



La ordenación del suministro de hidrógeno renovable. En especial: almacenamiento, transporte y distribución (1)

The regulation of renewable hydrogen supply. In particular: storage, transport and distribution

ALEJANDRO D. LEIVA LÓPEZ

Profesor Ayudante Doctor. Universidad de Málaga
alejandro.leiva@uma.es
ORCID: 0000-0001-7981-3693

DOI: <https://doi.org/10.47623/ivap-rvap.124.2022.01>

LABURPENA: Hidrogeno berriztagarria gogor sartu den energia-bektorea da, ekonomiaren deskarbonizaziorako funtsezko soluzio jasangarri gisa. Ildo horretan, gure arau-esparruak bere potentziala aitortu behar du, eta, horretarako, energia-bektore horrek dituen erronkak eta aukerak onartu behar ditu. Beraz, azterlan honen helburua da hidrogeno berriztagarriaren balio-katea bultzatzeko egokitzat jotzen ditugun erregulazio-proposamenak egitea. Zehazki, instalazioen titularren jarduera-araubideari eta jarduerak bereizteko eta hirugarrenak sareetara sartzeko printzipioen aplikazioari buruzko alderdi juridikoak aztertzen ditugu, instalazioen titularren artean egon behar den mugaz gaindiko lankidetzaren esparrua ere azpimarratuz. Era berean, instalazioen titularrentzat eratu behar den ordainsari-erregimenari buruzko alderdirik garrantzitsuenak aztertzen ditugu. Eta, azkenik, hidrogenoaren arloko proiektuak finantzatzera bideratutako egungo sustapen-esparrua azaltzen dugu, proiektu aitzindari eta berritzaileenak hautatuko dituzten lehia-deialdietan oinarrituta eraikia.

HITZ GAKOAK: Energia-zuzenbidea. Gas berriztagarriak. Hidrogeno berriztagarria. Energia-trantsizioa. Klima-aldaketa.

ABSTRACT: Renewable hydrogen is an energy vector that appears as a key sustainable solution for the decarbonisation of the economy. In this sense, the regulatory framework must recognize its potential, assuming the challenges and opportunities that this energy vector has. Thus, the purpose of this study is to make regulatory proposals that we understand are adequate to achieve the

(1) Este trabajo se enmarca en el proyecto I+D+i «El gas renovable en la economía circular. Retos regulatorios para la transición de la industria del gas» (P20_01338), concedido en la convocatoria del procedimiento de concesión de ayudas a proyectos de I+D+i, en régimen de concurrencia competitiva, destinadas a las universidades y entidades públicas de investigación calificadas como agentes del Sistema Andaluz del Conocimiento, en el ámbito del Plan Andaluz de Investigación, Desarrollo e Innovación (PAIDI 2020). *BOJA* núm. 119, de 23 de junio de 2020.



R.V.A.P. núm. 124. Septiembre-Diciembre 2022. Págs. 17-47
Versión impresa ISSN: 0211-9560 • Versión en línea ISSN: 2695-5407

17

promotion of the renewable hydrogen value chains. In particular, we examine legal aspects regarding the actions of infrastructure owners and the application of the principles of unbundling and third-party access to the networks. We also highlight the necessary cross-border cooperation framework that must exist between owners of the facilities. Likewise, we address the most relevant aspects of the remuneration regime that must be configured for the owners of the facilities. And, finally, we examine the current framework for promoting renewable hydrogen in Spain. This promotion framework is built on the basis of competitive calls that select the pioneering and most innovative projects.

KEYWORDS: Energy law. Renewable gas. Renewable hydrogen. Energy transition. Climate change.

RESUMEN: El hidrógeno renovable es un vector energético que irrumpe con fuerza como solución sostenible clave para la descarbonización de la economía. En este sentido, nuestro marco regulatorio debe reconocer su potencial, asumiendo para ello los retos y oportunidades que este vector energético arroja. Así pues, el presente estudio tiene por objeto hacer propuestas de regulación que entendemos adecuadas para lograr el impulso de la cadena de valor del hidrógeno renovable. En particular, examinamos aspectos jurídicos sobre el régimen de actuación de los titulares de las instalaciones y la aplicación de los principios de separación de sus actividades y de acceso de terceros a las redes, destacando también el necesario marco de cooperación transfronterizo que debe existir entre titulares de las instalaciones. Asimismo, abordamos los aspectos más relevantes sobre el régimen retributivo que debe configurarse para los titulares de las instalaciones. Y, por último, exponemos el actual marco de fomento dirigido a financiar proyectos en materia de hidrógeno, construido sobre la base de convocatorias competitivas que seleccionarán los proyectos pioneros y más innovadores.

PALABRAS CLAVE: Derecho energético. Gases renovables. Hidrógeno renovable. Transición energética. Cambio climático.

Trabajo recibido el 25 de mayo de 2022

Aceptado por el Consejo de Redacción el 23 de septiembre de 2022



Sumario: I. Introducción.—II. Aspectos generales: 1. El hidrógeno: modalidades y usos. En particular: la obtención de hidrógeno renovable a partir de la electrólisis del agua. 2. Hoja de ruta del hidrógeno renovable en España.—III. El sistema de hidrógeno: 1. Cadena de valor del suministro de hidrógeno: sujetos que intervienen y régimen de actividades. 2. El principio de separación de actividades. 3. Titulares de las instalaciones que permiten incorporar hidrógeno al sistema. El principio de Acceso de Terceros a las Redes (ATR). 4. El intercambio transfronterizo de hidrógeno renovable y la cooperación regional entre transportistas y distribuidores.—IV. Régimen jurídico y económico del almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno: 1. Régimen jurídico: A. Régimen de autorizaciones. B. Acceso y conexión a las instalaciones. C. Derechos y obligaciones. 2. Régimen económico. Metodología para el cálculo de la retribución de las actividades.—V. Mecanismos de fomento del hidrógeno renovable.—VI. Conclusiones.—VI. Bibliografía.

I. Introducción

El deterioro progresivo del medio ambiente muestra cómo el mix energético debe estar protagonizado por las energías renovables, aunque estas presentan el inconveniente de la intermitencia, lo que las convierte, con carácter general, en fuentes de energía no gestionables. Así las cosas, para cubrir toda la demanda de energía hace falta contar con una fuente de respaldo, que habitualmente es un combustible fósil (gas natural). Ello implica mayor contaminación y, en tiempos recientes, mayor coste para el sistema, ya que —como consecuencia del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania— asistimos a un escenario de elevados costes del gas⁽²⁾ que han cristalizado en un incremento muy significativo del precio del Pool y, por consiguiente, del precio minorista que sufragan los consumidores a través de la factura eléctrica.

En este contexto, cobra protagonismo un combustible renovable e inagotable: el hidrógeno renovable. Este gas renovable es uno de los elementos químicos más abundante del universo y puede obtenerse a través de la electrólisis, un proceso electroquímico que no emite dióxido de carbono y que separa el oxígeno y el hidrógeno de la molécula de agua a través de la electricidad. A su vez esta electricidad utilizada para desencadenar reacciones químicas puede provenir de plantas de generación

(2) Véase CARRERAS BAQUER, Oriol (2022), «El impacto de un aumento del precio del petróleo y del gas en España: posibles escenarios», en *Informe Mensual – La Caixa*, núm. 283 465 (Ejemplar dedicado a: El impacto económico de la crisis de Ucrania), pág. 23.



basadas en fuentes de energía renovable (eólica, solar...)(3). Y todo ello permitiría calificar al hidrógeno como un gas renovable. Sin embargo, en la actualidad, la práctica totalidad del hidrógeno producido es «gris» (hidrógeno obtenido a partir del metano y en cuyo proceso de generación se emite CO₂). Es por ello que debe avanzarse tecnológicamente en materia de hidrógeno renovable, para conseguir así desplazar al hidrógeno gris. Para ello, la inversión en I+D+i debe aumentar exponencialmente y, además, debe existir una cobertura regulatoria adecuada y capaz de hacer atractiva la inversión en esta tecnología a partir de la cual se obtiene hidrógeno renovable.

El hidrógeno renovable se convierte en un instrumento estratégico y prioritario a nivel europeo. Recientemente, la Comisión Europea ha presentado el Plan para poner fin a la dependencia de la Unión Europea con respecto a los combustibles fósiles rusos (*REPowerEU*) (4), el cual persigue implementar medidas de diversificación del suministro energético y de ahorro y eficiencia energética, así como promover la implantación acelerada de energías renovables. Este plan fija un objetivo de 10 millones de toneladas de generación nacional de hidrógeno renovable, con la finalidad de reemplazar así el gas natural, el carbón y el petróleo en aquellos sectores industriales y del transporte donde la electrificación es difícil de alcanzar. Por su parte, la Estrategia exterior de la UE en materia de energía (5) subraya la importancia de establecer canales de cooperación en materia de hidrógeno y otras tecnologías limpias.

Así pues, el presente trabajo tiene por objeto hacer propuestas para una adecuada regulación de la cadena de valor del suministro de hidrógeno renovable en España. Dentro del sistema de hidrógeno y sus distintas actividades, examinamos los aspectos jurídicos y económicos de las actividades de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno renovable. En particular, hacemos un examen exhaustivo del régimen de actuación de los titulares de las infraestructuras, así como de los principios de separación de actividades y de acceso de terceros a las redes. Por otro lado, proponemos un modelo retributivo adecuado para los titulares de las instalaciones y un marco de cooperación transfronteriza en materia de hidrógeno renovable. Por último, abordamos el actual marco de fo-

(3) FERNÁNDEZ GÓMEZ, Jorge, ÁLVARO HERMANA, Roberto y MENÉNDEZ SÁNCHEZ, Jaime (2021), «Perspectivas de desarrollo de un mercado global de hidrógeno. Implicaciones para la CAPV», en *Cuadernos Orkestra*, núm. 03/2021, págs. 7-9.

(4) EUROPEAN COMMISSION (2022). *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions REPower EU Plan*. COM/2022/230 final. Bruselas, 18.05.2022.

(5) EUROPEAN COMMISSION (2022). *Joint communication to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. EU external energy engagement in a changing world*. JOIN/2022/23 final. Bruselas, 18.05.2022.



mento dirigido a proyectos en materia de hidrógeno, el cual se construye sobre varias convocatorias competitivas de incentivos (para proyectos pioneros y singulares, y para proyectos sobre la cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno) dotadas de una financiación proveniente del del PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento.

II. Aspectos generales

1. El hidrógeno: modalidades y usos. En particular: la obtención de hidrógeno renovable a partir de la electrólisis del agua

Los objetivos climáticos y energéticos fijados para el horizonte 2050 pasan por lograr una economía totalmente descarbonizada en la que se erradiquen las emisiones de gases de efecto invernadero. En este escenario, debe caminarse hacia un proceso de descarbonización de la industria, en el cual el gas está llamado a facilitar la transición hacia un escenario futuro basado en las energías renovables(6), y en concreto el hidrógeno renovable asumirá un papel protagonista. El hidrógeno se puede obtener a partir de varias fuentes de energía primarias y por medio de distintas tecnologías. Presenta una clasificación que depende del método de producción y de las fuentes de energía utilizadas. Por un lado, el hidrógeno gris se va a producir utilizando electricidad obtenida a partir de combustibles fósiles (por ejemplo, reformado de gas natural). Si el CO₂ que aparece como subproducto —derivado del proceso de obtención de hidrógeno a través de combustibles fósiles— es capturado y almacenado de forma permanente, entonces el hidrógeno se clasificará como azul. Por otro lado, cuando el hidrógeno es producido a partir de fuentes de energía renovables, se clasificará como hidrógeno renovable o verde(7).

Así pues, el hidrógeno renovable es una modalidad de gas renovable obtenido a partir de la energía eléctrica excedentaria de origen solar o eólico. Aunque el hidrógeno renovable puede obtenerse a partir de varias fuentes de energía primaria y a través de varios procesos técnicos, la tecnología actualmente viable —en términos de eficiencia económica— es aquella que permite obtener el hidrógeno de un proceso electroquímico de electrólisis (denominado *Power-to-Gas*) que extrae los

(6) EUROPEAN COMMISSION (2022), *EU Taxonomy: Commission begins expert consultations on Complementary Delegated Act covering certain nuclear and gas activities*, Press release, Bruselas, 1 de enero de 2022.

(7) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2021), *Global Hydrogen Review 2021*, Ed. IEA Publications, Francia, octubre de 2021, pág. 14.



átomos de hidrógeno de la molécula de agua(8). Este sistema basado en la electrólisis del agua no emite dióxido de carbono y permite introducir flexibilidad al sistema energético, contribuyendo a un mayor acoplamiento e integración de los sistemas de gas y electricidad(9). Este proceso tiene lugar a través de electrolizadores que permiten obtener el hidrógeno, que a su vez deben alimentarse por electricidad, de forma que si se quiere calificar este hidrógeno como renovable, esa electricidad que activa el electrolizador debe proceder de plantas de generación renovables, y en concreto del excedente eólico o solar. Por tanto, el mero hecho de que la tecnología de electrólisis no emita dióxido de carbono no es el único elemento que convierte al hidrógeno en renovable, sino que también es necesario que la electricidad empleada en este proceso sea de procedencia renovable.

El hidrógeno aparece como una pieza esencial para la consecución de los objetivos climáticos y energéticos definidos a nivel internacional y sus usos van a ser muy variados. Destacadamente, podrá emplearse en la movilidad, para vehículos eléctricos con pila de combustible de hidrógeno, así como en el sector de la aviación, del ferrocarril y del transporte marítimo(10). También puede emplearse en la industria, como sustitutivo de otros combustibles fósiles, para elaborar ciertos productos (amoniaco, metanol, fertilizantes, plásticos o acero, entre otros) (11). Por otra parte, el hidrógeno podrá ser transportado y almacenado en la propia red de gasoductos existente o en redes específicas de hidrógeno, de forma que pueda ser destinado a uso doméstico (calefacción, agua caliente sanitaria...)(12). Además, el hidrógeno renovable es un vector energético y permite almacenar la energía eléctrica excedentaria de origen renovable a través de las distintas tecnologías disponibles de almacenamiento(13). Así las cosas, la cada vez mayor integración de grandes volúmenes de generación de electricidad basada en fuentes de energía renovables

(8) ENTSO-E and ENTSO-G (2018), *Power to Gas – A Sector Coupling Perspective*, Joint Paper, octubre de 2018, págs. 1-4. <https://www.entsog.eu/power-gas>.

(9) Véase LAMBERT, Martin (2018), «Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?», en *Oxford Energy Insight*, núm. 39, The Oxford Institute for Energy Studies, 17 págs.

(10) Véase PALACÍN ARIZÓN, Fernando y SIMÓN ROMERO, Jesús (2016), «Las nuevas oportunidades de la economía del hidrógeno en la movilidad», en *Técnica industrial*, núm. 314, pág. 37.

(11) MARTÍNEZ RODRÍGUEZ, Antón (2021), «El hidrógeno renovable: clave para la descarbonización y la transición energética», en *Cuadernos de energía*, núm. 65, pág. 130.

(12) DELGADO MARTÍN, Agustín y PÉREZ RAMÍREZ, Samuel (2021), «Hidrógeno verde, parte de la solución para descarbonizar la economía», en *Cuadernos de Energía*, núm. 65, págs. 148-149.

(13) A mayor abundamiento sobre esta materia véase AGUADO MOLINA, Roque, CASTELEIRO ROCA, José Luis, JOVE PÉREZ, Esteban, ZAYAS GATO, Francisco, QUINTIÁN PARDO, Héctor y CALVO ROLLE, José Luis (2021), *Hidrógeno y su almacenamiento. El futuro de la energía eléctrica*, Ed. Servicio de Publicaciones Universidade da Coruña, págs. 104-116.



(eólica y solar, fundamentalmente) lanzan desafíos técnicos difíciles de afrontar, en tanto deben compensarse con éxito los desequilibrios que tienen lugar entre la generación y los niveles de demanda de electricidad en cada momento. En este contexto, el hidrógeno renovable va a permitir almacenar la energía eléctrica excedentaria, lo que ayuda notablemente a superar este desafío técnico que implica su necesario almacenamiento a gran escala. Por tanto, el hidrógeno renovable va a reportar importantes beneficios en términos de operación, estabilidad y equilibrio de la red(14).

2. Hoja de ruta del hidrógeno renovable en España

En la actualidad, el hidrógeno sigue encontrando fuertes barreras de carácter administrativo, económico y tecnológico. Este vector energético está llamado a asumir un papel protagonista, en tanto reporta importantes ventajas económicas y reduce la dependencia energética exterior, y por este motivo debe sustanciarse una adecuada y sólida hoja de ruta.

Tomando como principal referencia los objetivos energéticos y climáticos definidos en la Cumbre del Clima de París de 2015, la Unión Europea ha fijado prioridades muy ambiciosas(15) en el Paquete de Invierno Energético, el denominado «*Clean Energy for all Europeans Package*». En este paquete se incluyen distintas medidas legislativas conducentes a fijar una estrategia basada en un modelo de energías limpias, seguras, accesibles, competitivas y asequibles para todos los ciudadanos. Así, el hidrógeno renovable va a jugar un papel fundamental en relación con los objetivos fijados en la estrategia europea sobre eficiencia energética, investigación e innovación, seguridad de suministro, descarbonización y competitividad. Destacadamente, la 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 (en adelante, Directiva de renovables)(16) emplaza a los Estados miem-

(14) MALIN ANDREASSON, Liv, DE GRAAF, Kars y ROGGENKAMP, Martha (2020), *Regulatory Framework: legal challenges and incentives for the development of hydrogen infrastructure in port areas*, Ed. New Energy Coalition, TNO and University of Groningen, TNO Publications, pág. 6.

(15) A mayor abundamiento sobre la regulación europea en materia de hidrógeno y gases renovables véase FRANCO FERRARI, Giuseppe (2022), «Regulación del hidrógeno y de los gases renovables en la Unión Europea», en ALENZA GARCÍA, José Francisco y MELLADO RUIZ, Lorenzo (coords.), *Estudios sobre el cambio climático y la transición energética*, Ed. Marcial Pons, Ediciones Jurídicas y Sociales, Madrid, págs. 223-244 y DEL GUAYO CASTIELLA, Íñigo (2021), «Régimen jurídico de los gases renovables, con especial referencia al hidrógeno», en RECUERDA GIRELA, Miguel Ángel (coord.), en *Anuario de Derecho Administrativo*, Ed. Civitas, Navarra, págs. 535-554.

(16) *DOUE* núm. 328, de 21 de diciembre de 2018.



bros a que ofrezcan medios adecuados para mostrar a los consumidores el origen de los gases renovables y a que promuevan la comercialización transfronteriza de estos gases. Asimismo, se ha creado la «Estrategia de Hidrógeno de la Unión Europea» (*EU Hydrogen Strategy*) (17), que establece unos marcos de actuación que pivotan en torno al liderazgo de mercados, I+D+i en tecnologías y mercados, cooperación con terceros países, inversiones e infraestructuras de red. Además, la estrategia sobre hidrógeno define unos hitos para distintos horizontes temporales: *i)* Periodo 2020-24. Se fija como objetivo la implementación de electrolizadores e hidrogeneras instalados junto a las zonas geográficas de alta demanda; *ii)* Periodo 2025-30. Empleo del hidrógeno para la fabricación de acero y para el sector del ferrocarril, marítimo y del transporte de vehículos pesados; y *iii)* Periodo 2030-50. Aplicación del hidrógeno renovable en edificios, en el sector industrial y en materia de almacenamiento. Asimismo, desde esta perspectiva europea, cabe destacar los denominados «*Important Projects of Common European Interest*» (IPCEIs) y el nuevo plan europeo *REPowerEU* (18), que persiguen incrementar exponencialmente el uso del hidrógeno renovable, hasta alcanzar los 20 millones de toneladas de hidrógeno renovable en el horizonte 2030.

Así las cosas, sobre la base de este marco estratégico definido a nivel europeo se han ido construyendo las distintas líneas de actuación en materia de hidrógeno renovable en España. La primera y más importante iniciativa ha sido la Hoja de Ruta del Hidrógeno, aprobada en Consejo de Ministros de 06 de octubre de 2020 y construida sobre la base del *EU Hydrogen Strategy*. Esta hoja de ruta quiere convertir a España en una de las mayores potencias tecnológicas en materia de producción y aprovechamiento de hidrógeno renovable, fijando como objetivo central el 100% de energías renovables para 2050. La hoja fijó un objetivo de 4 GW de potencia instalada de electrólisis para 2030 (lo que permite alcanzar, aproximadamente, los 2 millones de toneladas de hidrógeno renovable), pero es conveniente que este sea ampliado, ya que, con posterioridad, se ha aprobado un nuevo plan energético a nivel europeo (*REPowerEU*) que eleva muy significativamente el objetivo, hasta alcanzar la cifra de los 10 millones de toneladas de hidrógeno en el horizonte 2030. En definitiva, la Hoja de Ruta del Hidrógeno aparece como una oportunidad de contri-

(17) EUROPEAN COMMISSION (2020), *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of the Regions. Bruselas, 08.07.2020, COM (2020) 301 final.

(18) Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (2022), *REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy*, COM (2022) 108 final, Estrasburgo, 08.03.2022.



buir a la eliminación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aquellos sectores o procesos difícilmente descarbonizables, lo que permitiría alcanzar una economía neutra, desde la perspectiva climática, para el horizonte 2050 (19).

Por otro lado, se han aprobado hasta tres estrategias nacionales que sitúan en el centro de las políticas sobre descarbonización al hidrógeno y al resto de gases renovables. Estas estrategias son: *i)* Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050 (aprobada en Consejo de Ministros de 03.11.2020). El hidrógeno renovable aparece como un vector energético que ofrece importantes ventajas en materia de almacenamiento y de gestionabilidad de la producción renovable; *ii)* Estrategia de Almacenamiento Energético (aprobada en Consejo de Ministros de 16.03.2021). La estrategia destaca el papel que juega el hidrógeno como almacenador, así como las distintas tecnologías que pueden implementarse en aras de alcanzar mejoras en términos de competitividad e innovación; y *iii)* Estrategia de movilidad segura, sostenible y conectada 2030 (aprobada en Consejo de Ministros de 10.12.2021), en la que se destaca el papel del hidrógeno renovable dentro de un eje específico sobre movilidad de bajas emisiones.

Asimismo, fue aprobado en Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021 el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). De nuevo, este programa estratégico destaca el papel del hidrógeno renovable obtenido a partir de la electrólisis del agua, en tanto va a contribuir a la reducción de del 23% de las emisiones contaminantes respecto a los niveles de 1990. Además, el PNIEC subraya cómo el hidrógeno puede ser una pieza esencial desde la perspectiva de sus múltiples usos: en el transporte (vehículo pesado y ligero, buques, trenes...), en la industria (al sustituir a otros combustibles de origen fósil) y como almacenador.

Por su parte, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (LCCTE) (20) persigue fomentar los gases renovables (hidrógeno renovable, biogás, biometano y otros combustibles alternativos). El artículo 12 establece que el Gobierno debe promover la penetración del hidrógeno renovable, lo que va a tener lugar a través de planes específicos contruidos sobre la base de los objetivos definidos en el PNIEC 2021-2030. En particular, estos planes podrán incluir las siguientes medidas: *i)* Objetivos anuales de penetración de gases renovables en la venta o consumo de gas natural; *ii)* Un sistema de certificación e instrumentos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia; y *iii)* Regula-

(19) Véase SASTRE BECEIRO, Mónica (2022), «Títulos jurídicos ambientales necesarios para la producción de hidrógeno renovable», en *Revista de Derecho Urbanístico y Medio Ambiente*, año núm. 56, núm. 354, pág. 167.

(20) BOE núm. 121, de 21 de mayo de 2021.



ciones que contribuyan al uso industrial directo de los gases renovables o su empleo en el sector de la movilidad, y la inyección de estos en la red gasista. Por otro lado, el artículo 13 de la LCCTE pone de manifiesto la importancia de reducir las emisiones en el sector del transporte pesado y del transporte marítimo y aéreo, a través de la integración de energías renovables y del suministro de biocarburantes y otros combustibles renovables de origen no biológico. Mientras que el artículo 14 alude a la promoción de una movilidad baja en emisiones, obligando a las Administraciones a adoptar medidas que permitan alcanzar una movilidad sin emisiones en 2050. Se especifica que, no más tarde de 2040, los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos deben presentar unas emisiones de 0 g CO₂/km, y se exige de los municipios de más de 50.000 habitantes y a los territorios insulares la adopción de planes de movilidad urbana sostenible (antes de 2023), con el fin de lograr una reducción de emisiones significativa basada en el uso de combustibles renovables, entre otros. Así pues, observamos cómo la LCCTE hace una apuesta decidida por el fomento del hidrógeno renovable, aunque echamos en falta una mayor concreción que permita identificar los mecanismos que pueden influir positivamente en su desarrollo eficaz.

Por último, en fecha 27 de abril de 2021, el Consejo de Ministros aprobó el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), en el marco del Plan de Recuperación Europea (*NextGenerationEU*). Este plan contempla, por vez primera, una inyección económica para el hidrógeno renovable por importe de 1.555 millones de euros, la cual podrá ser aplicada por medio del Proyecto Estratégico para la Recuperación y la Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA), aprobado en Consejo de Ministros de 14 de diciembre de 2021. A su vez, este PERTE de ERHA se va a materializar por medio de convocatorias desarrolladas en concurrencia competitiva que irán desarrollándose entre 2022 y 2023. Hasta la fecha, existen algunos programas de incentivos que ya han visto luz verde, a los que nos vamos a referir en el apartado correspondiente de este trabajo.

III. El sistema de hidrógeno

1. Cadena de valor del suministro de hidrógeno: sujetos que intervienen y régimen de actividades

El suministro de hidrógeno tendrá lugar gracias a que determinados sujetos desarrollan actividades destinadas a tal fin. Los sujetos que van a desarrollar estas actividades son: *i*) productores: a quienes se encomienda la generación de hidrógeno renovable a través de electrolizado-



res; *ii*) distribuidores: que se deben encargar de construir, mantener y operar las instalaciones de distribución de hidrógeno en exclusiva, que harán transitar el producto hasta las zonas de consumo. También serán distribuidores de hidrógeno los definidos como tal en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos (en adelante, LH) (21); *iii*) transportistas: aquellos dedicados a la construcción, operación y mantenimiento de infraestructuras de transporte o de almacenamiento de hidrógeno en exclusiva, incluyendo también a aquellas sociedades que operan sobre las redes existentes a que se refiere la LH; *iv*) gestor técnico del sistema u operador del sistema: que se encargará de la gestión y operación de las instalaciones del sistema de hidrógeno; *v*) comercializadores: son aquellas sociedades que adquieren hidrógeno renovable para su posterior venta a los consumidores o a otros comercializadores; *vi*) consumidores finales: son los sujetos que adquieren hidrógeno renovable para su propio consumo, bien de forma directa o a través de suministrador. Cabe significar que también tendrán la consideración de consumidor final las estaciones de servicio o hidrogeneras cuando se suministren de un comercializador; y *vii*) operador del mercado: que se encargará de casar la oferta y la demanda en el mercado de generación.

Así las cosas, las actividades de producción y comercialización de hidrógeno —coincidiendo con lo previsto para el sector eléctrico y gaseista— se deben desarrollar en régimen de libre competencia, de forma que su régimen de funcionamiento y económico será libremente fijado por las partes. Por su parte, las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de hidrógeno podrán utilizar instalaciones existentes del sistema de gas natural o instalaciones nuevas de uso exclusivo. De un lado, las instalaciones del sistema de gas natural, tal y como señala la LH, presentan carácter de actividades reguladas, por lo que su régimen de funcionamiento y económico será regulado, aunque tendrá que estar garantizado el acceso a estas infraestructuras en base a criterios de transparencia y no discriminación. De otro lado, entendemos que las instalaciones de almacenamiento, distribución y transporte de hidrógeno en exclusiva, al encontrarse fuera del sistema de gas natural, se podrán desarrollar inicialmente en régimen de libre competencia, por lo que van a tener un régimen económico y de funcionamiento pactado entre las partes. Aunque a estas infraestructuras del hidrógeno se les aplicará obligatoriamente, partir de enero de 2031, un régimen regulado de acceso a las redes basado en tarifas publicadas, que será aplicado de forma objetiva y no discriminatoria entre todos los usuarios de las redes, de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de la propuesta

(21) BOE núm. 241, de 08 de octubre de 1998.



de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (en adelante, propuesta de Directiva) (22). Destacadamente, esta directiva busca adaptar la regulación europea sobre gas —directivas de 2009 y de 2019— a los objetivos sobre transición energética y climática definidos a nivel europeo (23).

2. El principio de separación de actividades

Las redes de transporte de hidrógeno —terrestres o marítimas— van a jugar un papel protagonista, pero presentan una naturaleza monopolística que obliga a introducir determinadas reglas sobre separación de actividades, de forma que con ello quede garantizado el acceso a estas infraestructuras en base a criterios de transparencia, no discriminación y competencia efectiva. En este punto, la normativa debe aprender de la experiencia regulatoria en materia de electricidad y gas.

En este punto, la norma española debería adaptarse a las consideraciones previstas en la propuesta de reforma de directiva aducida *supra*, la cual obliga (en su artículo 62) a los Estados miembros a asegurar que, un año después de la entrada en vigor de la norma, los gestores de redes de hidrógeno cumplan con los criterios sobre separación de actividades que son aplicables a los gestores de transporte de gas natural. Así pues, se va a proponer un modelo de separación patrimonial como regla general, aunque podrá aplicarse excepcionalmente el modelo ISO si a la fecha de entrada en vigor de la norma la red de hidrógeno perteneciese a una empresa verticalmente integrada (artículo 62 de la propuesta de reforma). Además, como novedad, la propuesta de reforma descarta la posibilidad de que la empresa titular de la red de hidrógeno adopte el modelo ITO a partir de 2031, lo que pone de manifiesto las menores necesidades de ejercer una supervisión por parte de las autoridades reguladoras naciona-

(22) Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno. Bruselas, 15.12.2021. COM(2021) 803 final. 2021/0425 (COD). La propuesta vendría a modificar aspectos muy relevantes de las directivas sobre mercado interior del gas natural de 2009 y de 2019: Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE (DOUE núm. 211, de 14 de agosto de 2009) y la Directiva (UE) 2019/692 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2019, por la que se modifica la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural (DOUE núm. 117, de 03 de mayo de 2019).

(23) Vid. TENHUNEN, Susanna and EGGERS, Sara (2021), *Revision of the third energy package for gas: Decarbonising the gas market. Regulation 715/2009/EU and Directive 2009/73/EU*, European Parliamentary Research Service (EPRS), PE 699,464, diciembre de 2021, págs. 1-12.



les, disminuyendo así los elevados costes administrativo que representan las actuaciones de control.

En este punto, la propuesta de reforma vuelve a definir un sistema basado en dos niveles, ya que hasta 31 de diciembre de 2030 no se va a imponer ningún modelo de separación de actividades (*ownership unbundling* —OU—, *Independent System Operator* —ISO— o *Independent Transmission Operator* —ITO—) (24) para aquellas redes de hidrógeno pertenecientes a una empresa integrada verticalmente a la fecha de entrada en vigor de la directiva que se propone, tal y como señala el artículo 47 de la misma. Aunque esta excepción podría expirar antes de esa fecha si: *i*) la red de hidrógeno está conectada a otra red de hidrógeno; *ii*) la empresa integrada verticalmente solicita poner fin a esta excepción y esta le es concedida; o *iii*) si la red de hidrógeno o su capacidad se expande. Además, en lo relativo a la imposibilidad de adoptar el modelo ITO, cabe significar que hasta 31 de diciembre de 2020 sí va a ser posible que los Estados miembros designen un operador independiente para las redes integradas de hidrógeno, según lo establecido en las reglas contenidas en el régimen legal del gas natural aplicables para los ITOs. En este punto, entendemos que la norma española debería reflejar esta posibilidad para aquellas empresas integradas a la fecha de entrada en vigor de la directiva.

Así las cosas, se prevé la implantación decidida de un determinado modelo regulatorio para el mercado del hidrógeno, pero quizá lo aconsejable habría sido una aplicación gradual de estas medidas, en tanto nos encontramos ante un mercado necesitado de desarrollo y madurez. Cabe significar que —acertadamente— se plantea un modelo más flexible hasta 31 de diciembre de 2030, pero, coincidiendo con la posición defendida por la *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) y el *Council of European Energy Regulators* (CEER) (25), lo más adecuado habría sido apostar por un modelo basado en la separación patrimonial, donde se utilicen transitoriamente medidas como la separación contable y jurídica, hasta finalmente alcanzar la pretendida

(24) Las reglas sobre separación de actividades fijadas a nivel europeo han venido cambiando a lo largo del tiempo. Desde 2009 (Tercer Paquete Energético) se prevé la separación de patrimonio (*ownership unbundling*, OU) para la actividad de transporte de electricidad y gas. A mayor abundamiento sobre esta materia véase GLACHANT, Jean-Michel and MEEUS, Leonardo (2018), *Electricity network regulation in the EU. The challenges ahead for transmission and distribution*, Loyola de Palacio Series on European Energy Policy, Ed. Elgar, 192 págs. and HERRERA ANCHÚSTEGUI, Ignacio (2019), «Acceso a las redes de transmisión de electricidad y separación efectiva: una perspectiva transatlántica», en RUIZ PERIS, Juan Ignacio y CERDÁ MARTÍNEZ-PUJALTE, Carmen (coords.), *Competencia en mercados con recursos esenciales compartidos: telecomunicaciones y energía*, Ed. Thomson Reuters Aranzadi, págs. 91-128.

(25) ACER and CEER (2021), *Position Paper on the Key Regulatory Requirements to Achieve Gas Decarbonisation*, 20 de diciembre de 2021, págs. 1-18.



separación patrimonial. Por ello, España, dentro de los márgenes que permita la norma europea, debería crear un modelo jurídico adaptado a la propia evolución y madurez del mercado del hidrógeno.

3. Titulares de las instalaciones que permiten incorporar hidrógeno al sistema. El principio de Acceso de Terceros a la Red (ATR)

El hidrógeno renovable puede destinarse a muy diversos usos, pero ello pasa por diseñar un sistema de hidrógeno que permita incorporar este gas renovable al sistema de forma eficiente. Este sistema de hidrógeno va a estar integrado por instalaciones ya existentes del sistema de gas natural (transporte, distribución y almacenamiento) —reguladas en la LH— y por nuevas instalaciones de transporte y distribución de hidrógeno renovable en exclusiva (denominadas hidroductos), así como por nuevas instalaciones de almacenamiento de hidrógeno en exclusiva.

De conformidad con lo establecido en la LH, los titulares de las instalaciones de gas natural ya existentes se sujetan al principio de acceso de terceros a la red, lo que les obliga a permitir el acceso a sus infraestructuras en condiciones técnicas y económicas transparentes, objetivas y no discriminatorias. A estos efectos, se determina un precio por el uso de estas instalaciones, que viene reflejado en el peaje, canon o cargo correspondiente.

Por otro lado, para las nuevas instalaciones —hidroductos e instalaciones de almacenamiento— que transportarían, distribuirían y almacenarían el hidrógeno de forma exclusiva, convendría que la norma española estableciese un sistema de acceso de terceros a la red negociado (artículo 31.4), en tanto ello estaría permitido por la todavía propuesta de Directiva. Así, la propuesta de reforma crea un sistema a dos niveles: se permitiría negociar el acceso de terceros a las redes de hidrógeno hasta 2030, si bien a partir de enero de 2031 se tendría que aplicar un sistema estricto donde el acceso de terceros a la red sería obligatorio y estaría basado en un sistema de tarifas no discriminatorio y objetivo (como el aplicado en el sector gasista y eléctrico). En concreto, el artículo 31 de la propuesta establece que, hasta 31 de diciembre de 2030, los Estados miembros podrán desatender la obligación que se les encomienda consistente en crear un sistema que garantice el acceso a las instalaciones de hidrógeno a todos los usuarios de las redes, si bien en estos casos tendrán que garantizar un sistema de acceso de terceros negociado basado en el principio de buena fe, el cual debe sujetarse a criterios transparentes, no discriminatorios y objetivos. Además, se establece que las autoridades reguladoras nacionales (en el caso español, la Comisión Na-



cional de los Mercados y la Competencia) adoptarán las medidas necesarias para que se puedan sustanciar estas negociaciones y orientarán a los usuarios acerca de la forma en que se van a ver afectadas las tarifas negociadas a partir de 2031. Por tanto, si España optase por un sistema de acceso de terceros obligatoria con anterioridad a 1 de enero de 2031, se tendrán que aplicar las tarifas de acceso a las redes de hidrógeno definidas al efecto.

En definitiva, debe crearse un mercado de hidrógeno renovable competitivo, y para ello es necesario implementar aquellos logros obtenidos —en términos de libre competencia— en los modelos definidos para la electricidad y el gas. Asimismo, deben crearse incentivos para que las empresas reutilicen las instalaciones ya existentes de gas natural para hacer transitar el hidrógeno renovable.

Además, la pretendida reforma de directiva europea propone modelos de separación jurídica (artículo 63) (26) y contable (artículo 64) (27), que podrían ser aplicables si un operador de gas natural se convierte en operador de hidrógeno.

Por último, en relación con las redes locales geográficamente confinadas, se proponen excepciones a la separación de redes, lo que tendrá lugar cuando aquellas tengan un único punto de entrada y tengan opciones limitadas de salida hacia los usuarios industriales o comerciales. Este régimen excepcional será aplicable, como mínimo, hasta 31 de diciembre de 2030, pudiendo finalizar si pasada esta fecha: *i)* un productor de hidrógeno competidos quiera obtener acceso a la red; o *ii)* la red exenta se conecta a otra red de hidrógeno.

4. El intercambio transfronterizo de hidrógeno renovable y la cooperación regional entre transportistas y distribuidores

Para que el mercado del hidrógeno funcione adecuadamente en España es necesario que exista una infraestructura coordinada a través de las fronteras. El intercambio transfronterizo energético constituye una

(26) «Cuando un gestor de redes de hidrógeno forme parte de una empresa que se dedica al transporte o a la distribución de gas natural o de electricidad, dicho gestor será independiente al menos en su forma jurídica».

(27) «Los Estados miembros velarán por que las cuentas de los gestores de sistemas de hidrógeno se lleven de conformidad con el artículo 69». Esta regla del artículo 69 señala que aquellos gestores de redes que quieran convertirse en operadores de redes de hidrógeno deben mantener una contabilidad separada entre las actividades de hidrógeno y de gas natural, así como también deberán implementar actividades, para así asegurar una fijación de tarifas transparente y eficiente. Se persigue con ello que la separación de cuentas tenga lugar como si de dos empresas separadas se tratase, de forma que se evite con ello los subsidios cruzados, los tratos discriminatorios y las distorsiones de la competencia.



pieza clave, y en este sentido va a jugar un importante papel la infraestructura de gas ya existente, en tanto esta puede adaptarse para el transporte de hidrógeno renovable. Además, para lograr un sistema adecuado de interconexiones en materia de hidrógeno es imprescindible que se configuren normas de acceso de terceros a las infraestructuras basadas en los principios de transparencia, objetividad y no discriminación. Así, las interconexiones en materia de hidrógeno, como sucede en otros sectores energéticos, van a contribuir a una mayor eficiencia y competencia, así como a un uso más eficaz —en términos de costes— de los recursos disponibles (28).

En este orden de cosas, la propuesta de Directiva y la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (propuesta de Reglamento) (29) pretenden crear una Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH), con el objetivo de garantizar una gestión óptima de la red de hidrógeno en la Unión Europea y, en consecuencia, facilitar el suministro de hidrógeno a través de las fronteras. Para lograr este objetivo, la REGRH debe promover infraestructuras específicas (construcción de redes de interconectores) a través de los planes de desarrollo de la red a escala europea, así como también debe desarrollar normas técnicas específicas de aplicación que le permita realizar labores de coordinación transfronteriza. Se trata de una red europea que estaría sometida al control de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), en los términos establecidos en el artículo 46 de la propuesta de Reglamento. Destacadamente, se prevé un marco de cooperación adecuado entre la REGRH y las ya existentes REGRT-E (Red Europea de Gestores de Red de Transporte de Electricidad) y REGRT-G (Red Europea de Gestores de Red de Transporte de Gas). Si bien la REGRT-G, en tanto se crea la REGRH, se encargaría de elaborar los planes de desarrollo de las redes a escala de la Unión Europea (en los términos previstos en el artículo 43 de la propuesta de Reglamento). Por su parte, el resto de las funciones a desarrollar por esta red europea aparecen detalladas en el artículo 42 de la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los mercados

(28) LEIVA LÓPEZ, Alejandro D. (2020), *La regulación de las interconexiones eléctricas en Europa*, Ed. Marcial Pons, Madrid, pág. 41.

(29) Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno. Bruselas, 15.12.2021, COM (2021) 804 final. 2021/0424 (COD). La propuesta llevaría a cabo la refundición del Reglamento (UE) 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005 (DOUE núm. 211, de 14 de agosto de 2009).



interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (propuesta de Reglamento) (30).

En particular, las propuestas europeas contemplan que los planes nacionales de desarrollo de la red estén basados en un marco de actuación conjunto para los sectores de la electricidad, gas e hidrógeno. Además, estos planes deben armonizar con los planes nacionales de energía y clima, así como con el plan decenal de desarrollo de la red a nivel europeo. Deben ser los operadores de gas los que informen acerca de aquellas infraestructuras que deben readaptarse o cerrarse, para con ello crear un plan de construcción del sistema de hidrógeno coherente con la previsión de la demanda.

En este contexto sobre coordinación regional, cabe destacar la hoja de ruta presentada por los distribuidores de gas de Europa (31) a través del proyecto *Ready4H2* (32). Esta línea estrategia propone que los operadores de redes de gas locales asumen un papel protagonista en relación con la distribución del hidrógeno, así como con la planificación estratégica futura de las infraestructuras necesarias. El citado proyecto propone la creación de una entidad europea independiente de operadores de sistemas de distribución de gas y de hidrógeno. Así las cosas, esta propuesta puede resultar muy acertada, pues permite un marco de actuación conjunto entre esta entidad y la REGRH propuesta en la directiva. Todo parece indicar que, como ya sucede en el caso eléctrico (33), el trabajo conjunto entre ambas entidades va a contribuir a un mejor diseño de los planes nacionales de desarrollo de las infraestructuras a largo plazo. La armonización y coordinación en cuestiones sobre planificación de las redes energéticas siempre van a ser bien recibidas.

(30) Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno. Bruselas, 15.12.2021. COM (2021) 804 final. 2021/0424 (COD). La propuesta llevaría a cabo la refundición del Reglamento (UE) 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005 (DOUE núm. 211, de 14 de agosto de 2009).

(31) Participan 90 distribuidoras de gas de 17 países europeos. En España: Nedgia, Nortegas, Madrileña Red de Gas, Redexis y Gas Extremadura.

(32) Véase <https://www.ready4h2.com>.

(33) Entre la ENTSO-E (*European association for the cooperation of transmission system operators (TSOs) for electricity*) y la EU DSO Entity, creados el Reglamento (CE) 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el Reglamento (EU) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, respectivamente. A mayor abundamiento sobre los beneficios que reporta el trabajo conjunto entre ambas entidades, véase LEIVA LÓPEZ, Alejandro D. (2018), «La regulación de la actividad de distribución de energía eléctrica», en *Revista Aragonesa de Administración Pública*, núm. 51, págs. 203-204.



IV. Régimen jurídico y económico del almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno

1. Régimen jurídico

A. RÉGIMEN DE AUTORIZACIONES

Para que el sistema de suministro de hidrógeno renovable entre en funcionamiento es necesario que se concedan las pertinentes autorizaciones administrativas —como sucede en los sectores eléctrico y gasista—. Las instalaciones que se destinen al suministro de hidrógeno que van a necesitar de estas autorizaciones son: *i)* instalaciones de generación; *ii)* hidroductos: instalaciones de transporte y distribución de hidrógeno en exclusiva; *iii)* instalaciones de almacenamiento de hidrógeno; y *iv)* las estaciones de servicio o de repostaje (hidrogeneras).

En relación con las autorizaciones de las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución resulta conveniente que el legislador español diferencie entre aquellas concedidas a instalaciones ya existentes del sistema gasista y las concedidas a nuevas instalaciones de hidrógeno en exclusiva.

Así las cosas, las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno a través del sistema de gas existente van a necesitar autorizaciones previas para poder llevar a cabo las construcciones, modificaciones, ampliaciones o explotaciones necesarias para inyectar hidrógeno a las instalaciones del sistema de gas definidas en la LH (34). Para poder solicitar estas autorizaciones se deberán establecer los mismos requisitos ya contemplados para instalaciones de transporte y de distribución de gas natural, en los artículos 67 y 73 de la LH, respectivamente. Así, los solicitantes deben acreditar: *i)* las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas; *ii)* el cumplimiento de los parámetros sobre protección del medio ambiente; *iii)* que el emplazamiento de las instalaciones se adecúa al régimen vigente de ordenación del territorio; y *iv)* que presentan capacidad técnica, legal y económico-financiera suficiente para el desarrollo del proyecto propuesto.

(34) El artículo 59 de la LH señala que el sistema gasista comprende las siguientes instalaciones: *i)* red básica: que a su vez comprende los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión, lo que incluye presión máxima de diseño igual o superior a 60 bares (que diferencia entre red troncal y red de influencia local), las plantas de regasificación de gas natural licuado y las plantas de licuefacción, y los almacenamientos básicos de gas natural; *ii)* redes de transporte secundario, que las forman gasoductos de presión máxima de diseño entre 60 y 16 bares; *iii)* redes de distribución, que incluyen gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y otros que, con independencia de su presión, tengan por objeto hacer transitar el gas hacia un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario; *iv)* almacenamiento no básicos; y *v)* otras instalaciones complementarias.



Por otro lado, las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno en exclusiva necesitarán sujetarse a un régimen de autorizaciones definido reglamentariamente. De nuevo, será necesario exigir de los solicitantes una capacidad legal, técnica y económico-financiera suficiente para desarrollar las instalaciones propuestas, las cuales deberán cumplir unas exigencias mínimas (de seguridad y de carácter técnico) y presentar un emplazamiento compatible con la normativa sobre ordenación del territorio. Asimismo, las instalaciones deberán respetar en todo momento las condiciones sobre protección del medio ambiente vigentes. Destacadamente, en relación con las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno en exclusiva para uso terciario o residencial, habrá que atender a las especificidades técnicas que tendrán que venir definidas en el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11 (35), el cual debería incluir una nueva instrucción técnica complementaria para estos casos.

B. ACCESO Y CONEXIÓN A LAS INSTALACIONES

Los titulares de las instalaciones existentes de almacenamiento, transporte y distribución se van a sujetar a las condiciones de acceso de terceros a la red definidas en la LH. Se va a garantizar el acceso de terceros a las instalaciones (red básica, transporte y distribución) en las condiciones de carácter técnico y económico fijadas (artículo 60.3 LH). Habrá que atender, por tanto, a las condiciones de acceso —basadas en los principios de no discriminación, transparencia y objetividad— establecidas en los artículos 70, 71, 71 bis y 76 de la LH.

Por otro lado, los titulares de las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno en exclusiva deberán permitir acceso de terceros —comercializadores y consumidores directos— a sus infraestructuras a través de un procedimiento negociado basado en los principios de objetividad, transparencia y no discriminación. Así las cosas, el legislador deberá atender a los dos niveles creados por la todavía propuesta de Directiva relativa a normas comunes para los mercados interiores de gas natural y los gases renovables y del hidrógeno: hasta 2030 (inclusive) se permite un acceso negociado, y a partir de esta fecha se aplicará un sistema ordinario, donde el acceso de terceros presenta carácter obligatorio. En este punto, como hemos señalado *supra*, lo aconse-

(35) BOE núm. 211, de 04 de septiembre de 2006.



jable habría sido adecuar el sistema a la situación actual de desarrollo y madurez de las tecnologías para la producción de hidrógeno renovable, lo que pasa por aplica las medidas gradualmente y tomando en consideración la evolución del mercado del hidrógeno renovable.

C. DERECHOS Y OBLIGACIONES

En relación con el catálogo de derechos y obligaciones previsto para estas instalaciones, cabe significar que las instalaciones existentes de almacenamiento, transporte y distribución del sistema de gas natural se sujetarán a los dispuesto en la LH. En relación con los derechos, habrá que diferenciar entre los reconocidos a los titulares de instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural (artículo 69) y aquellos reconocidos a los distribuidores (artículo 75). En lo relativo a las obligaciones, de igual forma, hay que distinguir entre las previstas para titulares de instalaciones para la regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural (artículo 68) y las establecidas para distribuidores de gas natural (artículo 74).

Sobre los derechos y obligaciones para titulares de instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno en exclusiva, el legislador español tendrá que definir un catálogo detallado y coherente con el grado de participación de estos titulares de instalaciones en el mercado. Resulta muy conveniente que se tome como referencia el modelo de derechos y obligaciones configurado hasta la fecha para los sectores del gas y la electricidad.

2. Régimen económico. Metodología para el cálculo de la retribución de las actividades

En relación con el régimen retributivo de las instalaciones existentes de almacenamiento, transporte y distribución del sistema de gas natural, cabe señalar que el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero (en adelante, RDL 1/2019) (36), adecuó las competencias de la autoridad reguladora nacional española —la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC— a las exigencias europeas contenidas en las directivas sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas na-

(36) Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural (BOE núm. 11, de 12 de enero de 2019).



tural —Directivas 2009/72/CE (37) y 2009/73/CE (38)—. En este contexto, se reconoció la competencia a la CNMC para la aprobación de las metodologías de retribución de las distintas actividades reguladas del sector eléctrico y gasista. En materia de gas, ello supuso una modificación de la LH conducente a otorgar a la CNMC la competencia para establecer —a través de circulares normativas— la metodología de cálculo de las retribuciones reguladas de las actividades de transporte, distribución y regasificación, aunque cabe subrayar que el Gobierno seguiría manteniendo la competencia para fijar —por real decreto— la metodología de cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos.

Así las cosas, la CNMC aprobó dos circulares normativas para definir la metodología que determina la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, así como la relativa a la retribución de las instalaciones de distribución de gas. De un lado, la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, 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 (39) y, de otro, la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la CNMC, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural (40). A partir de estas circulares, la CNMC viene publicando resoluciones donde fija la retribución de estas actividades para un año concreto, siendo la vigente la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la CNMC, por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural (41). Por otro lado, en relación con las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos, el Gobierno —de conformidad con lo dispuesto en la Ley 18/2014 y en LH, en sus redacciones dadas por el RDL 1/2019— aprobó la metodología de cálculo en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos bá-

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

(38) Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE (DOUE núm. 211, de 14 de agosto de 2009).

(39) BOE núm. 307, de 23 de diciembre de 2019.

(40) BOE núm. 93, de 03 de abril de 2020.

(41) BOE núm. 132, de 03 de junio de 2021.



sicos y de los cánones aplicados(42), y a partir de esta se calcula la retribución a reconocer a los titulares de las instalaciones en cada año, siendo la más reciente la establecida en la Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022 (Orden TED/1023/2021) (43).

En este orden de cosas, cabe significar que las cantidades destinadas a sufragar el régimen retributivo de las actividades de transporte y distribución se cubrirán con cargo a los peajes de acceso establecidos reglamentariamente. El RDL 1/2019 atribuyó la competencia para fijar el cálculo de los peajes a la CNMC, lo que cristalizó en la Circular 6/2020, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural(44). Y por exigencias de esta circular se aprueba recientemente, para el año 2022, la Resolución de 27 de mayo de 2021, de la CNMC, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2022(45). Mientras que los costes que representa la actividad de almacenamiento serán sufragados a través de los cánones, cuyos precios —según señala la LH, en su redacción dada por el RDL 1/2019— serán aprobados por el Gobierno (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico). Así, la metodología para fijar los cánones por el uso de los almacenamientos subterráneos se recoge en el RD 1184/2020, y a partir de esta metodología se ha publicado recientemente la Orden TED/1023/2021 por la que se establecen los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2022.

En relación con el régimen económico de las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno en exclusiva, se implantará un sistema de acceso de terceros regulado a las redes y basado en tarifas publicadas (esto será obligatorio a partir de 1 de enero de 2031). Por tanto, debería configurarse un modelo adecuado y compatible con las exigencias europeas, por lo que la CNMC deberá jugar un papel determinante en la confección de la metodología para el cálculo de la retribución de las distintas actividades. Estas actividades deben ser retribuidas adecuadamente en la forma prevista en la ley y en las disposiciones reglamentarias de desarrollo, y se financiarán a través de los cánones y peajes establecidos al efecto. Con carácter general, se tendrá que velar por que no existan subvenciones cruzadas entre las actividades de trans-

(42) *BOE* núm. 340, de 30 de diciembre de 2020.

(43) *BOE* núm. 233, de 29 de septiembre de 2021.

(44) *BOE* núm. 202, de 25 de julio de 2020.

(45) *BOE* núm. 128, de 29 de mayo de 2021.



porte de gas natural y de hidrógeno, motivo por el cual debe exigirse a los gestores de redes que presenten sus bases de activos de carácter regulado separadas para las infraestructuras de red de gas natural, hidrógeno y electricidad. Pero al no existir aún infraestructura de hidrógeno, parece razonable —al menos en la fase inicial de desarrollo de las redes— permitir la subvención cruzada de redes de hidrógeno con las ganancias de explotación de las redes existentes de gas natural, siempre que aquella tenga una duración limitada, sea soportada únicamente por los usuarios que utilizan la red y presente la cobertura regulatoria necesaria. Por tanto, en un momento inicial, y como medida de apoyo, estas subvenciones cruzadas podrían resultar beneficiosas, ya que los riesgos de inversión para los gestores de las redes serán elevados habida cuenta de la incertidumbre existente sobre la demanda real de hidrógeno renovable en el corto plazo. Se podría, por tanto, contemplar esta excepcionalidad, siempre que esas subvenciones sean transparentes, proporcionales, temporales y controladas por órganos de supervisión. Así las cosas, es necesario que se adopte un marco regulador adecuado que apueste por un sistema de apoyo económico (subvenciones cruzadas, subsidios de carácter temporal...) en la fase más prematura de las infraestructuras, en aras de promover el desarrollo y despliegue efectivo del hidrógeno renovable.

V. Mecanismos de fomento del hidrógeno renovable

España ha realizado una apuesta decidida por el fomento del hidrógeno renovable a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) (46), elaborado en el marco de los Fondos de Recuperación para Europa (*Next Generation EU*), que constituye el mayor instrumento de estímulo económico financiado por la Unión Europea que se ha conocido hasta la fecha. Así, el PRTR incluye, dentro de su arquitectura básica, un bloque de medidas específico sobre transición energética justa e inclusiva, que a su vez incluye un apartado sobre la hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial. El plan otorga a esta tecnología una financiación de 1,555 millones de euros hasta 2023, con el objetivo de posicionar a España como un referente tecnológico en la producción y aprovechamiento de hidrógeno renovable. En concreto, las inversiones van a ir destinadas al desarrollo de proyectos tecnológicos

(46) Resolución de 29 de abril de 2021, de la Subsecretaría, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de abril de 2021, por el que aprueba el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (BOE núm. 103, de 30 de abril de 2021). Además, el informe de ejecución del PRTR fue publicado en fecha 15 de diciembre de 2021.



pioneros, a la integración sectorial con capacidad de concentrar la producción, transformación y consumo a gran escala y, en general, al apoyo a las pymes y a los distintos centros tecnológicos de referencia. Así pues, el PRTR destaca al hidrógeno como instrumento necesario para descarbonizar la economía, especialmente en sectores donde la electrificación es difícil y no existen alternativas técnicas eficientes.

Para dar aplicación a esta inyección financiera —contenida en el PRTR— destinada a promover la inversión en hidrógeno renovable, se ha aprobado el Proyecto Estratégico para la Recuperación y la Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA) (47), entre otros proyectos que el PRTR contempla para fomentar otros ámbitos estratégicos (48). Así, el PERTE define varias líneas de ayudas que se materializan a través de convocatorias competitivas que se van a ir publicando entre los años 2022 y 2023. Las convocatorias de incentivos pertenecientes a este PERTE que ya están publicadas son las siguientes:

i) Proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable en el marco del PRTR (*Programa H2 PIONEROS*)

El Programa H2 PIONEROS aprobó sus bases reguladoras a través de la Orden TED/1445/2021, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas correspondientes al programa de incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (49). Dentro de las líneas prioritarias definidas en este programa de incentivos de establece: *i)* financiación de, al menos, diez pymes, las cuales deben tener capacidad suficiente para mejorar aspectos importantes de la cadena de valor del hidrógeno renovable; *ii)* financiación de, al menos, diez proyectos pioneros singulares que incidan sobre las actividades de generación, distribución y consumo de hidrógeno renovable; y *iii)*

(47) Aprobado mediante acuerdo de Consejo de Ministros de 14 de diciembre de 2021.

(48) Pueden destacarse: *i)* PERTE para el desarrollo del vehículo eléctrico y conectado (aprobado en Consejo de Ministros de 13.07.2021); *ii)* PERTE para la salud de vanguardia (aprobado en Consejo de Ministros de 30.11.2021); *iii)* PERTE Agroalimentario (aprobado en Consejo de Ministros de 08.02.2022); *iv)* PERTE Nueva economía de la lengua (aprobado en Consejo de Ministros de 01.03.2022); *v)* PERTE Economía Circular (aprobado en Consejo de Ministros de 08.03.2022); *vi)* PERTE para la industria naval (aprobado en Consejo de Ministros de 15.03.2022); *vii)* PERTE Aeroespacial (aprobado en Consejo de Ministros de 22.03.2022); *viii)* PERTE de digitalización del ciclo del agua (aprobado en Consejo de Ministros de 22.03.2022); *ix)* PERTE de microelectrónica y semiconductores (aprobado en Consejo de Ministros de 24.05.2022); y *x)* PERTE Economía social de los cuidados (anunciado).

(49) BOE núm. 308, de 24 de diciembre de 2021.



autorización de, al menos, 500 MW de capacidad total de electrólisis, lo que incluye la infraestructura que sea complementaria.

Además, recientemente se ha aprobado la primera convocatoria de este programa con una dotación prevista de 150 millones de euros: Extracto de la Resolución de 27 de enero de 2022, del Consejo de Administración de E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. por la que se establece la primera convocatoria del programa de incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable (Programa H2 PIONEROS) en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (50). Esta convocatoria —cuyo plazo para presentar solicitudes terminó el 6 de mayo de 2022— prevé que los proyectos beneficiarios sean ejecutados antes de septiembre de 2025. Este programa busca impulsar la aplicación comercial de proyectos pioneros integrales que incluyan una combinación de generación, distribución y consumo de hidrógeno renovable en una misma localización geográfica. En concreto, el marco de actuación incide en: la instalación de producción y distribución de hidrógeno renovable (electrolizadores y sistemas auxiliares, infraestructuras de almacenamiento, acondicionado y distribución, hidrogeneras...); los usos industriales (usos térmicos, sustitución del hidrógeno gris...); la movilidad pesada (aérea, marítima, ferroviaria y terrestre); y en las aplicaciones estacionarias innovadoras (puertos, aeropuertos, plataformas logísticas, sistemas de re-electrificación...).

ii) Cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno renovable en el marco del PRTR

Las bases de este programa fueron aprobadas mediante la Orden TED/1444/2021, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas correspondientes al programa de incentivos a la cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno renovable en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (51). En particular, este programa de incentivos busca acometer los siguientes objetivos: *i)* financiación de, al menos, diez pymes, que sean capaces de mejorar algún aspecto relevante sobre la cadena de valor del hidrógeno renovable, en mismos términos que los previstos para el programa de proyectos pioneros; *ii)* financiación de, al menos, cinco avances tecnológicos o prototipos de la cadena de valor del hidrógeno renovable; *iii)* financiación de, al menos, diez intervenciones para la me-

(50) BOE núm. 42, de 18 de febrero de 2022.

(51) BOE núm. 308, de 24 de diciembre de 2021.



jora de instalaciones de ensayo o para la implantación de nuevas líneas de fabricación; y *iii*) autorización de, al menos, 500 MW de capacidad total de electrólisis, incluida la infraestructura complementaria, en los mismos términos previstos en programa de proyectos pioneros.

A través de la Orden TED/1444/2021 se busca seleccionar y conceder ayudas correspondientes a cuatro programas de apoyo a la cadena de valor industrial del hidrógeno renovable, que ya han sido publicados a través de las correspondientes convocatorias en concurrencia competitiva (52):

- i) Sobre capacidades, avances tecnológicos e implantación de líneas de ensayo y/o fabricación (dotación de 30 millones de euros). Su primera convocatoria se ha publicado en el *Extracto de la Resolución de 18 de febrero de 2022, del Consejo de Administración de E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. por la que se aprueba la primera convocatoria correspondiente al «programa de incentivos 1: capacidades, avances tecnológicos e implantación de líneas de ensayo y/o fabricación» incluido en los programas de incentivos a la cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno renovable en el Marco del PRTR.*
- ii) Sobre diseño, demostración y validación de movilidad propulsada por hidrógeno (dotación de 80 millones de euros). Cuya primera convocatoria es publicada en el *Extracto de la Resolución de 18 de febrero de 2022, del Consejo de Administración de E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. por la que se aprueba la primera convocatoria correspondiente al «programa de incentivos 2: diseño, demostración y validación de movilidad propulsada por hidrógeno» incluido en los programas de incentivos a la cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno renovable en el Marco del PRTR.*
- iii) Sobre grandes demostradores de electrólisis y proyectos innovadores de producción de hidrógeno renovable (dotación de 100 millones de euros). Siendo su primera convocatoria publicada a través del *Extracto de la Resolución de 18 de febrero de 2022, del Consejo de Administración de E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. por la que se aprueba la primera convocatoria correspondiente al «programa de incentivos 3: grandes demostradores de electrólisis y proyectos innovadores de producción de hidrógeno renovable» incluido en el marco de*

(52) Todas ellas publicadas en el *BOE* núm. 45, de 22 de febrero de 2022.



los programas de incentivos a la cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno renovable.

- iv) Sobre retos de investigación básica, pilotos innovadores y formación en tecnologías habilitadoras clave dentro de la cadena de valor (dotación de 40 millones de euros). Cuya primera convocatoria es publicada por medio del *Extracto de la Resolución de 18 de febrero de 2022, del Consejo de Administración de E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. por la que se aprueba la primera convocatoria correspondiente al «programa de incentivos 4: retos de investigación básica-fundamental, pilotos innovadores y la formación en tecnologías habilitadoras clave dentro de los programas de incentivos a la cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno renovable.*

Así las cosas, estas convocatorias dejan abierto el plazo de presentación de solicitudes hasta el 7 de junio de 2022 y contempla que los proyectos receptores sean ejecutados antes de octubre de 2025.

VI. Conclusiones

La generación de electricidad de origen renovable adquiere cada vez mayor protagonismo en el sistema energético español. Todo parece indicar que este aumento de generación renovable va a provocar desequilibrios entre la producción y la demanda real existente que tiene lugar en cada momento del día. Así las cosas, nuestro sistema energético se encuentra con el importante reto de almacenar la energía eléctrica excedentaria de procedencia renovable, ya que no existen en la actualidad baterías con capacidad suficiente para almacenar a gran escala. Y es en este punto donde adquiere especial importancia el hidrógeno renovable, en tanto aparece como un vector energético capaz de almacenar esa previsible electricidad excedentaria de origen renovable.

La Hoja de Ruta del Hidrógeno española fijó como objetivo los 4 GW de potencia instalada de electrólisis para 2030 (lo que permite alcanzar los dos millones de toneladas de hidrógeno renovable). Sin embargo, este objetivo debe ser modificado, ya que con posterioridad (mayo de 2022) se ha aprobado un nuevo plan energético europeo que eleva el objetivo a la cifra de 10 millones de toneladas de hidrógeno para 2030, motivo por el cual los 4 GW de potencia instalada serían insuficientes para alcanzar este objetivo.

En la actualidad, es necesario aprobar una ley del hidrógeno a nivel estatal, aunque sería conveniente esperar a que vea luz verde la todavía propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a



normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno. La norma europea propone —acertadamente— un modelo de separación de actividades flexible hasta 2031, aunque en nuestra opinión habría sido más adecuado plantear un modelo basado en la separación patrimonial, en el que se hubiese utilizado transitoriamente medidas como la separación contable y jurídica, para finalmente —y de forma gradual— alcanzar la pretendida separación patrimonial. Por ello, el legislador español, dentro de los márgenes de decisión que ofrezca la norma europea (una vez sea aprobada) a los Estados miembros, debería crear un modelo adaptado a la propia madurez y evolución del mercado del hidrógeno.

En relación con las normas sobre acceso de terceros a las redes (ATR), cabe significar que las instalaciones existentes de gas natural por las que transite el hidrógeno renovable se sujetarán a lo dispuesto en la LH, lo que implica que los titulares de las mismas deben permitir acceso a sus infraestructuras en condiciones técnicas y económicas objetivas, transparentes y no discriminatorias. Por su parte, para las nuevas instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución en exclusiva —hidroductos— convendría que la futura norma española recogiese un sistema de acceso de terceros a la red negociado hasta 2031, ya que estaría permitido por la propuesta de directiva al prever un modelo flexible. De esta forma, ese acceso de terceros a la red negociado debería sujetarse al principio de buena fe y debería basarse en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Si bien a partir de 2031 tendría que adoptarse un sistema estricto de acceso en los términos ya establecidos en la LH para las instalaciones existentes.

Por otro lado, el borrador de directiva propone —con acierto— la creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH), que estará somtida al control de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y que llevará a cabo una actuación coordinada con la Entidad Europea de Gestores de Red de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) y con la Entidad Europea de Gestores de Red de Transporte de Gas (ENTSO-G). Asimismo, en relación con el proyecto Ready4H2, es muy acertada la propuesta de una entidad europea independiente de operadores de sistemas de distribución de gas y de hidrógeno, que actuaría juntamente con la REGRH. Así pues, la armonización y coordinación en materia de planificación de las redes energéticas siempre es bien recibida, y se prevé obtener unos resultados tan positivos como los logrados en el sector eléctrico.

Por último, en relación con el régimen retributivo de las instalaciones existentes de almacenamiento, transporte y distribución de gas, cabe señalar que el mismo vendrá determinado —a través de circulares normativas— por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia desde



2019, que viene publicando anualmente resoluciones donde queda fijada la retribución de estas actividades. Por otro lado, en relación con la retribución de instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución en exclusiva, a partir de 2031, debería configurarse un modelo adecuado y compatible con las exigencias europeas, por lo que la CNMC jugará un papel determinante en la confección de la metodología para el cálculo de la retribución de las distintas actividades. Asimismo, en relación con este régimen económico, parece razonable, al menos en la fase inicial de desarrollo de las redes, permitir la subvención cruzada de redes de hidrógeno con las ganancias de explotación de las redes existentes de gas natural, siempre que aquella sea soportada únicamente por los usuarios que la usan, tenga una duración limitada y presente la cobertura normativa necesaria. Así pues, las subvenciones cruzadas podrían resultar beneficiosas y atraer inversión suficiente, ya que los riesgos de retorno de inversión para los titulares de las redes van a ser elevados, habida cuenta de la incertidumbre que existe acerca de la demanda de hidrógeno renovable que va a tener lugar a corto plazo.

VII. Bibliografía

- ACER and CEER (2021), *Position Paper on the Key Regulatory Requirements to Achieve Gas Decarbonisation*, 20 de diciembre de 2021, págs. 1-18.
- AGUADO MOLINA, Roque, CASTELEIRO ROCA, José Luis, JOVE PÉREZ, Esteban, ZAYAS GATO, Francisco, QUINTIÁN PARDO, Héctor y CALVO ROLLE, José Luis (2021), *Hidrógeno y su almacenamiento. El futuro de la energía eléctrica*, Ed. Servizo de Publicacións Universidade da Coruña.
- CARRERAS BAQUER, Oriol (2022), «El impacto de un aumento del precio del petróleo y del gas en España: posibles escenarios», en *Informe Mensual – La Caixa*, núm. 283 465 (Ejemplar dedicado a: Análisis del impacto económico de la crisis de Ucrania), págs. 23-24.
- DELGADO MARTÍN, Agustín y PÉREZ RAMÍREZ, Samuel (2021), «Hidrógeno verde, parte de la solución para descarbonizar la economía», en *Cuadernos de Energía*, núm. 65, págs. 138-152.
- DEL GUAYO CASTIELLA, Íñigo (2021), «Régimen jurídico de los gases renovables, con especial referencia al hidrógeno», en RECUERDA GIRELA, Miguel Ángel (coord.), *Anuario de Derecho Administrativo*, Ed. Civitas, Navarra, págs. 535-554.
- ENTSO-E and ENTSO-G (2018), *Power to Gas – A Sector Coupling Perspective*, Joint Paper, October 2018, págs. 1-4. <https://www.entsog.eu/power-gas>.
- EUROPEAN COMMISSION (2022). *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions RE-Power EU Plan*. COM/2022/230 final. Bruselas, 18.05.2022.



- EUROPEAN COMMISSION (2022), *EU Taxonomy: Commission begins expert consultations on Complementary Delegated Act covering certain nuclear and gas activities*, Press release, Bruselas, 1 de enero de 2022.
- EUROPEAN COMMISSION (2022). *Joint communication to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. EU external energy engagement in a changing world*. JOIN/2022/23 final. Bruselas, 18.05.2022.
- FERNÁNDEZ GÓMEZ, Jorge, ÁLVARO HERMANA, Roberto y MENÉNDEZ SÁNCHEZ, Jaime (2021), «Perspectivas de desarrollo de un mercado global de hidrógeno. Implicaciones para la CAPV», en *Cuadernos Orkestra*, núm. 03/2021, págs. 1-80.
- FRANCO FERRARI, Giuseppe (2022), «Regulación del hidrógeno y de los gases renovables en la Unión Europea», en ALENZA GARCÍA, José Francisco y MELLADO RUIZ, Lorenzo (coords.), *Estudios sobre el cambio climático y la transición energética*, Ed. Marcial Pons, Ediciones Jurídicas y Sociales, Madrid, págs. 223-244.
- GLACHANT, Jean-Michel and MEEUS, Leonardo (2018), *Electricity network regulation in the EU. The challenges ahead for transmission and distribution*, Loyola de Palacio Series on European Energy Policy, Ed. Elgar.
- HERRERA ANCHÚSTEGUI, Ignacio (2019), «Acceso a las redes de transmisión de electricidad y separación efectiva: una perspectiva transatlántica», en RUIZ PERIS, Juan Ignacio y CERDÁ MARTÍNEZ-PUJALTE, Carmen (coords.), *Competencia en mercados con recursos esenciales compartidos: telecomunicaciones y energía*, Ed. Thomson Reuters Aranzadi, págs. 91-128.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2021), *Global Hydrogen Review 2021*, Ed. IEA Publications, France, octubre de 2021.
- LAMBERT, Martin (2018), «Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?», en *Oxford Energy Insight*, núm. 39, The Oxford Institute for Energy Studies.
- LEIVA LÓPEZ, Alejandro D. (2020), *La regulación de las interconexiones eléctricas en Europa*, Ed. Marcial Pons, Madrid.
- LEIVA LÓPEZ, Alejandro D. (2018), «La regulación de la actividad de distribución de energía eléctrica», en *Revista Aragonesa de Administración Pública*, núm. 51, págs. 175-211.
- MALIN ANDREASSON, Liv, DE GRAAF, Kars y ROGGINKAMP, Martha (2020), *Regulatory Framework: legal challenges and incentives for the development of hydrogen infrastructure in port areas*, Ed. New Energy Coalition, TNO and University of Groningen, TNO Publications.
- MARTÍNEZ RODRÍGUEZ, Antón (2021), «El hidrógeno renovable: clave para la descarbonización y la transición energética», en *Cuadernos de energía*, núm. 65, págs. 130-137.
- PALACÍN ARIZÓN, Fernando y SIMÓN ROMERO, Jesús (2016), «Las nuevas oportunidades de la economía del hidrógeno en la movilidad», en *Técnica industrial*, núm. 314, pág. 37.



SASTRE BECEIRO, Mónica (2022), «Títulos jurídicos ambientales necesarios para la producción de hidrógeno renovable», en *Revista de Derecho Urbanístico y Medio Ambiente*, año núm. 56, núm. 354, págs. 167-195.

TENHUNEN, Susanna and EGGERS, Sara (2021), *Revision of the third energy package for gas: Decarbonising the gas market. Regulation 715/2009/EU and Directive 2009/73/EU*, European Parliamentary Research Service (EPRS), PE 699.464, diciembre de 2021, págs. 1-12.

