



Papeles de Energía

Nº25

Junio 2024

La dimensión internacional del hidrógeno renovable

Alejandro Nuñez-Jimenez y Nicola De Blasio

El hidrógeno como vector de descarbonización:

situación actual en España y retos a futuro

Santiago Serna y Rafael Cossent

Nuevas aplicaciones del hidrógeno para industria y movilidad

Héctor Carbonell

Presente y futuro del aprovechamiento del agua regenerada en España. Su implicación en la disponibilidad de recursos para la producción de hidrógeno electrolítico

Carlos Mínguez

Las infraestructuras como catalizador del mercado de hidrógeno

Mayte Nonay

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.^a Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: **Funcas**

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: **Funcas**

Impresión: **Cecabank**

ISSN impreso: 2530-0148

ISSN digital: 2445-2726

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

José María Méndez Álvarez-Cedrón (Vicepresidente)

Fernando Conlledo Lantero (Secretario)

Antón Joseba Arriola Boneta

Manuel Azuaga Moreno

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez



Índice

- 3 Introducción: El papel del hidrógeno en la transición energética**
- 9 La dimensión internacional del hidrógeno renovable**
Alejandro Nuñez-Jimenez y Nicola De Blasio
- 25 El hidrógeno como vector de descarbonización: situación actual en España y retos a futuro**
Santiago Serna y Rafael Cossent
- 51 Nuevas aplicaciones del hidrógeno para industria y movilidad**
Héctor Carbonell
- 57 Presente y futuro del aprovechamiento del agua regenerada en España. Su implicación en la disponibilidad de recursos para la producción de hidrógeno electrolítico**
Carlos Mínguez
- 65 Las infraestructuras como catalizador del mercado de hidrógeno**
Mayte Nonay

INTRODUCCIÓN

El papel del hidrógeno en la transición energética

En pocos años, el hidrógeno, al que frecuentemente se le pone el apellido de verde o renovable, ha pasado a ocupar un espacio cada vez mayor en el debate en torno al cambio de modelo energético y la descarbonización de la economía.

A modo de ejemplo de la velocidad a la que avanza la ambición en materia de hidrógeno, cabe mencionar que la Hoja de Ruta del Hidrógeno europea publicada en julio de 2020 estimaba una demanda de hidrógeno de 5 Mt para el año 2030 y, menos de dos años después, el plan RePowerEU presentado por la Comisión Europea en mayo de 2020 elevaba este objetivo hasta las 20 Mt, la mitad de las cuales serían producidas dentro de la Unión. De igual manera, en España, el objetivo de capacidad de electrólisis ha escalado desde los 4 GW marcados por la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable de octubre de 2020 hasta los 11 GW en el borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de junio de 2023.

La producción y el uso de hidrógeno son procesos ampliamente establecidos en diversos sectores industriales donde es empleado como materia prima, tales como el refinado de petróleo, los fertilizantes, la industria química o el acero. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, el consumo global de hidrógeno alcanzó los 95 Mt en el año 2022. En el caso de España, según datos del Observatorio Europeo del Hidrógeno, el consumo de hidrógeno superó las 610 kt en 2022, lo que traducido a términos energéticos representaría cerca del 6 % de la demanda nacional de gas natural.

Cabe entonces preguntarse el porqué de esta repentina popularidad del hidrógeno como vector energético¹. Para responder esta pregunta es preciso retrotraerse

¹ En realidad, podría decirse que el interés por el hidrógeno como vector de descarbonización viene de años atrás. Por ejemplo, si nos fijamos únicamente en España, la Asociación Española del Hidrógeno se creó en 2002 y el Centro Nacional del Hidrógeno en el año 2007. No obstante, su relevancia en el debate político e industrial creció enormemente a partir del año 2020 aproximadamente.

al Acuerdo de París firmado en el año 2015 por el que los países firmantes se comprometían a trabajar para contener el incremento de la temperatura media global por debajo de los 2 °C y perseguir esfuerzos adicionales para limitarlo a 1,5 °C.

Al analizar qué era necesario para cumplir este objetivo, quedó patente que la descarbonización de la economía debía ser profunda; hasta el punto de que muchos países y regiones han anunciado sus compromisos de alcanzar la neutralidad de emisiones en torno al año 2050. Asimismo, las emisiones netas cero no son factibles exclusivamente mediante la expansión de la capacidad eléctrica renovable y la electrificación directa de la demanda energética. Para cerrar esta brecha de descarbonización, son necesarios combustibles renovables como los biocombustibles, el hidrógeno y sus derivados, como por ejemplo amoníaco, metanol, o combustibles sintéticos. En el argot de la normativa europea, siempre que se cumplan una serie de condiciones, estos últimos se denominan combustibles renovables de origen no biológico.

A su vez, esto implica que el hidrógeno ha de penetrar en sectores donde nunca ha estado presente. Anteriormente ya se ha mencionado que el refino de petróleo constituye el principal demandante de hidrógeno. Éste se obtiene en parte como subproducto de los procesos de la refinería, mientras que la fracción restante se produce mediante el reformado con vapor del gas natural fósil, emitiendo en torno a 9 kg de dióxido de carbono por cada kilogramo de hidrógeno. En algunos países con acceso a carbón a bajo coste, en lugar de emplear gas natural, se produce hidrógeno por medio de la gasificación del carbón, emitiendo cerca de 21 kg de CO₂ por cada kilogramo de hidrógeno. Los otros grandes consumidores de hidrógeno son la producción de amoníaco para fabricación de fertilizantes y, en menor medida, la síntesis de metanol y el acero. En todos estos casos, el hidrógeno se obtiene de los combustibles fósiles, mayoritariamente en la misma planta donde se consume.

En cambio, en la mayoría de los casos los escenarios futuros señalan un consumo de hidrógeno notablemente mayor que el actual. Además de los sectores industriales anteriores que usan el hidrógeno como materia prima, se prevé una utilización de

hidrógeno y sus derivados como combustible en usos industriales que requieren altas temperaturas o para el transporte pesado por carretera, aviación y transporte marítimo. No obstante, las previsiones de demanda futura de hidrógeno pueden variar muy significativamente en función de las hipótesis realizadas en cuanto a medidas de eficiencia energética, captura y secuestro de dióxido de carbono, o uso de biocombustibles.

Además de emplear hidrógeno en nuevos sectores, es preciso abandonar las vías convencionales de producción basadas en combustibles fósiles sin abatimiento de emisiones, y sustituirlas por otras con bajas emisiones de carbono. De no ser así, el aumento en el uso de hidrógeno traería consigo un indeseado incremento de las emisiones de CO₂. Pese a que se están explorando múltiples vías para obtener hidrógeno con bajas emisiones, la electrólisis del agua es la que está recibiendo más atención por parte de los reguladores e inversores. Dicho proceso consiste, a grandes rasgos, en descomponer el agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂) mediante la aplicación de una corriente eléctrica. En la medida en que la electricidad aportada sea de origen renovable, el hidrógeno obtenido será considerado como verde o renovable. En adelante, a menos que se indique lo contrario, el texto se referirá siempre al hidrógeno electrolítico.

En conclusión, podemos decir que el hidrógeno ha pasado a ocupar un papel central en el debate energético a raíz de la necesidad de descarbonizar sectores de difícil electrificación. Esto conlleva sustituir el uso de combustibles fósiles por hidrógeno u otros combustibles derivados del hidrógeno en aquellos sectores que ya emplean hidrógeno como materia prima, así como en otros sectores que precisan de combustibles renovables para su descarbonización, tales como demandas térmicas industriales de alta temperatura o transporte pesado. Adicionalmente, para lograr reducir la intensidad de carbono, este hidrógeno ha de producirse por vías con bajas emisiones, siendo la electrólisis del agua alimentada por electricidad de origen renovable aquella sobre la que más atención recae.

No obstante, es importante gestionar las expectativas depositadas en este vector energético y comprender que el desarrollo del sector del hidrógeno es un proceso a largo plazo sujeto a importantes incertidumbres que requiere de tiempo suficiente

para lograr la madurez tecnológica, acumular experiencia, o adecuar y desarrollar la regulación necesaria.

En este número pretendemos, con la ayuda de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas, ofrecer una visión introductoria, pero lo más completa posible sobre la situación del hidrógeno tanto a nivel global como en España.

En primer lugar, **Alejandro Núñez-Jiménez** y **Nicola De Blasio**, investigadores de ETH Zurich y Harvard University, analizan la dimensión internacional del hidrógeno renovable, una dimensión asociada a la capacidad de transportar el hidrógeno (o sus derivados) que no tienen otras tecnologías renovables. Los autores indican que distintos países probablemente asumirán diferentes roles en función no sólo de sus recursos de energía renovable y agua, sino también de su potencial de infraestructura y estrategias políticas. Y que la estrategia que decida perseguir cada país o región, y la capacidad de coordinación entre ellos, determinarán el desarrollo del hidrógeno renovable y la emergencia de mercados competitivos y seguros, algo que también tendrá importantes implicaciones económicas y geopolíticas.

Por ejemplo, a nivel europeo, Núñez-Jiménez y De Blasio en sus análisis encuentran que los países extraeuropeos (por ejemplo Marruecos) tienen más capacidad para producir hidrógeno a gran escala y a costes competitivos que los países de la UE. También nos recuerdan que la dificultad de producir hidrógeno competitivo puede afectar a la continuidad de algunas regiones industriales, como la industria química europea. Y, por último, que la incertidumbre alrededor de todos los desarrollos de producción y de demanda compromete la construcción de las necesarias infraestructuras de transporte, otro desafío crucial que requiere inversiones significativas y coordinación internacional para conectar regiones productoras y consumidoras.

A continuación, **Santiago Serna** y **Rafael Cossent**, de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas nos ofrecen una panorámica completa de la situación de los proyectos de hidrógeno en España. Los

autores subrayan el evidente interés por esta molécula, con el PNIEC elevando el objetivo de electrólisis a 11 GW para 2030 respecto a los 4 GW marcados por la Hoja de Ruta, y con un gran número de proyectos anunciados. A fecha de publicación de este artículo, la Cátedra de Estudios Sobre el Hidrógeno contabiliza 166 proyectos con una capacidad total de 22 GW, aunque sólo 30 MW están operativos y la gran mayoría de proyectos están en etapas muy tempranas de desarrollo.

Para fomentar la decisión final de inversión y que estos proyectos anunciados se conviertan en una realidad, existen numerosos programas de ayuda tanto a nivel nacional como europeo. Entre los programas a nivel europeo destaca el Banco Europeo del Hidrógeno, el Fondo de Innovación o los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI). A nivel nacional destaca el PERTE ERHA, que destina 3.200 millones de euros a la financiación del hidrógeno mediante distintas líneas de actuación y que hasta la fecha han ejecutado 624 millones de euros. Entre los proyectos subvencionados, 39 se dirigen a la producción de hidrógeno sumando 772 MW de electrólisis.

No obstante, hay numerosos retos que aún se deben solventar. El primero de ellos es la reducción de los costes de producción, que siguen siendo altos en comparación con otros combustibles. El acceso al agua, aunque la demanda agregada no sea desproporcionada en volumen, puede presentar desafíos de accesibilidad y estacionalidad a nivel local. Por último, es fundamental fomentar la creación de demanda, ya que muchos sectores necesitan adaptar sus equipos, vehículos y/o procesos, lo que implica grandes inversiones. Esto podría retrasar la adopción del hidrógeno renovable, incluso si se vuelve competitivo en precio, debido a la falta de consumidores preparados para usarlo.

Tras esta panorámica general, distintas empresas colaboradoras de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno presentan sus proyectos y visiones sobre el desarrollo del hidrógeno en España.

Así, **Héctor Carbonell**, del grupo Air Products describe las instalaciones que este grupo ha puesto en marcha a nivel mundial. En particular, el autor ofrece

detalles de las instalaciones de repostaje de hidrógeno para vehículos con pila de combustible, de sus centros de certificación, o de los proyectos que ha emprendido para introducir el hidrógeno en la industria cerámica o en los generadores móviles de electricidad.

Por su parte, **Carlos Mínguez**, de Andersen, analiza en más detalle uno de los retos identificados por Serna y Cossent: la disponibilidad de agua, y en particular, el aprovechamiento de agua regenerada para la producción de hidrógeno. Mínguez advierte de que los planes de cuenca no suelen contemplar demandas asociadas a la producción de hidrógeno, mientras que las dotaciones de agua necesarias requerirán nuevas concesiones o modificaciones de las existentes. Esto puede limitar los proyectos de hidrógeno, algo que el acceso al agua regenerada puede aliviar. El autor indica las cuestiones jurídicas que será necesario abordar próximamente para un aprovechamiento eficiente de esta agua. Entre ellas, pero no solo, el régimen económico-financiero de las aguas regeneradas, el tratamiento de la recirculación de las aguas regeneradas en complejos industriales con varios usuarios-operadores, así como, el régimen de aprovechamiento del agua regenerada con disociación entre productor-usuario.

Finalmente, **Mayte Nonay**, de Enagás, presenta el estado de situación actual en el que se encuentra el desarrollo de las infraestructuras de transporte de hidrógeno en España, así como los avances y retos a corto y medio plazo. La autora resalta los proyectos que está abordando Enagás como operador y gestor técnico del sistema gasista español y gestor provisional de la red troncal de hidrógeno española.

La dimensión internacional del hidrógeno renovable

*Alejandro Nuñez-Jimenez** y *Nicola De Blasio***

Resumen

El hidrógeno renovable es clave para completar la transición energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente en sectores difíciles de electrificar como la aviación y el transporte marítimo. Al igual que otras tecnologías emergentes, el hidrógeno renovable se enfrenta a tres desafíos fundamentales: incrementar la producción, expandir la demanda, y construir infraestructura para conectar producción y demanda. Sin embargo, la posibilidad de transportar grandes cantidades de hidrógeno a largas distancias distingue al hidrógeno renovable de otras tecnologías y la dota de una dimensión internacional. Este artículo introduce esta dimensión internacional e ilustra su influencia sobre cada uno de los tres grandes desafíos para desarrollar el hidrógeno renovable, prestando especial atención al caso de la Unión Europea. Comprender la dimensión internacional del hidrógeno renovable es esencial para desarrollar estrategias efectivas para su desarrollo y avanzar en la completa descarbonización de la economía.

Palabras clave: hidrógeno renovable, producción, demanda, infraestructura.

1. INTRODUCCIÓN

Tras la firma del Acuerdo de París en 2016, decenas de países de todo el mundo se han comprometido a eliminar casi todas las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de sus economías para alcanzar cero emisiones netas. Estos compromisos han puesto de relieve la necesidad de descarbonizar sectores económicos más allá de la generación eléctrica y, de esta manera, renovado el interés por el hidrógeno. El hidrógeno renovable, producido sin emisiones directas a partir de la electrólisis del agua con electricidad eólica o solar, se perfila como un elemento clave para completar la transición energética y lograr cero emisiones netas.

* Group for Sustainability and Technology, D-MTEC, ETH Zurich (anunez-jimenez@ethz.ch).

** Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard University.

Aunque una gran parte de las emisiones de GEI pueden evitarse con una mayor difusión de renovables, bombas de calor, y vehículos eléctricos, según escenarios de la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2023a), tecnologías complementarias a estas estrategias de electrificación, como el hidrógeno renovable, serán indispensables para completar la descarbonización de la economía. En torno al 20 % de las emisiones globales de GEI se producen en sectores difíciles de electrificar, como la aviación, el transporte marítimo y la industria pesada, cuyas emisiones no sólo no caen, sino que crecen más rápido que las de otros sectores (Panel Internacional sobre Cambio Climático, 2022). Por ejemplo, cada año, entre 2010 y 2019, las emisiones de GEI en la aviación crecieron un 3,3 % frente al 1,0 % del sector energético (Panel Internacional sobre Cambio Climático, 2022). Por tanto, descarbonizar estos sectores es un reto urgente y a gran escala que requiere el desarrollo de combustibles libres de emisiones como el hidrógeno renovable y sus derivados.

Desde hace más de un siglo, el hidrógeno es utilizado a gran escala en las industrias energética y química como materia prima. Sin embargo, la transición al hidrógeno renovable aún se enfrenta a importantes desafíos. Entre ellos destacan tres grandes retos: incrementar la producción de hidrógeno renovable, expandir la demanda, y construir la infraestructura necesaria para conectar producción y demanda.

Como cualquier otra tecnología emergente, el hidrógeno renovable debe confrontar estos desafíos mientras reduce sus costes e incrementa su escala en un contexto de elevada incertidumbre. Pero a diferencia de otras tecnologías, existe un elemento adicional que distingue al hidrógeno renovable y añade complejidad a estos desafíos: su dimensión internacional.

Casi todos los países del mundo tienen acceso a recursos renovables, como energía solar y eólica, para producir hidrógeno renovable que podría transportarse en grandes cantidades a largas distancias. Sin embargo, más allá de tener acceso a los recursos necesarios, existen grandes diferencias entre países. El papel que cada país puede asumir en un futuro mercado internacional de hidrógeno renovable estará basado no sólo en sus recursos naturales, sino también, entre otros factores, en su infraestructura energética y sus decisiones políticas (Nuñez-Jimenez y De

Blasio, 2022a). Esto es evidente en Europa, donde los recursos renovables varían notablemente entre Estados miembros y muchos países carecen del potencial necesario para producir hidrógeno renovable a gran escala. Como consecuencia de esta variabilidad, países con escasos recursos naturales podrían perpetuar su dependencia de importaciones energéticas o incluso perder parte de sus industrias intensivas en energía, mientras que otros países ricos en recursos renovables podrían convertirse en exportadores de hidrógeno y atraer nuevas actividades industriales.

Esta dimensión internacional hace que el hidrógeno renovable adquiera una relevancia económica y geopolítica que debe tenerse en consideración a la hora de afrontar los desafíos en su desarrollo. Este artículo introduce la dimensión internacional del hidrógeno renovable, ilustra su importancia para los desafíos del desarrollo de la tecnología, y presenta ejemplos concretos con especial atención al contexto europeo.

2. HIDRÓGENO RENOVABLE: UN VECTOR DE ENERGÍA GLOBAL

El hidrógeno es un vector de energía versátil, con múltiples usos potenciales, tanto en aplicaciones móviles como estacionarias, y el potencial para abordar las emisiones difíciles de reducir en sectores como la aviación, el transporte marítimo y la industria pesada. En los últimos años, el hidrógeno está atrayendo una atención sin precedentes por parte de gobiernos y empresas de todo el mundo. En 2023, la consultora McKinsey & Co. estimaba que más de mil proyectos de hidrógeno han sido anunciados en todo el mundo, ocasionando una inversión que alcanzaría los 320.000 millones de dólares, con Europa como líder global con 117.000 millones de dólares de inversión (McKinsey & Co, 2023).

Aunque existen diversas rutas de producción con bajas emisiones, el hidrógeno renovable, producido a través de la electrólisis del agua (la división del agua en hidrógeno y oxígeno en un electrolizador) usando electricidad renovable, se postula como la ruta con menor impacto climático (Ocko y Hamburg, 2022), y políticas recientes en la Unión Europea (UE), como el plan REPowerEU, y

en Estados Unidos (EE. UU.), como el Inflation Reduction Act, priorizan su desarrollo.

La presencia de recursos renovables en múltiples países y la expectativa de un rápido incremento de la demanda mundial de hidrógeno para reducir las emisiones de GEI han desatado una carrera internacional para el desarrollo de esta tecnología. Sin embargo, estudios recientes muestran que distintos países probablemente asumirán diferentes roles en función no sólo de sus recursos de energía renovable y agua, sino también de su potencial de infraestructura y estrategias políticas (Pflugmann y De Blasio, 2020a). Algunos países ricos en recursos naturales, como Australia, pueden convertirse en exportadores globales. Otros con menores potenciales podrán alcanzar un papel de exportadores regionales, como España. Mientras que aquellos con elevada demanda y escaso potencial, como Alemania, tendrán que gestionar su papel de importadores. La estrategia política que decida perseguir cada país, incluyendo bloques regionales como la UE (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2022a) y la capacidad de coordinación entre países, determinarán el desarrollo del hidrógeno renovable y la emergencia de mercados competitivos y seguros (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2020).

El transporte del hidrógeno es un elemento clave de la dimensión internacional de esta tecnología que puede facilitar o inhibir su desarrollo. Por un lado, la baja densidad energética en volumen del hidrógeno y su temperatura de licuefacción de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ hacen su transporte un reto técnico y económico. Por otro lado, el hidrógeno renovable inaugura la posibilidad de transportar grandes cantidades de energía renovable entre países muy distantes. Gracias a la versatilidad del hidrógeno para ser transportado en forma de derivados –por ejemplo, como amoníaco (NH_3), metano sintético (CH_4) o metanol (CH_3OH)– el hidrógeno ofrece múltiples rutas para desarrollar un mercado internacional que podría explotar las grandes diferencias en el coste de la electricidad renovable y la capacidad de producción a gran escala. Países tan distantes como EE. UU. o Argentina podrían llegar a exportar energía renovable a Alemania a costes competitivos con otros países europeos a través del transporte marítimo de amoníaco licuado o metano sintético licuado, ambos producidos a partir de hidrógeno renovable (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2022a; Hampp *et al.*, 2023).

Estas características dotan al hidrógeno renovable de una dimensión internacional con importantes implicaciones económicas y geopolíticas que explican, en parte, la reciente atención por parte de los gobiernos de todo el mundo. Es importante tener en cuenta esta dimensión internacional a la hora de afrontar los grandes desafíos para el desarrollo del hidrógeno renovable.

3. DESAFÍOS PARA EL DESARROLLO DEL HIDRÓGENO RENOVABLE

La dimensión internacional del hidrógeno renovable juega un papel importante en cómo afrontar tres grandes desafíos para su desarrollo: incrementar la producción de hidrógeno renovable, expandir la demanda, y construir la infraestructura para conectar producción y demanda.

3.1. Incrementar la producción

El primer desafío del hidrógeno renovable es incrementar la producción. En 2022, de casi 95 millones de toneladas (Mt) de hidrógeno producido en el mundo, sólo un 0,1 % fue producido a partir de la electrólisis del agua –el resto, un 99,9 %, fue producido a partir de combustibles fósiles– (AIE, 2023b). Esto significa que, para satisfacer la demanda de hidrógeno actual, la producción de hidrógeno renovable tendría que incrementarse en varios órdenes de magnitud. Tendría que incrementarse aún mucho más si tenemos en cuenta las expectativas de que la demanda global de hidrógeno podría multiplicarse hasta 2050 debido a nuevos usos del hidrógeno, como veremos más adelante.

Conseguir semejante incremento de producción a tiempo para contribuir a los objetivos de cero emisiones netas en 2050 requiere un crecimiento aún más veloz que el experimentado por las energías eólica y solar (Odenweller *et al.*, 2022). Este desafío sólo puede afrontarse a través de fuertes intervenciones públicas aún más expansivas que las implementadas para la eólica y solar, pero con el consiguiente riesgo de resultar aún más costosas. Y es que, a pesar de la incertidumbre que rodea las diferentes estimaciones, todas coinciden en que producir hidrógeno renovable es hoy varias veces más costoso que producir hidrógeno a partir de

combustibles fósiles (Navarrete y Zhou, 2024). Por tanto, minimizar el coste de incrementar la producción de hidrógeno renovable es una necesidad urgente.

En este contexto, dos aspectos fundamentales para incrementar la producción de hidrógeno renovable, la capacidad de producir hidrógeno renovable a gran escala y de hacerlo a costes competitivos, emergen íntimamente ligados a la dimensión internacional del hidrógeno renovable.

En primer lugar, la capacidad de producir hidrógeno renovable a gran escala varía enormemente entre países. Ésta no sólo depende de la disponibilidad de recursos renovables en un país, es necesario tener en cuenta también la capacidad de utilizar suficientes cantidades de agua (se consumen al menos 9 litros de agua por cada kilogramo de hidrógeno), de construir grandes infraestructuras energéticas, y de atender simultáneamente la demanda de electricidad renovable para producir hidrógeno y para las estrategias de electrificación mencionadas anteriormente. Considerando todos estos factores, un reciente estudio muestra que los potenciales de producción de hidrógeno renovable a gran escala varían en órdenes de magnitud entre países, limitando los roles que distintas regiones podrían jugar en el desarrollo del hidrógeno renovable (Pflugmann y De Blasio, 2020a). Estas consideraciones deben servir de base a cualquier estrategia política para afrontar el desafío de incrementar la producción de hidrógeno renovable.

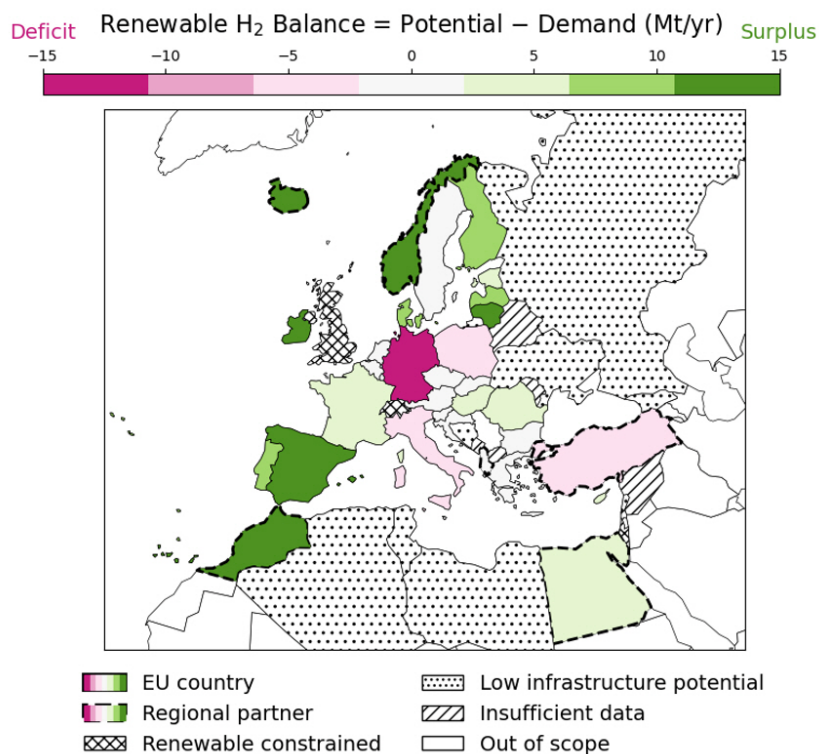
En segundo lugar, el coste de producir hidrógeno renovable también varía enormemente entre diferentes países. Entre los principales factores que determinan el coste de producir hidrógeno renovable están el precio de la electricidad renovable, el precio de los electrolizadores y su factor de utilización, y los costes de financiación. En regiones con abundante energía solar, como el norte de África y Australia, los costes son significativamente más bajos gracias a una electricidad renovable más competitiva y una mayor utilización de los electrolizadores que en regiones con recursos más limitados, como centro Europa (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2022a). No obstante, el coste del capital es un factor crucial, ya que los proyectos de hidrógeno renovable requieren inversiones iniciales considerables. Países con similares recursos renovables, como Chile y Argentina, tienen costes de producción de hidrógeno renovable muy diferentes cuando se consideran los costes de financiar los proyectos (IRENA, 2022).

A la hora de definir estrategias políticas para afrontar el desafío de incrementar la producción de hidrógeno renovable, la dimensión internacional se revela como un factor clave a tener en cuenta debido a las grandes diferencias en potenciales y costes de producción.

El caso europeo ilustra esta relevancia. En un informe sobre el futuro del hidrógeno renovable en Europa, realizado junto al Dr. Nicola de Blasio (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2022b), y más tarde publicado como artículo revisado por pares (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2022a), mostrábamos la crucial importancia de la dimensión internacional del hidrógeno renovable para la UE. Nuestro análisis de los potenciales de producción de hidrógeno renovable en la UE y potenciales socios en el comercio de hidrógeno renovable concluía que:

Figura 1

Balance de hidrógeno renovable en la UE y socios regionales 2050



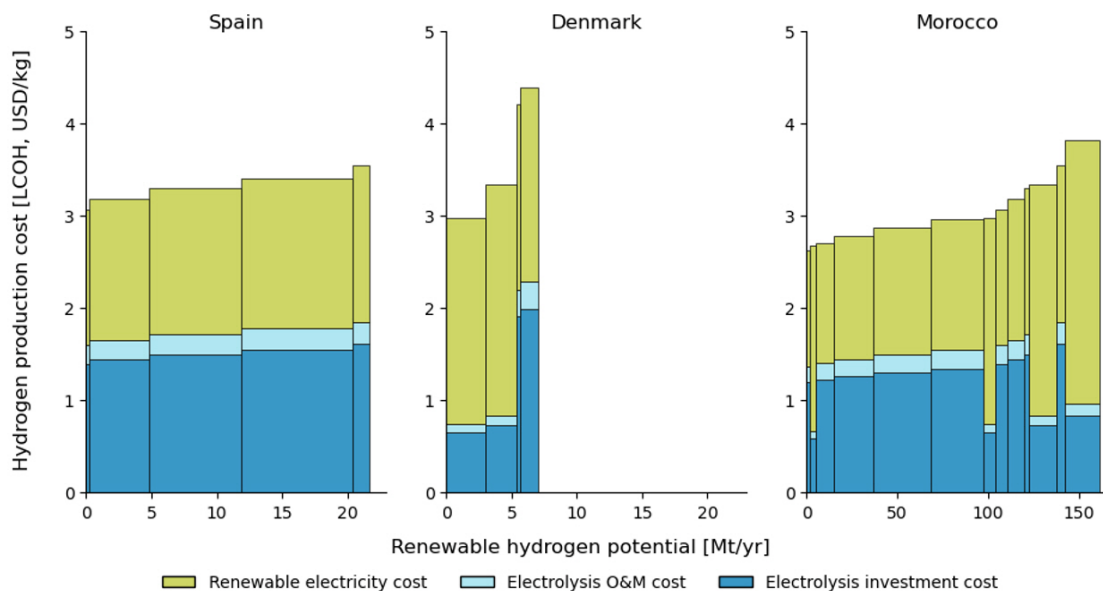
Fuente: Adaptado de Nuñez-Jimenez y De Blasio (2020a).

- ningún país europeo tiene la capacidad de convertirse en un exportador internacional de hidrógeno renovable,
- un pequeño número de países europeos, España entre ellos, podrían emerger como exportadores regionales,
- varios países miembros, muy notablemente Alemania, carecen de potencial de hidrógeno renovable suficiente para atender su futura demanda,
- países vecinos, como Marruecos, y aliados distantes, como EE. UU., poseen potenciales de hidrógeno renovable órdenes de magnitud mayores que ningún país de la UE.

En combinación con el análisis de los costes de producción, nuestro estudio muestra que los países extraeuropeos tienen mayor capacidad para incrementar su producción de hidrógeno renovable manteniendo costes competitivos que paí-

Figura 2

Curvas de coste de producción de hidrógeno renovable en España, Dinamarca y Marruecos en 2050



Nota: LCOH representa el coste nivelado de producción de hidrógeno.

Fuente: Nuñez-Jimenez y De Blasio (2020b).

ses miembros de la UE. Por ejemplo, nuestras estimaciones para 2050 muestran que Marruecos podría incrementar su producción hasta las 68 Mt de hidrógeno renovable manteniendo los costes por debajo de 3 euros por kilogramo de hidrógeno mientras que, en Dinamarca, el coste de producción crecería rápidamente de 3 a más de 4 euros por kilogramo al pasar de 2 a 6 Mt de producción anual (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2022b).

Esta influencia de la dimensión internacional del hidrógeno renovable no afecta sólo el desafío de incrementar la producción, también juega un papel importante a la hora de expandir la demanda.

3.2. Expandir la demanda

El segundo gran desafío del hidrógeno renovable es expandir la demanda. En la actualidad, la demanda global de hidrógeno se concentra en el refino de petróleo (41 Mt, en 2022) y la industria (53 Mt) (AIE, 2023b). Sin embargo, para alcanzar cero emisiones netas, los usos principales del hidrógeno deben expandirse también al transporte y al sector eléctrico, cuyas demandas podrían alcanzar 193 Mt y 74 Mt en 2050, respectivamente, según la AIE (2023a).

Expandir la demanda de hidrógeno renovable incluye, por tanto, dos retos muy diferentes: transferir la demanda existente de hidrógeno a partir de combustibles fósiles a hidrógeno renovable, y reemplazar el uso de combustibles fósiles en aplicaciones como la aviación y el transporte marítimo por hidrógeno renovable y sus derivados. La dimensión internacional del hidrógeno renovable tiene importantes consecuencias para cómo afrontar estos retos.

En primer lugar, transferir la demanda de hidrógeno gris a hidrógeno renovable es un desafío para algunos de los países con mayor demanda actual de hidrógeno. Mientras que China y EE. UU., los mayores consumidores de hidrógeno en la actualidad, poseen grandes potenciales de hidrógeno renovable a costes competitivos, regiones como Oriente Medio, partes de Asia (por ejemplo, Japón) y Europa (por ejemplo, Alemania), podrían encontrar obstáculos como falta de agua, limitados recursos renovables, y elevados costes de producción (Pflugmann y De Blasio, 2020b). Estos obstáculos ponen en riesgo la continuidad de algunas de las actividades industriales que consumen hidrógeno gris, por ejemplo, la

industria química europea, y abren la puerta a su relocalización en regiones con mayor potencial y menor coste de producción de hidrógeno renovable.

Alemania, el mayor consumidor de hidrógeno de Europa, y, al mismo tiempo, uno de los países con un potencial limitado para producir hidrógeno renovable a costes competitivos, es el caso más representativo de este desafío. Como respuesta, el Gobierno alemán ha seguido una doble estrategia para desarrollar el hidrógeno renovable de forma doméstica y simultáneamente promover su desarrollo en países que podrían convertirse en exportadores de hidrógeno. Este es uno de los ejemplos más claros de la enorme relevancia de la dimensión internacional del hidrógeno renovable en cómo afrontar el desafío de expandir la demanda de hidrógeno.

En segundo lugar, sustituir la demanda de combustibles fósiles por hidrógeno renovable ofrece importantes oportunidades para explotar la dimensión internacional del hidrógeno renovable. En el corto plazo, varios usos del hidrógeno renovable aún están en fase de desarrollo, con limitada penetración comercial—por ejemplo, en aviación, transporte marítimo y producción de acero bajo en emisiones. Esto es en parte por las exigencias técnicas de estos usos, como la elevada densidad energética en volumen para aviación. Para sobreponerse a estas exigencias, derivados del hidrógeno renovable como los combustibles sintéticos de aviación o el metanol se postulan como opciones prometedoras.

En estos futuros usos del hidrógeno, particularmente en aviación y transporte marítimo, la dimensión internacional del hidrógeno renovable ofrece la oportunidad de alinearse con la naturaleza internacional de estos sectores. Para ser una opción viable, aviones y barcos impulsados por combustibles basados en hidrógeno renovable deben poder repostar en cualquier aeropuerto y puerto en los que hagan escala. Gracias a la dimensión internacional del hidrógeno renovable, estas instalaciones podrían tener acceso a un suministro suficiente de combustibles limpios sin la necesidad de esperar a una infraestructura global de energía como la que necesitan los combustibles fósiles. No obstante, esta oportunidad está acompañada de otro aspecto clave de la dimensión internacional del hidrógeno renovable: la necesidad de coordinación internacional en la elaboración de certificados y regulación para garantizar la seguridad, compatibilidad, y también la sostenibilidad, del hidrógeno renovable y sus combustibles derivados.

3.3. Construir infraestructura

El tercer gran desafío para el desarrollo del hidrógeno renovable es construir la infraestructura necesaria para su transporte y almacenamiento. Hoy en día, tan sólo existen 5.000 kilómetros (km) de gasoductos para transportar hidrógeno en todo el mundo, frente a los más de 1.000.000 km para transportar gas natural (AIE, 2023b). La mayor parte de esta infraestructura es cautiva, es decir, es operada dentro de un único complejo industrial gestionado por una única compañía (Observatorio Europeo del Hidrógeno, 2023). Ampliar esta infraestructura es un aspecto clave para acelerar el progreso en los otros dos grandes desafíos, producción y demanda, y facilitar la aparición de mercados de hidrógeno renovable, pero para conseguirlo debe sobreponerse a importantes obstáculos.

Construir la infraestructura necesaria para transportar hidrógeno es un prerrequisito para aprovechar las grandes diferencias de costes de producción entre distintas regiones y reducir considerablemente los costes totales del aprovisionamiento de hidrógeno. En el caso de la UE, varios estudios han demostrado el potencial para reducir los costes energéticos de construir una infraestructura energética coordinada a nivel europeo que incluya gasoductos para el transporte de hidrógeno (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2022a; Neumann *et al.*, 2023; Caglayan *et al.*, 2021). Estos beneficios podrían materializarse incluso si se tiene en cuenta la necesidad de garantizar la seguridad de suministro de los países europeos y se limita la dependencia de un único exportador de hidrógeno renovable (Nuñez-Jimenez y De Blasio, 2022a).

Por otro lado, la disponibilidad de infraestructura de hidrógeno tiene consecuencias claves para abordar los obstáculos en la expansión de la demanda. Sin la posibilidad de transportar hidrógeno renovable, los consumidores actuales de hidrógeno que quieran reducir sus emisiones GEI se ven limitados a continuar su uso de hidrógeno gris, optar por capturar sus emisiones, o colocalizar la producción de hidrógeno renovable. Esta última opción puede ser viable en algunas regiones, por ejemplo, en España¹, pero en la mayoría de las ocasiones, es más probable que insuficientes recursos renovables o espacio disponible hagan que colocalizar producción y demanda sea inviable. Estas consideraciones han llevado

¹ Una de las mayores plantas de hidrógeno renovable de Europa se encuentra en Puertollano, colocalizada con una planta de producción de fertilizantes (E-Fuel Today, 2023).

algunos países con mayor consumo actual de hidrógeno, como Alemania y los Países Bajos, a liderar la construcción de gasoductos de hidrógeno (AIE, 2023b).

No obstante, la incertidumbre que rodea la producción y, sobre todo, la demanda de hidrógeno renovable atempera las expectativas de un desarrollo veloz y a gran escala de la infraestructura necesaria para conectar regiones ricas en recursos renovables con aquellas con mayor demanda de hidrógeno actual y, potencialmente, también futura. Un claro ejemplo de esta incertidumbre es el bajo porcentaje de proyectos de producción de hidrógeno bajo en emisiones que han alcanzado una decisión final de inversión. La AIE estima que los proyectos anunciados entre 2022 y 2023 aumentaron en un 50 % la capacidad de producción de hidrógeno bajo en emisiones que podría estar operativo en 2030 hasta las 38 Mt. Sin embargo, sólo un 4 % de los proyectos ha alcanzado una decisión final de inversión². A pesar de la multitud de anuncios y declaraciones de intenciones, es probable que el desafío de construir infraestructura para transportar hidrógeno continúe en los próximos años.

4. CONCLUSIONES

Completar la transición energética y alcanzar cero emisiones netas de GEI requiere soluciones que complementen las estrategias de electrificación y puedan abordar las necesidades de sectores difíciles de electrificar. El hidrógeno renovable se postula como una de las opciones más prometedoras, pero se enfrenta a grandes retos. Este artículo ha introducido estos desafíos –incrementar la producción, expandir la demanda, y construir infraestructura– destacando la profunda influencia de la dimensión internacional del hidrógeno renovable en cada uno de ellos.

En términos de producción, es esencial incrementar la capacidad de producción de hidrógeno renovable a gran escala y reducir sus costes. La variabilidad en la disponibilidad de recursos renovables y costes de producción entre países hace que la colaboración y el comercio internacional puedan jugar un papel crucial.

² Estos proyectos incluyen producción de hidrógeno renovable e hidrógeno a partir de combustibles fósiles con captura de las emisiones AIE (2023b).

Países con abundantes recursos renovables, como Australia y Marruecos, podrían jugar un papel importante como potenciales exportadores, mientras que países como Alemania y Japón deberán gestionar su papel como importadores debido a sus limitados recursos.

La expansión de la demanda de hidrógeno renovable no solo implica transferir la demanda actual de hidrógeno a partir de combustibles fósiles a hidrógeno renovable, sino también fomentar el uso de hidrógeno renovable en nuevos sectores como el transporte y la generación eléctrica. La dimensión internacional del hidrógeno renovable ofrece oportunidades, alineándose con el carácter internacional de sectores como la aviación y el transporte marítimo, pero también acentúa riesgos, como la relocalización de industrias intensivas en el uso de hidrógeno.

Finalmente, la construcción de infraestructura es otro desafío crucial. La necesidad de gasoductos y otras infraestructuras de transporte para el hidrógeno renovable requiere inversiones significativas y coordinación internacional para conectar regiones productoras y consumidoras. La infraestructura existente es limitada, y la incertidumbre sobre la demanda futura complica aún más este desarrollo. Sin embargo, los beneficios para reducir costes han sido indicados por numerosos estudios independientes y podrían facilitar una transición energética más rápida y eficiente.

Es importante reconocer que, además de estos desafíos fundamentales, existen muchos otros retos relacionados con la dimensión internacional del hidrógeno renovable que este breve artículo no ha alcanzado a abordar, por ejemplo, la seguridad energética y el liderazgo tecnológico. Aunque es probable que el hidrógeno renovable suponga tan solo una pequeña parte del suministro energético futuro de la mayoría de los países, esta modesta contribución podría ser clave para sectores muy sensibles como la aviación y el transporte marítimo. Asegurar un suministro fiable y una cierta autonomía estratégica se convierten en consideraciones muy relevantes.

Este artículo se ha centrado en los retos esenciales de producción, demanda e infraestructura que deben superarse para impulsar el desarrollo del hidrógeno renovable. Sólo al abordar estos desafíos considerando la perspectiva interna-

cional del hidrógeno renovable, podremos aprovechar plenamente las oportunidades que ofrece el hidrógeno renovable para descarbonizar sectores difíciles de electrificar y reducir las emisiones globales de GEI.

REFERENCIAS

AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (IRENA). (2022). Global Hydrogen Trade Outlook: Part I. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Outlook>

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE). (2023a). Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach. <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE). (2023B). Global Hydrogen Review. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

CAGLAYAN, D. G., HEINRICHS, H. U., ROBINIUS, M., y STOLTEN, D. (2021). Robust design of a future 100 % renewable European energy supply system with hydrogen infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(57), pp. 29376-29390. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.197>

E-FUEL TODAY. (2023). Iberdrola commissions largest green hydrogen plant in Puertollano. <https://efuel-today.com/en/iberdrola-commissions-largest-green-hydrogen-plant-in-puertollano/>

HAMPP, J., DÜREN, M., y BROWN, T. (2023). Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany. *Plos one*, 18. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0281380>

McKINSEY & Co. (2023). Hydrogen Insights May 2023. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/05/Hydrogen-Insights-2023.pdf>

NAVARRETE, A., y ZHOU, Y. (2024). The price of green hydrogen: How and why we estimate future production costs. *The International Council on Clean*

Transportation. <https://theicct.org/the-price-of-green-hydrogen-estimate-future-production-costs-may24>

NEUMANN, F., ZEYEN, E., VICTORIA, M., y BROWN, T. (2023). The potential role of a hydrogen network in Europe. *Joule*, 7(8), pp.1793-1817. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.016>

NUÑEZ-JIMENEZ, A., y DE BLASIO, N. (2020). ¿Ayudará el hidrógeno verde a unir Europa? *Agenda Pública*. <https://agendapublica.es/noticia/16737/ayudara-hidrogeno-renovable-unir-europa>

NUÑEZ-JIMENEZ, A., y DE BLASIO, N. (2022a). Competitive and secure renewable hydrogen markets: three strategic scenarios for the European Union. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.170>

NUÑEZ-JIMENEZ, A., y DE BLASIO, N. (2022b). *The future of renewable hydrogen in the European Union: Market and geopolitical implications*. Harvard Kennedy School. <https://www.belfercenter.org/publication/future-renewable-hydrogen-european-union-market-and-geopolitical-implications-0>

OBSERVATORIO EUROPEO DEL HIDRÓGENO. (2023). The European hydrogen market landscape. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/index.php/tools-reports/observatory-reports>

OCKO, I. B., y HAMBURG, S. P. (2022). Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22(14), pp. 9349-9368. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>

ODENWELLER, A., UECKERDT, F., NEMET, G.F., JENSTERLE, M., y LUDERER, G. (2022). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. *Nature Energy*, 7(9), pp. 854-865. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01097-4>

PANEL INTERNACIONAL SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. (2022). Sixth Assessment Report. Working Group III: Mitigation of Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>

PFLUGMANN, F., y DE BLASIO, N. (2020a). The geopolitics of renewable hydrogen in low-carbon energy markets. *Geopolitics, History, and International Relations*, 12(1), pp. 9-44. <https://www.cceol.com/search/article-detail?id=877414>

PFLUGMANN, F., y DE BLASIO, N. (2020b). Geopolitical and market implications of renewable hydrogen: new dependencies in a low-carbon energy world. Harvard Kennedy School. <https://www.belfercenter.org/publication/geopolitical-and-market-implications-renewable-hydrogen-new-dependencies-low-carbon>

El hidrógeno como vector de descarbonización: situación actual en España y retos a futuro

*Santiago Serna y Rafael Cossent**

Resumen

Este artículo presenta de forma breve los motivos por los que el hidrógeno renovable ocupa un papel cada vez más relevante en el debate energético. Asimismo, el artículo proporciona una visión general de la situación actual de los proyectos de producción y uso de hidrógeno electrolítico en España, e identifica una serie de retos a los que se debe dar respuesta a fin de lograr un despegue definitivo del sector.

Palabras clave: hidrógeno, descarbonización, política energética.

1. UNA VISIÓN SOBRE EL HIDRÓGENO Y LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En pocos años, el hidrógeno, al que frecuentemente se le pone el apellido de verde o renovable, ha pasado a ocupar un espacio cada vez mayor en el debate en torno al cambio de modelo energético y la descarbonización de la economía.

A modo de ejemplo de la velocidad a la que avanza la ambición en materia de hidrógeno, cabe mencionar que la Hoja de Ruta del Hidrógeno europea publicada en julio de 2020 estimaba una demanda de hidrógeno de 5 Mt para el año 2030 y, menos de dos años después, el plan RePowerEU presentado por la Comisión Europea en mayo de 2020 elevaba este objetivo hasta las 20 Mt, la mitad de las cuales serían producidas dentro de la Unión. De igual manera, en España, el objetivo de capacidad de electrólisis ha escalado desde los 4 GW marcados por la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable de octubre de 2020 hasta los 11 GW en el borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de junio de 2023.

* Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno e Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, Universidad Pontificia Comillas. Santiago.serna@iit.comillas.edu, rafael.cossent@iit.comillas.edu

La producción y el uso de hidrógeno son procesos ampliamente establecidos en diversos sectores industriales donde es empleado como materia prima, tales como el refino, los fertilizantes, la industria química o el acero. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, el consumo global de hidrógeno alcanzó los 95 Mt en el año 2022. En el caso de España, según datos del Observatorio Europeo del Hidrógeno, el consumo de hidrógeno superó las 610 kt en 2022, lo que traducido a términos energéticos representaría cerca del 6 % de la demanda nacional de gas natural.

Cabe entonces preguntarse el porqué de esta repentina popularidad del hidrógeno como vector energético¹. Para responder esta pregunta es preciso retrotraerse al Acuerdo de París firmado en el año 2015 por el que los países firmantes se comprometían a trabajar para contener el incremento de la temperatura media global por debajo de los 2 °C y perseguir esfuerzos adicionales para limitarlo a 1,5 °C.

Al analizar qué era necesario para cumplir este objetivo, quedó patente que la descarbonización de la economía debía ser profunda; hasta el punto de que muchos países y regiones han anunciado sus compromisos de alcanzar la neutralidad de emisiones en torno al año 2050. Asimismo, las emisiones netas cero no son factibles exclusivamente mediante la expansión de la capacidad eléctrica renovable y la electrificación directa de la demanda energética. Para cerrar esta brecha de descarbonización, son necesarios combustibles renovables como los biocombustibles, el hidrógeno y sus derivados, como por ejemplo amoníaco, metanol, o combustibles sintéticos. En el argot de la normativa europea, siempre que se cumplan una serie de condiciones, estos últimos se denominan combustibles renovables de origen no biológico.

A su vez, esto implica que el hidrógeno ha de penetrar sectores donde nunca ha estado presente. Anteriormente ya se ha mencionado que el refino constituye el principal demandante de hidrógeno. Éste se obtiene en parte como subproducto de los procesos de la refinería, mientras que la fracción restante se produce

¹ En realidad, podría decirse que el interés por el hidrógeno como vector de descarbonización viene de años atrás. Por ejemplo, si nos fijamos únicamente en España, la Asociación Española del Hidrógeno se creó en 2002 y el Centro Nacional del Hidrógeno en el año 2007. No obstante, su relevancia en el debate político e industrial creció enormemente a partir del año 2020 aproximadamente.

mediante el reformado con vapor del gas natural fósil, emitiendo en torno a 9 kg de dióxido de carbono por cada kilogramo de hidrógeno. En algunos países con acceso a carbón a bajo coste, en lugar de emplear gas natural, se produce hidrógeno por medio de la gasificación del carbón, emitiendo cerca de 21 kg de CO₂ por cada kilogramo de hidrógeno. Los otros grandes consumidores de hidrógeno son la producción de amoníaco para fabricación de fertilizantes y, en menor medida, la síntesis de metanol y el acero. En todos estos casos, el hidrógeno se obtiene de los combustibles fósiles mayoritariamente en la misma planta donde se consume.

En cambio, la mayoría de los casos los escenarios futuros señalan un consumo de hidrógeno notablemente mayor que el actual. Además de los sectores industriales anteriores que usan el hidrógeno como materia prima, se prevé una utilización de hidrógeno y sus derivados como combustible en usos industriales que requieren altas temperaturas o para el transporte pesado por carretera, aviación y transporte marítimo. No obstante, las previsiones de demanda futura de hidrógeno pueden variar muy significativamente en función de las hipótesis realizadas en cuanto a medidas de eficiencia energética, captura y secuestro de dióxido de carbono, o uso de biocombustibles.

Además de emplear hidrógeno en nuevos sectores, es preciso abandonar las vías convencionales de producción basadas en combustibles fósiles sin abatimiento de emisiones, por otras con bajas emisiones de carbono. De no ser así, el aumento en el uso de hidrógeno traería consigo un indeseado incremento de las emisiones de CO₂. Pese a que se están explorando múltiples vías para obtener hidrógeno con bajas emisiones, la electrólisis del agua es que la está recibiendo más atención por parte de los reguladores e inversores. Dicho proceso consiste, a grandes rasgos, en descomponer el agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂) mediante la aplicación de una corriente eléctrica. En la medida que la electricidad aportada sea de origen renovable, el hidrógeno obtenido será considerado como verde o renovable. En adelante, a menos que se indique lo contrario, el texto se referirá siempre al hidrógeno electrolítico.

En conclusión, podemos decir que el hidrógeno ha pasado a ocupar un papel central en el debate energético a raíz de la necesidad de descarbonizar sectores

de difícil electrificación. Esto conlleva sustituir el uso de combustibles fósiles por hidrógeno u otros combustibles derivados del hidrógeno en aquellos sectores que ya emplean hidrógeno como materia prima, así como en otros sectores que precisan de combustibles renovables para su descarbonización, tales como demandas térmicas industriales de alta temperatura o transporte pesado. Adicionalmente, para lograr reducir la intensidad de carbono, este hidrógeno ha de producirse por vías con bajas emisiones, siendo la electrólisis del agua alimentada por electricidad de origen renovable aquella sobre la que más atención recae.

No obstante, es importante gestionar las expectativas depositadas en este vector energético y comprender que el desarrollo del sector del hidrógeno es un proceso a largo plazo sujeto a importantes incertidumbres que requiere de tiempo suficiente para lograr la madurez tecnológica, acumular experiencia, o adecuar y desarrollar la regulación necesaria.

A lo largo de este artículo se proporciona una foto fija del estado actual de la producción y el consumo de hidrógeno electrolítico en España y se analizan algunos de los principales retos existentes que es preciso abordar para un despliegue a escala de este sector.

2. EL HIDRÓGENO ELECTROLÍTICO A DÍA DE HOY EN ESPAÑA

La base de datos de proyectos de hidrógeno de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de Comillas² recopila información sobre proyectos de hidrógeno anunciados en España desde el año 2020. Esta base de datos integra datos públicos de proyectos divulgados en diversos medios, así como información proveniente de bases de datos existentes, como las de la Agencia Internacional de la Energía³ y la Asociación Española del Hidrógeno⁴. El objetivo es consolidar toda la información referente a los proyectos de hidrógeno en España y realizar un análisis exhaustivo del sector.

2 <https://www.comillas.edu/catedras-de-investigacion/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno>

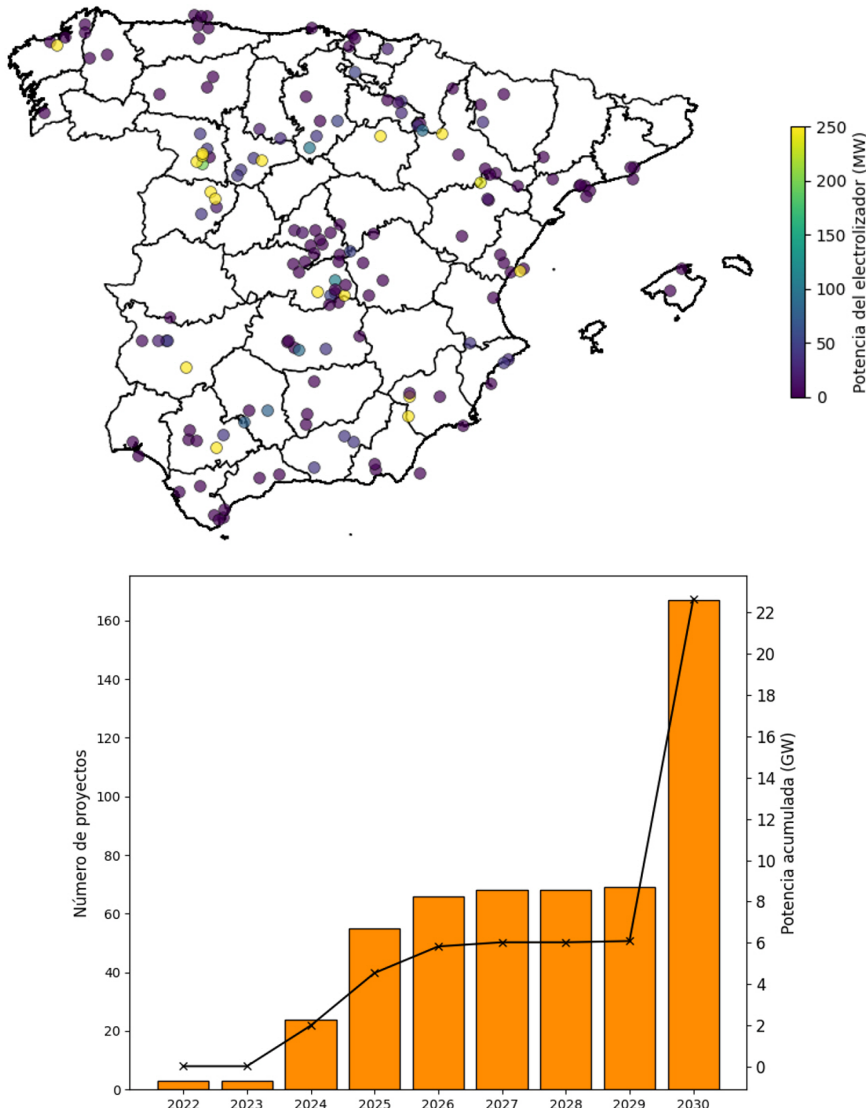
3 <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map>

4 <https://aeh2.org/censo-de-proyectos-de-hidrogeno/>

A la fecha de publicación de este artículo, la base de datos recopila información sobre 166 proyectos de producción de hidrógeno renovable. Estos proyectos suman un total de 22 GW de capacidad de electrólisis, el doble de los 11 GW previamente mencionados y publicados por el 'borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). La figura 1 muestra la

Figura 1

Ubicación y tamaño de los proyectos de hidrógeno renovable en España



Fuente: Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno, Universidad Pontificia Comillas.

distribución de los proyectos según su potencia de electrólisis y el año de entrada en operación. Se observa que una gran parte de los proyectos está planificada para los años 2025-2026, manteniéndose la cifra de proyectos prácticamente constante hasta más allá de 2030. También se identifican varios proyectos planificados con capacidades superiores a 200 MW. Asimismo, se observa una cantidad significativa de proyectos de menor tamaño ubicados principalmente en la zona centro del país.

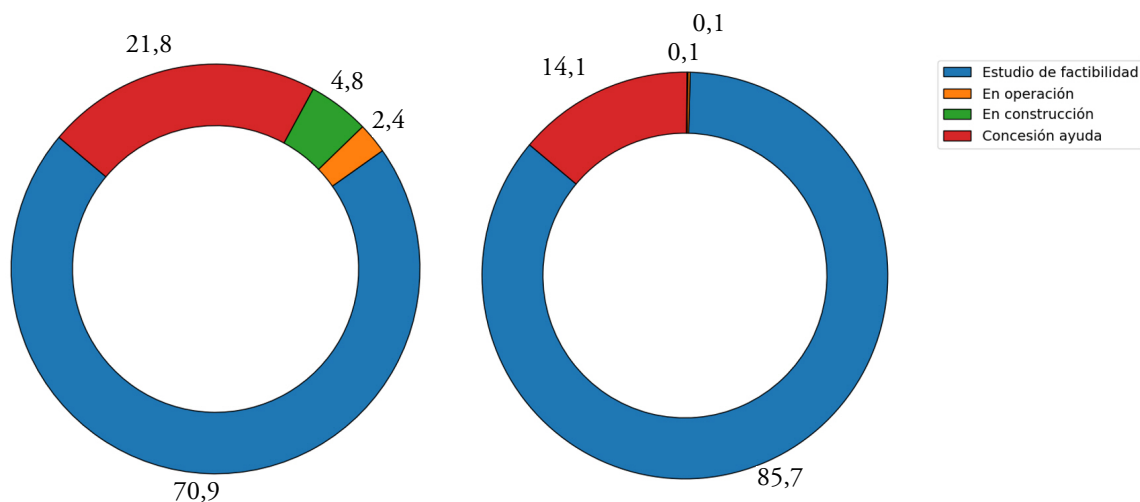
2.1. Grado de desarrollo de los proyectos

Aunque las proyecciones son alentadoras en cuanto a la capacidad total de electrólisis, únicamente el 3 % de los proyectos anunciados están en operación, un 5 % están en construcción, un 23 % han recibido financiación por parte del Gobierno o la Unión Europea, y el 71 % restante se encuentran en etapas tempranas de planificación (estudio de factibilidad). En términos de potencia de electrólisis, la capacidad en construcción y en operación representa menos del 1 % de la potencia total anunciada. Un 85 % está en fase de planificación y un 14 % corresponde a

Figura 2

Estado de los proyectos de hidrógeno en España, nº proyectos (izquierda) y potencia de electrólisis (derecha)

(Porcentaje)



Fuente: Elaboración propia.

proyectos con ayuda concedida. En este último grupo, es importante destacar que no toda la capacidad de electrólisis de un proyecto recibe financiación completa, ya que, en muchos casos, solo se financia una parte de esta. Esta tendencia nacional está en línea con la situación a nivel global: según la Agencia Internacional de la Energía⁵ solamente un 4 % de la potencia de electrólisis anunciada había alcanzado la decisión final de inversión o estaba en operación, mientras que el 96 % restante se trataba de proyectos en estudio de factibilidad.

2.2. Análisis de los consumidores declarados

Otra pregunta relevante es en qué sectores se va a emplear este hidrógeno según la información disponible. Este ejercicio no es sencillo, ya que el hidrógeno y sus derivados son moléculas muy versátiles que pueden utilizarse en diversos sectores. Por ejemplo, existen numerosos proyectos de producción de hidrógeno destinados al transporte terrestre e industrial, pero no siempre se especifica, o no se conoce, la fracción que corresponde a cada uno de ellos. En los casos en los que un proyecto tenga varias aplicaciones y no se especifique la fracción destinada a cada una de ellas, se decide dividir la potencia total de forma equitativa entre sus distintos usos. Este enfoque nos permite conocer, de manera aproximada, cuáles son los usos más comunes del hidrógeno.

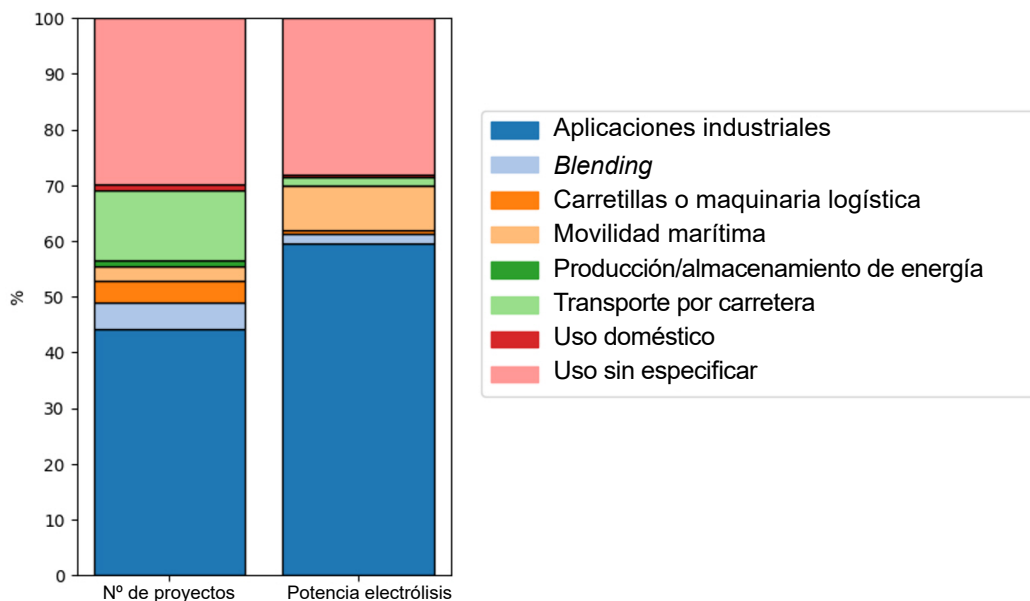
La figura 3 muestra la distribución de los proyectos de hidrógeno según su uso final. Se observa que, tanto en número de proyectos como en capacidad, la mayoría de los proyectos se orienta hacia aplicaciones industriales. Sin embargo, también un considerable volumen de proyectos, que aún no ha declarado un consumidor final concreto para su hidrógeno (6,6 GW). Por otra parte, aunque los proyectos destinados al transporte por carretera son numerosos, en términos de potencia son de pequeño tamaño. Esta tendencia también se observa en los proyectos de *blending*. Por el contrario, los proyectos de movilidad marítima, pese a ser menos numerosos, presentan una escala significativamente mayor. En este sentido, destaca el proyecto entre Cepsa y Maersk para producir hasta 300.000 toneladas anuales de metanol renovable en Huelva⁶. Otros proyectos,

⁵ <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

⁶ Que requieren aproximadamente 56.000 toneladas de hidrógeno renovable, equivalentes a aproximadamente 600 MW de electrólisis asumiendo 5.000 horas de operación.

Figura 3

Número de proyectos y potencia según la aplicación final del hidrógeno



Fuente: Elaboración propia.

como Musel GreenMet o Green Crane la Robla, también apuntan a la producción de metanol para el transporte marítimo.

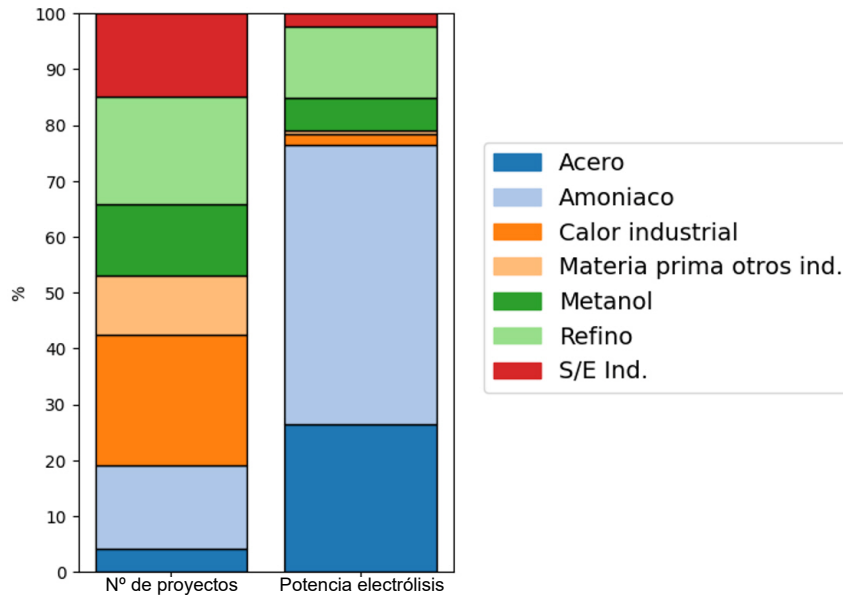
En relación con el sector industrial, la figura 4 presenta cómo se distribuyen los proyectos de hidrógeno en el sector industrial, tanto en términos de número de proyectos como de potencia de electrólisis. Existe una amplia variedad de aplicaciones, incluyendo el uso de hidrógeno para generar calor industrial, en la industria del refino, y para la producción de amoníaco y metanol. Además, algunos proyectos se centran en la utilización del hidrógeno como materia prima en otros procesos industriales, como la producción de agua oxigenada. Un número considerable de proyectos menciona aplicaciones industriales sin especificar más detalles.

En cuanto a la capacidad de electrólisis, se observa que una gran parte de la potencia se dedica a la producción de amoníaco, tanto para consumo local como para exportación⁷. Asimismo, destaca la cantidad de potencia de electrólisis destinada

⁷ Un ejemplo es el acuerdo firmado entre Cepsa y Holanda para la exportación de parte de la producción de amoníaco al puerto de Rotherdam.

Figura 4

Número de proyectos y potencia según la aplicación industrial del hidrógeno



Fuente: Elaboración propia.

a la descarbonización de la producción de acero, correspondiente al proyecto HyDeal. Por otro lado, la potencia destinada a la producción de metanol también es significativa, lo cual no solo podría reducir las importaciones nacionales de este producto, sino también fomentar su exportación a otros países europeos⁸.

2.3. Subvenciones concedidas a proyectos en territorio nacional

2.3.1. Subvenciones europeas

Fondo Europeo de Innovación

El Fondo de Innovación es un programa de la UE destinado a subvencionar proyectos que introduzcan en el mercado tecnologías innovadoras bajas en carbono. Este fondo se financia a partir de los ingresos generados por el Sistema de

⁸ Un ejemplo de esto es el proyecto SolWinHy Cádiz, que plantea la exportación de metanol verde en Ferrocarril por ferrocarril hasta su consumidor final en Alemania.

Comercio de Emisiones de la UE (*EU ETS*). Existen dos líneas de ayuda: una para pequeños proyectos (*SSP, Small Scale Projects*) y otra para grandes proyectos (*LSP, Large Scale Projects*), siendo estos últimos aquellos con más de 7,5 millones de euros de inversión de capital.

En la tabla 1 se presentan las tres convocatorias del Fondo de Innovación resueltas hasta la fecha de publicación de este artículo, incluyendo el presupuesto y el número de proyectos beneficiarios. Se observa que en la primera convocatoria el hidrógeno se financió principalmente bajo la línea de *SSP*, mientras que en la tercera convocatoria se aprobaron hasta ocho proyectos de hidrógeno bajo la línea de *LSP*.

Tabla 1

Convocatorias del Fondo Europeo de Innovación

Convocatoria	Línea	Presupuesto (M€)	Fecha concesión subvenciones	N.º de proyectos
Primera	<i>SSP</i>	100	Noviembre 2021	30 (4 hidrógeno)
	<i>LSP</i>	1.000	Noviembre 2021	7 (1 hidrógeno)
Segunda	<i>SSP</i>	100	2º T 2023	16 (2 hidrógeno)
	<i>LSP</i>	1.500	2º T 2023	17 (3 hidrógeno)
Tercera	<i>SSP</i>	100	Diciembre 2023	17 (1 hidrógeno)
	<i>LSP</i>	3.600	2º T 2024	41 (8 hidrógeno)

Fuente: Elaboración propia.

En concreto, cinco proyectos españoles de producción de hidrógeno recibieron ayudas del Fondo de Innovación, todos ellos en la tercera convocatoria y como *LSP*⁹. Los proyectos subvencionados adquieren el compromiso de entrar en operación tres años después de la concesión de la ayuda, lo que implica que deberán entrar en operación en 2028 o antes.

⁹ En la primera convocatoria de los Fondos de Innovación se aprobó el proyecto español Sun2Hy en la línea de *SSP*. El objetivo del proyecto es la investigación y desarrollo de tecnología fotoelectroquímica para la producción de hidrógeno.

Tabla 2

Proyectos elegidos en convocatorias del Fondo Europeo de Innovación

Proyecto	Promotor	Subvención (M€)	Categoría	Fecha esperada de entrada en operación
T-Hynet	Repsol renewable and circular solutions S.A	62	Hidrógeno	31/10/2026
Asturias H ₂ Valley	H2 Aboño S.A	18	Hidrógeno	31/12/2026
Green H ₂ la Robla	Forestal del Atlántico, S.A.	42	Hidrógeno	29/02/2028
Green Meiga	Iberdrola	123	Metanol	30/06/2027
Triskelion	Forestal del Atlántico, S.A.	49	Metanol	31/12/2027

Fuente: Elaboración propia.

Banco Europeo del Hidrógeno

El “Banco Europeo del Hidrógeno”, anunciado en 2022 por la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, también se financia a través del Fondo de Innovación, pero está dirigido exclusivamente a proyectos de hidrógeno renovable o bajo en emisiones. Un año después del anuncio, se lanzó la primera subasta con un valor propuesto de 800 millones de euros. El 30 de abril de 2024 se anunciaron los resultados de la subasta, seleccionándose siete proyectos con un total de 720 millones de euros, de los cuales tres son españoles y cinco se encuentran en la península ibérica (tabla 3).

Es importante señalar que, en esta primera subasta, el precio máximo se fijó en 4,5 €/kg H₂, subvencionando la diferencia respecto a este precio máximo. Asimismo, los proyectos beneficiarios deberán entrar en operación a más tardar cinco años después de la firma de la subvención.

La segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno se espera para el último trimestre de 2024 y tendrá un presupuesto de 1.200 millones de euros. Además

Tabla 3

Resolución primera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno

Proyecto	Coordinador	País	Precio subvencionado (€/kgH ₂)	Miles toneladas H ₂ /10 años	M€
El Alamillo H ₂	Benbros Energy S.L	España	0,38	65	24,7
Hysencia	Angus	España	0,48	17	8,16
Catallina	Renato Ptx Holdco	España	0,48	480	230,4
Grey2Green-II	Petrogal S.A	Portugal	0,39	216	84,24
MP2X	Madoquapo	Portugal	0,48	511	245,28
eNRG Lahti	Nordic Ren-Gas Oy	Finlandia	0,37	122	45,14
SKIGA	Skiga	Noruega	0,48	169	81,12

Fuente: Elaboración propia.

del aumento en el presupuesto, también se reducirá el precio máximo a 3,5 €/kg H₂ además de modificar otras condiciones relativas a plazos o garantías.

Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI)

Además del Banco Europeo del Hidrógeno, otro de los instrumentos utilizados para financiar el despliegue de la economía del hidrógeno son los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (*IPCEIs*, por sus siglas en inglés). El objetivo principal de los *IPCEI* relacionados con el hidrógeno renovable es promover el desarrollo y fabricación en toda la cadena de valor del hidrógeno, desde electrolizadores para su producción hasta infraestructuras para su almacenamiento, transmisión y distribución, así como su aplicación. Hasta la fecha, la Comisión Europea ha aprobado ayudas de estado bajo cuatro *IPCEI* relacionados con el hidrógeno renovable: Hy2Tech centrado en el desarrollo de tecnologías de hidrógeno, Hy2Use centrado en aplicaciones industriales, Hy2Infra dirigido a despliegue de infraestructura y Hy2Move dirigido a la movilidad. La tabla 4

Tabla 4

IPCEIs aprobados en relación al hidrógeno renovable

Nombre	Categorías	Fecha	Presupuesto (M€)	Nº empresas
Hy2Tech	Generación hidrógeno / Pilas de combustible / Almacenamiento y distribución / Usos finales	01/2023	5.400	41 (4 España)
Hy2Use	Infraestructura / Aplicaciones industria	09/2023	5.400	37 (7 España)
Hy2Infra	Electrolizadores/ Hidroductos / Almacenamiento/ Terminales puertos	02/2024	6.900	30 (0 España)
Hy2Move	Generación de hidrógeno/ Pilas de combustible / Almacenamiento a bordo / Aplicaciones movilidad	05/2024	1.400	13 (2 España)

Fuente: Elaboración propia.

muestra con mayor detalle las categorías incluidas en cada uno de los *IPCEI*, así como el presupuesto y número de empresas.

En relación a los proyectos y empresas españolas beneficiarias de los *IPCEI*, cuatro empresas se beneficiaron del primer *IPCEI*, Hy2Tech. Estas empresas incluyen Sener, H2B2 y Nordex, enfocadas en la generación de hidrógeno, así como Iveco en usos finales.

En el segundo *IPCEI*, Hy2use, varios proyectos españoles recibieron ayudas en la categoría de infraestructura de hidrógeno. Estos proyectos son el Valle de Hidrógeno del País Vasco (Petronor), H2 Aboño (EDP), H2 los Barrios (EDP), Cartagena (Repsol) y Palos de la Frontera (Iberdrola). Además, en aplicaciones industriales, los proyectos IAM Caecius y Endesa/Enel en colaboración con Industrias Químicas del Ebro también recibieron financiación.

En el tercer *IPCEI*, Hy2Infra, no hubo empresas españolas beneficiarias. Sin embargo, en el último *IPCEI*, Hy2move, dos empresas españolas resultaron beneficiarias: Airbus España y Évolution Synergétique.

Es importante destacar que los *IPCEI* deben ser financiados por los Estados miembros participantes en cada convocatoria, después de su aprobación por parte de la Comisión Europea. En España, la ayuda a los *IPCEI* de hidrógeno renovable proviene de la línea 4 del PERTE ERHA¹⁰. Hasta el momento, de todas las convocatorias anteriores, sólo se han resuelto los proyectos seleccionados bajo el *IPCEI Hy2Tech*, con un presupuesto de 74 millones de euros.

2.3.2. Nacionales

El Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia (PRTR) es el programa de canalización de los fondos que recibe España de Europa a través del programa *Next Generation EU*. El PRTR tiene una duración de seis años, desde 2021 a 2026, y una financiación total de 163.000 millones de euros¹¹. Las ayudas del PRTR se articulan a través de los PERTE, Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica. El hidrógeno renovable se encuentra incluido dentro de uno de estos PERTE, en concreto, el PERTE ERHA (energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento).

El PERTE ERHA contemplaba la ejecución en una primera fase de 6.600 millones de euros, de los cuales 1.555 millones de euros estaban destinados exclusivamente a la financiación del hidrógeno renovable. En una adenda posterior se incrementó el presupuesto total de este PERTE hasta los 10.797 millones de euros, cerca de 4.200 millones de euros adicionales, de los cuales unos 1.600 millones de euros estarán destinados al hidrógeno renovable.

La financiación de proyectos de hidrógeno renovable se divide en cuatro líneas de actuación:

- Línea 1: impulsar la cadena de valor innovadora y de conocimiento, medidas de apoyo a las pymes y los centros tecnológicos.
- Línea 2: creación de un clúster de hidrógeno renovable para la integración sectorial que concentre espacialmente la producción, transformación y consumo a gran escala.

¹⁰ Se explica con más detalle en la sección 2.3.2.

¹¹ <https://planderecuperacion.gob.es/>

- Línea 3: desarrollo de proyectos singulares pioneros que permitan la introducción del hidrógeno renovable, entre otros, en polos industriales distintos al incluido en el clúster y en sistemas energéticos aislados, así como la integración del suministro de hidrógeno renovable en el transporte, la generación eléctrica y los usos térmicos
- Línea 4: actuaciones de apoyo para integrar la cadena de valor nacional en la cadena de valor comunitaria, mediante líneas de apoyo para la participación de empresas nacionales en proyectos y consorcios europeos, incluyendo una contribución para la participación en el proyecto *IPCEI* de hidrógeno.

Hasta la fecha de publicación de este artículo, se han resuelto los programas de ayuda asociados al PERTE ERHA detallados en la tabla 5. En total, se ha ejecutado un presupuesto de 624 millones de euros de los 1.555 millones disponibles. Entre los proyectos subvencionados, 39 están destinados a la producción de hidrógeno, sumando una capacidad total de electrólisis de 772 MW. Según las condiciones de la convocatoria, estos proyectos deberán estar operativos tres años después de la concesión de la ayuda, es decir, entre 2025 y 2026.

Por otra parte, es importante destacar el gran número de solicitudes que demuestran el interés real en desarrollar proyectos de hidrógeno. Por ejemplo, en la última convocatoria del programa H2 Pioneros se presentaron 100 proyectos con una capacidad total de electrólisis de 1.267 MW, de los cuales solo 12 proyectos, con una potencia combinada de 309 MW, recibieron subvención.

Además de las iniciativas mencionadas en la tabla 5, para el segundo semestre de 2024 están programadas dos nuevas convocatorias. Estas corresponden a la línea 2, “Convocatoria de ayuda para Valles o Clústeres de Hidrógeno”, y a una nueva convocatoria de la línea 3: “Cadena de valor”. Ambas concluyeron en abril de 2024 la etapa de consulta de orden de bases reguladoras, previa a la publicación formal de la convocatoria.

Tabla 5

Convocatorias de programas de ayuda al hidrógeno bajo el PERTE ERHA

Línea	Convocatoria	Resolución	Ayuda concedida	N.º de proyectos	N.º de expedientes	Potencia electrólisis	Potencia electrólisis
Línea 1	Cadena de valor – programa 1: capacidades, avances tecnológicos e implantación de líneas de ensayo y/o fabricación.	04/2023	30	7	--	N/A	N/A
	Cadena de valor – programa 2: diseño, demostración y validación de movilidad propulsada por hidrógeno	04/2023	80	11	--	N/A	N/A
	Cadena de valor – programa 3: grandes demostradores de electrólisis y proyectos innovadores de producción de hidrógeno renovable	06/2023	100	7	--	270	--
	Cadena de valor – programa 4: retos de investigación básica-fundamental, pilotos innovadores y la formación en tecnologías habilitadoras clave	07/2023	40	20	--	N/A	N/A
Línea 3	H ₂ Pioneros I	04/2023	150	19	128	193	
	H ₂ Pioneros II	12/2023	150	12	100	309	1.267

Fuente: Elaboración propia.

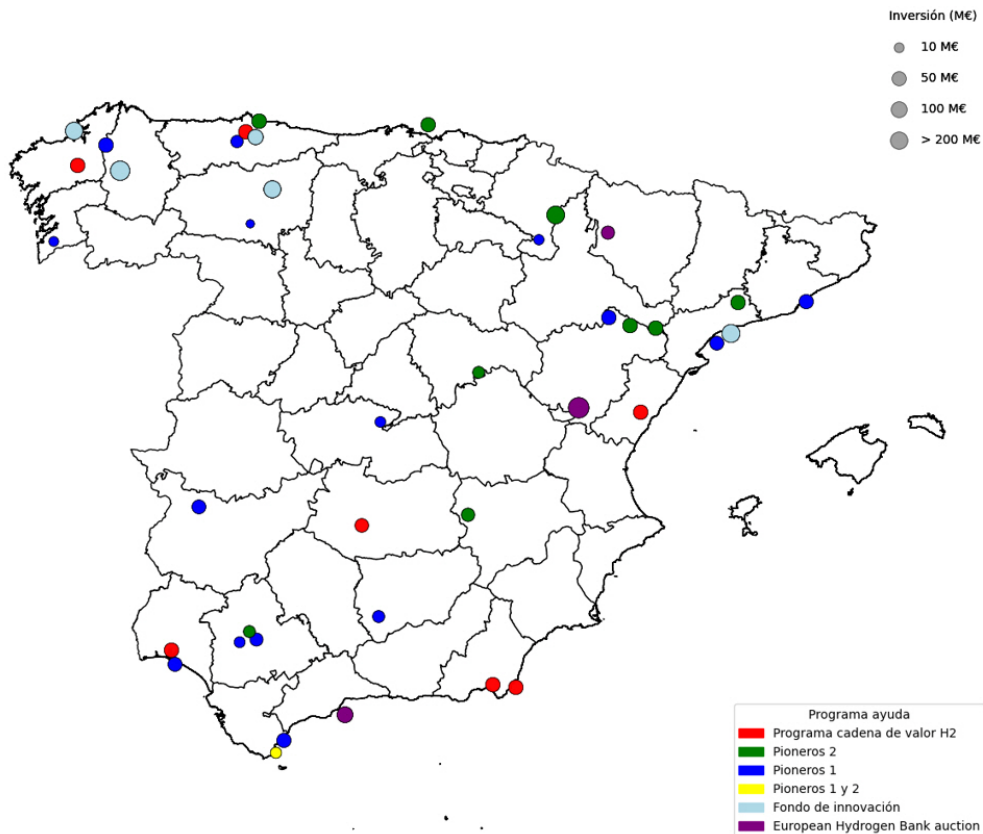
2.3.3. Visión global de proyectos subvencionados en España

Los datos presentados a lo largo de esta sección ponen de manifiesto el compromiso por impulsar una economía del hidrógeno tanto en Europa como en España, con el objetivo de alcanzar las metas establecidas por el plan RePowerEU. A modo de resumen, en la figura 5 se presenta la ubicación aproximada de los proyectos con algún tipo de concesión de ayuda, así como el tamaño de la misma. Únicamente dos proyectos han recibido ayuda de distintos programas de ayuda, estos son, la planta de producción de hidrógeno de los Barrios (Pioneros 1 y 2) y el proyecto de producción de hidrógeno en Aboño (Cadena de valor y Fondo de innovación). La ubicación de estos proyectos puede proporcionar información acerca de donde se van a formar los Valles de Hidrógeno, con clústeres claros

en Gijón, Huelva, Sevilla, Algeciras, Tarragona o Zaragoza. Por el contrario, en Castilla y León, donde hay anunciados numerosos proyectos de hidrógeno a lo largo de toda la comunidad autónoma, únicamente dos de ellos ubicados en León han recibido financiación.

Figura 5

Distribución espacial y financiación de los distintos proyectos subvencionados con programas de ayuda



Fuente: Elaboración propia.

3. RETOS

En la sección anterior ha quedado de manifiesto la distancia que existe entre la realidad tangible del hidrógeno electrolítico a día de hoy y los planes existentes por parte de reguladores e inversores. Reducir esta brecha requiere, al margen de consideraciones sobre regulación o esquemas de incentivos, abordar y superar

toda una serie de retos tecnológicos y económicos. A continuación, se analizan algunos de estos.

Reducción de los costes de producción

1. El primer reto es, sin duda, el reducir el diferencial de coste entre la disponibilidad de pago del consumidor u *offtaker* y el coste de producción del hidrógeno renovable, esto es, lo que se conoce como la prima verde. Sin duda, esta diferencia existe; no obstante, dependerá de muchos factores como los costes de los combustibles fósiles actuales y previstos a futuro, los costes de adaptación al uso de hidrógeno, o la presión regulatoria que experimente cada sector derivado de normativa como el ETS o el reglamento *FuelEU Maritime*¹². Varios de estos factores variarán de un sector a otro, por lo que no es sencillo establecer un umbral unívoco a partir del cual es posible decir que el hidrógeno sería competitivo.

Es más, en algunos casos los consumidores finales de un determinado producto o servicio podrían estar dispuestos a asumir un determinado sobrecoste o prima verde a cambio de soluciones descarbonizadas, incluso tras internalizar posibles penalizaciones derivadas de la regulación. Por tanto, cabe esperar que el hidrógeno renovable arranque en sectores donde la prima verde sea menor y/o la demanda final muestre una mayor disponibilidad a pagar.

En todo caso, un desarrollo sostenible y a largo plazo del hidrógeno electrolítico requerirá reducir el coste de producción, típicamente cuantificado mediante el coste nivelado del hidrógeno (*LCOH*, según las siglas en inglés), que no es más que el coste promedio esperado a lo largo de la vida útil de la instalación¹³.

12 El Reglamento (UE) 2023/1805, conocido como *FuelEU Maritime*, marca un calendario de reducción progresiva entre 2025 y 2050 de la intensidad de emisiones del pozo a la estela para los combustibles de propulsión empleados por los buques de más de 5.000 toneladas de arqueo bruto que hagan escala en algún puerto de la Unión Europea. Se espera a este reglamento fomenta el uso de combustibles derivados del hidrógeno como metanol o amoniaco en el transporte marítimo.

13 Los operadores de plantas de electrólisis pueden explotar fuentes de ingresos complementarias, que no se abordan en este artículo por cuestión de brevedad, pero que sin duda pueden contribuir a la rentabilidad de las instalaciones. Entre estas se pueden mencionar la venta de oxígeno, el aprovechamiento de calor residual, la venta de electricidad excedentaria en caso de plantas dedicadas, o la provisión de servicios complementarios al operador del sistema eléctrico.

El primer desafío es naturalmente el reducir los costes de inversión en una planta de electrólisis. Esto se logra, en primer lugar, mediante el desarrollo tecnológico y engrasado de las cadenas de suministro, ambos aspectos en manos del fabricante y suministrador de los equipos más que en el propio inversor. Asimismo, es posible optimizar los costes mediante un adecuado diseño y dimensionado de la planta, explotando las posibles economías de escala existentes, adaptado a los volúmenes, perfiles de demanda, pureza y niveles de presión requeridos en cada caso. Este último aspecto se ve aún hoy afectado en muchos casos por las dificultades de lograr un compromiso de consumo a largo plazo que enfrentan muchos proyectos.

Pese a la innegable relevancia de los costes de inversión, es quizás más relevante, al menos desde el punto de vista del operador, reducir los costes de operación y maximizar las horas de funcionamiento de la planta con objeto de aminorar el coste unitario.

En relación a los costes de operación, al contrario de lo que ocurre con la generación eléctrica renovable como la solar o la eólica, para las que los costes de inversión representan la práctica totalidad del coste nivelado, los costes variables representan un porcentaje muy significativo del coste unitario final. Según las hipótesis de cálculo realizadas, el coste de la electricidad renovable representa típicamente en torno al 60-70 % del coste de producción del hidrógeno electrolítico¹⁴. Si a esto le añadimos los requisitos de adicionalidad, correlación geográfica y temporal que establece el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184¹⁵ para la electricidad tomada de la red eléctrica, queda patente que la contratación y gestión del suministro de electricidad renovable es una tarea clave para los suministradores de combustibles renovable de origen no biológico.

14 En caso de invertir en una planta renovable dedicada específicamente a la producción de hidrógeno o conectada a través de una línea directa, el coste variable de la electricidad podría calcularse como el coste de inversión en dicha planta repartido entre la electricidad suministrada al electrolizador.

15 Este es el acto delegado que establece las reglas de producción de combustibles renovables de origen no biológico. El objetivo de estas reglas es conseguir que la producción de hidrógeno electrolítico no provoque un aumento de las emisiones de CO₂ de la generación eléctrica, forzando a que la electricidad tomada de la red por las plantas de electrólisis esté contratada con una o varias plantas renovables nuevas (adicionalidad), situadas en la misma zona de oferta que el electrolizador (correlación geográfica) y cuya producción tenga lugar en los mismos períodos que se están usando para obtener el hidrógeno (correlación temporal).

Además de reducir el coste del suministro eléctrico, se ha de optimizar el consumo energético en las instalaciones de electrólisis tanto en lo relativo al rendimiento del propio electrolizador, que en parte dependerá de las prestaciones del equipo en sí y en parte de cómo se opere el electrolizador, como a los consumos de los servicios auxiliares, refrigeración o compresión.

En último lugar, y en esto la electrólisis sí es equiparable a la generación eléctrica renovable, reducir el coste medio de un kilogramo de hidrógeno pasa por maximizar la utilización de las instalaciones. Habitualmente, esto se mide por medio de las horas equivalentes de funcionamiento a plena carga o, expresado el porcentaje, la tasa de utilización de la planta. Sin embargo, mientras que en el caso de, por ejemplo, una planta fotovoltaica, estas horas depende esencialmente de la disponibilidad del recurso solar, en el caso del hidrógeno electrolítico, asumiendo que opera en condiciones adecuadas de fiabilidad, dependerá tanto de la demanda a suministrar como de la disponibilidad de energía eléctrica renovable contratada acorde a los requisitos regulatorios indicados anteriormente.

Acceso al agua

Anteriormente, al hablar de costes de producción, se ha incidido en la relevancia del suministro eléctrico. Sin embargo, apenas se ha mencionado el otro insumo principal de la electrólisis, esto es, el agua, sin la cual no es posible producir hidrógeno electrolítico. Esto es debido a que no se espera que el coste del agua necesaria tenga un peso significativo¹⁶. No obstante, el acceso al agua es un aspecto crucial en un proyecto de electrólisis, más aún en un país como España donde se prevé un aumento preocupante del estrés hídrico en muchas regiones.

Sin ánimo de restar relevancia a este tema, es importante señalar que, en términos agregados, el volumen de agua demandado por la electrólisis no parece ser elevado en comparación con otras actividades industriales, usos residenciales ni mucho menos riego agrícola. A continuación, se presentan unos cálculos a modo ilustrativo que permiten poner en contexto este debate.

¹⁶ En caso de usar agua desalada, el efecto sobre el coste es mayor, pero aun así se estima que la desalación podría aumentar el coste del hidrógeno en torno al 1 %.

Supongamos que entran en funcionamiento los 11 GW de electrólisis¹⁷ que indica el último borrador del PNIEC, y que éstos funcionan 4500 horas al año con un consumo específico de 55 kWh de electricidad por kilogramo de hidrógeno, ambos números razonablemente realistas. Esto daría lugar a una producción de 900 kt de hidrógeno al año.

El valor quizás más complejo de estimar es el consumo bruto de agua de la planta por cada kilogramo de hidrógeno producido. Esto incluye no solo el agua de entrada al electrolizador, en torno a los 9l/kg, sino también otros consumos de la planta, en particular la refrigeración, y el agua de rechazo de la planta de tratamiento de agua. Esta última es el agua de salida del osmotizador, que consiste fundamentalmente en la misma agua captada pero con una mayor concentración de sales. Tomando hipótesis conservadoras como que el volumen de agua para refrigeración iguala al del electrolizador y que se produce un rechazo del 50 % en la ósmosis (el volumen bruto es el doble que el de agua osmotizada obtenida) y redondeando, daría un consumo de agua bruta del entorno a los 35 l de agua por cada kg de hidrógeno¹⁸.

Multiplicando estos 35 l/kg por las 900 kt anteriores, daría un consumo anual de agua de 31 hm³ para toda la producción nacional de hidrógeno electrolítico. Esta estimación naturalmente representa únicamente una aproximación de alto nivel, pero sirve no obstante para aportar un orden de magnitud aproximado. Para interpretar este valor, se puede comparar con los volúmenes demandados actualmente para otros usos. Según datos del INE¹⁹, el volumen de agua aportada a la red en el año 2020 fue de 4.243 hm³, del cual aproximadamente la cuarta parte corresponde a agua no registrada por contadores de usuarios de la red. En cuanto al sector agrícola, los últimos datos del año 2018 reportaban un volumen de cerca de 15.500 hm³ de agua destinados al riego agrícola.

17 Cuando se indica la capacidad de electrólisis en términos de potencia, ésta se refiere a la potencia eléctrica nominal del electrolizador.

18 Gran parte de esta agua se devolvería al medio ambiente en forma líquida o de vapor de agua. El vertido del agua de rechazo está sujeto a su correspondiente autorización y problemática, que no se aborda aquí por cuestión de espacio.

19 Datos tomados de la estadística sobre el saneamiento y uso de agua, y la encuesta sobre el uso del agua en el sector agrario.

Es posible concluir, por tanto, que el volumen de agua requerido por la electrólisis no parece ser desproporcionado a nivel agregado. Sin embargo, sí pueden darse limitaciones a nivel local, especialmente en zonas tensionadas. Por este motivo, es esencial incorporar la electrólisis al marco de planificación hidrológica y buscar soluciones para estos nuevos consumos como, por ejemplo, la reutilización de aguas regeneradas. Este tema se abordará en detalle en otro artículo del presente número.

Creación de demanda

Los epígrafes anteriores han puesto el foco sobre algunos de los retos a los que se enfrenta la producción de hidrógeno electrolítico. Sin embargo, esta actividad carece de sentido si no existe una demanda para este hidrógeno. Esta transformación es más sencilla en aquellos sectores que tradicionalmente ya empleaban hidrógeno en sus procesos, reemplazando el hidrógeno fósil por otro renovable. Sin embargo, el rol que finalmente desempeñe el hidrógeno como combustible en nuevos sectores depende de múltiples factores, aun altamente inciertos a día de hoy.

En principio, habría más hueco para el hidrógeno en aquellos sectores de difícil electrificación. Sin embargo, no siempre existe un consenso sobre qué significa esto en la práctica. Un ejemplo del sector sujeto a debate es el transporte por carretera, donde las estimaciones de la cuota de vehículos propulsados por hidrógeno pueden ser muy variables según las hipótesis adoptadas en función del desarrollo de la tecnología de baterías eléctricas, volumen de carga perdido, tiempos de recarga o repostaje, disponibilidad de infraestructura de recarga, o coste del hidrógeno en surtidor.

Adicionalmente, el hidrógeno como combustible también debería competir con el biometano y los biocarburantes líquidos en muchas aplicaciones. Esto es especialmente relevante en instalaciones donde ya se utiliza el combustible fósil equivalente y que, por tanto, podría pasar a emplear biometano o biocarburantes de manera inmediata; mientras que para utilizar hidrógeno deberían acometer inversiones para reemplazar hornos o quemadores, o adquirir nuevos vehículos. Es más, debido a las propiedades fisicoquímicas del H₂ pueden surgir retos téc-

nicos adicionales. El caso más evidente es el de hornos donde la combustión del hidrógeno se ha de producir en contacto con el material final, como pueden ser el vidrio o la cerámica, pudiendo producirse daños superficiales en el material.

En último lugar cabe mencionar la demanda para producir derivados del hidrógeno como el metanol, amoniaco u otros combustibles sintéticos²⁰. Además del uso de algunos de estos productos como insumos industriales, lo que entraría en el primer grupo de sectores de demanda descritos más arriba, estos derivados podrán ser empleados como combustibles para el transporte aéreo, en forma de queroseno sintético, o marítimo, en forma de metanol, amoniaco o incluso metano sintético²¹. De hecho, son ya varios los pedidos de buques propulsados por metanol y, en menor medida, amoniaco, que se han anunciado.

Asimismo, debido a la baja densidad energética en volumen del hidrógeno, que incluso una vez licuado apenas llegaría a un tercio de la del GNL, se espera que la mayoría del comercio internacional de hidrógeno, aún pendiente de desarrollarse, tenga lugar en forma de alguno de estos derivados. Según dato de la Agencia Internacional de la Energía en el último informe de su *Global Hydrogen Review* indica que son varios los países que han anunciado planes de exportación de hidrógeno mayoritariamente en forma de amoniaco.

Desarrollo de infraestructura y cadena de suministro

Si anteriormente hablábamos, por un lado, de desarrollar la producción de hidrógeno electrolítico y, por otro lado, de la creación de la demanda para este hidrógeno, es preciso igualmente desarrollar los eslabones de la cadena de suministro que conecten ambos.

Convencionalmente, la mayor parte del hidrógeno se producía en el mismo emplazamiento donde se utilizaba y generalmente de manera específica para esa

²⁰ La producción de metanol o combustibles sintéticos a partir de hidrógeno electrolítico lleva consigo el desafío de obtener un suministro de dióxido de carbono que, según el Reglamento Delegado (UE) 2023/1185, deberá ser de origen biológico o de captura directa del aire a partir de 2041.

²¹ Queda pendiente de la próxima revisión de los reglamentos europeos que fijan los estándares de emisiones de gases de efecto invernadero de vehículos ligeros y pesados, el posible rol que puedan tener los combustibles sintéticos en el transporte por carretera.

demanda, por lo que no era necesaria una gran infraestructura para el transporte de hidrógeno, al margen de cantidades relativamente pequeñas desplazadas en camión cisterna o *tube trailer*. Sin embargo, todo lo descrito anteriormente implica transformaciones profundas por el lado de la producción y la demanda que, de materializarse, van a requerir la creación de una cadena de suministro del hidrógeno prácticamente desde cero.

Por el lado de la oferta, la ubicación de las instalaciones de producción va a estar condicionada no solo por la demanda, que pese a todo seguirá siendo un factor determinante, sino también por la disponibilidad de suelo, acceso al agua y, en caso de contar con una planta renovable dedicada, allí donde haya disponibilidad de este recurso. En la práctica se puede observar un tira y afloja entre un efecto *demand-pull* para reducir los costes de transporte y un efecto *renewable-pull* para reducir los costes de producción. A escala internacional, es de hecho este último efecto el que se utiliza para justificar grandes inversiones en países con abundantes recursos renovables de África, Latinoamérica, Australia, o la península arábiga para producir hidrógeno y exportarlo a países con poco recurso renovable y alta demanda. Algunos autores hablan incluso de una posible relocalización de la industria en busca de costes de hidrógeno bajos.

Asimismo, a nivel local, pueden entrar en juego otros factores como disponibilidad de capacidad de acceso a la red eléctrica, tanto para inyección como para consumo, o acceso a infraestructura de carreteras o portuaria. En caso de contemplarse la inyección de hidrógeno en la red gasista actual, el conocido como *blending*, o la inyección en una futura red específica de hidrógeno, la cercanía a los puntos de inyección también sería un factor relevante. Por tanto, las plantas de producción podrán estar más dispersas por el territorio y no necesariamente junto a la demanda a suministrar.

De manera similar, la demanda podrá ser más diversa, con volúmenes y perfiles variables, y distribuida por el territorio. Asimismo, una misma planta de producción podrá suministrar a varios consumidores a la vez que un consumidor podrá abastecerse de varios proveedores. Por tanto, en todos aquellos casos donde no se dé la ubicación de producción y demanda, será necesario transportar hidrógeno de unos a otros.

El modo de transporte dependerá esencialmente de los volúmenes a transportar, la frecuencia del transporte y la distancia a recorrer. Generalmente, volúmenes pequeños a distancia cortas y medias podrán transportarse mediante camión ya sea licuado en cisternas o comprimido en *tube trailers*. Volúmenes medios o grandes en distancias muy cortas que permitan una canalización aislada podrían optar por esta vía, mientras que el transporte de volúmenes elevados a grandes distancias deberá realizarse mediante hidrogenoductos, o en barco bien sea licuado, en forma de amoniaco o metanol, o incluso mediante el uso de portadores orgánicos.

Es relevante señalar que los costes de transporte pueden alcanzar un orden de magnitud similar a los propios costes de producción. Como regla general, cuanto menor sea el volumen que transportar y mayor la distancia recorrida, mayores serán los costes unitarios de transporte. Por tanto, un adecuado diseño y gestión de la cadena de suministro es clave para la rentabilidad del modelo de negocio.

4. CONSIDERACIONES FINALES

La transición hacia una economía neutra en emisiones impulsará un mayor uso del hidrógeno tanto en sectores tradicionales como en nuevos sectores. Tradicionalmente utilizado como materia prima, el hidrógeno puede convertirse en combustible de bajas emisiones en aplicaciones como la generación de calor industrial, el transporte y el almacenamiento de energía. Para lograrlo, es imprescindible apostar por métodos de producción más sostenibles y eficientes, aprovechando al máximo los recursos disponibles. Además, es esencial desarrollar una cadena de suministro de hidrógeno prácticamente desde cero para satisfacer esta demanda creciente. Sin embargo, existen importantes incertidumbres tecnológicas y de costes que afectan a toda la cadena de suministro, junto con los retos fisicoquímicos asociados a su transporte y combustión.

En España, el interés por el hidrógeno es evidente, con el PNIEC elevando el objetivo de electrólisis a 11 GW para 2030 respecto a los 4 GW marcados por la Hoja de Ruta. Este aumento progresivo en los objetivos viene respaldado por el gran número de proyectos anunciados. A fecha de publicación de este artículo, la Cátedra de Estudios Sobre el Hidrógeno contabiliza 166 proyectos con una capa-

ciudad total de 22 GW, aunque sólo 30 MW están operativos y la gran mayoría de proyectos están en etapas muy tempranas de desarrollo.

Para fomentar la decisión final de inversión y que estos proyectos anunciados se conviertan en una realidad, existen numerosos programas de ayuda tanto a nivel nacional como europeo. Entre los programas a nivel europeo destaca el Banco Europeo del Hidrógeno, el Fondo de Innovación o los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI). A nivel nacional destaca el PERTE ERHA, que destina 3.200 millones de euros a la financiación del hidrógeno mediante distintas líneas de actuación y que hasta la fecha han ejecutado 624 millones de euros. Entre los proyectos subvencionados, 39 se dirigen a la producción de hidrógeno sumando 772 MW de electrólisis.

España puede situarse como líder mundial en la producción de hidrógeno; no obstante, hay numerosos retos que aún se deben solventar para conseguir este objetivo. El primero de ellos es la reducción de los costes de producción, que siguen siendo altos en comparación con otros combustibles. El acceso al agua, aunque la demanda agregada no sea desproporcionada en volumen, puede presentar desafíos de accesibilidad y estacionalidad a nivel local. Es necesario que las autoridades proporcionen instrucciones claras sobre la planificación de usos del agua y la tramitación de estas peticiones para evitar cuellos de botella y asimetrías entre cuencas hidrográficas. Por último, es fundamental fomentar la creación de demanda, ya que muchos sectores necesitan adaptar sus equipos, vehículos y/o procesos, lo que implica grandes inversiones. Esto podría retrasar la adopción del hidrógeno renovable, incluso si se vuelve competitivo en precio, debido a la falta de consumidores preparados para usarlo.

Nuevas aplicaciones del hidrógeno para industria y movilidad

*Héctor Carbonell**

Resumen

360.000 km/h es una velocidad astronómica, pero es precisamente la que necesita un objeto para romper las cadenas de la gravedad terrestre y adentrarse en el espacio. Lograr la “velocidad de escape” requiere una cantidad de energía descomunal, tanta que los combustibles empleados tradicionalmente en cualquier tipo de vehículo a motor no tienen la suficiente densidad energética para permitir ese salto de gigante.

Palabras clave: hidrógeno, demanda, repostaje, producción, hidrógeno renovable, descarbonización.

Hace más de 70 años, en los inicios de la carrera espacial, la fórmula para hacer posible la movilidad hacia el espacio incluía hidrógeno y el Grupo Air Products, como experto en la producción de gases industriales y del que forma parte Carbueros Metálicos, se convirtió en proveedor de la NASA. Actualmente, la compañía es el mayor suministrador de hidrógeno del mundo y cuenta también con la mayor red mundial de distribución por tubería de este gas.

Los cambios desde entonces se han sucedido cada vez más rápido y en el momento presente las necesidades de la humanidad, además de hacer despegar cohetes rumbo a las estrellas, obligan a afrontar un tipo de carrera distinta a la espacial cuya meta es la transición energética, un proceso en el que el hidrógeno vuelve a formar parte de la solución como el vector energético que es.

Entre las prioridades estratégicas que ha adoptado el Grupo Air Products está el impulso a las tecnologías del hidrógeno en la industria y la movilidad en el marco de su mayor propósito corporativo: ofrecer soluciones para un futuro más limpio.

* Director de Hidrógeno y Transición Energética en Carbueros Metálicos (Grupo Air Products).

El reto es doble: por un lado, desarrollar nuevas aplicaciones de la mano de nuestros clientes que permitan ayudar a descarbonizar el mayor número posible de sectores, empezando por los que son intensivos en consumo de energía y, por otro, asegurar fuentes de abastecimiento que cubran estas nuevas aplicaciones de forma fiable y competitiva.

Actualmente, la compañía suministra hidrógeno en todas sus formas: gas, licuado y mediante producción *in situ*. Asimismo, ofrece sistemas “llave en mano” y dispone de tecnologías de producción de hidrógeno que van desde el reformado de gas metano a la depuración de biogás asociado a la captura de CO₂, pasando por la electrólisis del agua a partir de energías renovables, entre otras.

Como especialistas en hidrógeno desde hace décadas, somos una de las pocas empresas que está presente en toda la cadena de valor de este vector energético, al tener la capacidad de producirlo, distribuirlo y suministrarlo al cliente, incluso por medio de nuestras propias estaciones de repostaje de hidrógeno. Pero la compañía es consciente de que se necesita ir un paso más allá porque la demanda de hidrógeno en un escenario de economías de bajas o nulas emisiones requiere su producción a gran escala.

Para mantener y ampliar su liderazgo, Air Products se ha comprometido a invertir más de 15.000 millones de dólares hasta 2027 en proyectos pioneros de producción de hidrógeno renovable orientados a la transición energética. Este esfuerzo hará posible que la compañía desarrolle y opere algunos de los proyectos de hidrógeno renovable más grandes del mundo que ayuden a afrontar el reto que supone la descarbonización.

Uno de estos proyectos es el que en 2020 Air Products puso en marcha junto con ACWA Power y NEOM para construir una planta que generará hidrógeno renovable a partir de amoníaco para distribuirlo después a todo el mundo y disociarlo en instalaciones de hidrógeno renovable desde las que llegará al cliente final. NEOM es el mayor proyecto de este tipo en todo el mundo y suministrará 650 toneladas al día de hidrógeno renovable que evitará el equivalente a la emisión de tres millones de toneladas métricas de CO₂ al año.

1. ¿DÓNDE PODEMOS APLICAR EL HIDRÓGENO?

En el ámbito del transporte, el Grupo Air Products desarrolla desde hace décadas todas las tecnologías relacionadas con el repostaje de vehículos con pila de combustible de hidrógeno, cuenta con una amplia cartera de patentes desarrollada a lo largo de más de 15 años y proporciona más de 1,5 millones de recargas de hidrógeno al año. Desde 1993, Air Products ha participado en más de 250 proyectos de este tipo repartidos por una veintena de países, incluido España, donde Carburos Metálicos lidera el uso de hidrógeno para movilidad a través de diversas iniciativas.

El eje de estas acciones es “La ruta del hidrógeno”, demostraciones de repostaje de autobuses urbanos con estaciones de repostaje de hidrógeno propias que ha visitado más de 20 ciudades en España. Estas pruebas, que se realizan en colaboración con operadores de transporte públicos y privados, junto con la Administración han permitido mostrar la madurez y disponibilidad de la tecnología del hidrógeno para contribuir a descarbonizar ya el transporte pesado, tanto de personas como de mercancías, en el marco de los objetivos medioambientales y de transición energética que afrontan, también, las grandes urbes españolas ante la obligatoriedad de crear Zonas de Bajas Emisiones (ZBE).

Otro de los aspectos que ha demostrado esta iniciativa es que el repostaje con hidrógeno es igual de sencillo y rápido que con cualquier combustible tradicional para automoción, lo que facilita el uso intensivo de los vehículos que recurren a esta tecnología.


Para acompañar el despliegue del hidrógeno para movilidad, Carburos Metálicos, que es el proveedor de este gas para los autobuses públicos de pila de combustible de la ciudad de Tarragona y participó en la puesta en marcha de la primera línea regular de autobús impulsada por hidrógeno de la Comunidad de Madrid, en funcionamiento en Torrejón de Ardoz desde 2022, está en el proceso de construcción en el polígono Riu Clar de Tarragona de la que será la primera estación de repostaje de hidrogeno abierta al público en esa provincia. Su ubicación estratégica, junto a importantes vías de comunicación como la AP-7, la A-27, el puerto de Tarragona y el corredor mediterráneo, resultará clave para impulsar en

toda la región el transporte de pasajeros y mercancías por carretera por medio del hidrógeno. Esta estación de repostaje de hidrógeno y la que se planea construir en la Comunidad Valenciana en Sagunto forman parte de la Red de estaciones de repostaje europeas de Air Products, que están cofinanciadas por la Unión Europea¹, al igual que otras estaciones de repostaje europeas de Air Products que planea construir o bien se encuentran en proceso de construcción en Rotterdam, Ghent, Meer, Hurth y Meckenheim.

En el ámbito de la movilidad se inscribe también la elección de Air Products (grupo al que pertenece Carbuos Metálicos) como proveedor oficial de hidrógeno de la 37^a Copa América de vela que se desarrolla este año en Barcelona, donde, por vez primera en sus más de 170 años de historia, utilizará embarcaciones de apoyo (*chase boats*) dotadas de tecnología de pila de combustible de hidrógeno.

Asimismo, desde el año pasado, Carbuos Metálicos cuenta en Tarragona con un novedoso laboratorio “H2 fuel cell” fruto de la necesidad, tanto propia como del sector, de contar con un sistema que permitiera asegurar la conformidad del hidrógeno producido para aplicaciones de pilas de combustible de hidrógeno con las normas ISO 14687, EN 17124 e ISO 21087. Este laboratorio es el primero de este tipo dentro del Grupo Air Products en Europa y está abierto a cualquier empresa que lo solicite.

En el ámbito de la movilidad hay también dos importantes proyectos europeos en los que la compañía participa. El primero de ellos es el consorcio “H2PORTS” que está poniendo a prueba en el puerto de Valencia, en condiciones de uso real y por primera vez en Europa, un ecosistema de hidrógeno adaptado a entornos portuarios que recurre a diversa maquinaria para labores de estiba equipada con pila de combustible de hidrógeno suministrado por Carbuos Metálicos. En concreto, en este proyecto se está utilizando una grúa *Reach Stacker* (apiladora de contenedores) y una cabeza tractora 4x4 para terminal.

1  Cofinanciado por la Unión Europea. Cofinanciado por la Unión Europea. No obstante, las opiniones y puntos de vista expresados son exclusivamente los del autor o autores y no reflejan necesariamente los de la Unión Europea o CINEA. Ni la Unión Europea ni la autoridad que concede la subvención pueden ser consideradas responsables de las mismas.

La segunda iniciativa es *ZEFES (Zero Emission Freight Eco System)*. Su objetivo es acelerar la integración de los vehículos cero emisiones en el transporte pesado de larga distancia. Con ese fin se probarán a lo largo de más de un millón de kilómetros distintos tipos de vehículos, entre ellos los que utilizan pila de combustible de hidrógeno.

2. METALURGIA, CERÁMICA, CALEFACCIÓN, ELECTRICIDAD...

El hidrógeno también puede reemplazar a los combustibles fósiles en procesos industriales que requieran alcanzar temperaturas elevadas como los que se emplean en la industria metalúrgica, cementera y cerámica, así como en calefacción industrial y doméstica.

Desde Carburos Metálicos estamos desarrollando nuevas aplicaciones para que estos sectores puedan aprovechar las ventajas que ofrece el hidrógeno. Un ejemplo es nuestra colaboración con el Instituto de Tecnología Cerámica (ITC-Aice) de Castellón que en 2022 logró una combustión controlada con un 80 % de gas natural y un 20 % de hidrógeno en un horno cerámico, lo que supone un hito para esta industria y abre una vía muy prometedora para la descarbonización de difícil electrificación.

De forma análoga, Carburos Metálicos colabora junto a la Asociación de Fabricantes de Fritas, Esmaltes y Colores Cerámicos (Anffecc) en el proyecto piloto H2frit “Descarbonización del sector de fritas cerámicas a través del uso de hidrógeno en el proceso de fusión para la fabricación de fritas cerámicas”, financiado por la Conselleria de Industria de la Generalitat Valenciana y que tiene como objetivo estudiar la viabilidad técnica de sustituir gas natural por hidrógeno como combustible en la fusión de fritas cerámicas.

Adicionalmente, una de las aplicaciones más recientes ha sido la del uso de generadores de electricidad móviles de tecnología de pila de combustible de hidrógeno en colaboración con empresas dotadas de equipos con esta tecnología y expertos en el suministro de energía temporal. Estos dispositivos permiten generar electri-

cidad allí donde se requiera de una forma sostenible y silenciosa, por ejemplo en eventos como la feria “Velèctric” de Reus, festivales de música como la iniciativa de esta tercera edición el “Granca Live Fest” promovida por Eslógica, su gestora ambiental, que va a reducir su huella ecológica mediante la introducción de pilas de hidrógeno para suministrar energía en una zona del festival, eventos deportivos, así como en situaciones de emergencia, obras, zonas remotas, etc.

Todas estas iniciativas hacen de Carburos Metálicos (Grupo Air Products) una de las compañías con más experiencia y mejor situadas para colaborar junto a otros actores del sector público y privado en las nuevas aplicaciones basadas en hidrógeno que permitirán seguir descarbonizando la economía, en línea con su objetivo medioambiental “Third by 30” que prevé reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un tercio para 2030 como paso previo a la neutralidad de carbono para 2050.

Presente y futuro del aprovechamiento del agua regenerada en España. Su implicación en la disponibilidad de recursos para la producción de hidrógeno electrolítico

*Carlos Mínguez**

Resumen

Este artículo aborda una visión ejecutiva del marco regulatorio del agua regenerada en España, a partir de las novedades introducidas en la última reforma de la Ley de Aguas cuyo desarrollo reglamentario está dando sus últimos pasos, a la fecha de redacción de este artículo.

Palabras clave: agua regenerada, recirculación, aprovechamiento, suministro, disponibilidad, hidrógeno.

1. INTRODUCCIÓN

“**H**acer de la necesidad, virtud”. Los filósofos estoicos acuñaron la idea que preside esta frase y que sirve para ilustrar el modo en que aquellas sociedades que han soportado una escasez hídrica estructural han afrontado el reto de aumentar su oferta hídrica por la vía del incremento de sus recursos no convencionales a través de la reutilización de aguas depuradas.

La reutilización en España de las aguas depuradas se ha convertido en un instrumento clave en la búsqueda del equilibrio entre oferta y demanda hídrica, así como en el cumplimiento de los objetivos medioambientales establecidos en la planificación hidrológica. El aprovechamiento de las aguas regeneradas se concibe como un elemento esencial para afrontar la situación de escasez hídrica porque permite adicionar nuevos recursos hídricos a los recursos convencionales. La

* Socio de Derecho Público y Regulatorio de Andersen. Coordinador de la Práctica de Energía y Recursos Naturales.

regeneración del agua depurada introduce además el componente de circularidad en la gestión de un recurso natural crítico de por sí en nuestra economía, sociedad y ecosistemas, como el agua.

España se posiciona como el primer país de la Unión Europea en volumen de agua reutilizada¹. El porcentaje de reutilización de las aguas regeneradas en España es elevado en el contexto europeo. En el último informe de seguimiento de los planes hidrológicos de cuenca y de los recursos hídricos en España publicado en el año 2021 por el Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico (MITERD), se estimó que el volumen de suministro de agua reutilizada en los años 2020 y 2021 fue superior a los 400 hm³. El volumen suministrado en las demarcaciones del Júcar y Segura supuso conjuntamente cerca de la mitad del volumen estatal total.

No obstante, los resultados obtenidos no merecen una celebración entusiasta. El plan de reutilización de aguas de 2010 proyectaba alcanzar 998 hm³ anuales de agua reutilizada para 2015 y 1403 hm³ para 2021. Los datos para ese último año sitúan el caudal reutilizado en el 30 % del objetivo previsto. Las metas ambiciosas del plan de 2010 no se han alcanzado, lo que ha motivado la revisión y refuerzo de las estrategias de reutilización.

El Real Decreto 1620/2007, de 7 de diciembre, por el que se establece el régimen jurídico de la reutilización de las aguas depuradas (“Real Decreto 1620/2007”) y que desarrolló las previsiones básicas contenidas en la Ley de Aguas, ha acompañado normativamente el desarrollo de la reutilización del agua en España. Este Real Decreto fijó: 1) los requisitos necesarios para llevar a cabo la actividad de utilización de aguas regeneradas; 2) los procedimientos para obtener la concesión exigida en la ley, así como 3) las disposiciones relativas a los usos admitidos y exigencias de calidad precisas en cada caso.

El 12 de mayo de 2023, el *Boletín Oficial del Estado* publicó el Real Decreto Ley 4/2023, de 11 de mayo, por el que se adoptan medidas urgentes en materia agraria y de aguas en respuesta a la sequía y al agravamiento de las condiciones

1 Informe complementario del fomento de la reutilización de las aguas residuales publicado por el MITERD en 2020.

del sector primario derivado del conflicto bélico en Ucrania y de las condiciones climatológicas, así como de promoción del uso del transporte público colectivo terrestre por parte de los jóvenes y prevención de riesgos laborales en episodios de elevadas temperaturas (“Real Decreto Ley 4/2023”). El Real Decreto Ley 4/2023 modificó, sustancialmente, el régimen de reutilización de las aguas regeneradas.

El 27 de noviembre de 2023, el MITERD realizó el trámite de consulta pública en relación con el futuro reglamento de reutilización de las aguas (el “Proyecto de Reglamento de reutilización de las aguas regeneradas”). Se trata de la norma llamada a desarrollar las previsiones contenidas en la Ley de Aguas en esta materia. La consulta pública finalizó en diciembre de 2023. El proyecto encara ahora sus últimos trámites previos a su elevación al Consejo de Ministros para su aprobación definitiva.

2. LOS TÍTULOS HABILITANTES PARA EL APROVECHAMIENTO, PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO DE AGUA REGENERADA

El Real Decreto Ley 4/2023 introdujo importantes modificaciones en el régimen de reutilización de aguas; particularmente, en los regímenes de producción y de aprovechamiento de agua regenerada.

Hasta la entrada en vigor del Real Decreto Ley 4/2023, la reutilización de las aguas requería de la oportuna concesión administrativa salvo que la reutilización fuese solicitada por el titular de una autorización de vertido de aguas ya depuradas, en cuyo caso bastaba una mera autorización administrativa. Si el solicitante de la concesión era, a su vez, el concesionario de la primera utilización, la concesión de reutilización se tramitaba sin competencia de proyectos. Por el contrario, la solicitud de concesión de reutilización de aguas por quien no era concesionario de la primera utilización se tramitaba en régimen de competencia de proyectos.

Tras la modificación operada por el Real Decreto Ley 4/2023, el uso de las aguas regeneradas requiere, en todo caso, de la oportuna concesión administrativa o de la modificación, autorización mediante, de las características de una concesión existente. El régimen general del aprovechamiento de las aguas regeneradas se

basa, con carácter general, en la competencia de proyectos cuando el usuario vaya a ser un tercero distinto del titular de la concesión originaria. La adjudicación directa de la concesión se prevé como una excepción a la regla general.

El artículo 109 bis.2 de la Ley de Aguas, tras la modificación operada por el Real Decreto Ley 4/2023, exime de la necesidad de obtener una nueva concesión a quien sea ya el primer usuario de las aguas y el uso al que se vaya a destinar las aguas regeneradas esté reconocido en el marco de la concesión original, una vez modificada ésta si fuera necesario.

La producción y suministro de aguas regeneradas están sometidas a autorización. Las autorizaciones serán otorgadas por el organismo de cuenca, previo informe preceptivo y vinculante de las autoridades sanitarias. El titular de la autorización de vertido tiene *ex lege* un derecho preferente a su obtención, pero no a la obtención de un derecho de aprovechamiento sobre el agua regenerada.

Los costes de la regeneración deberán ser sufragados, con carácter general, por los titulares de la concesión o autorización, esto es, por los usuarios del agua regenerada. La Ley de Aguas prevé, no obstante, que los costes adicionales asociados a la reutilización en aquellas situaciones en las que se produzca la sustitución del caudal de agua superficial o subterránea por agua regenerada sean asumidos por las administraciones o entidades que resulten beneficiadas por la sustitución.

3. EL EMPLEO DE AGUAS REGENERADAS EN LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ELECTROLÍTICO

La producción de hidrógeno electrolítico y sus procesos industriales auxiliares requieren de una dotación de agua para uso industrial que, por su novedad, difícilmente puede encontrarse en los títulos concesionales vigentes. El acceso al recurso, salvo aquellos casos en los que el suministro pueda garantizarse desde las redes municipales de suministro, requerirá la modificación o el otorgamiento de nuevos títulos concesionales o, en su caso, la formalización de un contrato de cesión de derechos de uso de agua de los previstos en la Ley de Aguas.

Las planes de cuenca del tercer ciclo de planificación hidrológica (2022-2027) no contienen, salvo excepciones, una previsión de nuevas entradas vinculadas

a la producción de hidrógeno renovable; sin embargo, las dotaciones de agua necesarias para viabilizar los proyectos de generación de hidrógeno deberán formar parte de nuevas concesiones o de concesiones modificadas cuyos trámites iniciales, en ambos casos, requerirán de una declaración de compatibilidad de las solicitudes con el plan de cuenca vigente.

Esta circunstancia puede estrangular de inicio el desarrollo de proyectos en aquellas cuencas cuyos sistemas de explotación dispongan de poco o nulo margen de maniobra para satisfacer nuevas demandas entrantes. En estos últimos casos, la dotación necesaria para alimentar los módulos de electrólisis y los procesos industriales asociados sólo podrá alcanzarse mediante la transmisión total o parcial de una concesión previa que incorpore ya el uso que se pretende, la modificación de usos de una concesión preexistente o la cesión temporal de derechos (cuando el plan la haga posible por razón de la prelación de usos establecida en la Ley de Aguas y el plan de cuenca correspondiente). Se trata, en cualquiera de los casos, de situaciones poco usuales o de procedimientos complejos; de ahí, la oportunidad que el posible acceso a un recurso no convencional como es el agua regenerada brinda al despliegue de estos proyectos.

Un agua que, al no perder su condición de pública (demanial) en ningún momento, obliga por otro lado, a articular los procedimientos y acuerdos preceptivos entre usuarios bajo el control de los organismos de cuenca y con la intervención de las administraciones locales, como entidades públicas competentes en materia de ciclo urbano del agua.

El reconocimiento tácito de la complejidad del marco legal y competencial, unido a las demandas del sector pudieran estar, de hecho, detrás del intento del legislador por facilitar vía flexibilización de requisitos, los procesos de reutilización de aguas regeneradas para su uso industrial. La nueva redacción dada al artículo 109 de la Ley de Aguas dispone ahora que: “En usos industriales no tendrá consideración de reutilización de aguas la recirculación de estas dentro de los procesos industriales de la propia actividad”. Esta reutilización queda excluida, por tanto, de la necesidad de solicitar una nueva concesión o de modificar aquélla previa existente. La reutilización efectiva de las aguas regeneradas no tiene reconocida además la condición de vertido.

Se trata de una medida que puede resultar útil en el despeje de la variable hídrica en el diseño del proyecto y de la toma de decisiones de inversión. En todo caso, una mayor precisión en el desarrollo reglamentario que viene sería de agradecer para despejar el encaje, en la previsión legal reformada, de aquellos supuestos en los que la recirculación de las aguas tiene lugar en un complejo industrial en el que operan varias compañías que se benefician conjuntamente del suministro y de la posible reutilización del agua una vez depurada.

4. CONSIDERACIONES FINALES

La regulación de la reutilización del agua regenerada en España es compleja porque exige considerar, desde una situación de casi permanente estado de estrés hídrico, cuestiones tales como los usos posibles del agua regenerada, la variedad de situaciones administrativas relativas al derecho de producción y uso de esta agua regenerada, así como la especial casuística que plantea la planificación singular en cada una de las demarcaciones hidrográficas.

La aplicación eficiente del marco jurídico e institucional de la reutilización de las aguas regeneradas en España hará necesaria la apertura de un debate entre todos los actores implicados, desde el usuario final del agua regenerada hasta los operadores de las diversas instalaciones e infraestructuras de tratamiento, depuración, regeneración y suministro de agua. El resultado de este debate debiera alumbrar una regulación y un sistema en el que el aprovechamiento del recurso agua encontrara debidamente garantizada su utilización más racional y eficiente, desde el punto de vista de la sostenibilidad y el mercado.

Los caudales necesarios para promover los proyectos de producción de hidrógeno verde en España están llamados a proceder, en buena medida de manera combinada, de la generación de nuevos recursos por: 1) la vía de los ahorros; 2) la reducción de pérdidas, o 3) el aporte de nuevos recursos no convencionales con o sin la sustitución de recursos convencionales por aquéllos. En ese proceso, existen ciertas cuestiones jurídicas que convendría abordar en los tiempos venideros. Entre ellas, pero no solo, el régimen económico-financiero de las aguas regeneradas, el tratamiento de la recirculación de las aguas regeneradas en complejos

industriales con varios usuarios-operadores, así como, el régimen de aprovechamiento del agua regenerada con disociación entre productor-usuario.

Las infraestructuras como catalizador del mercado de hidrógeno

Mayte Nonay*

Resumen

Este artículo plantea el estado en el que se encuentra el desarrollo de las infraestructuras de hidrógeno en España junto a los avances y desafíos, destacando los proyectos que está llevando a cabo Enagás en cuanto operador del sistema gasista español, y como gestor provisional de la red troncal de hidrógeno española.

Palabras clave: infraestructuras de hidrógeno, proyectos, Enagás.

1. INTRODUCCIÓN

Las infraestructuras de transporte y almacenamiento de energía van a desempeñar un papel clave en el proceso de transición hacia un *mix* energético descarbonizado, en el cual el hidrógeno verde se presenta a día de hoy como vector imprescindible.

Las infraestructuras de hidrógeno facilitarán la conexión de los centros de producción con los centros de demanda, aportando seguridad de suministro al futuro sistema de hidrógeno y favoreciendo la creación de un mercado líquido y competitivo. Un mercado en el que España está llamada a desempeñar un rol protagonista por su localización estratégica y su potencial renovable.

En el presente artículo se aborda el estado de situación actual en el que se encuentra el desarrollo de estas infraestructuras en España, así como los avances y retos a corto y medio plazo, resaltando los proyectos que está abordando Enagás, actual operador (*TSO*¹) y gestor técnico del sistema gasista español (a través de Enagás

* Directora Estrategia y Planificación Enagás.

1 *TSO*: Transmission System Operator. Enagás está certificado como *TSO* europeo.

GTS²), así como gestor provisional de la red troncal de hidrógeno española (HTNO³).

2. EUROPA MARCA LA SENDA DEL HIDRÓGENO

La política energética de la Unión Europea (UE), sustentada sobre los pilares de la descarbonización y la seguridad de suministro, está marcando el desarrollo del hidrógeno y de las infraestructuras relacionadas a las cuales les reconoce un rol estratégico.

El Pacto Verde Europeo (*European Green Deal*) de 2019, por el cual Europa se convirtió en el primer continente en adquirir un compromiso de cero emisiones netas en 2050, constituye el marco de referencia para todas las políticas de la UE. Este compromiso conlleva una pronunciada reducción en la trayectoria de las emisiones de gases de efecto invernadero en todos y cada uno de los sectores de nuestra economía ya en el medio plazo (como insta el paquete Fit for 55) impulsando importantes transformaciones en sectores clave como la industria y el transporte, donde los combustibles fósiles deben ser progresivamente reemplazados por combustibles libres de emisiones, como el hidrógeno verde. De hecho, la UE señala a los gases renovables, en particular al hidrógeno verde obtenido a partir de electrólisis con electricidad renovable, como un vector clave para lograr la neutralidad climática al tiempo que se asegura la seguridad de suministro energético de todos los Estados miembros.

Este rol del hidrógeno verde se ha visto reforzado ante la creciente importancia de la seguridad de suministro a raíz de la evolución del contexto geopolítico. Un contexto marcado por la guerra de Rusia-Ucrania y de Israel-Palestina, así como por una creciente tensión en las cadenas de suministro globales. El Plan REPowerEU de marzo de 2022, que constituyó la respuesta europea a la invasión de Ucrania por parte de Rusia con una unidad, contundencia y celeridad no vistas antes, refleja la apuesta de la UE por la diversificación, el ahorro energético y

2 Enagás GTS cuenta con independencia regulada de Enagás, así como separación funcional y contable, y código de conducta específico.

3 HTNO: *Hydrogen Transmission Network Operator*. El Real Decreto Le y 2/2023 del 27 de diciembre designó a Enagás con este rol de manera transitoria.

la aceleración del desarrollo de energías limpias para reducir la dependencia energética exterior de la UE y eliminar la dependencia del gas ruso en 2030. El Plan pone foco en el hidrógeno y en el desarrollo de las infraestructuras asociadas para acelerar su despliegue. Entre las medidas incluidas contempla un ambicioso objetivo de suministro de 20 Mt de hidrógeno renovable en 2030 (10 Mt de producción doméstica y otros 10 Mt importados por la UE), lo que supone multiplicar por 2,5 veces el consumo de hidrógeno actual de la UE. Además, el Plan establece la necesidad de acelerar la construcción de corredores europeos de gasoductos de hidrógeno, los cuales canalizarían el 80 % de la oferta prevista para conectar los centros de producción, con un polo muy claro en el sur de Europa en la península ibérica, con los de consumo concentrados en Centroeuropa. El 20 % de la oferta restante, 4 Mt, se transportará en forma de amoniaco (importaciones por barco).

En los últimos dos años Europa ha fortalecido su apuesta por el hidrógeno, materializándose importantes avances en materia de legislación, un aspecto crítico para aportar certidumbre y estabilidad a los agentes inversores. Entre los desarrollos legislativos más relevantes, destaca la publicación en octubre de 2023 de la Directiva Europea de Energías Renovables (RED III) y en mayo de 2024 de la Directiva y Reglamento europeos de Hidrógeno y Gas descarbonizado (Paquete de Gas e Hidrógeno). Mientras que la RED III fija objetivos mínimos de consumo de hidrógeno renovable en la industria y el transporte⁴, el Paquete de Gas e Hidrógeno extiende al hidrógeno las bases regulatorias aplicables al sistema de gas natural, creando un marco regulador para las infraestructuras y los mercados específicos del hidrógeno, incluyendo la planificación decenal de inversiones de las redes de hidrógeno que los ges-

4 La REDIII fija un objetivo mínimo del 42 % de hidrógeno renovable en el consumo de hidrógeno en la industria en 2030 y del 60 % en 2035, estableciendo para 2030 un objetivo mínimo del 1 % de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés, hidrógeno y derivados fundamentalmente) en el total de la demanda de energía del sector transporte (excluyendo aviación). La aviación se aborda en el Reglamento Refuel Aviation, que impone la obligación de que los proveedores de combustible de aviación velen por que todo el combustible que se ponga a disposición de los operadores de aeronaves en los aeropuertos de la UE contenga un porcentaje mínimo de combustible de aviación sostenible (*SAF, Sustainable Aviation Fuels*) y un porcentaje mínimo de combustibles sintéticos, desde un 1 % en 2030 hasta un 10 % en 2040 y un 35 % en 2050.

tores de dichas redes (*HTNOs*) han de proponer cada dos años. Estos avances suponen un contexto positivo para el desarrollo del hidrógeno.

3. ESPAÑA COMO *HUB* DE REFERENCIA DE HIDRÓGENO EN EUROPA

España y la península ibérica tienen un papel protagonista en el impulso del Pacto Verde Europeo. Según la Comisión Europea⁵, España es el país con mayor potencial para liderar el desarrollo del hidrógeno renovable en Europa con una previsión de producción de hidrógeno verde de 2,2 Mt en 2030 y una demanda interna de 0,9 Mt. Estas cifras están en línea con los resultados obtenidos en el proceso de Manifestación de Interés o *Call For Interest* no vinculante para los primeros ejes de la Red Troncal Española de hidrógeno llevado a cabo por Enagás entre septiembre y noviembre de 2023. El proceso registró una altísima participación: 206 empresas registraron información relativa a 650 proyectos (de los cuales un 65 % eran de producción). Considerando sólo los proyectos con mayor grado de madurez⁶, en 2030 se obtendría una producción de 2,5 Mt y una demanda de aproximadamente 1 Mt.

Esto nos posiciona como un *hub* de referencia, siendo el país europeo con mayor potencial para cubrir su propia demanda y exportar al resto de Europa. Adicionalmente, nuestra localización estratégica nos permitirá canalizar en un futuro volúmenes de hidrógeno procedentes del Norte de África.

El potencial y la competitividad de España quedaron respaldadas por los resultados de la primera subasta piloto del Banco Europeo del Hidrógeno, celebrada en abril de 2024. Estas subastas tienen el objetivo de reducir el gap de competitividad actual de los proyectos de hidrógeno (diferencia entre costes de producción

⁵ Informe “The renewable hydrogen potential of the Iberian Corridor” (2024).

⁶ Estos proyectos se definen como aquellos que, según la información aportada, cumplen uno o más de los siguientes requisitos: cuentan con un contrato de compraventa de hidrógeno; están en fase de construcción o desarrollo; o están en fase de tramitación con sociedades promotoras ya constituidas. Considerando todos los proyectos presentados al proceso, se obtendría una producción potencial de hasta 8 Mt de hidrógeno en 2030 y una demanda de 1,4 Mt.

y precio de mercado) asignando primas durante diez años a aquellos proyectos más competitivos.

A la subasta se presentaron 132 proyectos de 15 países europeos, concediéndose 720 millones de euros a siete proyectos de hidrógeno renovable. De ellos cinco se localizaron en la península ibérica, con el mayor número en España (tres proyectos frente a dos en Portugal), con los proyectos restantes en Finlandia y Noruega (un proyecto en cada país). España fue el país con un mayor número de pujas en la subasta (46, más del doble del siguiente país con más actividad; Alemania, con 20 pujas, y muy por encima de otros países como Noruega con 14 pujas o Finlandia con 5) y con el coste de producción más competitivo en media teniendo en cuenta el número de proyectos: 5,8 €/kg en España, frente a los 11,62 €/kg de Alemania, los 7,61 €/kg de Noruega ó los 7,57 €/kg de Finlandia.

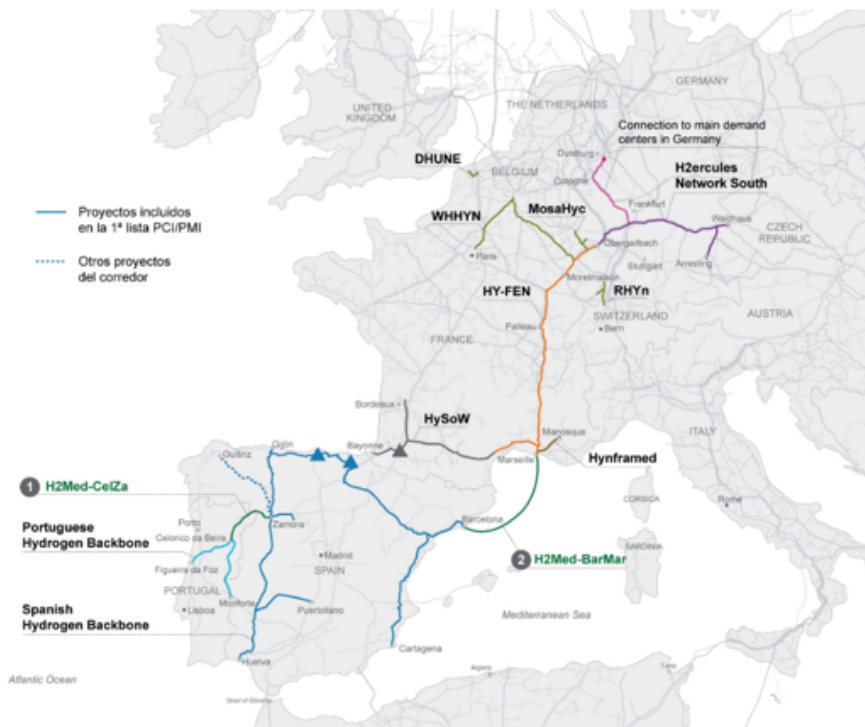
4. PROYECTOS ESPAÑOLES DE INFRAESTRUCTURAS DE HIDRÓGENO

Entre los corredores contemplados por REPowerEU se encuentra el Corredor Ibérico que conectaría el hidrógeno verde producido en la península ibérica con los centros de consumo del centro de Europa. H2Med y la Red Troncal Española, proyectos promovidos por Enagás, forman parte de este corredor. Ambos proyectos fueron presentados como candidatos a ser considerado PCI (Proyecto de Interés Común europeo) a finales de 2022 y en abril de 2024 fueron incluidos en la primera lista de los PCI seleccionados para 2030, lo que permite que se beneficien de procedimientos de autorización simplificados y acceso a financiación europea mediante el mecanismo *Connecting Europe Facility (CEF)*.

Junto con H2Med y la Red Troncal Española de Hidrógeno, también han sido incluidas en dicha lista de los PCI otras infraestructuras que articulan el Corredor Ibérico hasta Alemania, en particular la Red Troncal Portuguesa (promovido por REN), el proyecto francés Hy-Fen en el tramo que transcurre entre Marsella y Alemania (GRTgaz), y el proyecto H2ercules South en Alemania (OGE).

Figura 1

Proyectos incluidos en la primera lista de PCI y otros proyectos



Fuente: Enagás.

4.1. Proyecto H2Med

Proyecto de integración europea orientado a atender en 2030 las necesidades de hidrógeno europeas de una forma competitiva con hidrógeno verde producido en la península ibérica, pudiendo integrar volúmenes potenciales de hidrógeno procedentes del Norte de África en un horizonte próximo a 2040.

El proyecto fue presentado e impulsado en diciembre de 2022 por los gobiernos de España, Portugal y Francia, uniéndose posteriormente (enero 2023) el Gobierno de Alemania. Está siendo promovido por los operadores de transporte de las redes gasistas de España (Enagás), Portugal (REN) y Francia (GRTgaz y Teréga). Incluye dos infraestructuras transfronterizas de hidrógeno:

- *Celza*: conexión terrestre de 248 km entre Celorico da Beira (Portugal) y Zamora de hasta 0,75 Mt anuales de capacidad.
- *Barmar*: conexión submarina de 455 km entre Barcelona y Marsella (Francia), con una capacidad de exportación desde España de hasta 2 Mt anuales de hidrógeno renovable, lo que sería equivalente al 20 % de la producción de hidrógeno esperada en Europa en 2030 según el Plan REPowerEU (10 % del consumo proyectado en 2030).

El proyecto, que contempla una inversión total de 2.500 M€, avanza positivamente y se están acometiendo los estudios de ingeniería preliminares.

4.2. Red Troncal Española de Hidrógeno

Por su parte, la Red Troncal Española está siendo promovida por Enagás y conectará en 2030 los centros de producción de hidrógeno verde en España con la demanda doméstica (múltiples y dispersos clientes industriales, centros de producción de derivados del hidrógeno, valles de hidrógeno puertos...). Esta red impulsará la competitividad de la industria española y la descarbonización, minimizando los costes (aprovechamiento de sinergias con los gasoductos de la red de gas natural y reconversión de infraestructuras de gas natural a hidrógeno). Adicionalmente, la red será habilitadora de H2Med, impulsando el rol de España como *hub* de referencia en Europa.

Enagás presentó a PCI los primeros ejes de la Red Troncal Española, que contemplan: un eje que discurrirá por el Cantábrico, Valle del Ebro y costa mediterránea; otro eje por el oeste y el sur del país; así como dos almacenamientos subterráneos (AASS) de hidrógeno en el norte de España. El proceso de Manifestación de Interés confirmó la arquitectura preliminar de la red planteada inicialmente por Enagás. Se estima una inversión de 4.900 millones de euros (3.700 millones de euros en red y 1.200 millones de euros en AASS).

Según el informe “Impacto socioeconómico del desarrollo de la economía del hidrógeno en España” elaborado por PwC, la economía del hidrógeno en España generará más de 32.000 millones de euros (2 % del PIB español) y

81.000 empleos anuales medios durante la fase de desarrollo. La construcción de la red española de infraestructuras de transporte hidrógeno será responsable del 14 % de la aportación al PIB y del 23 % de los empleos. Asimismo, la posterior operación de todas las infraestructuras generará anualmente unos 2.000 millones de euros y mantendrá 24.000 empleos de carácter estable, recurrente y de calidad durante su operación. La operación de la red española de infraestructuras de transporte de hidrógeno representará cerca del 5 % tanto de la aportación al PIB como del empleo.

5. RETOS A CORTO Y MEDIO PLAZO

Las infraestructuras de transporte y almacenamiento de hidrógeno resultarán clave para el desarrollo y consolidación de toda la cadena de valor del hidrógeno en España y Europa, siendo especialmente estratégicas para nuestro país. Para que estas infraestructuras sean una realidad será necesario:

- Impulsar la financiación. Por ejemplo, se deberían dotar con mayores cuantías los fondos plurianuales de *Connecting Europe Facilities (CEF)*, dado que éstos fueron previstos con anterioridad a los nuevos objetivos, aún más ambiciosos, de despliegue del H₂.
- Simplificar y acortar procedimientos de planificación y permisos para el desarrollo de las energías renovables y de las infraestructuras de hidrógeno.
- Facilitar la planificación del sistema energético integrado. Las infraestructuras de hidrógeno deberán ser reguladas como las redes eléctricas y gasistas desde el principio, permitiendo un dimensionamiento óptimo que facilite a los usuarios posteriores hacer el cambio a hidrógeno.

En el sistema energético futuro habrá una mayor integración con instalaciones que interaccionan entre redes, como es el caso de los ciclos combinados de gas natural y de los electrolizadores (que ligarán la red eléctrica con la red de ductos de hidrógeno).

La planificación coordinada de las infraestructuras energética permitirá además la reutilización de gasoductos existentes, reduciendo el coste de futura red de hidrógeno.

Nos encontramos en un momento clave para la transición energética y tenemos que ser capaces de lanzar señales claras para impulsar este proceso. Sólo así conseguiremos alcanzar un escenario de crecimiento sostenible para la sociedad y el planeta.

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 25 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita



ISSN: 2445-2726
Depósito Legal: M-7537-2016