elementos de la retribución 2020-2021 pendientes como el incentivo de calidad. Adviértase, que hay un cierto reprehensible retraso pues desde una perspectiva regulatoria ya debería estar aprobado.

La futura CNE tendrá también el desafío de finalizar las especificaciones de detalle del acceso y conexión a las redes de distribución para nueva demanda<sup>79</sup>.

Además, debería aclararse, aunque recaiga en la competencia del Ministerio, el resultado de la consulta pública<sup>80</sup> sobre el límite de inversiones lanzada en 2024. Si bien ya se han publicado las orientaciones de política energética, aún no se ha aclarado el cambio en el volumen máximo del límite de inversiones. Cabe recordar, como ya se ha señalado, que el actual límite impide realizar las inversiones necesarias en la red, impidiendo que se descarbonice el sector y retrasando la consecución de los objetivos climáticos.

Queda pendiente que se apruebe el Reglamento General de Suministro y Contratación por el que se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica. Este real decreto tendrá aspectos operativos que afectarán al futuro regulador y a la red de distribución y se incorporarán al ordenamiento jurídico español, por fin, las disposiciones de la Directiva (UE) 2019/944, pendiente de transponer desde el 31 de diciembre de 2020.

En esencia, el próximo regulador se enfrentará a numerosos retos, dada la magnitud de los desafíos que implica la integración de una mayor capacidad renovable y la adaptación del sistema eléctrico a las nuevas demandas, nuevos actores y nuevas necesidades de los consumidores.

## 5. CONCLUSIONES

PRIMERA: La presente reforma de segregación “positiva” no supone una novedad sediciosa. Se recupera, a efectos prácticos, la institución que velaba por el sector hasta el año 2013, momento en que la CNE fue suprimida, por la Ley 3/2013, y se constituyó la CNMC en un contexto de austeridad tras la crisis económica y el notable aumento del gasto público y la reducción de ingresos.

Al reflexionar sobre esta herencia, la pregunta que cabe formularse es ¿cuál es el arquetipo o la arquitectura institucional idónea?, ¿modelo integrado, modelo alemán, modelo unisectorial?. Me anticiparé a reconocer que sea cual sea el modelo, tanto la competencia como la regulación son dos caras de la misma moneda pues no habrá una sin la otra.

Ahora bien, nunca fui partidaria del modelo de integración. Tampoco lo soy de la petrificación del régimen. Lo cierto es que hay que dotar al sistema de una estabilidad institucional y convertir en excepcional cualquier revisión de la autoridad reguladora.

Si echamos la vista atrás, hasta cuatro formatos y un intento, el quinto, de establecimiento de regulador han existido y, como digo, la fórmula sigue sin convencer. A mi juicio, si se opta por una apostemos por ella, ello garantizará un marco jurídico adecuado y atractivo a la inversión y al desarrollo. Esto es, necesitamos “*crear en el modelo*”, sino se diluirá como azucarillo en el agua.

Hasta la fecha el rol tradicional del regulador energético ha sido el de garantizar el correcto funcionamiento de los mercados y velar por la salvaguarda de la libre competencia, se añade un nuevo objetivo el de la “descarbonización de la economía”.

---

<sup>79</sup> Como es sabido, el artículo 33 de la LSE 24/2013, establece un reparto competencial entre el Gobierno y la CNMC para regular el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad. La CNMC tiene la competencia para establecer la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprende, entre otros aspectos, los criterios para la evaluación de la capacidad. Y en esa evaluación de la capacidad está aprobada la de generación mediante la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. BOE núm. 131, de 2 de junio de 2021, pero no la de demanda.

<sup>80</sup> Consulta pública previa sobre la modificación del límite de inversiones en redes, accesible mediante el siguiente enlace <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2024/detalle-participacion-publica-k-682.html>

La lucha contra el cambio climático y la transición energética deben cambiar el esquema de los poderes públicos. Se necesita ahora más que nunca una política firme y coordinada para asegurar la llegada de las inversiones.

El reto es pensar en soluciones regulatorias. No hay mercado sin regulación. Una buena regulación garantizará la independencia de los organismos reguladores. Y, siendo éstos independientes se conseguirán mercados fuertes que funcionen en plena competencia en una economía “*net zero*”. Pero sin un buen diagnóstico es imposible que haya un tratamiento eficaz.

Luego, es necesario aprobar nueva regulación, como se ha justificado ampliamente en este trabajo, pero se debe saber, qué se debe regular y cómo hacerlo para que el resultado sea comedidamente positivo.

**SEGUNDA:** el gran apetito inversor enfrenta hoy sus mayores crisis. Las redes eléctricas actuales y los puntos de conexión no son suficientes para cubrir las necesidades de los nuevos negocios ni la creciente demanda industrial. Es esencial optimizar el uso de las infraestructuras ya construidas, agilizar la conexión entre la generación y la demanda, asegurar flexibilidad y transparencia en los planes de inversión, y actualizar la normativa regulatoria de costes.

Resulta cristalino, se mire por donde se mire, que la penetración de más renovables tendrá impactos notables en la distribución, en parte debido a que los consumidores serán prosumidores, a la electrificación de la economía y a los nuevos servicios asociados al desarrollo tecnológico como la agregación de la demanda, gestión del almacenamiento y servicios de flexibilidad.

El distribuidor es el principal responsable de la integración en el sistema de la generación distribuida y de la generación renovable, del autoconsumo eléctrico y de las infraestructuras de recarga de los vehículos eléctricos. Es el gestor y titular de una red diferente. Su función clásica consistente en construir, mantener y operar las redes y situar la energía en los puntos de consumo, avanza hasta tal punto que se convierte en el responsable directo de que se inyecte toda la generación eléctrica intermitente en su propia red aumentando la capacidad de evacuación o modernizando sus redes y equipos de medida a través de la digitalización.

Una consecuencia que se desprende de lo hasta aquí esbozado, es que el éxito de la integración de la generación renovable precisa inversiones en redes inteligentes, sostenibles y deslocalizadas y la tecnología es irremplazable para el desarrollo eficiente de las redes.

Urge la modernización, digitalización, automatización y adaptación de las redes. Huelga decir que la necesidad de inversión para incrementar la demanda no aumenta los peajes de la red ni supone un encarecimiento de la factura eléctrica pues incorporando generación eléctrica más barata, se favorece la competencia y se reduce el precio en el mercado.

No es necesario tampoco redundar que el nuevo modelo retributivo a partir de 2026 tiene que reconocer los nuevos costes que los distribuidores tienen que asumir para contribuir con éxito a la transición energética. Una retribución adecuada y justa que le permita recuperar sus costes de inversión, así como los incurridos por apoyar la flexibilidad y la innovación tecnológica derivadas de las nuevas funciones atribuidas por la Directiva (UE) 2019/944.

Dicho en términos llanos, es clave contar con un modelo retributivo, a partir de 2026, que, además de asegurar estabilidad regulatoria y seguridad jurídica, permita obtener un retorno adecuado sobre el capital invertido, incentivando las inversiones esenciales para fortalecer y modernizar las redes eléctricas.

TERCERA. - No puede haber un correcto y sincrónico funcionamiento del sector eléctrico con unas redes eléctricas modernas sin un óptimo ente regulador independiente que vele por la retribución regulada de sus operadores. Un buen ejemplo de esta afirmación sería la determinación de la tasa financiera. También el volumen de inversión en redes de distribución que fue establecido en un contexto económico y energético distinto al actual.

En efecto, quizá más allá del puro detalle normativo o regulatorio, lo más relevante estribe en el espíritu mismo que inspira y sustentaba ese límite, hoy en día desfasado. Por consiguiente, la configuración de la remuneración del distribuidor por la futura CNE requiere simplificación, agilidad y, sobre todo, una clarificación de las “reglas del juego”. Y, lo más importante que estas reglas sean flexibles.

Creo, por último, que hay tres aspectos clave que deben ser trabajados. Primero, la mejora de la cooperación interinstitucional para evitar solapamientos con otros reguladores y en concreto con la CNMC troceada. Segundo, lograr un mayor entendimiento entre el Gobierno, el regulador y los operadores, lo que facilitaría una regulación más flexible, ayudaría a prevenir vacíos regulatorios y reduciría el riesgo de que las inversiones de desvíen a países en los que el acceso a la red sea más fácil. Tercero, fortalecer la independencia de la CNE, asegurando que sus decisiones no estén influenciadas por presiones externas y que cuente con la plena capacidad de actuar con total imparcialidad.

Con esta esperanza, termino afirmando que la transición energética debe demandar un marco institucional claro y estable con una regulación equitativa y justa, que incentive las inversiones, orientada a la eficiencia, que invierta en tecnología, que se centre en los problemas reales y que minimice sus efectos con predictibilidad, en claro beneficio de los ciudadanos, de los colectivos vulnerables, de los inversores nacionales e internacionales y de todos los agentes del sector.