



**IPN/CNMC/004/20 INFORME SOBRE EL
ANTEPROYECTO DE LEY DE CAMBIO
CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

9 de marzo de 2020

Índice

I. ANTECEDENTES.....	3
II. CONTENIDO	4
III. VALORACIÓN.....	8
III.1 Valoración general.....	8
III.2 Observaciones particulares	8
<i>III.2.1 Artículo 6. Impulso al desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable</i>	<i>8</i>
<i>III.2.2 Artículo 7. Integración de renovables en el sistema eléctrico</i>	<i>12</i>
<i>III.2.3 Artículo 11. Fomento del gas renovable.....</i>	<i>13</i>
<i>III. 2. 4 Artículo 12. Fomento de combustibles alternativos sostenibles en el transporte aéreo.....</i>	<i>14</i>
<i>III.2.4 Artículo 13. Promoción de movilidad sin emisiones.....</i>	<i>15</i>
<i>III.2.5 Artículo 14. Instalación de puntos de recarga eléctrica.....</i>	<i>16</i>
<i>III.2.6 Artículo 15. Transporte marítimo y puertos.....</i>	<i>26</i>
<i>III.2.7 Artículo 26. Convenios de transición justa.....</i>	<i>27</i>
<i>III.2.8 Artículo 28. Contratación pública</i>	<i>28</i>
<i>III.2.9 Artículo 30. Integración del riesgo del cambio climático en el sistema financiero y energético</i>	<i>29</i>
<i>III.2.10 Disposición final primera. Sobre la titularidad de las instalaciones de almacenamiento por parte de los gestores de redes.....</i>	<i>30</i>
<i>III.2.11 Disposición final primera. Almacenamiento y gestión de la demanda</i>	<i>32</i>
<i>III.2.12 Disposición final segunda. Sobre la limitación al endeudamiento en las actividades reguladas de los sectores eléctrico y gasista.</i>	<i>34</i>
<i>III.2.13 Disposición final tercera. Acceso y conexión a las redes eléctricas.</i>	<i>37</i>
<i>III.2.14 Disposición final cuarta. Sobre la modificación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre.....</i>	<i>39</i>
<i>III.2.15 Disposición final quinta. Sobre la comunicación en casos de participaciones de grupos de sociedades designados como gestor de la red de transporte de electricidad y gas natural.</i>	<i>39</i>
IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	43

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME RELATIVO AL ANTEPROYECTO DE LEY DE CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

IPN/CNMC/004/20

En Madrid, a 9 de marzo de 2020

Vista la solicitud de informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en relación con el Anteproyecto de Ley de referencia, que tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el 10 de febrero de 2020, se acuerda emitir el siguiente informe.

I. ANTECEDENTES

El Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (en adelante, APL) remitido, junto con su Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN) tiene como objetivo plasmar los compromisos internacionales adquiridos por España en la materia, para lograr una gestión sostenible de los recursos disponibles y evitar el impacto del calentamiento global por encima de 1,5 °C sobre los niveles preindustriales.

En ese sentido, el [Acuerdo de París de 2015](#) fija como objetivo mantener el incremento de la temperatura media global por debajo de los 2 °C respecto a los niveles preindustriales, la [Agenda 2030 de Desarrollo sostenible de la ONU](#) dispone una serie de actuaciones que han de ser incorporadas a la actividad política y la [Comunicación de la Unión Europea del Pacto Verde Europeo](#) (diciembre de 2019)¹ sienta las bases para una estrategia de crecimiento

¹ Destacan, entre otros, las Directivas y Reglamentos que menciona la MAIN del APL, con la fijación de objetivos de contornos más definidos: a) [Directiva \(UE\) 2018/410](#) del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de marzo de 2018 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones de emisiones de forma eficaz en relación con los costes y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, así como la Decisión (UE) 2015/1814; b) [Reglamento \(UE\) 2018/842](#) del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2018 sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París, y por el que se modifica el Reglamento (UE) 525/2013; c) [Directiva \(UE\) 2018/2001](#) del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y d) [Directiva \(UE\) 2018/2002](#) del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

sostenible, con el horizonte de aprobar una normativa del clima a nivel europeo que convierta en vinculantes los distintos objetivos señalados.

Este es el contexto en el que se desarrolla este APL. Por el objeto del mismo, afecta a otras leyes ya existentes, como [la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico](#), [la Ley 18/2014, de 15 de octubre de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia](#), [la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos](#), y la [Ley 3/2013, de 4 de junio, de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia](#).

Según se indica en la MAIN adjunta, la tramitación del APL comenzó con un borrador en el segundo semestre de 2018 y se ha sometido al trámite audiencia e información pública, que ha dado como resultado 125 aportaciones de entidades públicas y privadas, organizaciones y particulares.

La transversalidad del APL y su marcado acento en la transición energética basado en la diversificación del *mix* energético estrictamente referido a fuentes renovables, ponen el foco en la regulación del sector energético, pero también de los transportes y la movilidad (terrestre, marítima y aérea). Asimismo, la lucha contra el cambio climático tiene efectos directos sobre numerosos sectores de la actividad económica, de hecho, en el texto normativo se contemplan medidas de transición hacia nuevos escenarios.

II. CONTENIDO

El APL consta de treinta y siete artículos distribuidos en diez Títulos, cuatro disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria única, y once disposiciones finales. El contenido del APL es esencialmente programático, remitiendo a desarrollo reglamentario gran parte de las cuestiones más técnicas que afectan especialmente al sector energético. En cuanto a su contenido esencial, puede resumirse del siguiente modo:

El **Título preliminar** se centra en el objeto de la ley y los principios rectores en toda actuación relacionada con la energía o el clima.

El **Título I** establece los objetivos para el año 2030, en coherencia con los compromisos asumidos internacionalmente por España, teniendo en cuenta las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero, la penetración de energías renovables en el consumo de energía, o la eficiencia energética.

Asimismo, se aborda la neutralidad energética para cumplir con el Acuerdo de París y la normativa de la Unión Europea. En este Título se trata asimismo de dos actividades estratégicas que han de regir la actuación en materia de cambio

climático y transición energética: los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (para el período 2021-2030) y la Estrategia de Descarbonización a 2050.

El **Título II** abarca las energías renovables y la eficiencia energética. En él se dispone que se ha de dar un impulso a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (artículo 6), se contempla la eficiencia energética en edificios y la integración de las renovables en el sistema eléctrico con especial consideración al dominio público hidráulico no fluyente.

El **Título III** aborda los modos de proceder a la transición energética. Para ello procede a prohibir las actividades relacionadas con el *fracking* (artículo 9), eleva el nivel de exigencia a la hora de justificar la obtención de ayudas a productos energéticos de origen fósil (artículo 10) y fomenta el gas renovable, así como los combustibles alternativos sostenibles en el transporte aéreo.

El **Título IV** establece normas sobre la promoción de la movilidad sin emisiones y medidas para alcanzar en 2050 un parque móvil de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO₂, así como medidas generales para favorecer alternativas de movilidad urbana sostenible. Destaca el artículo 14, que dispone la instalación de puntos de recarga eléctrica con obligaciones de información de los mismos por parte del Gobierno. Asimismo, se impone a los titulares de instalaciones de suministro de combustible de cierto volumen la obligación de disponer de dichos puntos de recarga en un período de 21 a 27 meses desde la entrada en vigor de la ley. Se obligará también a las nuevas edificaciones a la instalación de puntos de recarga de vehículo eléctrico, con la previsión de intervenir también en los edificios existentes para que dispongan de aquellos cuando sea posible. Por último, este título también aborda al régimen de puertos y el transporte marítimo, incidiendo en la mejora de la eficiencia energética y en su importancia en las cadenas logísticas sostenibles.

El **Título V** configura el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) como instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada ante los efectos del cambio climático en España y prevé la elaboración de Informes sobre riesgos climáticos y adaptación, incidiendo en la planificación y gestión del agua y del dominio público marítimo terrestre, en la planificación urbana y la edificación, en las infraestructuras de transporte, en la seguridad alimentaria y en la protección de la biodiversidad, la política forestal y de desarrollo rural. Por último, pretende fomentar la capacidad de absorción de los sumideros de carbono.

El **Título VI** prevé los Convenios de transición justa (artículo 26) como instrumentos para favorecer la reconversión y la empleabilidad de los

trabajadores más vulnerables a la transición hacia una economía baja en emisiones de carbono.

El **Título VII** aborda las actuaciones públicas para luchar contra el cambio climático, como la asignación de recursos para dicha actividad o el refuerzo de una contratación pública acorde con dicho objetivo, con especial incidencia en la revisión de sus pliegos de contratación. Sobresale la obligación de integración del riesgo de cambio climático por entidades cuyos valores estén admitidos en mercados regulados, entidades de crédito, aseguradoras y determinadas sociedades por razón de su tamaño.

El **Título VIII** establece que el sistema educativo habrá de formar en la lucha contra el cambio climático y que éste será un objetivo en la planificación de la política científica y de investigación y desarrollo.

Por último, el **Título IX** prevé una serie de órganos y herramientas que conforman la gobernanza en los asuntos de cambio climático.

Entre las **disposiciones adicionales** destaca la desinversión en productos energéticos de origen fósil o las medidas adicionales en aviación civil.

De especial calado son las **disposiciones finales**, ya que abordan temas como el almacenamiento y la gestión de la demanda energética, el nivel de endeudamiento y retribución de las actividades reguladas en los sectores eléctrico y de gas natural o el acceso y conexión a la red de electricidad.

- Disposición final primera: Almacenamiento y gestión de la demanda.
 - 1) Crea un nuevo sujeto del sector eléctrico “Titular de instalaciones de almacenamiento” definido como aquel que posee instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior. Sin embargo, aclara que los sujetos productores, consumidores, transportistas y distribuidores podrán poseer instalaciones de almacenamiento sin perder su condición.
 - 2) Crea un nuevo sujeto “Agregadores de demanda” que son las personas jurídicas que combinan múltiples cargas de consumidores, productores o almacenamiento para su venta o compra en el mercado organizado o servicios al sistema.
 - 3) Los consumidores y titulares de instalaciones de almacenamiento podrán participar en los servicios incluidos en el mercado de producción de acuerdo con lo que reglamentariamente se determine.
- Disposición final segunda: incentivos para la mejora del nivel de endeudamiento de las actividades reguladas.

- Disposición final tercera. Acceso y conexión a la red de electricidad.
 - 1) Los titulares de instalaciones de generación que hibriden (complementen dichas instalaciones con módulos de generación renovable) podrán usar el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida.
 - 2) Las autorizaciones administrativas de instalaciones de generación se podrán otorgar por una potencia instalada superior a la que figure en el permiso de acceso y conexión siempre y cuando no se modifique la capacidad máxima de acceso.
- Disposición final cuarta: Modificación de la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética de manera que en los Presupuestos Generales del Estado se contemple una partida destinada a financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables con un importe igual a la estimación de la recaudación anual derivada de la Ley 15/2012.
- Disposición final quinta: modifica la Disposición adicional novena, apartado segundo, de la Ley 3/2013 de 4 de junio, de creación de la CNMC y que impone la obligación de comunicar las adquisiciones de grupos de sociedades designados como gestor de la red de transporte de electricidad y gas natural a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Disposición final sexta: modificación del texto refundido del RD legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- Disposición final séptima: modificación de la Ley 50/1997 del Gobierno introduciendo la valoración de impacto por razón de cambio climático.
- Disposición final octava. Modificación de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y el empleo.
- Disposición final novena: títulos competenciales.
- Disposición final décima: habilitación al Gobierno para que en el ámbito de sus competencias apruebe cuantas disposiciones sean necesarias para la aplicación de los establecido en el APL.
- Disposición final undécima. Entrada en vigor al día siguiente de su publicación en el BOE.

III. VALORACIÓN

III.1 Valoración general

El anteproyecto se valora positivamente al establecer un marco general de actuación para el impulso de la política de lucha contra el cambio climático con una vocación transversal, al contemplar principios programáticos, medidas concretas de actuación y medidas que presentan un carácter horizontal, afectando a numerosos sectores de la economía de nuestro país.

En particular, merece una valoración positiva la introducción en el anteproyecto de los Planes Nacionales de Energía y Clima, como herramienta de reflejo de la contribución de España a los objetivos de la Unión Europea en esta materia, así como la introducción de la obligación de aprobar una Estrategia de Descarbonización a 2050. De hecho, el establecimiento de compromisos cuantificables a 2030 y 2050 ofrece claridad y seguridad jurídica al conjunto de Administraciones Públicas e inversores nacionales e internacionales. De igual modo, debe resaltarse que la transición hacia una economía basada en fuentes renovables reduce la dependencia energética de nuestro modelo productivo y pone en valor el abanico de recursos de esta naturaleza presente en nuestro territorio.

En su calidad de regulador y organismo que promueve y defiende el buen funcionamiento de los mercados en interés de los consumidores y de las empresas, la CNMC considera que las medidas basadas en mecanismos de mercado son eficientes y eficaces para disminuir las citadas emisiones, y por lo tanto contribuyen decisivamente a la solución del problema. Para ello es condición necesaria la existencia de un marco normativo claro que genere seguridad jurídica y fomente la competencia. A continuación, se realizan una serie de observaciones particulares que coadyuvan a garantizar este objetivo.

III.2 Observaciones particulares

III.2.1 Artículo 6. *Impulso al desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable*

Al objeto de impulsar el desarrollo de la generación renovable, el artículo 6 del anteproyecto introduce la obligación de otorgar derechos económicos para impulsar la construcción de al menos 3.000 MW de instalaciones renovables cada año. Dicho otorgamiento se realizará mediante procedimientos de concurrencia competitiva y estarán basados en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía generada.

El objeto de esta medida sería favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones.

Compartiendo el objetivo de establecer un calendario previsible sobre la instalación de nueva generación renovable, en la medida en que una norma de rango de ley tiene carácter estructural podría resultar excesivamente rígido el fijar el volumen mínimo medido en MW de instalaciones renovables, así como la obligación de convocatoria anual. Dado que el anteproyecto ya prevé la obligación de aprobar una Estrategia de Descarbonización a 2050 revisable cada 5 años, podría resultar más conveniente incorporar estas previsiones en dicho documento.

Por otro lado, el anteproyecto mantiene el mecanismo concurrencial, lo que se valora positivamente. Además, plantea una nueva formulación del régimen de retribución pasando de un régimen retributivo sobre la capacidad instalada a uno sobre el precio por la energía generada. Ahora bien, el anteproyecto no modifica el artículo 14.7 de la LSE, por lo que no queda claro si estos procedimientos de concurrencia competitiva con reconocimiento de un precio fijo son excluyentes respecto a los previstos en la ley vigente. A este respecto, se recomienda no cerrar las posibilidades de formulación de estos procedimientos de concurrencia competitiva, pues ambos tienen ventajas e inconvenientes dependiendo de su diseño. Disponer de varias herramientas puede resultar más eficaz para lograr los objetivos de integración de generación renovable, e incluso de almacenamiento, y dota de una mayor capacidad de adaptación.

En cualquier caso, la posibilidad de otorgar derechos económicos a las energías renovables se justifica en los casos en las que estas no resulten competitivas. Considerando los precios de mercado actuales, algunas tecnologías renovables como la eólica o la fotovoltaica resultan competitivas sin ningún apoyo adicional. Ahora bien, el hecho de que con los precios actuales se garantice la instalación de determinadas tecnologías no supone que se esté garantizando la incorporación suficiente de generación renovable en el futuro. Ello es debido a que a medida que se va introduciendo en el mercado nueva generación renovable los precios tienden a reducirse sustancialmente, por lo que la falta de previsión de un flujo continuo de ingresos para rentabilizar la inversión desincentiva la entrada en el momento presente de nueva generación renovable.

Por otra parte, las tecnologías renovables no tienen las mismas prestaciones ni utilizan el mismo recurso, por lo que no sólo su coste fijo puede ser distinto, sino también su coste variable. Las tecnologías renovables complementarias a la eólica y a la fotovoltaica podrían no instalarse si no se diseñan marcos retributivos equilibrados que incentiven su entrada. Así, por ejemplo, una subasta a precio fijo, sin ninguna diferenciación por prestaciones tecnológicas impediría

la entrada de determinadas tecnologías, al ser su coste marginal superior, por ello es razonable la previsión efectuada en el artículo 6.3 del anteproyecto respecto a que *“En los procedimientos de concurrencia competitiva que se convoquen se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, de acuerdo con la normativa comunitaria”*.²

Como establece el precepto, es importante que esa convocatoria de procedimientos de concurrencia competitiva sea analizada desde la óptica de la normativa europea de ayudas de Estado (artículo 107 TFUE)³. Existen mecanismos variados en dicha normativa para adoptar medidas de esta naturaleza, tanto desde la óptica de ayudas notificadas como de ayudas exentas de notificación previa ([Reglamento \(UE\) nº 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio de 2014](#), por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado⁴). Específicamente, son relevantes en esta materia las Directrices marcadas por la Comisión Europea para analizar la compatibilidad de este tipo de esquemas de ayudas al Tratado de Funcionamiento de la UE ([Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020](#))⁵.

Estas Directrices únicamente contemplan la posibilidad de otorgar una retribución a las energías renovables cuando no resulten competitivas (apartado 3.3.1⁶) y prevén que se adopten medidas para garantizar que los productores no

² Entre la citada normativa comunitaria cabe citar el artículo 42.3 del Reglamento (UE) nº 651/2014: *«El procedimiento de licitación podrá limitarse a tecnologías específicas cuando un proceso abierto a todos los productores diera lugar a un resultado no óptimo que no pueda abordarse en el proceso de diseño [...]»*; entre las condiciones a evaluar a este respecto se citan *«el potencial a largo plazo de una tecnología nueva e innovadora»* y *«la necesidad de diversificación»*.

³ La Comisión Europea declaró conforme con las normas sobre ayudas estatales de la UE (el régimen español de apoyo a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad y residuos aprobado en 2014 Decisión [SA.40348](#)).

⁴ Véanse especialmente el Capítulo I y los artículos 36 a 49 de dicho Reglamento.

⁵ Las Directrices sobre ayudas tienen por objeto alcanzar los objetivos de la UE en materia de energía y cambio climático con el mínimo coste posible para el contribuyente y sin falseamientos indebidos de la competencia en el mercado único. Concretamente, véase el apartado 3.3 Ayudas destinadas a la energía producida a partir de fuentes renovables.

⁶ *«En particular, se espera que, en el período comprendido entre 2020 y 2030, las fuentes de energía renovables establecidas pasarán a ser competitivas en la red, lo que implica que paulatinamente deberán eliminarse las subvenciones y las exenciones de responsabilidad en*

tengan incentivos para producir electricidad a precios negativos (apartado 3.3.2.1⁷). En este sentido, teniendo en cuenta que la potencia con acceso ya concedido a eólica y solar fotovoltaica supera los objetivos del PNIEC a 2030⁸, cabría analizar en el marco de cada convocatoria concurrencial, si dinámicamente determinadas tecnologías son competitivas, no sólo desde el punto de vista de precios sino también de los posibles vertidos.

Finalmente, sería bueno clarificar la redacción de los apartados 1 y 2 del artículo 6, así como en la MAIN, pues parecería que se están planteando dos marcos retributivos, uno para el otorgamiento de 'derechos económicos' para impulsar la inversión y otro para el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía generada. La redacción propuesta en el APL puede plantear dudas sobre el solapamiento y, en su caso, plena compatibilidad de sendos apartados, toda vez que ambos parecen orientados a garantizar de la misma manera (cierta retribución garantizada y, por tanto, estable) el mismo objetivo (desarrollo de proyectos de inversión en generación de fuentes de energía renovables).

En efecto, el apartado 1 de este artículo 6 del APL establece un objetivo anual de fomento a la inversión en generación de fuentes renovables mediante procedimientos de 'otorgamiento de derechos económicos', cifrado en «*al menos 3.000 MW de instalaciones renovables cada año*». Ni en el artículo 6 ni en la MAIN se proporciona mayor información sobre lo que debe entenderse por tales 'derechos económicos', aunque los mismos se relacionan con el impulso a la construcción del citado volumen de potencia renovable.

Por su parte en el apartado 2 del propio artículo 6, así como en la MAIN, se deja claro que «*al objeto de reducir la incertidumbre sobre los flujos de ingresos y, por tanto, favorecer el acceso a la financiación por estos proyectos*» y el desarrollo de los proyectos, se celebrarán «*nuevos sistemas de apoyo a las renovables que estarán basados en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía generada*»; parece claro que se trataría de subastas para la fijación de dicho precio a plazo (que sería la variable a ofertar), que retribuiría la energía generada (el producto a subastar).

materia de balance. Las presentes Directrices son coherentes con dicho objetivo y garantizarán la transición a una energía rentable a través de mecanismos de mercado.»

⁷ «c) se adoptarán medidas para garantizar que los productores no tengan incentivos para producir electricidad a precios negativos.»

⁸ De acuerdo con el documento de Red Eléctrica de España sobre la 'Evolución de la tramitación de los procedimientos de acceso a la red de la generación eólica y solar fotovoltaica gestionados por Red Eléctrica', a diciembre de 2019, hay más de 134 GW de potencia en servicio y con permiso concedido de eólica y solar fotovoltaica, cuando el PNIEC contempla 90 GW instalados en 2030 para estas tecnologías.

III.2.2 Artículo 7. Integración de renovables en el sistema eléctrico

El artículo 7 contempla una serie de medidas para favorecer la integración de renovables en el sistema eléctrico. Estas medidas están encaminadas a cubrir la falta de gestionabilidad de algunas de las tecnologías de generación renovable, para lo que se promueven las centrales hidroeléctricas reversibles y mecanismos que permitan aplicar estrategias de bombeo, almacenamiento y turbinado.

Para facilitar la integración de renovables en el sistema eléctrico, se cuenta actualmente, con la prioridad de despacho de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, a igualdad de condiciones económicas en el mercado (artículo 26.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico ⁹).

Asimismo, el artículo 12 ('Despacho de generación y respuesta de la demanda') del Reglamento (UE) 2019/943¹⁰ establece que el despacho de las instalaciones de generación de electricidad debe ser no discriminatorio, permitiéndose la prioridad de despacho únicamente a determinadas instalaciones de generación: de potencia inferior a 400 kW, proyectos de demostración e instalaciones puestas en marcha antes del 4 de julio de 2019, salvo que el Estado miembro decida lo contrario.

En la medida en que el anteproyecto prevé la hibridación de diferentes tecnologías, en el caso de la hibridación con fuentes de energía no renovables, se debería excluir su prioridad de despacho, al menos en tanto reglamentariamente se desarrollen los oportunos mecanismos que, en su caso, permitieran diferenciar debidamente entre la energía generada a partir de energías renovables y no renovables, respectivamente.

Por tanto, es aconsejable actualizar el funcionamiento de la prioridad de despacho, poniéndolo en relación con el contenido de los artículos 26 y 12 de la LSE y el Reglamento (UE) 2019/943, respectivamente y la hibridación con energías no renovables

⁹ «2. La energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno.»

¹⁰ Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, publicado en el «DOUE» de 14 de junio.

III.2.3 Artículo 11. Fomento del gas renovable

El artículo 11.1 del anteproyecto establece que: «*El Gobierno fomentará, mediante planes específicos, la penetración de gases renovables, incluyendo el biogás, el biometano o el hidrógeno y otros combustibles en cuya fabricación se hayan usado exclusivamente materias primas y energía de origen renovable o permitan la reutilización de residuos orgánicos o subproductos de origen animal o vegetal.*»

Conforme artículo 11.2, los citados planes de fomento podrán incluir, entre otras, las siguientes medidas: «*a) Objetivos anuales de penetración de los gases renovables en la venta o consumo de gas natural, indicando los tipos de producto con que se deberá cumplir la obligación y los sujetos obligados; b) Un sistema de certificación que permita la supervisión y control de las obligaciones así como mecanismos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia en el logro de los objetivos y c) Regulaciones que favorezcan la inyección de dichos gases renovables en la red de gas natural.*»

Este artículo se orienta al fomento de los combustibles gaseosos destinados a su inyección en la red de gas natural, por lo que convendría especificar que el objetivo anual recogido en el artículo 11.2.a) no sería de aplicación a carburantes gaseosos con fines de transporte (biocarburantes), sino a combustibles gaseosos para usos energéticos (biocombustibles), y sería oportuno cambiar la correspondiente referencia en la redacción del apartado 2 a).

Se valora positivamente el establecimiento de planes específicos para la penetración de gases renovables, si bien convendría hacer referencia a la consideración de criterios de eficiencia desde el punto de vista de un análisis coste beneficio, en los casos en los que se prevea una regulación por incentivos a su producción o a su inyección en la red de distribución.

En este sentido, debe señalarse que la tecnología de producción de gas renovable es actualmente poco competitiva en comparación con otras fuentes renovables. Cabe señalar, por ejemplo, que en Francia las instalaciones de biometano están recibiendo subvenciones del entorno de 100 €/MWh por el gas introducido en la red gasista¹¹. El coste de producción del hidrógeno es aún superior al del biometano. Deben buscarse las mejores alternativas: por ejemplo,

¹¹ De acuerdo con el *Market Monitoring Report* de ACER, en el año 2017 la producción de biogás en Europa supuso un volumen aproximado de 200 TWh, de los cuales tan solo un 4% se transformó en biometano para su inyección en la red de gas natural.

se puede valorizar un biogás, de forma local, sin necesidad de introducirlo en el sistema gasista, evitando costes de conversión de biogás en biometano. Debe tenerse presente que, en instalaciones alejadas de la red de distribución o transporte de gas natural, el coste de la construcción de la conexión a la red encarecería más la conversión de biogás en biometano.

Por ello, teniendo en cuenta que el coste del biogás y del hidrógeno es todavía elevado, se recomienda acompasar los objetivos anuales de penetración en la venta o consumo de gases renovables en la red de gas natural a la evolución tecnológica, al objeto de evitar el encarecimiento del coste del gas para los consumidores o que la medida se tradujese en la importación de estos gases desde las instalaciones de producción de otros países europeos al objeto de cumplir dichos objetivos.

En relación con las medidas de apoyo que se establezcan para el fomento del gas renovable, se propone ampliar su alcance para que contemple todo el biogás producido y convertido en energía renovable, ya sea por su utilización *in situ* en la producción de calor o electricidad o por su conversión e inyección en la red de gas natural para su posterior consumo.

III. 2. 4 Artículo 12. Fomento de combustibles alternativos sostenibles en el transporte aéreo

El artículo 12 del anteproyecto introduce medidas para reducir las emisiones en el sector del transporte aéreo a través del establecimiento de objetivos de venta o consumo de biocarburantes y otros combustibles renovables, siempre que estos cumplan con los criterios de sostenibilidad previstos en la Directiva (UE) 2009/28/CE¹², traspuesta a la legislación nacional en el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre¹³.

La MAIN refiere la opción propuesta como la más eficiente para la consecución del objetivo de sustituir los combustibles de origen fósil en un sector donde, además, las alternativas para reducir las emisiones están muy acotadas. Incluir la aviación en la aportación de las fuentes de energía renovable empleadas en

¹² Directiva (UE) 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, publicada en el «DOUE» de 5 de junio.

¹³ Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo, publicado en el «BOE» de 5 de noviembre.

el transporte se considera positivo en atención al estado avanzado de los proyectos de comercialización de biocarburantes en aviación y a la imposibilidad de contabilizar estos carburantes renovables para el cumplimiento de las obligaciones de las citadas Directiva (UE) 2009/28/CE y Directiva (UE) 2018/2001¹⁴. Asimismo, se considera adecuado que, en el ámbito de aplicación de las citadas directivas se incluya como condición que los biocarburantes para uso en aviación cumplan los criterios de sostenibilidad, con el fin de evitar el empleo de materias primas con efectos negativos indirectos sobre el medio ambiente.

Asimismo, para dar una mayor claridad a la forma en la que computarán los biocarburantes de aviación a efectos de cumplimiento de los objetivos anuales, sería oportuno cambiar la referencia propuesta en la redacción del artículo 12.2.a) del anteproyecto a «[...] *los tipos de producto con que se deberá cumplir la obligación*» por «[...] *los ~~tipos de~~ **combustibles renovables con fines de transporte aéreo que podrán certificarse a efectos de cumplimiento de la obligación.***»

III.2.4 Artículo 13. Promoción de movilidad sin emisiones

El anteproyecto contempla la adopción de medidas por parte de las distintas administraciones para alcanzar en 2050 un parque automovilístico sin emisiones directas de CO₂. A su vez, se prevé que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima establezca objetivos para el 2030 sobre la penetración de vehículos con nulas o bajas emisiones directas de CO₂ en el parque nacional de vehículos según sus diferentes categorías.

Además, se establece que los municipios de más de 50.000 habitantes y territorios insulares, incluyan en su planificación de ordenación urbana las medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones derivadas de la movilidad tales como el diseño de zonas de bajas emisiones. En este ámbito, también se incluyen otras medidas “*para facilitar los desplazamientos a pie, en bicicleta u otros medios de transporte activo, asociándolos con hábitos de vida saludables*”. Sin ánimo de cuestionar la finalidad de la medida, el alcance del precepto es excesivamente difuso y más relacionado con cuestiones que parecen escapar el ámbito del propio anteproyecto.

¹⁴ Si bien es cierto, tal y como se recoge en la MAIN, que la Directiva (UE) 2018/2001 no establece obligaciones de venta o consumo de biocarburantes en transporte aéreo, sí recoge un incentivo a su uso, en tanto que su artículo 27.2 c) establece que la contribución de los combustibles suministrados en los sectores aéreo y marítimo se calculará multiplicando por un factor 1,2 su contenido energético.

Por otro lado, en los apartados 4 y 5 del artículo 13, se contempla que las Comunidades Autónomas insulares, por la singularidad de sus territorios, puedan acordar medidas de promoción de movilidad limpia, coherentes con la normativa europea sobre comercialización de vehículos, para alcanzar los fines previstos en esta ley. Para ello, deberán solicitar previamente informe favorable del Gobierno, emitido por el Ministerio de Política Territorial y Función Pública y consultados los ministerios que tienen competencias en la materia.

En la MAIN se añade que estas Comunidades Autónomas podrán: *“acordar medidas adicionales de protección ambiental y de promoción de la movilidad limpia, coherentes con la normativa comunitaria sobre comercialización de vehículos, para alcanzar los fines previstos en la ley. Dichas medidas podrán consistir en el establecimiento, a partir del 1 de enero de 2035, de restricciones de circulación a los turismos y furgonetas con motor de inyección y compresión que no cumplan con la normativa europea de emisiones Euro que esté vigente en dicha fecha”*.

A este respecto estas medidas de movilidad y transportes pueden desplegar un claro impacto, como pone de manifiesto la solicitud de un informe previo del Gobierno, con la participación de diversos ministerios, por lo que se recomienda introducir en el precepto que las medidas sean necesarias, predecibles y proporcionadas al fin perseguido, generando el mínimo impacto sobre la competencia, así como una evaluación del impacto y calendario de ejecución.

III.2.5 Artículo 14. Instalación de puntos de recarga eléctrica

Con el objeto de conseguir alcanzar la descarbonización del sistema de movilidad en el horizonte 2050, es imprescindible que se lleve a cabo un despliegue del sistema de recarga para vehículos eléctricos, tanto a en el ámbito público como en el privado

En la actualidad una de las principales barreras que limita el uso del coche eléctrico es la insuficiente infraestructura de recarga eléctrica existente en nuestro país. Al objeto de asegurar el desarrollo de esta infraestructura, el anteproyecto establece sobre los titulares de las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos (en adelante, gasolineras) la obligación de instalar, al menos, una infraestructura de recarga eléctrica¹⁵, siempre y

¹⁵ De potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, al objeto de asegurar la recarga rápida del vehículo.

cuando su «*volumen agregado de ventas de gasolina y gasóleo en 2019*» supere o iguale los 5 millones de litros (Mlt), estableciendo para la puesta en servicio un plazo de 27 meses para las gasolineras con ventas comprendidas entre los 5 y 10 Mlt y de 21 meses para aquellas cuyas ventas igualen o superen los 10 Mlt.

En el caso de que en una provincia, isla o ciudad autónoma ninguna gasolinera alcance la cota de los 5 Mlt, la obligación se traslada a los titulares de todas aquellas instalaciones que «*conjunta o individualmente alcancen al menos el 10% de las ventas anuales totales en las citadas áreas geográficas en el año 2019*».

Adicionalmente, la obligación se extiende, a partir de 2021 y con independencia del volumen de ventas, a los titulares de las gasolineras de nueva creación y de aquellas ya existentes que acometan una reforma que requiera la revisión del título administrativo.

Por otro lado, el anteproyecto establece sobre los prestadores del servicio de recarga eléctrica la obligación de remitir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante, MITECO) los precios de venta al público de la electricidad o del servicio de recarga, así como información acerca de los puntos de recarga en donde operan (localización, características y disponibilidad).

Por su parte, el MITECO dictará las oportunas disposiciones para regular la obligación, elaborará un listado de las gasolineras sobre las que recae la obligación, así como el contenido y forma de remisión de la información a aportar por los prestadores del servicio de recarga.

El despliegue de los puntos de recarga de vehículo eléctrico para la movilidad urbana y de área metropolitana, correspondiente con cargas lentas y semi-rápidas (desde los 3,6 kW hasta os 50 kW) ubicadas en el sector residencial, terciario y vías públicas urbanas está avanzando positivamente, gracias entre otras medidas a los planes de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible (Planes Moves, Moveit, etc..). y las medidas a implantar por los municipios en su planificación de ordenación urbana tal y como contempla el artículo 13 del anteproyecto.

Adicionalmente, la modificación prevista en el artículo 14.7 del Código Técnico de la Edificación para incluir la exigencia básica de dotaciones mínimas para la

infraestructura de recarga del vehículo eléctrico prevista en los artículos 8.2¹⁶, 8.3¹⁷ y 8.5¹⁸ de la *Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética*, (pendiente de trasposición antes del 10/03/2020), posibilitará sin duda un mayor despliegue en este entorno metropolitano. Cabría, además, en este sentido valorar si las medidas incorporadas en la Ley de Propiedad Horizontal en 2009 para favorecer los puntos de recarga están surtiendo efecto y si es conveniente realizar previsiones sobre los contratos de arrendamiento.

Es necesario, por tanto, tal y como indica la MAIN, completar este incipiente despliegue de las infraestructuras de recarga con la dotación de puntos de recarga de tipo rápido que haga efectivo también la movilidad a larga distancia.

A continuación, se realizan las siguientes consideraciones:

Sobre los sujetos obligados

El anteproyecto contempla, en su artículo 14, obligaciones para los prestadores del servicio de recarga eléctrica y para los titulares de las gasolineras. Los prestadores del servicio de recarga eléctrica serán los que establecerán los

¹⁶ Artículo 8.2.: «*En relación con los edificios no residenciales nuevos y los edificios no residenciales sujetos a reformas importantes, con más de diez plazas de aparcamiento, los Estados miembros velarán por que se instale al menos un punto de recarga en el sentido de la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, y canalizaciones, más concretamente conductos para cables eléctricos, para al menos una de cada cinco plazas, que permitan la instalación futura de puntos de recarga de vehículos eléctricos, cuando el aparcamiento:*

- a) *esté ubicado dentro del edificio y, si se trata de reformas importantes, las medidas de reforma incluyan el aparcamiento o la infraestructura eléctrica del edificio, o*
- b) *sea adyacente al edificio y, si se trata de reformas importantes, las medidas de reforma incluyan el aparcamiento o la infraestructura eléctrica del mismo [..]»*

¹⁷ Artículo 8.3. «*Los Estados miembros establecerán los requisitos para la instalación de un número mínimo de puntos de recarga en todos los edificios no residenciales con más de veinte plazas de aparcamiento antes del 1 de enero de 2025*».

¹⁸ Artículo 8.5. «*En relación con los edificios residenciales nuevos y los edificios residenciales sujetos a reformas importantes con más de diez plazas de aparcamiento, los Estados miembros velarán por que las instalaciones de las canalizaciones, más concretamente, conductos para cables eléctricos, para cada plaza de aparcamiento permitan la instalación futura de puntos de recarga de vehículos eléctricos, cuando:*

- a) *el aparcamiento esté ubicado dentro del edificio y, si se trata de reformas importantes, las medidas de reforma incluyan el aparcamiento o la infraestructura eléctrica del edificio, o*
- b) *el aparcamiento sea adyacente al edificio y, si se trata de reformas importantes, las medidas de reforma incluyan el aparcamiento o la infraestructura eléctrica del mismo[..]»*

precios de venta al público de la electricidad y percibirán los ingresos por su venta y la prestación del servicio. Por su parte, tal y como se desprende del texto del articulado y del contenido de la MAIN, los titulares de las gasolineras con ventas superiores a 5 Mlt habrán de instalar, al menos, un punto de recarga eléctrica y costear la inversión (31.000 euros según la MAIN, si bien estarían referidos a un poste de 22 kW, no de 50 kW).

Debe tenerse en cuenta, en relación a la inversión a acometer, que el titular de una gasolinera no es siempre un operador al por mayor de productos petrolíferos (Repsol, Cepsa, BP...). En concreto, en el 58% del total de estaciones de servicio existentes en España, la titularidad corresponde a una compañía que no es operador mayorista, bien porque se trata de una gasolinera de marca blanca (o también llamadas independientes) o bien porque es una gasolinera cuyo único vínculo con el operador es un contrato de exclusividad de suministro bajo el cual comercializa productos con su imagen de marca (gasolineras de vínculo DODO). Si se tienen en cuenta solo las instalaciones con ventas superiores a 5 Mlt, el porcentaje anterior se reduce al entorno del 10%.

En este contexto, convendría aclarar en el anteproyecto la posible divergencia entre el titular de una estación de servicio y el prestador del servicio de recarga eléctrica, pues ambas figuras no tienen por qué ser coincidentes, siendo lo único relevante que el titular de gasolinera sea responsable de que exista un punto de recarga eléctrica en funcionamiento en sus instalaciones.

Por tanto, la obligación que recae sobre el titular de la gasolinera de instalar un punto de recarga eléctrica debería sustituirse por la obligación de poner a disposición su instalación para la ubicación de, al menos, un punto de recarga eléctrica mediante, por ejemplo, la suscripción del correspondiente contrato de hospitalidad. Bajo este escenario, el prestador del servicio de recarga sería quien acometería la inversión, recibiría la remuneración por la electricidad vendida como titular del servicio, el que comercializaría el producto bajo su imagen de marca y quien tendría capacidad plena para fijar los precios y entrar en competencia con otros prestadores. Así, con esta alternativa, se minorarían los desequilibrios en cuanto a capacidad técnica y económica y se evitarían potenciales problemas de competencia y poder de mercado, sin comprometer el fin último de la medida, que es promover la creación de una infraestructura de recarga eléctrica suficiente que permita la penetración del vehículo eléctrico.

Por último, y como apunte puramente formal, se recomienda introducir en el articulado las precisiones oportunas para clarificar que una empresa titular de más de una instalación de suministro deberá instalar un punto de recarga por

cada una de sus instalaciones que superen los 5 Mlt y no sólo un punto de recarga para el conjunto *agregado* de todas ellas, como podría interpretarse con el redactado actual.

Sobre el límite de los 5 millones de litros, los productos que lo conforman y el grado de cobertura

Según datos de la MAIN, aproximadamente el 9% de la red de estaciones de servicio en España, al superar el umbral de ventas de 5 Mlt/año, dispondrá de al menos un punto de recarga eléctrica. Se considera un porcentaje suficiente y geográficamente bien distribuido, pues los puntos de recarga se concentrarán *«en grandes núcleos de población, zonas industriales y puntos neurálgicos de repostaje»*. No se argumenta cómo se ha definido el límite de los 5 Mlt, más allá de señalar que las gasolineras con al menos este volumen de ventas son las que *«presumiblemente disponen de mayor capacidad económica y financiera para hacer frente a la inversión requerida»*.

El porcentaje del 9%, calculado con base en ventas de 2017, es muy similar al que se obtiene si se consideran las últimas ventas disponibles (2019¹⁹). Sin entrar a valorar si este grado de cobertura es óptimo a nivel nacional, cabe señalar que, a nivel provincial, el porcentaje de cobertura muestra una amplia horquilla de fluctuación, que oscila entre el 34% de Guipúzcoa y el 2% de Albacete (sólo 3 gasolineras dispondrán de punto de recarga de las 149 con ventas disponibles). Por tanto, para definir la obligación, sería bueno estudiar otros factores, al margen de las ventas anuales, que tengan en cuenta la distribución geográfica de la red.

Respecto a los productos a considerar para el cómputo de las ventas anuales, el APL señala la *«gasolina y el gasóleo»*. Convendría precisar qué se entiende por gasóleo, pues en una gasolinera se pueden llegar a comercializar hasta tres tipos: gasóleo A (gasóleos de automoción), gasóleo B (gasóleo bonificado para uso agrícola y de pesca) y gasóleo C (gasóleo de calefacción).

Se considera que lo más adecuado sería considerar exclusivamente el gasóleo A, precisándolo como tal en el articulado, por varios motivos: 1) Es el gasóleo que consumen los turismos y vehículos comerciales ligeros a los que van dirigidas las medidas destinadas a la promoción de la movilidad sin emisiones

¹⁹ Con la excepción de 1.112 estaciones de servicio cuyas últimas ventas disponibles son de 2018 pues aún no han reportado al MITECO las ventas 2019 al no haber finalizado el plazo que establece la normativa vigente (Orden ITC/2308/2007).

(artículo 13); 2) El gasóleo B es para uso agrícola y de pesca, siendo su principal canal de venta estaciones de servicio o puntos de suministro titularidad de cooperativas; la obligatoriedad de instalar puntos de recarga eléctrica podría penalizar económicamente de forma significativa a estas cooperativas; y 3) El gasóleo C se destina exclusivamente a la calefacción.

Sobre la medida a aplicar si ninguna gasolinera supera los 5 Mlt en una provincia, isla o Ciudad Autónoma

Con los datos actuales, las únicas zonas en las que ninguna gasolinera vende más de 5 Mlt son la Ciudad Autónoma de Ceuta y las islas de La Palma, La Gomera, El Hierro, Menorca y Formentera. En todas ellas, la cuota del 10% se alcanza con una sola estación de servicio, la cual vende por encima de los 4 Mlt.

Sin embargo, podría darse el caso de que fueran varias gasolineras las que totalizaran el 10% de cuota e incluso que, bajo este supuesto, varias de ellas correspondieran a un mismo titular. Este titular se vería obligado a instalar más puntos de recarga, y por tanto a soportar una mayor carga económica, que un titular de una zona en la que sí haya estaciones con más de 5 Mlt (el cual solo deberá instalar un punto) aunque el primero, en conjunto, venda menos. Al objeto de establecer una obligación lo más homogénea posible para todas las zonas, debería introducirse alguna previsión o excepcionalidad a este respecto.

Sobre las instalaciones de nueva apertura

Como se ha apuntado anteriormente, a partir de 2021 todas las instalaciones de nueva apertura habrán de disponer de al menos una infraestructura de recarga eléctrica con independencia de su volumen de ventas.

Con anterioridad a esta fecha, la obligación queda condicionada a las ventas realizadas en el año 2019. En consecuencia, todas las instalaciones de nueva apertura a lo largo de 2020 quedan excluidas de la obligación, al no haber vendido lógicamente en el ejercicio 2019; convendría actualizar el texto para evitar dicha exclusión, que se asume ha sido inadvertida.

Sobre el listado de instalaciones de suministro afectadas

El MITECO elaborará el listado de gasolineras que han de instalar un punto de recarga eléctrica. Aunque no se precisa en el articulado, es de esperar que dicho listado se obtenga a través de las ventas anuales declaradas por los titulares y/o

gestores de la explotación de las instalaciones de suministro, en cumplimiento de lo establecido en la Orden ITC/2308/2007, de 25 de julio²⁰.

En este sentido, y al objeto de asegurar una información de ventas completa y veraz que permita obtener un listado acorde con la realidad, podría replantearse la realización de auditorías de ventas en instalaciones de suministro a vehículos, medida que contemplaba la disposición adicional primera del Proyecto que dio lugar al Real Decreto 235/2018, de 27 de abril²¹, disposición que finalmente no llegó a aprobarse y sobre la que esta Comisión emitió su valoración favorable, con las salvedades apuntadas en su informe IPN/CNMC/010/17²².

Sobre el incumplimiento de la obligación

No se incluyen previsiones acerca del incumplimiento de la obligación de instalar puntos de recarga eléctrica o de reportar información sobre ventas y precios. Tal incumplimiento debería tipificarse e incluirse en el régimen sancionador de la normativa sectorial correspondiente, especificando, en los términos que proceda, la responsabilidad tanto del titular de la gasolinera como del prestador del servicio de recarga eléctrica, atendiendo a sus respectivas obligaciones en este ámbito.²³

Sobre la plataforma de información, características de los puntos de recarga eléctrica, su interoperabilidad y los medios de pago aceptados.

Esta Comisión valora positivamente la creación de una plataforma de información pública sobre puntos de recarga, que podría integrarse en la

²⁰ Orden ITC/2308/2007, de 25 de julio, por la que se determina la forma de remisión de información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio [hoy Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto demográfico] sobre las actividades de suministro de productos petrolíferos, publicada en el «BOE» de 31 de julio.

²¹ Real Decreto 235/2018, de 27 de abril, por el que se establecen métodos de cálculo y requisitos de información en relación con la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía en el transporte; se modifica el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo; y se establece un objetivo indicativo de venta o consumo de biocarburantes avanzados

²² <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01017>

²³ A este respecto, se recuerda que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, tipifica como infracción leve en el art. 66.1: “El incumplimiento, por parte de los consumidores que presten servicios de recarga energética, de las obligaciones que les sean establecidas normativamente por orden de la Ministra para la Transición Ecológica”.

plataforma “*Geoportal de gasolineras*”²⁴, que actualmente gestiona y publica el Ministerio, según contempla el artículo 14.1 del APL.

El artículo 48 del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, establece que las instalaciones de recarga de vehículos deberán estar inscritas en un listado de puntos de recarga gestionado por las Comunidades Autónomas y por las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla correspondientes al emplazamiento de los puntos, que estará accesible para los ciudadanos por medios electrónicos. La centralización de esta información será muy positiva para el actual o futuro usuario de VE.

Actualmente, ya existen algunas plataformas privadas de información de puntos de recarga, que muestran información a nivel nacional o internacional, generalmente publicadas por los proveedores de servicios²⁵; también el operador del sistema²⁶ e incluso *Google maps* señala como punto de interés cercano la ubicación de puntos de carga de vehículos eléctricos. No obstante, esta información es dispersa e incompleta. Por ello, la utilización de esta plataforma que unifique la información sobre número y tipo de puertos disponibles, potencias y velocidades de carga, así como el precio del servicio permitirá disponer de la información necesaria que ayude a los conductores de los VE a programar sus rutas, especialmente de larga distancia, teniendo en cuenta, además de la ubicación de las estaciones de recarga, los precios de los proveedores de servicio. Adicionalmente, permitirá comparar el coste de la recarga con el del repostaje con otros combustibles alternativos.

En cuanto a las características técnicas de los puntos de recarga, como se ha expuesto el artículo 14 del APL establece la obligación de instalar una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua para aquellas instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo supere los 5 Mlt.

²⁴ <https://geoportalgasolineras.es/#/Inicio>

²⁵ Como ejemplos de estas plataformas se puede consultar las siguientes: <https://www.electromaps.com/> ; <https://openchargemap.org/site> ; <https://es.chargemap.com/>

²⁶ Red Eléctrica de España publica un mapa de puntos públicos de recarga inteligente de vehículos eléctricos únicamente a partir de la información de operadores de movilidad que colaboran con su proyecto CECOVEL (Ibil-Repsol, GIC, Fenie y Melib): <https://www.ree.es/es/red21/vehiculo-electrico/puntos-publicos-recarga-inteligente>

Respecto a la potencia mínima de 50 kW fijada en la propuesta, se hace notar que esta correspondería (a modo de referencia) con tiempos de recarga en el orden de la hora y media²⁷, lo que debería ser tenido en cuenta a la hora de valorar incrementar dicha potencia mínima para reforzar la eficacia de la medida propuesta.

Con el objeto de equiparar el tiempo de recarga de un vehículo eléctrico al de repostaje de uno de combustión (10-15 min), la infraestructura mínima necesaria sería superior a los 250 kW. Si bien es cierto que la inversión en estos cargadores ultra rápidos es muy elevada, se entiende que la instalación de estas infraestructuras ultra rápidas no debería ser una obligación impuesta a los titulares de las estaciones de suministro de combustibles y carburantes, sino una decisión de mercado de los prestadores de servicios de recarga interesados²⁸.

Para apoyar el despliegue de esta infraestructura se considera más eficaz la implantación de otras medidas regulatorias que minimicen las barreras administrativas²⁹ que ralentizan la puesta en marcha de las mismas por parte de los proveedores de servicios.

Por otra parte, la propuesta no impone que esta red deba aceptar distintos medios de pago; de este modo se evita a los usuarios tener que disponer de una gran cantidad de tarjetas o aplicaciones en su móvil para poder repostar en cualquier punto de recarga mediante la implementación de una plataforma unificada. La obligación de instalación de los puntos de recarga debería incluir asimismo la posibilidad de poder efectuar el pago en efectivo o mediante tarjeta bancaria (es decir, no necesariamente mediante una aplicación de móvil propietaria), con el fin de evitar restricciones en el método de pago a los usuarios.

Sobre la estimación del coste de los puntos de recarga eléctrica

Asimismo, se estima que la valoración económica del coste de la medida incluida en la MAIN puede ser en algunos casos inferior a la real, dado que se están teniendo en cuenta los costes de instalación del poste de recarga con la hipótesis

²⁷ Los tiempos de recarga para un rango de 300 km con un cargador de corriente continua de 50 kW se estima superarían la hora de duración.

²⁸ En la actualidad varios proveedores de servicios tienen ya instalados cargadores ultrarrápidos de potencia superior a los 250 kW, y han presentado ambiciosos planes de despliegue de cargadores ultrarrápidos **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

²⁹ Tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica, permisos y licencias de obra y ejecución con las distintas administraciones públicas involucradas (Ministerio de Fomento, CC.AA. y Ayuntamientos), etc.

de que no sería necesario realizar actuaciones en las redes de distribución asociadas. Teniendo en cuenta que las instalaciones de suministro de combustibles se encuentran muchas veces próximas a vías de comunicación, pero alejadas de centros de consumo, en zonas con redes poco malladas y conectadas mediante líneas en antena, en los casos en que sea necesaria la repotenciación de estas instalaciones de distribución, su coste podría ser considerablemente más elevado.

El marco para asumir estas inversiones en refuerzos de la red de distribución no se encuentra desarrollado, aunque la LSE establece en su artículo 38.10 que *«sin perjuicio de lo previsto en el artículo 6.1 g), las empresas distribuidoras podrán ser titulares de último recurso de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, siempre que tras un procedimiento en concurrencia se resuelva que no existe interés por la iniciativa privada, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno»*. Se considera que estos refuerzos no deberían ser repercutidos como un mayor coste del sector eléctrico, debido a que no se trata de crecimientos vegetativos, y hacerlo supondría una distorsión en el mercado de servicios de recarga.

Sobre la afectación a determinados modelos de negocio

Mientras se produce la transición a otras fórmulas de movilidad no debería perderse de vista la evolución de los precios los carburantes, así como el grado de presión competitiva que ejercen determinados modelos de negocio en estos, como en el caso de las estaciones de servicio independientes o las desatendidas. En particular, debería evitarse que la introducción de estas obligaciones pueda suponer un impacto no deseado en la estructura de mercado actual del mercado minorista de carburantes.

En resumen, se recuerda que toda limitación o restricción a la actividad económica debe venir amparada por una razón imperiosa de interés general y ajustarse en consecuencia a los principios de necesidad, proporcionalidad y no discriminación. La obligación de implantación de puntos de recarga eléctrica tiene amparo en la lucha contra el cambio climático y la protección del medioambiente (considerado como una razón imperiosa de interés general), si bien convendría reevaluar la proporcionalidad de algunas de las medidas propuestas para conseguir el objetivo. El anteproyecto no parece contemplar la posibilidad de que titular de la gasolinera y prestador del servicio de recarga sean sujetos distintos. De ser este el caso y, aunque la obligación de instalar un punto de recarga eléctrica recaiga sobre el titular de la gasolinera como garantía para preservar la eficacia de la medida, se recomienda que se flexibilice su

formulación, de modo que el titular pueda dar cumplimiento a la misma, bien acometiendo la inversión por sí mismo, bien por medio de un tercero. Al mismo tiempo, se echa en falta un mayor análisis de impacto económico, tanto en la selección de los operadores afectados por la nueva obligación de inversión³⁰, como en la estimación de la carga económica que supone para cada categoría de afectados la obligación³¹.

III.2.6 Artículo 15. Transporte marítimo y puertos

El artículo 15 del anteproyecto dispone que se adoptarán medidas para lograr la reducción paulatina de las emisiones por consumo de combustibles fósiles en barcos y plataformas para alcanzar el objetivo de cero emisiones en los puertos para el año 2050. También se establece la promoción de cadenas logísticas sostenibles mediante la mejora de la eficiencia energética en puertos y de los barcos atracados en ellos.

Valorando positivamente el enfoque, la MAIN no ofrece análisis costes-beneficio económico de esta transición, a diferencia de otros sectores en los que sí se establece una estimación. Convendría realizar un esfuerzo en la MAIN para señalar y evaluar las posibles medidas, así como el calendario de adaptación, al objeto de conciliar la necesaria transición energética con el mantenimiento de la competitividad portuaria evitando la pérdida de la misma en favor de otros puertos cercanos que no impongan restricciones o cuenten con normativa más laxa. Esto puede suceder, en particular, en el tráfico de transbordo, muy competitivo en los precios, donde este factor es un elemento determinante para llevarlo o no a cabo.

Por otro lado, en relación con las medidas contempladas en el artículo 15.4 sub apartados a) y b), en relación con la utilización de combustibles alternativos por buques atracados en puertos y conexiones a infraestructuras, dada la finalidad medioambiental perseguida, parece razonable tener en cuenta

³⁰ Considerando que el número de instalaciones afectadas (cuyas ventas anuales en 2018 de gasolina y gasóleo superan los 5 millones de litros) asciende a un total de 1.037, aproximadamente un 9% de la red de estaciones de servicio (se estima en base a los datos de 2017).

³¹ Al realizar el cálculo del coste del precio de un poste de recarga de 22 kW, cuando lo que impone el APL es de 50 kW. Según la MAIN (págs. 62 y ss.) el impacto económico de la obligación para el conjunto de los operadores afectados, teniendo en cuenta un coste unitario mínimo por poste de recarga resultaría de 22 kW de 31.000 euros, sería de 32,15 millones de euros.

alternativas como la del *cold ironing*, que incide sobre el suministro eléctrico a buques atracados.

III.2.7 Artículo 26. Convenios de transición justa

El Título VI se centra en las medidas de transición justa englobadas en una Estrategia que articula la misma. Dentro de dicha Estrategia aprobada por el Gobierno cada 5 años, tiene un papel relevante la figura del denominado convenio de transición justa, importado del sistema francés, tal como señala la MAIN.

El artículo 26 del anteproyecto señala que el objetivo del convenio es el de fomentar una actividad económica y su modernización, favoreciendo la empleabilidad de trabajadores vulnerables a la transición, con especial consideración a los supuestos de cierre o reconversión de instalaciones. Estos convenios, con duración determinada, incluirán la evaluación del estado de vulnerabilidad del área o colectivo afectado, los compromisos de los participantes en el convenio, las medidas fiscales, de I+D, de empleo o de protección social y un calendario para la adopción de medidas con objetivos medibles y mecanismos de seguimiento.

Asimismo, estos convenios podrán incluir el acceso prioritario a una parte o a la totalidad de la capacidad de evacuación eléctrica, así como el derecho prioritario al uso y volumen de agua de aquellas concesiones que queden extinguidas tras el cierre de las instalaciones de generación eléctrica (fundamentalmente centrales de carbón) de acuerdo con el Real Decreto-ley 17/2019³².

Es importante desatacar que la capacidad de acceso juega un papel esencial en el despliegue de nuevas energías renovables. En el caso de los convenios de transición justa, la posibilidad de incluir el acceso prioritario se produciría en situaciones excepcionales y previamente evaluadas. Ahora bien, por su característica excepcional respecto al procedimiento de otorgamiento de acceso general, sería bueno concretar los elementos de la concesión del derecho de acceso prioritario al objeto de evitar posibles problemas de reforzamiento de posiciones empresariales que pudieran impedir o limitar el acceso a la actividad por parte de nuevos entrantes.

³² Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

III.2.8 Artículo 28. Contratación pública

El artículo 28 del anteproyecto aborda la contratación pública como un instrumento más para frenar el cambio climático, alentando a que se realice con el objetivo de reducir las emisiones y la huella de carbono. Dado el volumen que representa la contratación pública en la economía, se trata de una medida que puede tener grandes implicaciones en el logro de los objetivos sobre cambio climático.

El artículo propone tres grandes medidas:

1. Se ha de incorporar criterios de reducción de emisiones, de manera generalizada, en las prescripciones técnicas particulares de los pliegos de contratación.
2. Relacionado con lo anterior, en el plazo de un año desde la aprobación de la Ley, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, junto con el Ministerio de Hacienda, han de elaborar un catálogo de prestaciones en cuya contratación se tenga en cuenta los criterios de lucha contra el cambio climático.
3. Se incluirán en los contratos de redacción de proyectos, de obra o concesión de obra, una serie de consideraciones en los criterios de adjudicación que abarcan desde la calificación energética hasta el uso de materiales de construcción sostenibles teniendo en cuenta su vida útil.

Más allá de la remisión a la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, así como a las Directivas europeas de las que trae causa, Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014, convendría precisar que dichos criterios medioambientales deben, guardar relación con el objeto del contrato, ser objetivos, respetuosos con los principios informadores de contratación pública y figurar, junto con la ponderación que se les atribuya, en el pliego correspondiente³³.

³³ [IPN/CNMC/010/2015](#), sobre el Anteproyecto de Ley de Contratos y la [Guía de Contratación y Competencia](#) de la CNC (páginas 16 y siguientes).

III.2.9 Artículo 30. Integración del riesgo del cambio climático en el sistema financiero y energético

Se prevé en el artículo 30.1 del anteproyecto que, en el respectivo ámbito de sus competencias, cada dos años, tanto el Banco de España, la Comisión Nacional del Mercado de Valores y la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones elaboren informes sobre la evaluación del riesgo para el sistema financiero español derivado del cambio climático y de las políticas llevadas a cabo para combatirlo.

La CNMC, por las competencias generales de supervisión y promoción de la competencia en todos los mercados y sectores productivos que tiene reconocidas en su legislación específica, recomienda ser incluida en esta lista de organismos recogidos, a fin de someter a su análisis las medidas adoptadas, así como sus diferentes impactos en los mercados, como consecuencia de la entrada en vigor de esta Ley y sus posteriores desarrollos.

Por otra parte, el artículo 30.2 establece que el Operador del Sistema eléctrico (OS), el Gestor técnico del sistema gasista (GTS) y la Compañía Logística de Hidrocarburos, *«en el ámbito de sus respectivas competencias»*, deberán realizar un informe con una evaluación de los riesgos y oportunidades asociados a un sistema energético descarbonizado sobre las actividades de la entidad, su estrategia y su planificación financiera.

El operador del sistema eléctrico y el Gestor técnico del sistema gasista son responsables de la operación de los sistemas eléctrico y gasista respectivamente, garantizando la continuidad y seguridad del suministro y coordinando los distintos sujetos que operan o hacen uso de los sistemas eléctrico y gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. No poseen infraestructuras o activos más allá de las aplicaciones informáticas precisas para el desarrollo de su actividad.

En el sector gasista, en particular, el GTS es una empresa diferenciada de ENAGÁS Transporte S.A.U., que es el transportista encargado de la construcción de todas las nuevas instalaciones que formen parte de la red troncal, de acuerdo con el artículo 67.1 de la Ley 34/1998.

Si de lo que se trata es de evaluar la actividad eléctrica o gasista de la empresa, el sujeto que debería realizar el informe sobre las actividades de la entidad, su estrategia y planificación financiera es la empresa transportista, REE o Enagás, en paralelo con la obligación establecida para CLH.

Si por el contrario se pretende que los operadores elaboren un informe genérico sobre los riesgos y oportunidades asociados a un sistema energético descarbonizado, en el sector eléctrico, gasista y de distribución de productos petrolíferos que incluiría a todos los titulares de infraestructuras, se debería omitir la referencia a la estrategia y la planificación financiera.

III.2.10 Disposición final primera. Sobre la titularidad de las instalaciones de almacenamiento por parte de los gestores de redes

La disposición final primera del anteproyecto prevé la creación de dos nuevos sujetos del sistema eléctrico, mediante la adición de sendos guiones al apartado 1 del artículo 6 de la LSE, a saber: los titulares de instalaciones de almacenamiento y los agregadores de demanda. Define los primeros como aquellas «[...] *personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica.*³⁴» Y añade, a continuación: «*Todo ello sin perjuicio de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición.*»

Se valora positivamente la creación de esta última figura³⁵, ya que favorece la adaptación de la normativa a la nueva realidad tecnológica que está viviendo el sector energético, especialmente en materia de instalaciones de almacenamiento de energía de pequeña escala (baterías, volantes de inercia, etc.), puesto que las tecnologías maduras de media y gran escala, como el

³⁴ Esta definición puede ser de aplicación a múltiples tipos de instalaciones, desde baterías y volantes de inercia a centrales hidráulicas reversibles (es decir, aquellas que permiten tanto el bombeo como el turbinado), pasando por tanques de sales fundidas.

³⁵ En efecto, la incorporación de la figura del titular de las instalaciones de almacenamiento (o incluso del propio almacenamiento entendido como una más de las actividades ligadas a la provisión del suministro de energía eléctrica), ya ha sido reclamada en ocasiones anteriores por la CNMC, por ejemplo, con motivo del 'Acuerdo por el que se emite informe sobre la consulta del Gobierno de Canarias sobre autorización definitiva a nombre de REE, S.A.U. de un volante de inercia en el sistema eléctrico canario' [INF/DE/022/18], aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 13 de septiembre de 2018. En dicho informe se advertía, entre otros asuntos, sobre la necesidad de que se incorporara y desarrollara el concepto de almacenamiento de energía en la normativa vigente con el objeto de favorecer e impulsar la implantación y desarrollo de estas instalaciones, tan necesarias para cumplir los objetivos de la Unión Europea en materia de energía y clima.

bombeo hidráulico, ya estarían actualmente contempladas en la regulación, si bien asimiladas a las instalaciones de generación a todos los efectos.

Sin perjuicio de dicha valoración positiva, conviene introducir el siguiente inciso en el precepto: «*los gestores de redes de transporte y distribución no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía*», de acuerdo con lo establecido en los artículos 36.1 y 54.1 de la Directiva (UE) 2019/944³⁶.

De esta forma, puede aprovecharse para transponer lo previsto en los dichos artículos 36 y 54 de la Directiva (UE) 2019/944, en cuanto a que los gestores de redes de distribución o de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía, salvo que se autoricen debidamente las posibles excepciones a esta prohibición general, según los requisitos y bajo las condiciones que allí se recogen.³⁷

Así, y puesto que la titularidad de las instalaciones de almacenamiento podría llegar a recaer excepcionalmente en los gestores de las redes de transporte o de distribución, se recomienda que el anteproyecto salvaguarde la obligación de objeto exclusivo que establece el artículo 12.1 ('Separación de actividades') de la LSE y la Directiva 2009/72/CE³⁸, esto es, deberá asegurarse el cumplimiento del principio de separación entre actividades reguladas y liberalizadas de

³⁶ 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.

³⁷ Esta es la literalidad del artículo 54.2; el 36.2 es análogo, pero referido a los gestores de redes de distribución, en lugar de a los de transporte:

«2. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 1, los Estados miembros podrán autorizar a los gestores de redes de transporte a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, cuando sean componentes de red plenamente integrados y las autoridades reguladoras hayan concedido su aprobación, o si se cumplen todas las condiciones siguientes:

a) tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio [...], no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno;

b) dichas instalaciones o servicios auxiliares de no frecuencia sean necesarios para que los gestores de redes de transporte cumplan sus obligaciones [...] y no sean utilizados para comprar o vender electricidad en los mercados de la electricidad; y

c) la autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción, [...] y haya concedido su aprobación. [...]»

³⁸ 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 (publicada en el «DOUE» de 14 de agosto).

electricidad con objeto de garantizar los criterios de independencia previstos en dicho artículo.

III.2.11 Disposición final primera. Almacenamiento y gestión de la demanda

Sobre las instalaciones de bombeo como instalaciones de almacenamiento.

En la actualidad, las instalaciones hidráulicas de bombeo son consideradas instalaciones de producción, conforme al artículo 6.1.a) ('Sujetos') de la LSE³⁹. Dado que con la redacción planteada por el anteproyecto responderían también a la definición de instalaciones de almacenamiento, debería aclararse el encaje de estas plantas en la nueva relación de sujetos del sistema eléctrico y, en particular, si ambas categorías son compatibles o mutuamente excluyentes.

Cabe señalar, asimismo, que las instalaciones hidráulicas de bombeo han de ser inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción ex artículo 21 de la LSE, en tanto que el anteproyecto no prevé la creación, en su caso, de un posible Registro administrativo de instalaciones de almacenamiento.

Sobre los agregadores de demanda.

La misma disposición final primera del anteproyecto introduce la figura de los agregadores de demanda, prevista asimismo por la repetida Directiva (UE) 2019/944, en tanto que se mantienen las figuras de comercializador y representante de acuerdo con el artículo 6 de la LSE⁴⁰. Cada uno de estos dos últimos tipos de sujeto del sistema eléctrico podrían desempeñar funciones análogas y, sin embargo, no verse afectados por distintos requisitos regulatorios.

³⁹ Dicho apartado reza como sigue:

«1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.2 serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

a) Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.»

⁴⁰ En cuanto a los representantes, según el apartado 2 del citado artículo 6 de la LSE, *«Los agentes que actúen por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas tendrán la consideración de representantes. Los agentes que actúen como representantes no podrán actuar simultáneamente por cuenta propia y por cuenta ajena. Se entenderá que un representante actúa por cuenta propia cuando participe de forma directa o indirecta en más de un 50 por ciento del capital de la sociedad que representa.*

La representación por cuenta ajena podrá ser indirecta, cuando el representante actúa en nombre propio, o directa, cuando el representante actúa en nombre del representado.»

Por ejemplo, los representantes están exentos de asumir la financiación del Fondo Nacional de Eficiencia Energética⁴¹ y del Bono Social⁴², mientras que los comercializadores deben hacer frente a los correspondientes pagos, lo que conlleva una discriminación entre unos y otros. La introducción ahora de una tercera figura, la del agregador de demanda, en parte análoga y que en algunos ámbitos ejercería funciones similares a las del comercializador o representante, podría suponer, dependiendo de cómo se definan los correspondientes derechos y obligaciones a que quedara sometida, la introducción de un nuevo trato diferenciado entre sujetos que desempeñan actividades en parte comparables, y por ende un perjuicio para la competencia.

A modo de ejemplo, cabe recordar que la LSE prevé el mantenimiento de un listado de comercializadores, mientras que el anteproyecto no contempla la misma disposición para los agregadores y, lo que es más importante, existe un régimen sancionador en la LSE para los comercializadores, mientras que el anteproyecto no contempla tal para los agregadores.

Por lo tanto, si se opta por introducir la figura del agregador, deberían establecerse obligaciones análogas con las figuras del comercializador y del representante. Así, por ejemplo, cabría modificar el artículo 70 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre⁴³, y el artículo 45 de la LSE, incluyendo como sujetos obligados a la financiación del Fondo Nacional de Eficiencia Energética y del Bono Social, no solo a los comercializadores, sino también a los representantes y, en su caso, a los agregadores de demanda. Asimismo, cabría contemplar un régimen sancionador y un procedimiento de inhabilitación para la figura del agregador así definida.

En el mismo sentido, podría aprovecharse para dar solución a la distorsión observada en los últimos años respecto a los consumidores directos en el mercado. La participación de los consumidores directos en mercado hasta el año 2017 ha sido limitada, si bien se observa un crecimiento progresivo, especialmente significativo durante 2018 y 2019.

⁴¹ Véase por ejemplo la Orden TEC/332/2019, de 20 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2019 (publicada en el «BOE» del 26 de marzo).

⁴² Conforme a lo previsto en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica (publicado en el «BOE» de 7 de octubre).

⁴³ Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia (publicada en el «BOE» de 17 de octubre).

Esta proliferación en el número de consumidores directos a mercado no responde tanto a una implicación activa del consumidor en el mercado como a la existencia de una regulación que discrimina favorablemente a este colectivo frente a los comercializadores, en la medida en que tampoco hacen frente al coste de la financiación del bono social, la aportación económica que va destinada al Fondo Nacional de Eficiencia Energética o las tasas municipales que ingresan los ayuntamientos por el suministro de energía eléctrica en su localidad (1,5% del coste de suministro de energía eléctrica, esto es el 1,5% de la facturación total excluido el peaje de acceso).

III.2.12 Disposición final segunda. Sobre la limitación al endeudamiento en las actividades reguladas de los sectores eléctrico y gasista.

Esta disposición establece que las metodologías de retribución de las actividades reguladas de los sectores eléctrico y gasista deberán contemplar incentivos económicos positivos o negativos para, entre otros, garantizar el nivel de endeudamiento adecuado para disponer de una estructura de deuda sostenible.

Tal y como establece el preámbulo del anteproyecto, esta Comisión ha puesto ya de manifiesto su preocupación por el elevado endeudamiento de algunas empresas que desarrollan actividades reguladas, por lo que considera necesario que la retribución de dichas actividades exija la sujeción a determinados umbrales de endeudamiento que garanticen la estabilidad de las mismas.

Esta disposición, implícita ya en la legislación vigente, es además coherente con las orientaciones de política energética sobre prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red, establecidas en los artículos Sexto y Séptimo de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril⁴⁴, que se han materializado hasta ahora en:

- los artículos 5, 19 y la disposición adicional tercera de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC⁴⁵;

⁴⁴ Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen las orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (publicada en el «BOE» de 9 de abril de 2019).

⁴⁵ Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica (publicada en el «BOE» de 19 de diciembre de 2019).

- los artículos 5, 29 y la disposición adicional décima de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC⁴⁶;
- el artículo 28 y la disposición adicional undécima de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC⁴⁷.

En relación con la citada orientación de prudencia financiera, a continuación se justifican las razones por las que se recomienda ampliar la redacción de esta disposición final segunda del anteproyecto para incorporar determinadas modificaciones en el artículo 20.9 ('Contabilidad e información') de la LSE, de modo que además de impedir que las sociedades que ejercen actividades reguladas puedan prestar a otras sociedades de su mismo grupo empresarial avales o garantías, tampoco puedan incurrir en el otorgamiento directo de préstamos⁴⁸.

La previsión contenida en el citado artículo 20.9 de la LSE tiene por objeto que las empresas reguladas no pongan en riesgo su patrimonio al avalar préstamos o prestar garantías a otras sociedades de su grupo, así como a partes vinculadas. Asimismo, hace extensible esta prohibición no únicamente a sociedades o partes vinculadas que realizan actividades liberalizadas en el sector eléctrico, sino también a cualquier otra sociedad o parte vinculada que realice actividades ajenas al mismo. De lo anterior se desprende que la finalidad de esta disposición no es solo evitar la existencia de subvenciones cruzadas de las actividades reguladas hacia las liberalizadas, sino también la de preservar en general el patrimonio de las sociedades que realizan actividades reguladas.

Al no permitir que se avalen préstamos ni se otorguen garantías, se persigue que las sociedades reguladas no asuman riesgos no relacionados con su actividad, dado que la prestación de un aval o una garantía, en caso de fallo en el pago del préstamo por parte del deudor, conllevaría por el acreedor la ejecución de la

⁴⁶ 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 (publicada en el «BOE» de 19 de diciembre de 2019).

⁴⁷ Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado (publicada en el «BOE» de 23 de diciembre de 2019).

⁴⁸ En efecto, a pesar de que el citado otorgamiento directo de un préstamo implicaría un mayor riesgo para la sociedad regulada, no está expresamente prohibido en la ley, como sí lo está la prestación de avales y garantías, y ello sin perjuicio de que la CNMC pueda actuar, en determinados supuestos, dentro de las funciones que le son atribuidas por el artículo 7 ('Supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural') de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

garantía sobre la sociedad regulada. Esta exigencia es, asimismo, coherente con la obligación de objeto social exclusivo.

Siendo esta la finalidad, ha de entenderse que el otorgamiento de un préstamo por parte de una empresa regulada a una sociedad del grupo o parte vinculada, la cual realice actividades liberalizadas en el sector eléctrico o ajenas al mismo, supone la asunción de un riesgo equivalente o superior para la empresa que la prestación de un aval o garantía, ya que el impago de dicho préstamo por parte del deudor supondría un perjuicio patrimonial directo para la sociedad regulada, si cabe más inmediato que la ejecución de un aval o garantía, resultando, por consiguiente, los efectos equivalentes, o incluso más perjudiciales, en el caso del otorgamiento de un préstamo frente al otorgamiento de avales o garantías.

Únicamente cabría excluir de la consideración anterior aquellos préstamos concedidos a sociedades del mismo grupo que tengan por objeto la gestión centralizada de la tesorería (o *cash-pooling*), para gestionar conjuntamente por ejemplo puntas de tesorería o saldos negativos de la misma, pero que no tengan por objeto financiar actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico.

Por todo lo expuesto, se proponen los siguientes cambios en el artículo 20.9 LSE:

*«9) Las sociedades que realizan actividades reguladas no podrán **otorgar préstamos, prestar garantías ni avalar préstamos de otras sociedades del grupo o partes vinculadas que realicen actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico. Se excluyen los préstamos a sociedades del mismo grupo que tengan por objeto una gestión centralizada de la tesorería, sin que se dediquen a actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico.**»*

Se propone asimismo hacer extensiva esta disposición al sector gasista.

Por último, se recomienda dotar de mayor flexibilidad la definición de los incentivos que se puedan llegar a establecer para la actividad de distribución, dejando para el desarrollo de la metodología la concreción tanto de los incentivos como de su impacto sobre la metodología retributiva. En particular, se propone la siguiente redacción para el nuevo apartado 8.bis que propone introducir el anteproyecto:

«8.bis. La metodología de retribución de la actividad de transporte deberá contemplar incentivos económicos, que podrá tener signo

positivo o negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones, garantizar el nivel de endeudamiento adecuado para disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos. La metodología de retribución de la actividad de distribución deberá incluir la formulación para remunerar aquellas otras funciones reguladas efectuadas por las empresas distribuidoras, así como los incentivos que correspondan, que podrán tener signo positivo o negativo, ~~para la mejora de la calidad del suministro, la reducción de las pérdidas, la lucha contra el fraude, la innovación tecnológica, garantizar el nivel de endeudamiento adecuado para disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.~~

~~Para el caso de activos que supongan innovaciones de carácter tecnológico y siempre que su introducción suponga una mayor eficiencia técnica y económica en el sistema, se podrá considerar una vida útil regulatoria diferenciada para estos activos significativamente inferior.»~~

III.2.13 Disposición final tercera. Acceso y conexión a las redes eléctricas.

La disposición final tercera. Uno del anteproyecto propone añadir un nuevo apartado 12 al artículo 33 ('Acceso y conexión') de la LSE, apartado que constaría a su vez de dos párrafos:

El primer párrafo permite hibridar instalaciones de generación «*mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento*», posibilitando que el titular de una instalación que ya disponga de permisos de acceso y de conexión en ese mismo emplazamiento utilice la capacidad y el punto concedidos para continuar evacuando la energía eléctrica producida por toda la nueva instalación en su conjunto, una vez hibridada.

Por su parte, el segundo párrafo habilita, exclusivamente al Gobierno, para que reglamentariamente establezca «*el procedimiento para la solicitud y tramitación de las condiciones de acceso y conexión para la hibridación de instalaciones de producción, y para la actualización, en su caso de los permisos ya otorgados.*»

Asimismo, la disposición final tercera. Dos del anteproyecto modifica el artículo 53 de la LSE en lo referente a la autorización de instalaciones de producción, permitiendo que la autorización administrativa de instalaciones de generación se otorgue por una potencia instalada superior a la que figure en el permiso de

acceso y conexión, siempre que no se modifique la capacidad máxima de acceso.

A continuación, se hacen varias consideraciones a las propuestas de modificación anteriormente descritas:

Hibridación y sobre-instalación o potencia complementaria

Esta Comisión se ha pronunciado ya a favor de permitir la hibridación⁴⁹ y el desarrollo de la llamada potencia complementaria con motivo de la tramitación de su propuesta de Circular por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de las instalaciones de producción de energía eléctrica, como medio para avanzar más rápidamente en la consecución de los objetivos de integración de renovables fijados y aprovechar al máximo la capacidad de las redes, incrementando su factor de utilización.

Ahora bien, aunque la mera hibridación *per se* no modifique la capacidad máxima de acceso, la incorporación de nueva generación de tecnología distinta a la previamente instalada puede suponer una alteración en la integración de las curvas horarias de generación y demanda que altere las condiciones en las que se otorgó el original permiso de acceso y conexión.

Por lo tanto, se aconseja que el texto del anteproyecto recoja que toda hibridación ha de quedar sometida a la evaluación y correspondiente estudio por parte del gestor de la red a la que la instalación en cuestión se conecta, para así determinar su afcción sobre la operación del sistema en su conjunto.

Por otra parte, la hibridación es una figura novedosa en la normativa del sector eléctrico, por lo que sería oportuno evaluar si el redactado propuesto es coherente con el resto los preceptos de la LSE y, en particular, con la disposición adicional vigésima segunda de la misma LSE que regula el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión para garantizar la transición justa. Por ejemplo, llevado al límite el nuevo apartado propuesto en el artículo 33 de la LSE podría dejar invalidada dicha disposición o incluso la previsión incorporada en el

⁴⁹ La hibridación consiste en la instalación de módulos de generación de energía renovable en emplazamientos en donde ya exista una instalación de generación existente con su permiso de acceso y conexión. Las distintas tecnologías de generación tienen distintos perfiles horarios, así por ejemplo la tecnología fotovoltaica presenta un máximo de producción al mediodía y una producción nula durante la noche, mientras que la tecnología eólica sí tiene la posibilidad de producir durante los periodos nocturnos. La hibridación de distintas tecnologías permite complementar estos periodos.

anteproyecto sobre los convenios de transición justa si las instalaciones afectadas por cierres comenzaran a hibridar.

Por ello, sería bueno aclarar el deslinde entre el cierre y la hibridación y podría ser conveniente deslindar los conceptos de autorización de la instalación del permiso de acceso y conexión, pues contendrían requisitos de verificación diferentes, al desligarse la potencia real instalada de la capacidad de acceso conexión a la red. Con ello, se minimizarían posibles amenazas futuras a la operación segura de las redes de transporte y distribución y se evitaría que la hibridación se pudiera convertir en una restricción a la competencia.

III.2.14 Disposición final cuarta. Sobre la modificación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre.

La propuesta en su disposición final cuarta procede a dar una nueva redacción a la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, a efectos de contemplar que en la Ley de Presupuestos Generales del Estado de cada año se incluirá un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación de los tributos establecidos en la Ley 15/2012 y que este importe estará destinado a financiar los costes incluidos en la Ley 24/2013 referidos al fomento de energía renovables.

La modificación introducida en dicha disposición elimina la referencia para el sector eléctrico de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Esta Comisión considera necesario aclarar si la modificación introducida implica la supresión como ingresos del sector eléctrico de los ingresos procedentes de las subastas de gases de efecto invernadero, en cuyo caso, conforme al artículo 13.5 de la Ley 24/2013, sería necesario implementar el mecanismo alternativo para suplir la reducción de ingresos derivada de las citadas subastas por una reducción de costes equivalente o bien un aumento equivalente de los ingresos por la aplicación de cargos a efectos de asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

III.2.15 Disposición final quinta. Sobre la comunicación en casos de participaciones de grupos de sociedades designados como gestor de la red de transporte de electricidad y gas natural.

Ampliación del alcance de la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC a las operaciones realizadas por todas las sociedades del grupo de los gestores de la red de transporte.

Se valora positivamente la ampliación que esta disposición introduce en el alcance del apartado 2 de la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (LCNMC) (DA 9ª LCNMC) a cualquier toma de participaciones realizada por sociedades del grupo al que pertenecen los gestores de la red de transporte, ya sea de electricidad o de gas (a saber: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., así como ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. y REGANOSA, S.A., respectivamente) , dado que se trata de grupos empresariales cuya cifra de negocios procede en su mayoría de la sociedad que desempeña actividades reguladas, y cuya actividad y funciones legamente atribuidas revisten una extraordinaria importancia estratégica para el sector eléctrico o gasista. De esta forma, deberán ser comunicadas las adquisiciones de participaciones en actividades de diversificación e internacionalización realizadas por parte de cualesquiera sociedades de estos grupos.

Adaptación de la disposición adicional novena de la LCNMC al Reglamento (UE) 2019/452 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de marzo de 2019, para el control de las inversiones extranjeras directas en la Unión.

El próximo 11 de octubre entrará en vigor el citado Reglamento (UE) 2019/452, cuyo artículo 2.4 define como ‘mecanismo de control’ *«un instrumento de aplicación general, como una disposición legal o reglamentaria, y los requisitos administrativos, normas o directrices de ejecución que la acompañan, en el que se establecen los términos, las condiciones y los procedimientos para la evaluación, investigación, autorización, condicionalidad, prohibición o anulación de las inversiones extranjeras directas, por motivos de seguridad u orden público⁵⁰.»*

⁵⁰ El Reglamento establece un marco para el control por parte de los Estados miembros de las inversiones extranjeras directas en la Unión, por motivos de seguridad o de orden público, así como para establecer un mecanismo de cooperación de los Estados Miembros entre sí y con la Comisión; contempla asimismo la posibilidad de que la Comisión emita dictámenes sobre dichas inversiones. Para determinar si una inversión puede afectar a la seguridad u orden público, los Estados miembros y la Comisión podrán tener en cuenta sus efectos potenciales, entre otros, sobre las infraestructuras de energía, sobre tecnologías críticas (se incluye la ciberseguridad y el almacenamiento de energía), así como en el suministro de energía o materias primas.

El reglamento define una inversión extranjera directa como aquella realizada por una empresa constituida con arreglo a las leyes de un país tercero con el objetivo de crear o mantener vínculos duraderos y directos para el ejercicio de una actividad económica en un Estado miembro.

A estos efectos, se considera que la repetida DA 9ª LCNMC constituye un mecanismo de control en lo relativo a las operaciones que entran en el ámbito de aplicación de su apartado 4, y por ello se propone ampliar el actual plazo de 30 días hábiles para resolver sobre las operaciones incluidas en el mismo, para adaptarse a lo dispuesto en el artículo 3 del Reglamento, el cual establece que el plazo previsto debe permitir al Estado miembro tener en cuenta observaciones de otros Estados miembros y los dictámenes de la Comisión⁵¹.

Atendiendo a lo expuesto, se propone la siguiente modificación en el último párrafo del apartado 7 de la DA 9ª LCNMC:

«[...] La resolución deberá adoptarse de forma motivada y notificarse en el plazo máximo de 30 días desde la comunicación, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este informe no tendrá carácter vinculante y habrá de ser evacuado en el plazo de 10 días.

En el caso de las operaciones que estén comprendidas en el punto 4 de esta disposición, se estará a lo dispuesto en Reglamento (UE) 2019/452 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de marzo de 2019, para el control de las inversiones extranjeras directas en la Unión. El plazo de 30 días se suspenderá por el tiempo que medie entre la notificación de la operación a los Estados miembros y a la Comisión, y la remisión por parte de éstos de sus observaciones y dictamen, respectivamente o, en su defecto, por el transcurso del

⁵¹ En concreto, el artículo 6 del Reglamento establece que los Estados miembros comunicarán a la Comisión y a los demás Estados miembros toda inversión extranjera directa en su territorio que esté siendo sometida a control, a través de los oportunos 'puntos de contacto', en tanto que su artículo 11 establece que cada Estado miembro y la Comisión establecerán un punto de contacto para la aplicación del Reglamento. Los Estados miembros y la Comisión harán participar a dichos puntos de contacto en todas las cuestiones relativas a la aplicación del Reglamento.

Si un Estado miembro considera que la operación puede afectar a su seguridad u orden público, o tiene información pertinente al respecto, podrá formular observaciones al Estado miembro que está efectuando el control; también las enviará a la Comisión, que las comunicará a los demás Estados miembros, y podrá además emitir el correspondiente dictamen.

En el plazo de 15 días naturales después de la recepción de la información sobre la operación, los otros Estados miembros o la Comisión notificarán su intención de formular observaciones o emitir dictamen, respectivamente. La notificación puede incluir una solicitud de información al Estado miembro, que deberá atenderse sin demora.

Las observaciones de los Estados miembros y/o el dictamen de la Comisión se emitirán en el plazo máximo de 35 días naturales. En caso de haberse realizado una solicitud de información, se emitirán en el plazo máximo de 20 días naturales después de la recepción de la información. A su vez, la Comisión podría emitir un dictamen a raíz de las observaciones de otros Estados miembros en el plazo máximo de 5 días naturales después del vencimiento de los plazos anteriores.

plazo de 15 días naturales para notificar su intención de formular observaciones o emitir dictamen.»

Además, se señala un aspecto del Reglamento que podría ser sometido a consideración en lo relativo a las operaciones comprendidas en el apartado 4 de la misma: El artículo 3 del Reglamento establece que los Estados miembros que dispongan de mecanismos de control mantendrán, modificarán o adoptarán las medidas necesarias para determinar y evitar la elusión de los mecanismos de control y de las decisiones de control. En España son tipos sancionadores tanto la falta de comunicación de las operaciones, como el incumplimiento de las condiciones.

Sin embargo, en la práctica, el control que se realiza sobre las operaciones disminuye, debido a que habitualmente se utilizan sociedades vehículo constituidas en la Unión Europea (UE) para realizar adquisiciones por parte de empresas de terceros países. De esta forma, las operaciones entran en el ámbito del apartado 3 (y no del 4) de la DA 9ª LCNMC. Se tiene que las operaciones comprendidas dentro del punto 3 están sometidas a obligación de comunicación, pero no pueden establecerse condiciones mediante resolución como ocurre con las operaciones comprendidas dentro del punto 4.

Si bien esta cuestión no se recoge expresamente en el artículo 3 del Reglamento, el considerando (10) de su preámbulo introduce un inciso al respecto (a continuación; nuestro subrayado): *«Los Estados miembros que disponen de un mecanismo de control deben establecer las medidas necesarias, de conformidad con el Derecho de la Unión, a fin de evitar la elusión de sus mecanismos de control y decisiones de control. Dichas medidas deben abarcar las inversiones realizadas desde dentro de la Unión mediante acuerdos artificiales que no reflejen la realidad económica y eludan los mecanismos de control y las decisiones de control, cuando el inversor sea, en última instancia, propiedad de una persona física o empresa de un tercer país o esté bajo el control de estas. Todo ello se entiende sin perjuicio de la libertad de establecimiento y la libre circulación de capitales consagradas en el TFUE [Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea].»*

Es significativa la citada referencia del preámbulo, que pone de manifiesto una problemática habitual en el análisis de operaciones, y dado que dicha problemática tiene alcance europeo, debe estudiarse de forma coordinada dicha ampliación de alcance, que se recomienda trasladar al Grupo de expertos de la Comisión dedicado al control de la inversión extranjera directa en la UE,

establecido por la Decisión de 29 de noviembre de 2017 de la Comisión, al que alude tanto el artículo 12 del Reglamento como su preámbulo, considerando (28).

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El anteproyecto se valora positivamente al establecer un marco general de actuación para el impulso de la política de lucha contra el cambio climático con una vocación transversal, al contemplar principios programáticos, medidas concretas de actuación y medidas que presentan un carácter horizontal, afectando a numerosos sectores de la economía de nuestro país.

Vislumbrar la senda de descarbonización con objetivos medibles y cuantificables a 2030 y a 2050 a través de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima y la Estrategia de Descarbonización dota de claridad y seguridad jurídica al conjunto de Administraciones Públicas, agentes privados e inversores nacionales e internacionales.

A continuación, se resumen las principales observaciones y recomendaciones al anteproyecto que coadyuvan a garantizar este objetivo:

- *Impulso a la generación renovable.* El anteproyecto mantiene el mecanismo concurrencial para el impulso del desarrollo de instalaciones de energía eléctrica renovable, lo que se valora positivamente, si bien puede resultar demasiado rígido el fijar el volumen mínimo de instalaciones renovables, así como la obligación de convocatoria anual en una norma de rango de ley, que tiene carácter estructural.

El anteproyecto plantea una nueva formulación del régimen de retribución pasando de un régimen retributivo sobre la capacidad instalada a uno sobre el precio por la energía generada. No queda claro si estos procedimientos de concurrencia competitiva con reconocimiento de un precio fijo son excluyentes respecto a los previstos en la ley vigente. A este respecto, se recomienda no cerrar las posibilidades de formulación de estos procedimientos de concurrencia competitiva, pues ambos tienen ventajas e inconvenientes dependiendo de su diseño. Disponer de varias herramientas puede resultar más eficaz para lograr los objetivos de integración de generación renovable, e incluso de almacenamiento, y dota de una mayor capacidad de adaptación.

Sería deseable clarificar la redacción de los apartados 1 y 2 del artículo 6, así como en la MAIN, pues parecería que se están planteando dos marcos retributivos, uno para el otorgamiento de 'derechos económicos' para impulsar la inversión y otro para el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía generada.

- *Gas renovable.* Se valora positivamente el establecimiento de planes específicos para la penetración de gases renovables, si bien convendría hacer referencia a la consideración de criterios de eficiencia desde el punto de vista de un análisis coste beneficio, en los casos en los que se prevea una regulación por incentivos a su producción o a su inyección en la red de distribución.
- *Puntos de recarga eléctrica.* Sería más eficaz precisar la obligación de los titulares de estaciones de servicio de garantizar la instalación de al menos un punto de recarga eléctrica, bien por sí mismos, bien a través de un contrato de hospitalidad con terceros. Cabría, además, valorar si las medidas incorporadas en la Ley de Propiedad Horizontal en 2009 para favorecer los puntos de recarga están surtiendo efecto y si es conveniente realizar previsiones sobre los contratos de arrendamiento. Asimismo, no conviene perder de vista la evolución del precio de los combustibles mientras se produce la transición a otras formas de movilidad.
- *Transporte marítimo y puertos.* Sería deseable realizar un esfuerzo en la MAIN para señalar y evaluar las posibles medidas, así como el calendario de adaptación, al objeto de conciliar la necesaria transición energética con el mantenimiento de la competitividad portuaria evitando la pérdida de la misma en favor de otros puertos cercanos que no impongan restricciones o cuenten con normativa más laxa. Se recomienda, además, tener en consideración alternativas concretas como el cold ironing.
- *Convenios de transición justa.* La capacidad de acceso juega un papel esencial en el despliegue de nuevas energías renovables. En el caso de los convenios de transición justa, la posibilidad de incluir el acceso prioritario se produciría en situaciones excepcionales y previamente evaluadas. Ahora bien, por su característica excepcional respecto al procedimiento de otorgamiento de acceso general, sería bueno concretar los elementos de la concesión del derecho de acceso prioritario al objeto de evitar posibles problemas de reforzamiento de posiciones empresariales que pudieran impedir o limitar el acceso a la actividad por parte de nuevos entrantes.
- *Contratación pública.* Convendría precisar que los criterios medioambientales deben estar relacionados con el objeto del contrato, ser objetivos, respetuosos con los principios informadores de contratación pública y figurar, junto con la ponderación que se les atribuya, en el pliego correspondiente.
- *Integración del riesgo de cambio climático en el sistema financiero y energético.* Se propone incluir a la CNMC en el elenco de organismos que, cada dos años, elaboren informes sobre la evaluación del riesgo para el sistema financiero español derivado del cambio climático y de las políticas llevadas a cabo para combatirlo.

- *Titularidad de las instalaciones de almacenamiento.* Sería oportuno aprovechar para transponer lo previsto en los artículos 36 y 54 de la Directiva (UE) 2019/944, en cuanto a que los gestores de redes de distribución o de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía, salvo que se autoricen debidamente las posibles excepciones a esta prohibición general, según los requisitos y bajo las condiciones que allí se recogen.
- *Agregadores de demanda.* Se valora positivamente la introducción de la figura del agregador de demanda, si bien deberían establecerse obligaciones análogas a las aplicables a las figuras del comercializador y del representante. En el mismo sentido, cabe aprovechar también para dar solución a la misma distorsión observada para el caso de los consumidores directos en el mercado.
- *Limitación al endeudamiento. Préstamos intragrupo.* Se propone ampliar la redacción de la disposición final segunda del anteproyecto para impedir que las sociedades que ejercen actividades reguladas puedan otorgar directamente préstamos a otras sociedades de su mismo grupo empresarial.
- *Hibridación, repotenciación, permisos de acceso y prioridad de despacho.* Se considera positiva tanto la hibridación como la repotenciación de instalaciones preexistentes. Ahora bien, la hibridación es una figura novedosa en la normativa del sector eléctrico, por lo que sería oportuno evaluar si el redactado propuesto es coherente con el resto de los preceptos de la LSE. Sería bueno aclarar el deslinde entre el cierre y la hibridación y podría ser conveniente desligar los conceptos de autorización de la instalación del permiso de acceso y conexión, pues contendrían requisitos de verificación diferentes, al desligarse la potencia real instalada de la capacidad de acceso a la red.

Es aconsejable actualizar el funcionamiento de la prioridad de despacho. En particular, en lo que se refiere a la posible hibridación con fuentes de energía no renovable.

- *Ingresos del sistema.* Conviene aclarar si la modificación introducida en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, podría conllevar perder, como ingresos del sistema eléctrico, todos o parte de los procedentes de las subastas de derechos de emisión, en cuyo caso deberán preverse los mecanismos necesarios para preservar su sostenibilidad económica y financiera.
- *Tomas de participación en gestores de redes transporte.* Se propone ampliar el plazo actual de 30 días para resolver operaciones ex disposición adicional

novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, dando así cumplimiento a lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/452, cuando se requieran observaciones o dictamen de otros Estados miembros o de la Comisión Europea, respectivamente.

