

**CÁTEDRA
DE TRANSICIÓN
ENERGÉTICA**



CÁTEDRA FUNDACIÓN REPSOL DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Descarbonización de la industria

OBSERVATORIO TRANSVERSAL DE DESCARBONIZACIÓN EN LA
INDUSTRIA

REGULACIÓN, BARRERAS Y OPORTUNIDADES
DEL HIDRÓGENO VERDE

Madrid

Septiembre de 2025

ÍNDICE

1. CONTEXTO ACTUAL DEL HIDRÓGENO VERDE	3
2. EL HIDRÓGENO VERDE EN LA UNIÓN EUROPEA	6
2.1. Marco regulatorio del hidrógeno verde en la Unión Europea	6
2.2. Iniciativas clave para el desarrollo del hidrógeno verde en la Unión Europea: Valles de Hidrogeno y Red Troncal del Hidrógeno	8
Los Valles de Hidrógeno.....	9
La Red Paneuropea del Hidrógeno o Red Troncal del Hidrógeno en Europa.....	10
3. EL HIDRÓGENO VERDE EN ESPAÑA	12
3.1. Marco regulatorio del hidrógeno verde en España.....	12
3.2. Iniciativas clave para el desarrollo del hidrógeno verde en España: Valles de Hidrogeno y Red Troncal del Hidrógeno	14
Los Valles de Hidrógeno.....	15
La Red Paneuropea del Hidrógeno o Red Troncal del Hidrógeno en Europa.....	15
4. RETOS DEL HIDRÓGENO VERDE	16
4.1. Falta de planificación	16
4.2. Falta de tecnología e infraestructura a lo largo de la cadena de suministro de hidrógeno 18	
4.3. Barreras normativas.....	20
4.4. Incertidumbre en las inversiones.....	21
4.5. Falta de inversión	22
4.6. Falta de información clara y homogénea	23
4.7. Falta de capital humano especializado	23
4.8. Competencia internacional	23
5. OPORTUNIDADES DE NEGOCIO	24
6. CONCLUSIÓN	27
7. ANEXOS.....	29
ANEXO I. Listado de estrategias sobre el hidrógeno renovable por Comunidades Autónomas	29
Anexo II. Propuesta de modelo de negocio para el hidrógeno verde	31
Anexo III. Biohidrógeno	32
8. BIBLIOGRAFÍA – FUENTES CONSULTADAS	33

1. CONTEXTO ACTUAL DEL HIDRÓGENO VERDE

El hidrógeno es un elemento químico, el más abundante y más ligero del Universo¹, compuesto solo de un protón y un electrón². Se trata de vector energético, es decir, es una sustancia capaz de almacenar energía que después puede ser liberada de forma controlada en otro lugar, como una pila de combustible³. El hidrógeno puede obtenerse mediante electrólisis⁴, que consiste en emplear una corriente eléctrica para romper la unión molecular de oxígeno e hidrógeno del agua, obteniendo así hidrógeno y oxígeno que pueden emplearse con fines energéticos o industriales. y así extraer el segundo con el fin de usarlo como energía⁵.

El hidrógeno se cataloga por colores, dependiendo del proceso de obtención⁶: el hidrógeno gris se produce a partir de gas natural; es el más utilizado a nivel mundial y también el más contaminante; el hidrógeno azul se consigue a partir de gas natural con captura de CO₂, lo que permite calificarlo como “bajo en carbono”; el hidrógeno negro o marrón se obtiene con carbón; el hidrógeno rosa parte de la electrólisis mediante energía nuclear y el amarillo se obtiene con electrólisis a partir del mix de generación real. Por su parte, el hidrógeno verde es aquel que se produce a partir de fuentes renovables⁷. Existen diversas variantes del hidrógeno verde, aunque la más extendida es la que se basa en la electrólisis del agua mediante electricidad exclusivamente renovable, que será la asumida en este documento a partir de ahora. Sin embargo, el biohidrógeno obtenido a partir de biomasa también se considera verde (renovable), siendo el procedimiento más maduro el reemplazo del gas natural por biometano, lo que permite aprovechar la infraestructura existente⁸. En el Anexo III se dan algunos detalles adicionales.

Hoy, según los datos más citados de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), en torno al 95-96% del hidrógeno que se produce a escala mundial procede de combustibles fósiles sin captura de CO₂ (lo que comúnmente se denomina hidrógeno gris si se emplea gas natural, e hidrógeno marrón/negro si se utiliza carbón). Por el contrario, el “hidrógeno verde” (procedente de electrólisis con fuentes renovables) supone cerca del 0,1% del total⁹ pero la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)¹⁰ estima que este recurso en 2030 ya podría competir con los combustibles fósiles¹¹ y que podría representar el 8% del consumo energético global en 2050¹².

Se espera que el hidrógeno verde sea clave para descarbonizar sectores donde otras energías verdes tienen dificultades para penetrar. Empresas siderúrgicas, cementeras, químicas, y otros

¹ Fernandez Munguía, S. “El hidrógeno verde es una de las grandes apuestas de la UE para la transición energética: estas son sus fortalezas (y sus debilidades)”. XATAKA. 2021

² Alcalde, S. “Estos son los principales proyectos para producir hidrógeno verde en España”. National Geographic España. 2022.

³ Fernandez Munguía, S. “El hidrógeno verde es una de las grandes apuestas de la UE para la transición energética: estas son sus fortalezas (y sus debilidades)”. XATAKA. 2021.

⁴ La electrólisis se produce utilizando electrolizadores, que constan de dos electrodos, un ánodo (o electrodo negativo) y un cátodo (o electrodo positivo), que son los encargados de hacer pasar la corriente eléctrica por el agua y llevar a cabo el proceso de «rotura» de las moléculas, conocido como electrólisis.

⁵ Delgado, S. “¿Qué es el hidrógeno verde?”. El Orden Mundial. 2022.

⁶ Ibid.

⁷ MITECO (2020). [Hoja de ruta del hidrógeno renovable en España.](#)

⁸ Yagüe et al, [Results in Engineering \(2024\) 24, 103361.](#)

⁹ ACCIONA. “El hidrógeno verde: la energía del futuro clave en la descarbonización”.

¹⁰ López Redondo, N. “Las razones por las que el hidrógeno verde podría ser rentable en 2030”. 2020.

¹¹ Velázquez, S. “El hidrógeno verde, ¿el salvavidas de la crisis energética?”. 2022.

¹² IRENA. “Hydrogen: A renewable energy perspective”. 2019.

grandes consumidores de combustibles fósiles no son fáciles de electrificar¹³, como tampoco lo es el transporte, especialmente el transporte pesado, como el marítimo y aéreo, donde la tecnología de baterías todavía tiene muchas limitaciones. En todos estos ámbitos, el hidrógeno tiene una gran oportunidad¹⁴. Así, para muchos, el hidrógeno verde es la solución a la transición ecológica¹⁵, porque no emite gases contaminantes ni durante la combustión ni durante el proceso de producción.

Dicho eso, el hidrógeno verde también tiene sus inconvenientes¹⁶, algunos comunes al hidrógeno convencional (almacenaje y transporte, derivados de su baja densidad) y otros específicos del hidrógeno verde. Entre estos últimos destacan la necesidad de componentes caros para los electrolizadores, y en ocasiones dependientes de posibles presiones geopolíticas¹⁷. Por ejemplo, ciertos metales nobles (iridio, platino) y otros componentes especializados (membranas poliméricas, aleaciones, semiconductores) son esenciales para la fabricación de electrolizadores y/o pilas de combustible, y son caros por distintos motivos: son escasos o difíciles de fabricar en grandes cantidades; están muy concentrados en un pequeño número de países o empresas, donde China ejerce a menudo un papel dominante en la cadena de suministro y refinado; y requieren alta pureza y calidad para operar a presiones y temperaturas elevadas. Todo lo anterior afecta al CAPEX, pero no hay que olvidar el OPEX, que depende del precio de la electricidad y puede encarecer mucho el coste de producción del hidrógeno verde (LCOH).

A estas dificultades se añade la baja rentabilidad del hidrógeno verde en las condiciones actuales¹⁸; con poca demanda real, costes elevados de equipos y electricidad, infraestructura deficiente y escaso apoyo regulatorio, hoy los proyectos vinculados al hidrógeno verde no ofrecen, en la mayoría de los casos, un margen de beneficio suficiente para atraer inversiones masivas ni competir con el hidrógeno gris o con otros combustibles. No obstante, el escenario podría cambiar si se lograra una reducción de los costes de componentes y equipos (gracias a la producción a gran escala y la innovación tecnológica), una mejora de las infraestructuras en redes de transporte del hidrógeno y del almacenamiento subterráneo, un aumento de la demanda, impulsado por la descarbonización industrial y el transporte y un verdadero apoyo normativo (tasas al CO₂, contratos por diferencia, etc.) que favorezca la rentabilidad de proyectos verdes frente a alternativas más contaminantes. En el Anexo II se analiza un modelo de negocio que permitiría reducir el LCOH a partir de la hibridación de eólica y fotovoltaica, junto con la integración de la planta de generación en un *hub* industrial, de modo que se puedan comercializar fácilmente los excedentes eléctricos.

A pesar de lo anterior, hay factores (descenso del coste de la producción de energía renovable, mayor concienciación climática, crisis del gas, nuevos mecanismos de apoyo a las inversiones, desarrollo tecnológico y compromisos de descarbonización de la industria) que pueden suponer un impulso para el hidrógeno verde. Pese a que su competitividad todavía no está asegurada, la

¹³ Fernandez Munguía, S. “El hidrógeno verde es una de las grandes apuestas de la UE para la transición energética: estas son sus fortalezas (y sus debilidades)”. XATAKA. 2021.

¹⁴ Ibid.

¹⁵ IBERDROLA. “El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta”.

¹⁶ IBERDROLA. “El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta”.

¹⁷ García Sánchez, C.E. “Revisión de la producción, transporte y uso del hidrógeno, y del impacto de las mezclas de gas natural con hidrógeno sobre la infraestructura de gas natural”.

¹⁸ Ibid.

convergencia de estos elementos ha modificado el panorama, otorgando al hidrógeno unas expectativas que hace unos años no tenía.

Esta mayor relevancia del hidrógeno verde también se basa en el contexto geopolítico: en 2020, la crisis del COVID-19 tuvo un impacto notable a nivel sanitario, económico y político. En el caso de la Unión Europea, la pandemia llevó al desarrollo de los Planes de Recuperación y Resiliencia a escala nacional, para lograr la recuperación de la actividad económica y la inversión, con una fuerte apuesta por la descarbonización y, dentro de esta, por el hidrógeno verde. Además, las disrupciones logísticas y la toma de conciencia sobre la importancia de la seguridad de suministro también influyeron en la visión estratégica del hidrógeno, acelerando su protagonismo en la transición energética tras la pandemia¹⁹.

También para la Unión Europea en concreto, el hidrógeno adquirió especial relevancia tras la invasión rusa de Ucrania en 2022. El conflicto puso de manifiesto la dependencia europea de los combustibles fósiles y la necesidad de la Unión de buscar alternativas a la energía rusa. De nuevo el hidrógeno verde se presentó como un sector estratégico en el que invertir.

Además de la Unión Europea, que lleva ya más de cinco años considerando el hidrógeno como una de las claves de la descarbonización de su economía²⁰, son numerosos países los que han comenzado a invertir en esta potencial fuente energética.

China publicó a finales de 2022 su plan nacional sobre el hidrógeno para el periodo 2021-2035 y prevé producir entre 100 y 200 mil toneladas de hidrógeno verde entre 2021-2025, con una gran expansión posterior²¹; India tiene su Misión de Hidrógeno Verde, lanzada en 2023, para posicionar al país como un *hub* global de producción y exportación de hidrógeno verde²²; Chile tiene su Estrategia Nacional de Hidrógeno verde y calcula que podría llegar a producir 160 millones de toneladas por año de hidrógeno verde²³; Australia también ha desarrollado su estrategia, que además tiene una perspectiva integral para fomentar el empleo y el desarrollo regional del país²⁴; y Arabia Saudí está construyendo la planta de hidrógeno verde más grande del mundo en Neom, ambicioso proyecto urbanístico y tecnológico que se está desarrollando en el noroeste del país y que pretende sentar las bases para una economía impulsada por energías renovables, en la que el hidrógeno verde juega un papel central como vector energético limpio²⁵.

Por su parte, España, hasta la fecha, ha manifestado en distintos foros —incluido el último Congreso Mundial del Hidrógeno 2024 (World Hydrogen Congress 2024), celebrado en

¹⁹ Comisión Europea, *REPowerEU: Affordable, secure and sustainable energy for Europe* (Comunicación y paquete, 18 mayo 2022); véase también Comunicado de prensa “REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition” (IP/22/3131, 18 mayo 2022); y página “REPowerEU chapters in recovery and resilience plans”.

²⁰ Estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. EURLEX.

²¹ The State Council People’s Republic of China. “China maps 2021-2035 plan on hydrogen energy Development”. 2022.

²² Press Information Bureau. Government of India. “PM Narendra Modi Unveils Vision to Make India Global Hub for Green Hydrogen: Outlines ambitious plans to lead in production, utilisation and export of sustainable fuel”.

²³ Gobierno de Chile. “Estrategia nacional de hidrógeno verde”.

²⁴ COAG Energy Council. “Australia’s National Hydrogen Strategy”. 2019.

²⁵ Global Hydrogen Review. “Saudi Arabia mega-plant will produce up to 600 tpd of carbon-free hydrogen”. 2024.

Valencia— su objetivo de convertirse en uno de los principales *hubs* de hidrógeno verde de Europa y, por extensión, a nivel mundial.

De hecho, España cuenta con importantes ventajas a su favor para ese posicionamiento:

- Tiene un gran potencial renovable, puesto que la combinación de sol y viento otorga a la Península Ibérica una ventaja competitiva respecto a otros países de la UE en la producción de energía renovable.
- Está apostando por los proyectos a gran escala y por la capacidad industrial: ya hay planes para implementar gigavatios (GW) de capacidad de electrólisis antes de 2030, con proyectos en fase de planificación o construcción y diversas empresas energéticas españolas (Iberdrola, Naturgy, Repsol, Moeve, Acciona, entre otras) han expuesto sus estrategias para liderar el mercado de hidrógeno renovable, desde la producción hasta el consumo en industrias clave (refino, fertilizantes, siderurgia).
- España también podrá contar con una infraestructura específica para su hidrógeno, como es el H2Med, corredor de hidrógeno que en el futuro debe conectar la Península Ibérica con Francia y, desde allí, con el resto de Europa.
- Todo esto enmarcado en un fuerte apoyo institucional y de inversiones; España cuenta con su propia “Hoja de Ruta del Hidrógeno” aprobada en 2020, con objetivos concretos para el desarrollo de esta energía; y cuenta con los fondos Next Generation EU para impulsar proyectos de I+D y el despliegue de infraestructuras relacionadas con el hidrógeno verde.

El propósito de este trabajo es presentar el estado de desarrollo del hidrógeno verde en la Unión Europea y en España, analizando:

- la normativa europea y española sobre hidrógeno verde existente
- el desarrollo de los proyectos europeos clave para impulsar el hidrógeno verde, que son los Valles de Hidrógeno y la Red Troncal de Hidrógeno de Europa
- el estado de situación del desarrollo del hidrógeno verde tanto a nivel europeo como en España.

2. EL HIDRÓGENO VERDE EN LA UNIÓN EUROPEA

2.1. Marco regulatorio del hidrógeno verde en la Unión Europea

En noviembre de 2018 la UE publicaba su visión estratégica de una Unión Europea climáticamente neutra²⁶, en la que ya consideraba que el hidrógeno aumentase del 2% existente en ese año hasta un 13-14% en 2050. Dos años más tarde, en 2020, la Comisión Europea publicaba su Estrategia para el Hidrógeno (COM/2020/301)²⁷, cuyo objetivo era que el hidrógeno cubriera el 10% de las necesidades energéticas de la Unión Europea, impulsando así la descarbonización de la industria y el transporte europeos²⁸.

La Estrategia para el Hidrógeno es hoy la pieza clave para el desarrollo de este vector energético a nivel comunitario; cuenta con grandes áreas de acción y medidas clave, como el desarrollo de

²⁶ Comisión Europea. “Estrategia a largo plazo para 2050”.

²⁷ Comisión Europea. “Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra”. 2020.

²⁸ “Hydrogen”. Comisión Europea.

una agenda de inversiones a través de la Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio o el establecimiento de la Asociación de Hidrógeno Limpio.

Estas iniciativas específicas están acompañadas a su vez de medidas para diseñar normas de mercado que permitan el despliegue del hidrógeno, eliminar barreras de mercado e impulsar el despliegue de diferentes infraestructuras para el suministro y transporte de hidrógeno verde²⁹.

La Estrategia del Hidrógeno, además de proponer estos ámbitos de acción, distingue tres grandes fases para el desarrollo del hidrógeno renovable en la Unión;

- En una primera fase, que terminó en 2024, se preveía el desarrollo de un marco regulador del futuro mercado del hidrógeno, que permitiera incentivar tanto la oferta como la demanda y sirviera para impulsar planes concretos para la construcción de plantas dedicadas a la producción de hidrógeno renovable³⁰.
- En una segunda fase, de 2025 a 2030, el hidrógeno tendrá un rol clave en la flexibilización de los sistemas energéticos eléctricos que funcionan con energías renovables. Incluye el desarrollo de los valles de hidrógeno, donde el hidrógeno producido sería utilizado para el transporte, la industria y la calefacción de edificios cercanos³¹. Además, ¿se prevé la construcción de una red paneuropea para el transporte, suministro y repostaje de hidrógeno. La iniciativa European Hydrogen Backbone (EHB) propone la construcción de una red física paneuropea de gasoductos. Además, se espera que para 2030 emerjan “cinco corredores paneuropeos de suministro e importación de hidrógeno con casi 28 000 km de gasoductos, conectando clústeres industriales, puertos y valles de hidrógeno con regiones de demanda. Según S&P Global Commodity Insights, la infraestructura del European Hydrogen Backbone está prevista alcanzar 31 500 km en 2030, con numerosos proyectos de gasoductos en desarrollo como parte de este plan paneuropeo.
- Finalmente, en una tercera fase, de 2030 a 2050, las tecnologías de hidrógeno renovable irían madurando y desplegándose a gran escala, siendo claves para los sectores de difícil descarbonización.

Dos años más tarde, en 2022, en el contexto de la guerra de Ucrania y con el fin de acabar con la dependencia energética europea de las exportaciones de petróleo y gas rusos, la UE publicó su “PlanRePowerEU”, que incluía entre sus objetivos para 2030 producir 10 millones de toneladas de hidrógeno e importar otros 10 millones de toneladas³².

Estas estrategias y planes a largo plazo se concretan después en la legislación europea específica sobre hidrógeno, formada fundamentalmente por la Directiva (UE) 2024/1788, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno; el Reglamento (UE) 2024/1789, relativo a los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno y dos actos delegados; el Reglamento Delegado 2023/1184, que complementa la Directiva (UE) 2018/2001 estableciendo una metodología de la Unión mediante reglas detalladas para la producción de los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs) líquidos y gaseosos; y el Reglamento Delegado 2023/1185, que complementa la Directiva (UE) 2018/2001

²⁹ “Key actions of the EU Hydrogen Strategy”. Comisión Europea.

³⁰ El MITECO publica las bases reguladoras para destinar 1.200 millones a grandes valles de hidrógeno renovable

³¹ <https://elperiodicodelaenergia.com/nuevo-pniec-2030-el-gobierno-dispara-los-objetivos-de-renovables-e-hidrogeno-para-descarbonizar-espana/>?

³² European Hydrogen Observatory. “REPowerEU”.

2.2. Iniciativas clave para el desarrollo del hidrógeno verde en la Unión Europea: Valles de Hidrogeno y Red Troncal del Hidrógeno

La Comisión ha impulsado la creación de la Alianza Europea del Hidrógeno Limpio, conformada por autoridades nacionales, regionales y locales, además de por agentes de la industria y la sociedad civil. Esta Alianza actúa como un foro estratégico para canalizar financiación, elaborar una hoja de ruta de proyectos, reducir barreras regulatorias y tecnológicas, y asegurar así un mercado competitivo y sostenible del hidrógeno en Europa; y se ha creado el Observatorio Europeo del Hidrógeno Limpio, que recopila las estrategias nacionales de los distintos Estados³³ para el impulso al hidrógeno.



³³ European Hydrogen Observatory. “National Strategies”.

- 8 -

También con el objetivo de impulsar la inversión en este tipo de proyectos la Unión Europea ha creado el Banco Europeo de Hidrógeno, que funcionará mediante un sistema de subastas y servirá para fomentar la creación de un mercado doméstico de hidrógeno renovable y para obtener información de la demanda, oferta y flujos del hidrógeno verde en la UE³⁵.

Es especialmente relevante la Asociación Europea para el Hidrógeno Limpio, una asociación (*partnership*) público-privada que cuenta con apoyo de la Comisión Europea y que tiene como objetivo identificar proyectos de inversión viable de hidrógeno verde³⁶. La Asociación distribuye su trabajo en 8 áreas o pilares vinculados al hidrógeno verde: producción, almacenamiento y distribución, transporte, calefacción, valles de hidrógeno, cadena de suministro, investigación y asuntos transversales³⁷.

Precisamente en esa segunda Fase de la Estrategia del Hidrógeno se identifican dos proyectos clave, los Valles de Hidrógeno y la Red Paneuropea de infraestructura de hidrógeno, que se presentan a continuación.

Los Valles de Hidrógeno

La Comisión Europea define los Valles de Hidrógeno como ecosistemas con cuatro características³⁸:

- Con una geografía específica, que puede partir de un foco nacional, regional o local o incluso de una agrupación industrial o una infraestructura como un puerto o un aeropuerto.
- De gran tamaño e inversión, que tienen proyectos que están en fase más allá de un mero proyecto piloto o demostración.
- Que suministren hidrógeno a distintos sectores, como el transporte, la industria, la calefacción de edificios, etc.
- Donde se trabajan las distintas etapas de la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta el almacenamiento, la distribución y el consumo.

Actualmente la Asociación Europea para el Hidrógeno Limpio impulsa un total de 16 valles de hidrógeno de distinto tamaño y capacidad, ilustrados en la Figura 2.

Al margen de los 16 valles en cuestión, la Asociación Europea para el Hidrógeno Limpio cuenta con una Plataforma de Valles de Hidrógeno en el que registra valles de hidrógeno en Europa y el resto del mundo; así, en septiembre de 2024 la Plataforma contaba con 98 valles en 36 países de todo el mundo, de los cuales 74 se encuentran en Europa³⁹. Desde entonces, sigue habiendo el mismo número de valles, pero se han añadido nuevos proyectos, fortalecido redes regionales e incrementado la financiación para impulsar estos ecosistemas de hidrógeno.

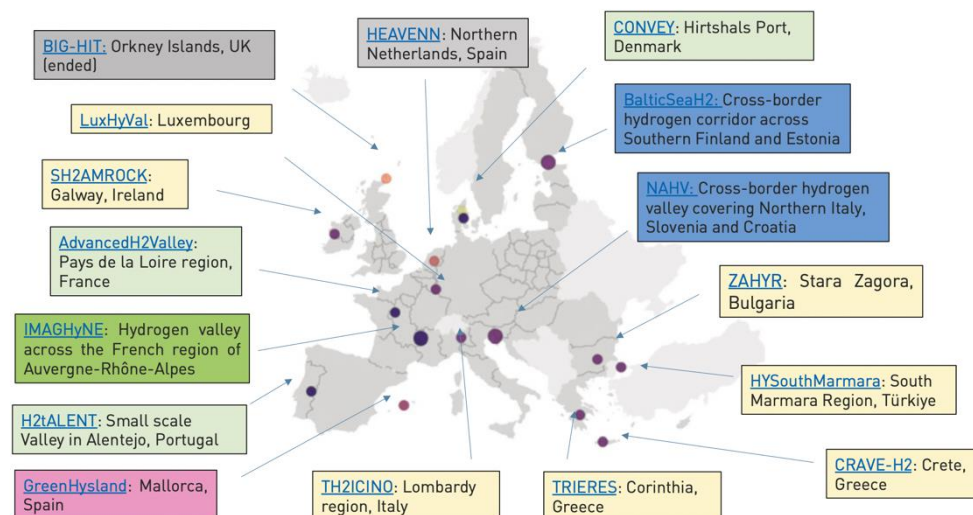
³⁵ MITECO. “European Hydrogen Bank”.

³⁶ Clean Hydrogen Partnership. “Programme Review Report 2024”.

³⁷ Ibid.

³⁸ Ibid.

³⁹ Clean Hydrogen Partnership. “Programme Review Report 2024”.



Source: Clean Hydrogen JU.

Figura 2. Mapa de Valles de Hidrógeno [39].

La Red Paneuropea del Hidrógeno o Red Troncal del Hidrógeno en Europa

Como se señalaba anteriormente, la otra pieza clave de la denominada segunda fase del desarrollo del hidrógeno (2025-2030) es la creación de una red paneuropea de infraestructura que permita el transporte y distribución de hidrógeno verde en la Unión Europea. Y aquí es donde tiene un papel fundamental la llamada “Red Troncal del Hidrógeno en Europa”.

La Red Troncal del Hidrógeno en Europa es una iniciativa que aúna a 33 operadores de red europeos para desarrollar una red que suministre hidrógeno a toda Europa, coordinados por una nueva entidad europea para los operadores de redes de hidrógeno (ENNOH, por sus siglas en inglés). También conocida como European Hydrogen Backbone (EHB), es una iniciativa clave para alcanzar el objetivo de la Unión Europea de disponer de una infraestructura capaz de transportar y almacenar hasta 20 millones de toneladas de hidrógeno para 2030, combinando producción propia e importaciones. Actualmente, esta red se encuentra en una fase de planificación y desarrollo inicial en varios países miembros.

La iniciativa EHB prevé una red de aproximadamente 11.600 km de tuberías de hidrógeno para 2030, con una expansión proyectada a 39.700 km para 2040. Se pretende que esta red conecte los principales valles de hidrógeno, centros industriales y puertos de importación en toda Europa, utilizando tanto infraestructuras nuevas como la reconversión de gasoductos existentes.

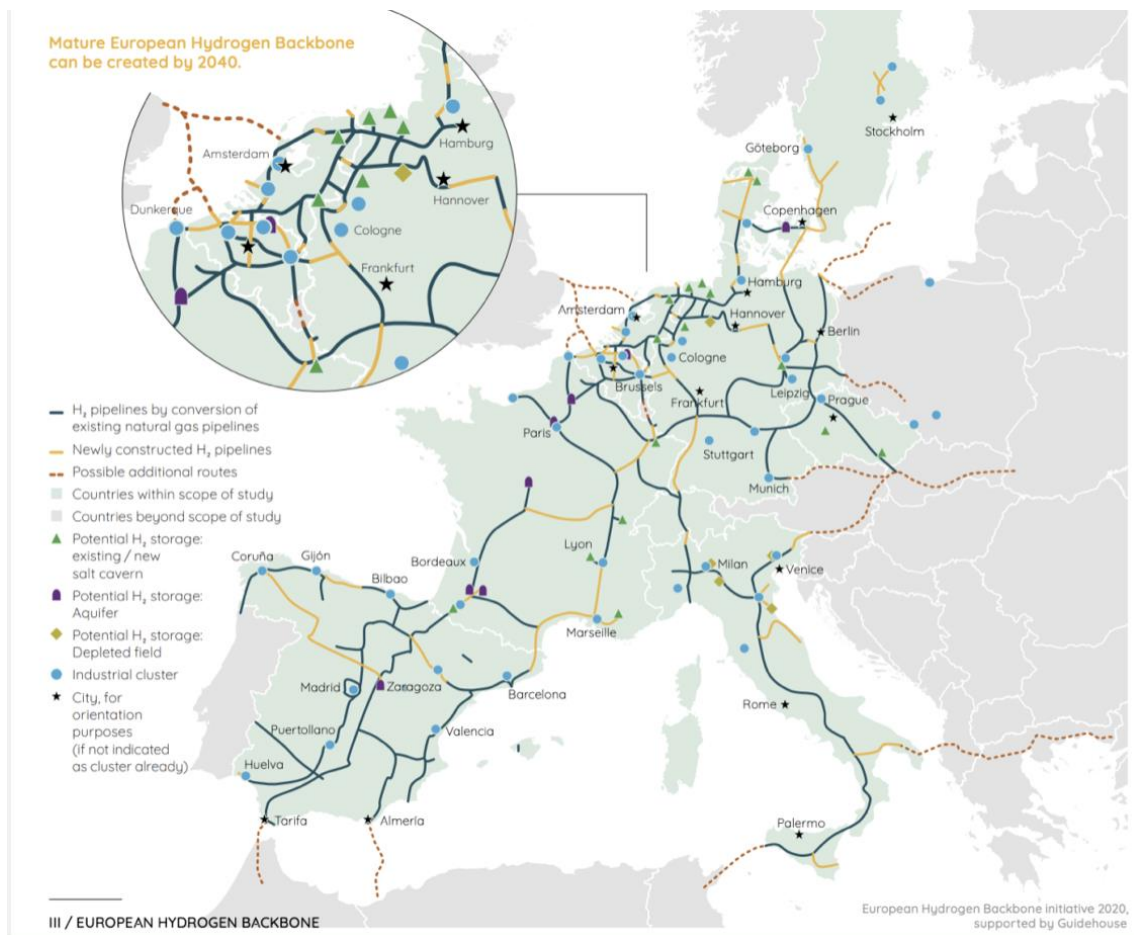


Figura 3. Red Troncal del Hidrógeno en Europa⁴⁰

La Red Troncal contará con cinco corredores:

- El Corredor A, del norte de África al Sur de Europa.
- Corredor B, del sudoeste de Europa al Norte de África..
- Corredor C, del Mar del Norte.
- Corredor D, regiones nórdicas y bálticas.
- Corredor E, del Este y Sudeste de Europa.

⁴⁰ El periódico de la energía.

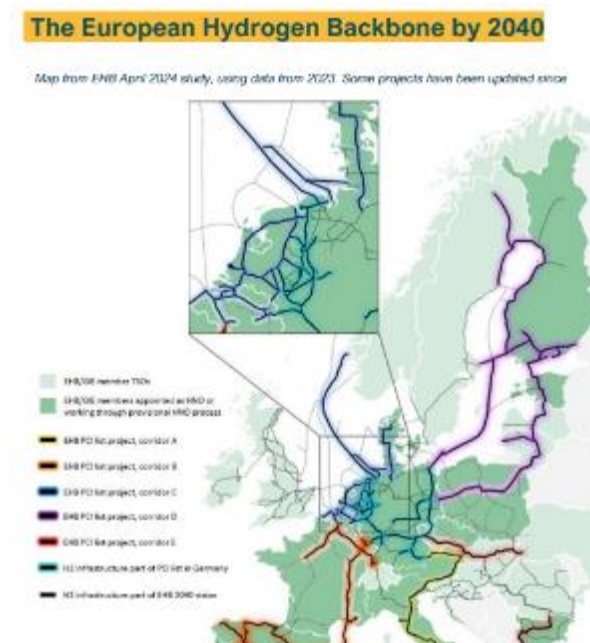


Figura 4. Corredores de la Red Troncal de Hidrógeno Europea⁴¹

La implementación de la Red Troncal Europea del Hidrógeno será esencial para:

- Descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada y el transporte de larga distancia.
- Reducir la dependencia energética de fuentes fósiles importadas.
- Fomentar la integración del mercado energético europeo, permitiendo el transporte eficiente de hidrógeno entre países miembros.

Aunque el desarrollo de esta infraestructura enfrenta desafíos técnicos y económicos como son altos costes iniciales, necesidad de reconvertir o construir nueva infraestructura, incertidumbre regulatoria y tecnológica, y limitaciones técnicas de almacenamiento y transporte, los avances actuales y el respaldo institucional indican un compromiso firme hacia la consecución de los objetivos establecidos para 2030.⁴²

3. EL HIDRÓGENO VERDE EN ESPAÑA

3.1. Marco regulatorio del hidrógeno verde en España

Dentro del marco normativo de la Unión Europea, España ha desarrollado el suyo propio en relación con el hidrógeno verde, que está actualmente basado en tres pilares:

- El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, que señala en su medida 1.8 la necesidad de que se fomente la penetración de gas renovable, incluyendo el hidrógeno renovable,

⁴¹ Ibid.

⁴² <https://www.reuters.com/business/energy/natran-enagas-teregea-create-joint-venture-develop-barmar-hydrogen-pipeline-2025-07-03/?utm>

e incorpora ya el objetivo de 12 GW de capacidad de electrólisis en 2030, es decir, una capacidad para producir anualmente 776.000 toneladas de hidrógeno.

- La Ley 7/2021, de Cambio Climático y Transición Energética, que establece en su artículo 12 que el Gobierno fomentará, mediante planes específicos, la penetración de gases renovables como el hidrógeno verde, pudiendo establecer objetivos anuales.

- La Estrategia a Largo Plazo (ELP) para la descarbonización, que marca el camino para alcanzar la neutralidad climática en 2050 y que también incluye al hidrógeno limpio, entre este el hidrógeno verde.

Tabla 1. Resumen ELP para 2050

Aspecto	Detalle clave
Objetivo principal	Neutralidad climática (reducción del 90 % de GEI y 10 % absorbido por sumideros) antes de 2050.
Integración del hidrógeno	El hidrógeno limpio —especialmente verde— forma parte de la Hoja de ruta energética, necesaria para descarbonizar múltiples sectores.
Coordinación normativa	Esta Estrategia se articula junto al PNIEC 2021-2030, la Ley de Cambio Climático y otras medidas, conformando un marco regulador integral para las próximas décadas.

Sobre estos tres pilares, el documento de mayor importancia para la regulación de esta energía en España es la Hoja de Ruta del Hidrógeno, aprobada en 2020. La Hoja de Ruta presenta una Visión 2030 y otra Visión 2050. Considera a España como un potencial referente en la producción de hidrógeno; calcula una inversión estimada de 8.900 millones de euros y tiene como objetivo alcanzar entre 400 MW y 600 MW de capacidad de electrólisis para 2024 y 4 GW para 2030⁷.

Otros instrumentos incluyen referencias al desarrollo del hidrógeno verde. Así, la Estrategia de Almacenamiento Energético, la Hoja de Ruta del Autoconsumo, la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España, la Hoja de Ruta del Biogás, y la Hoja de Ruta para la gestión sostenible de Materias Primas Minerales destacan el papel estratégico del hidrógeno renovable como vector clave para la descarbonización, la integración de energías renovables, el impulso de la economía circular y la transición energética justa. Estas hojas de ruta establecen acciones específicas para fomentar la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno verde en sectores industriales, energéticos y de movilidad, alineándose con los objetivos de neutralidad climática para 2050 y contribuyendo al fortalecimiento de la soberanía energética de España.

Al igual que ha ocurrido en otros países miembros de la UE, el hidrógeno verde también se ha visto impulsado por los fondos comunitarios Next Generation. Así, el Plan de Recuperación y

Resiliencia (PRTR) que presentó España ante la Comisión para la obtención de dichos fondos incluía entre sus componentes uno para el desarrollo del hidrógeno verde⁴³.

Así, el Componente 9 del PRTR, titulado “Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial”, tiene como objetivo posicionar al país como un referente tecnológico en la producción y aprovechamiento del hidrógeno renovable. Este componente busca crear cadenas de valor innovadoras y fomentar la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada y el transporte de larga distancia

Al PRTR original se suma la Adenda aprobada en 2021, que incluye un nuevo capítulo destinado a la financiación de las actuaciones bajo la iniciativa RepowerEU, con cerca de 7.000 millones de euros de financiación, para un conjunto amplio de proyectos que van más allá de la promoción del hidrógeno, pero entre los cuales el hidrógeno verde constituye uno de los pilares estratégicos. La Tabla 2 recoge este esquema.

Tabla 2. Reparto de fondos RepowerEU relativos al hidrógeno verde.

Elemento	Detalle
Importe REPowerEU en Adenda	≈ 7 000 M €, con transferencia al PERTE ERHA
Fondos destinados al PERTE ERHA	≈ 4 200 M € + 1 600 M € adicionales para hidrógeno
Papel del hidrógeno verde	Pilar estratégico dentro de los “actuaciones bajo REPowerEU”, incluyendo valles y proyectos industriales

Finalmente, en 2021 se aprobó el “PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento”, con las inversiones específicas del Componente 9 del Plan⁴⁴.

A la normativa y planes nacionales se suman en el caso de España las estrategias desarrolladas por las distintas Comunidades Autónomas. Muchas de ellas cuentan con sus propias Hojas de Ruta del Hidrógeno.

3.2. Iniciativas clave para el desarrollo del hidrógeno verde en España: Valles de Hidrogeno y Red Troncal del Hidrógeno

El entorno regulatorio y de inversión señalado ha permitido que se generen en España numerosos proyectos vinculados al desarrollo del hidrógeno verde, la mayoría de ellos dirigidos por empresas energéticas asociadas con otras del sector del transporte o la industria pesada.

En julio de 2023, el Gobierno aprobaba el Real Decreto 663/2024, para asignar 794 millones de euros a siete proyectos españoles de hidrógeno renovable elegidos por la Comisión Europea,

⁴³ PRTR: 30 de abril de 2021. (El Plan había sido aprobado por el Consejo de Ministros el 27 de abril de 2021; la Comisión emitió una evaluación positiva el 16 de junio de 2021 y el Consejo ECOFIN lo aprobó formalmente el 13 de julio de 2021.

⁴⁴ MITECO. Políticas y legislación sobre hidrógeno.

ubicados en las comunidades autónomas de Andalucía, Aragón, Asturias, Castilla-La Mancha, País Vasco y Región de Murcia, y que suman una capacidad total de electrólisis de 652,2 MW. Estos proyectos están diseñados para fomentar la producción y uso intensivo de hidrógeno renovable en actividades industriales a gran escala, contribuyendo a la descarbonización de sectores difíciles de electrificar.

Además, España participa en las iniciativas clave de la Unión Europea para el desarrollo del hidrógeno, como son los Valles de Hidrógeno y la Red Troncal de Hidrógeno Europea referidos en la sección anterior.

Los Valles de Hidrógeno

España también cuenta con sus propios planes para desarrollar distintos valles de hidrógeno: el Power to Green Hydrogen Mallorca quiere contar con la primera planta de hidrógeno de España (la central de Lloseta), capaz de producir al menos 300 toneladas de hidrógeno al año; el Valle del Hidrógeno de Asturias planea la construcción de dos gaseoductos: uno desde León y Zamora a Asturias; otro desde Soria y Zaragoza, pasando por La Rioja, el País Vasco y Cantabria; el Valle del Hidrógeno de Cataluña quiere además contar con la participación de centros de investigación y universidades para el desarrollo de tecnologías avanzadas de electrólisis, pilas de combustible, almacenamiento y transporte de hidrógeno

A estos se suman el Valle del hidrógeno de Cantabria, el Valle del Hidrógeno de Andalucía y el Valle del Hidrógeno de Murcia, además del Clúster de Hidrógeno de Castilla la Mancha, que dio sus primeros pasos con la planta de hidrogeno verde de Iberdrola-Fertiberia en Puertollano, inaugurada en 2022. Todos estos proyectos sumados a los dos corredores que se plantean como posibilidad en España, el corredor Vasco del Hidrógeno y el corredor del Hidrógeno del Ebro.

Como se ha expuesto, España ha lanzado múltiples proyectos de valles de hidrógeno avanzados y diversos en escala, tecnología y gobernanza. Mallorca está operativa, Asturias avanza con fuerte inversión y respaldo normativo, y Cataluña recupera fuerza tras consolidar su amplia red institucional. Además, existen iniciativas en otras regiones y la creación de corredores estratégicos es inminente. En conjunto, el desarrollo nacional está bien articulado y en clara fase de implementación, invitando a una transición efectiva hacia un ecosistema paneuropeo de hidrógeno verde.

La Red Paneuropea del Hidrógeno o Red Troncal del Hidrógeno en Europa

España forma parte de la Red Troncal del Hidrógeno a través del corredor B, conocido como “Corredor Ibérico”, que parte de España para alcanzar Alemania. La demanda total de hidrógeno en el corredor alcanzaría los 200 TWh en 2030, aumentando hasta 720 TWh en 2040. Plenamente construido, se calcula que permitiría reducir las emisiones comunitarias de CO₂ hasta en un 7% en 2030, y un 21% en 2040. España busca que su tramo del Corredor Ibérico esté listo en 2030, aunque el calendario europeo más amplio podría sufrir una ligera dilación.

En España, Enagás lidera el desarrollo de la Red Troncal Española de Hidrógeno, que se integrará en el corredor europeo H2Med. Este proyecto incluye:

- 2.600 km de hidroductos agrupados en 15 tramos y cinco ejes, conectando 13 comunidades autónomas y más de 500 municipios
- Dos almacenamientos subterráneos en Cantabria y el País Vasco, destinados específicamente al hidrógeno con capacidades previstas de 335 y 240 GWh

respectivamente y se ubicarán en cavernas salinas. Estas infraestructuras forman parte de los Proyectos de Interés Común (PCI) de la Unión Europea y están diseñadas como depósitos estratégicos de hidrógeno.

- Conexiones internacionales: CelZa (conexión terrestre de 248 km entre Zamora y Celorico da Beira, Portugal), y BarMar (conexión submarina de 455 km entre Barcelona y Marsella, Francia). CelZa y BarMar son las dos conexiones internacionales que permiten vincular la Red Troncal Española con Portugal y Francia, respectivamente, y representan la estructura física del Corredor Ibérico de Hidrógeno en el contexto europeo.
- Estos proyectos han sido incluidos en la lista de Proyectos de Interés Común (PCI) de la Comisión Europea, lo que debe facilitar su financiación y desarrollo. La inversión total estimada para la red y los almacenamientos asociados es de 4.600 millones de euros. Se prevé iniciar la construcción de la red en 2028 y que los primeros tramos entren en operación en 2030.

A estas infraestructuras incluidas en H2Med se suman otros proyectos españoles reconocidos como Proyectos de Interés Común (PCI) en redes de hidrógeno: el *Eje Vía de la Plata*, que vertebrará el oeste peninsular de norte a sur y enlaza con el *Valle de Hidrógeno de Puertollano* (longitud prevista conjunta ~1.250 km), y el *Eje Cornisa Cantábrica-Valle del Ebro-Levante*, que configura el arco norte-oriental de la península (alrededor de 1.500 km en total)⁴⁵.

4. RETOS DEL HIDRÓGENO VERDE

Desde 2020 el número de proyectos de hidrógeno verde se ha incrementado de forma sustancial. Como se ha visto, numerosos países lo consideran ya pieza clave para la descarbonización de sus economías y especialmente de sus industrias pesadas, por lo que han desarrollado estrategias nacionales con objetivos ambiciosos de producción de hidrógeno verde. Sin embargo, al hidrógeno verde aún le quedan importantes desafíos a los que hacer frente. A continuación se identifican los más relevantes.

4.1. Falta de planificación

Es esencial tener una visión coordinada y a largo plazo que integre las diferentes necesidades y etapas de la cadena de valor del hidrógeno (producción, transporte, almacenamiento y consumo) tanto a escala nacional como europea e internacional, así como su interconexión con el sistema energético global (electricidad, gas natural, calor industrial, etc).

A día de hoy no existe esta visión coordinada y a largo plazo. Ello se debe a los siguientes motivos:

1. Falta de coordinación entre la oferta y la demanda

1.1 Desfase entre producción y uso final (dentro de una misma zona o proyecto): para que un proyecto de hidrógeno tenga viabilidad económica, necesita que la oferta (electrolizadores, plantas productoras) disponga de un mercado o de usos finales consolidados (industria, movilidad, refino, etc.). Sin una planificación conjunta de proyectos de producción y nodos de consumo, se corre el riesgo de que se construya capacidad de producción que no encuentre demanda real, o viceversa, esto es, que haya industrias demandantes que no encuentran suministro. Es decir, la falta de planificación

⁴⁵ El Español. “El Gobierno autoriza a Enagás a desarrollar las redes de hidrógeno reconocidas como PCIs europeos”. 2024.

conjunta entre proyectos de producción y consumo puede provocar infraestructuras subutilizadas o demandas no satisfechas.

1.2. Interconexión entre regiones o cómo mover el hidrógeno de donde se produce a donde se necesita, a nivel nacional o europeo. El hidrógeno se puede transportar mediante tuberías específicas, mezclado en la red de gas natural (*blending*) o a través de transporte marítimo (en forma de amoníaco, metanol u otros derivados). Decidir qué regiones o corredores energéticos se conectan primero exige una planificación nacional y transfronteriza. Pero si la planificación no es adecuada, pueden surgir cuellos de botella (áreas productoras sin salida hacia mercados, o zonas industriales sin acceso a hidrógeno limpio).

2. Planificación de infraestructuras energéticas multi-vector

2.1. Integración de electricidad y gas: el hidrógeno verde se produce a partir de electricidad renovable (solar, eólica, hidro, etc.). Por ello, la planificación de redes eléctricas (nuevas líneas, refuerzo de las existentes) debe vincularse con la planificación de infraestructuras de hidrógeno (electrolizadores, tuberías, almacenamiento). Si no se realiza de manera coordinada, pueden retrasarse proyectos de hidrógeno por falta de acceso a redes eléctricas fiables, o, a la inversa, los planes de refuerzo de la red pueden no contemplar la futura demanda de los electrolizadores.

2.2. Simultaneidad de almacenamientos: el hidrógeno puede requerir grandes almacenamientos subterráneos (típicamente cavernas de sal) y sistemas de almacenamiento presurizados o licuados. Es necesario decidir cuándo y dónde construir estos almacenamientos, y en qué volumen, para garantizar la seguridad de suministro y la gestión estacional (p. ej., disponer de hidrógeno durante meses de menor producción renovable). Sin planificación, estos activos costosos pueden no materializarse a tiempo o no ubicarse de forma óptima.

3. Visión estratégica y sinergias regionales

3.1. Evitar redundancias e inversiones ineficientes: una planificación integrada permite que diversas iniciativas compartan infraestructuras (por ejemplo, una misma red troncal de hidrógeno que abastezca a varios polígonos industriales). Sin esa visión común, pueden producirse duplicaciones de infraestructura o corredores competidores con poca utilización real.

3.2. Ordenación territorial y procedimientos: desarrollar simultáneamente renovables a gran escala (para alimentar electrolizadores) y tuberías de hidrógeno en la misma zona puede requerir coordinación en otros ámbitos como el urbanístico o ambiental, además del financiero. Una planificación temprana con los distintos niveles administrativos agiliza estos trámites y reduce los tiempos de tramitación y de impacto territorial.

4. Falta de una normativa uniforme y estándares específicos: la conversión o reutilización de gasoductos de gas natural para hidrógeno exige determinar el porcentaje admisible de mezcla y las normas de pureza y presión. Sin una planificación clara y unas normas uniformes, con estándares específicos, cada operador de red puede afrontar requisitos distintos, lo que atrasa la decisión de qué tramos reconvertir y cuándo.

4.2. Falta de tecnología e infraestructura a lo largo de la cadena de suministro de hidrógeno

Aunque el hidrógeno como vector energético no es nuevo, las aplicaciones a gran escala de hidrógeno verde y la integración completa de su cadena de valor (producción, transporte, almacenamiento y usos industriales o de movilidad) presentan aún importantes incertidumbres desde el punto de vista técnico y de conocimiento.

Dado lo nueva que es la tecnología de hidrógeno verde y las necesidades que implica, existen aún importantes incertidumbres tecnológicas o asociadas al suministro y desempeño de los equipos que pueden afectar el desarrollo de los proyectos⁴⁶. Actualmente hay falta de conocimiento relevante en lo relativo a la madurez de la producción a gran escala (electrolizadores de cientos de MW o GW), la integración de la cadena de valor (almacenamiento, transporte, usos industriales), y los estándares e interoperabilidad de equipos y redes. Al ser un campo aún en desarrollo, algunas tecnologías podrían superar a las actuales, generando también incertidumbre sobre dónde conviene invertir hoy.

1. Incertidumbres respecto de la producción

1.1. Respecto a las tecnologías de electrólisis, existen distintas tecnologías de electrólisis :alcalina, membrana de intercambio protónico (PEM), óxido sólido (SOEC) ..., cada una con distintos grados de madurez, costes de fabricación, rendimientos y requisitos de operación. Aunque la electrólisis alcalina es la tecnología más consolidada industrialmente, la PEM está creciendo rápidamente y se considera más flexible en respuesta a la intermitencia de las renovables. Por su parte, la SOEC ofrece mayores eficiencias potenciales, pero aún está en fase de demostración. Hoy por hoy, las empresas se debaten entre invertir en tecnologías ya disponibles, aunque con potencial de mejora limitada (p. ej., alcalina), o apostar por tecnologías emergentes con más incertidumbre, pero también con mayores promesas de rendimiento a largo plazo (p. ej., SOEC). A lo anterior se añade que algunas tecnologías de electrólisis requieren materiales críticos (platino e iridio) en sus catalizadores y electrodos; estos metales son escasos y caros, lo que puede limitar el despliegue a gran escala si no se avanza en el desarrollo de catalizadores de bajo contenido o libre de estos metales.

Así, aunque hoy la PEM sea técnicamente avanzada, si no resuelve el problema de los materiales críticos (platino e iridio), otras tecnologías alternativas más baratas y sin esos materiales (como AEM o alcalina mejorada) podrían acabar dominando el mercado. Precisamente por ello hoy la investigación está especialmente activa en relación con:

- Reducir el contenido de metales nobles en PEM (electrolizadores de "bajo platino/iridio").
- Desarrollar membranas alternativas en AEM que no necesiten catalizadores caros.
- Mejorar la reciclabilidad de platino e iridio.
- A partir de la Tablas3 que resume el estado de cada tecnología se puede concluir que: AWE y PEM son actualmente las únicas tecnologías viables a escala comercial.
- La tecnología PEM puede calificarse como "avanzada" o "prometedora", pero no universalmente "excelente", dada su dependencia de materiales críticos y su coste.
- SOEC y AEM están en fase de maduración y tienen un gran potencial futuro, especialmente si se resuelven retos de durabilidad y costes.

⁴⁶ Informe anual de la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. "Estado actual del sector del hidrógeno en España – proyectos y regulación". 2022.

Tabla 3. Resumen de diferentes tecnologías de electrolizadores

Tecnología	Principio de funcionamiento	Madurez tecnológica (TRL)	Ventajas clave	Inconvenientes principales	Aplicación típica
AWE (Alcalina)	Solución líquida de KOH o NaOH como electrolito	Alta (TRL 9 – comercial)	Bajo coste, tecnología robusta, larga vida útil, amplia experiencia industrial	Menor eficiencia, respuesta lenta, mayor volumen necesario	Producción a gran escala con electricidad continua (industria pesada, redes estables)
PEM (Proton Exchange Membrane)	Membrana sólida que transporta protones	Alta (TRL 7–9 – crecimiento comercial)	Alta eficiencia, compacta y modular, ideal para renovables variables, hidrógeno de alta pureza	Coste elevado (platino, iridio), vida útil menor que AWE	Proyectos acoplados a renovables (solar/eólica), transporte, movilidad, generación distribuida
SOEC (Óxido Sólido)	Electrolito cerámico a alta temperatura (600–850 °C)	Media-baja (TRL 5–6 – demostración)	Altísima eficiencia teórica, aprovecha calor residual, ideal para integración térmica	Tecnología inmadura, vida útil limitada, costes elevados	Producción industrial integrada (acero, química, nuclear) con calor residual disponible
AEM (Anion Exchange Membrane)	Membrana que transporta aniones OH ⁻	Baja (TRL 4–6 – piloto/laboratorio)	Bajo coste potencial, no requiere metales nobles, combina ventajas de AWE y PEM	Baja estabilidad, menor madurez, rendimiento aún en mejora	Soluciones descentralizadas o económicas en desarrollo futuro

1.2. En cuanto a la capacidad de fabricación de electrolizadores, la Comisión Europea, en su Estrategia del Hidrógeno y planes posteriores, reconoce que para cumplir las metas de 2030 será necesario multiplicar por diez la producción de equipos de electrólisis en la UE. Actualmente, muchos fabricantes aún no tienen líneas de producción totalmente automatizadas a gran escala,

lo que puede generar retrasos en la entrega de los equipos y un aumento de costes si la demanda crece rápidamente.

1.3. Respecto a la fiabilidad y el escalado de la producción, el salto desde las plantas piloto o de mediana escala (megavatios) a grandes instalaciones (centenares de MW o incluso GW) no está completamente demostrado en todas las tecnologías. Esto acarrea riesgos de sobrecostes o bajo rendimiento si no se gestiona adecuadamente el escalado industrial.

1. En relación con la estandarización, al ser un sector emergente, no hay todavía estándares bien asentados para, por ejemplo, la interconexión de módulos de electrólisis de gran capacidad o la integración con parques solares/eólicos. Cada fabricante propone soluciones con configuraciones específicas, lo que dificulta la interoperabilidad, sube los costes de ingeniería y prolonga los plazos de instalación.

2. Incertidumbres respecto al transporte y el almacenamiento

La iniciativa de la Red Troncal del Hidrógeno ha puesto de manifiesto la falta de infraestructuras de transporte de hidrógeno, tanto nuevas como reutilizadas. El uso de los gasoductos inicialmente diseñados para transportar gas natural como ductos para transportar hidrógeno verde, requiere previamente de evaluaciones técnicas importantes (compatibilidad de materiales, soldaduras, compresores, etc.). Muchos tramos de la red europea no están diseñados para soportar el 100% de hidrógeno a las mismas presiones que el gas natural, generando dudas sobre los costes y la viabilidad de la readaptación.

Por su parte, el almacenamiento subterráneo de hidrógeno no está extendido ni normalizado en Europa, aunque hay experiencias positivas (por ejemplo, en Reino Unido o EE. UU.). La caracterización geológica y los estudios de seguridad requieren tiempo y recursos, y las pruebas piloto a gran escala son aún limitadas.

3. Incertidumbres respecto al uso final del hidrógeno

Muchas industrias (siderurgia, química, refino) están realizando pruebas para sustituir combustibles fósiles por hidrógeno; sin embargo, no siempre se dispone de la tecnología y *know-how* para integrar hidrógeno en hornos, calderas o procesos químicos sin reingeniería de las plantas. Por lo que se refiere al sector transporte, actualmente la movilidad está basada en la pila de combustible (vehículos pesados, autobuses, trenes) que requiere también desarrollar e instalar infraestructuras de repostaje, definir estándares de presión y seguridad, y formar a personal especializado, algo que está en proceso y aún no está generalizado. Estas mismas limitaciones permanecen en el caso de hacer una transición más lenta a través de motores alternativos que empleen hidrógeno como combustible.

4.3. Barreras normativas

Existen aún importantes problemas regulatorios para el desarrollo de los proyectos de hidrógeno verde, con falta de permisos y retrasos en las concesiones, normas excesivamente estrictas y retrasos en los procedimientos, lo que es especialmente problemático considerando que este tipo de proyectos suele requerir un largo plazo y grandes inversiones.

A estos obstáculos se suma la incertidumbre sobre la regulación impositiva de los proyectos de energía, con gravámenes que comienzan siendo coyunturales para en ocasiones convertirse en permanentes, lastrando la inversión. En el caso de España, durante la crisis energética de 2021-2022 el Gobierno aprobó un gravamen temporal de dos años sobre las ventas de las energéticas con mayor facturación; después ha intentado convertir este impuesto en permanente, pero se ha encontrado con la oposición de las energéticas, que han advertido de que, si se mantiene este

gravamen, paralizarán sus inversiones en los proyectos de hidrógeno verde en España, como las de Moeve en el Valle Andaluz del Hidrógeno.

La incertidumbre regulatoria, y en concreto fiscal, no es exclusiva de España, sino un fenómeno europeo surgido de la respuesta de los gobiernos a la crisis energética tras la pandemia y la guerra de Ucrania. Algunos ejemplos:

- Italia aprobó en 2022 un impuesto extraordinario a las compañías energéticas (inicialmente del 25%, luego del 33%), vinculado a los “beneficios excesivos” obtenidos por el alza de precios, modificado parcialmente en 2023.
- En 2022, el Gobierno griego impuso un impuesto extraordinario del 90% sobre los beneficios extraordinarios de las compañías eléctricas. Esta medida tenía como objetivo gravar las ganancias adicionales obtenidas por las eléctricas debido al aumento de los precios de la energía y fue parte de un paquete de medidas para paliar la subida de la factura de la luz.
- En 2022, Hungría estableció un impuesto extraordinario sobre los beneficios adicionales de varias industrias, incluida la energética, con el objetivo de recaudar fondos para compensar la inflación y el aumento de los precios de la energía. El Gobierno húngaro anunció que en 2022 recaudaría 2.040 millones de euros, y en 2023 otros 2.080 millones de euros, con este nuevo impuesto al beneficio extraordinario de grandes empresas, como bancos, aseguradoras y eléctricas. Aunque estos impuestos se aplicaron a varios sectores, la mayoría de los ingresos procederían del sector energético.

Estas medidas, inicialmente justificadas por su temporalidad, han creado un entorno de incertidumbre fiscal que:

- Reduce la confianza del inversor, especialmente en proyectos de gran escala y con largo horizonte (e.g., hidrógeno verde, renovables, hidrógeno para la industria del acero).
- Ha llevado a actores clave del sector energético a suspender o retrasar inversiones, en España y también en otros países como Reino Unido y Alemania.

4.4. Incertidumbre en las inversiones

A lo anterior se añade la existencia de incertidumbre en las inversiones, por distintos motivos:

- Falta de experiencia operativa: la mayoría de los proyectos de hidrógeno verde de gran envergadura (por encima de 50-100 MW) lleva pocos años en funcionamiento, o están en fase de construcción/preoperación. Por consiguiente, hay poca experiencia acumulada sobre su comportamiento a largo plazo, mantenimiento, fiabilidad y degradación, entre otros aspectos. La ausencia de históricos de operación hace que los inversores teman sobrecostes imprevistos o tiempos de inactividad excesivos.

Estas incertidumbres aumentan el riesgo (técnico y financiero) de los proyectos y pueden dificultar las inversiones en el corto plazo. A medida que avance la I+D, se consoliden los proyectos piloto a gran escala y se establezcan marcos regulatorios y formativos, el conocimiento y la tecnología del hidrógeno verde se irán robusteciendo, reduciendo estos obstáculos que hoy frenan su despliegue masivo.

Estamos inmersos en una guerra comercial a escala internacional —de duración y desenlace inciertos— que añade una nueva capa de incertidumbre a la ya existente en el despliegue del

hidrógeno verde. En este contexto, los aranceles y otras medidas de política comercial adoptadas por distintos países, con Estados Unidos en primera línea, afectan a insumos clave: metales críticos que EE. UU. importa en gran medida de China y componentes tecnológicos como electrolizadores y sistemas asociados que se fabrican habitualmente en Europa. El resultado potencial es un aumento de costes, retrasos en la cadena de suministro y mayor riesgo para la ejecución de proyectos⁴⁷.

4.5. Falta de inversión

Los datos de la Comisión Europea (Estrategia del Hidrógeno 2020 y REPowerEU 2022) y de organismos como IEA, Hydrogen Europe o BloombergNEF, confirman que las inversiones necesarias para el despliegue de hidrógeno renovable en la UE ascienden a decenas —incluso cientos— de miles de millones de euros hasta 2030 y 2050.

La Estrategia Europea del Hidrógeno de 2020 señalaba ya la necesidad de enormes inversiones para hacer viable el uso común del hidrógeno verde. Según la Estrategia, de 2020 a 2030, las inversiones en electrolizadores podrían oscilar entre 24.000 y 42.000 millones de euros. Además, durante el mismo período, se necesitarían entre 220.000 y 340.000 millones de euros para aumentar y conectar directamente entre 80 y 120 GW de capacidad de producción de energía solar y eólica a los electrolizadores para obtener la electricidad necesaria. A lo anterior se añade todavía la necesidad de invertir 65.000 millones de euros para el transporte, la distribución y el almacenamiento de hidrógeno y las estaciones de repostaje de hidrógeno. Si el cálculo se hace de 2020 a 2050, las inversiones en capacidad de producción serían de entre 180.000 y 470.000 millones de euros en la UE.

La insuficiencia de inversión efectiva en hidrógeno verde en Europa se refleja en tres evidencias cuantificables:

(i) *Financiación asegurada/FID (Decisión Final de Inversión) muy limitada*: más del 98 % de los 142 GW de proyectos de electrólisis en la cartera europea siguen en fases de concepto o viabilidad, con muy pocos que hayan alcanzado decisión final de inversión; de hecho, solo algo más de 200 MW están hoy operativos, unos 1,8 GW en construcción para entrar en servicio antes de 2027, y alrededor de 60 GW adicionales esperan FID, frente a los más de 100 GW necesarios para cumplir el objetivo de 10 Mt de hidrógeno renovable en 2030.

(ii) *Lentitud en infraestructura física*: se han planificado aproximadamente 42.000 km de tuberías de hidrógeno, almacenamientos y terminales para la próxima década, pero solo alrededor del 1 % ha alcanzado FID; además, los operadores advierten de retrasos de 2-3 años en el despliegue de la infraestructura europea, con algunos Estados miembro situando las puestas en marcha en 2030-2032, más allá de los hitos políticos iniciales.

(iii) *Alcance aún reducido de los mecanismos de apoyo económico*: las dos primeras subastas del Banco Europeo del Hidrógeno han adjudicado aproximadamente 720 M€ la primera y 992 M€ la segunda a proyectos que, en conjunto, producirían menos de 4 Mt de hidrógeno renovable en 10 años, es decir, menos del 4 % del objetivo

⁴⁷ [Leigh Collins. Hydrogen Insights. Trump puts US clean hydrogen support schemes on hold as part of plan to terminate 'Green New Deal'](#).

comunitario de 10 Mt/año de producción doméstica en 2030, ilustrando que los instrumentos de mercado disponibles aún cubren solo una fracción del volumen necesario.

De persistir esta brecha de inversión, será extremadamente difícil cumplir los objetivos de 80-120 GW de renovables dedicadas, 24-42 mil millones en electrolizadores, y los 65 mil millones en infraestructuras de transporte y distribución de hidrógeno para 2030, tal como señalaba la Estrategia Europea del Hidrógeno.

4.6. Falta de información clara y homogénea

Para desarrollar con éxito los proyectos de hidrógeno verde se requiere un sistema de reporte estandarizado y actualizado, que permita a todos los agentes (administraciones, empresas, inversores y sociedad civil) acceder a datos homogéneos. Actualmente la información disponible para los diferentes proyectos tanto a nivel mundial como regional y local es muy limitada⁴⁸. Sirva de ejemplo el caso español: según el mapa publicado por la red europea de operadores de gas ENTSG, España cuenta con 28 proyectos de hidrógeno⁴⁹, según la Alianza Europea del Hidrógeno hay 337⁵⁰ y en la base de datos de la Agencia Internacional de la Energía el número de proyectos es de 108⁵¹. La inconsistencia en las cifras de proyectos repercute en una falta de información clara, dificulta el seguimiento de los proyectos, y evidencia deficiencias en la coordinación y gobernanza a múltiples niveles.

4.7. Falta de capital humano especializado

El sector del hidrógeno verde precisa de nuevos profesionales en ámbitos como la electroquímica, los materiales, la gestión de riesgos y seguridad, y la operación de plantas renovables-hidrógeno. Sin embargo, la oferta formativa universitaria y de formación profesional para cubrir estos perfiles es, todavía, limitada en muchos países. Aunque la oferta académica y profesional en hidrógeno sigue siendo insuficiente en la mayoría de los países, algunos ecosistemas muestran avances significativos. Alemania está alineando su potente sistema de FP con la Estrategia Nacional de Hidrógeno (proyecto H2PRO) y ofrece certificaciones industriales avanzadas a través de la Fraunhofer Academy. En el Norte de los Países Bajos, el programa H2 Train & Learn Hub integra itinerarios formativos continuos desde FP hasta universidad vinculados al Hydrogen Valley regional. El Reino Unido ha lanzado un Hydrogen Skills Framework abierto que servirá de base para cualificaciones reconocidas por la industria. A escala europea, el Observatorio del Hidrógeno cataloga más de 260 programas de formación, pero el proyecto GreenSkills4H2 confirma que persisten amplias brechas de cualificación. Fuera de Europa, Australia (Queensland) impulsa paquetes VET acreditados y micro-credenciales específicas de hidrógeno dentro de su hoja de ruta de fuerza laboral.

4.8. Competencia internacional

La UE compite con otros actores que también están impulsando la innovación en hidrógeno y cuentan con programas de apoyo fuertes.

Asia-Pacífico, especialmente China, Japón y Corea del Sur, están desarrollando políticas nacionales que buscan estimular la penetración del hidrógeno en los sectores del transporte y de la

⁴⁸ Informe anual de la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. “Estado actual del sector del hidrógeno en España – proyectos y regulación”. 2022.

⁴⁹ ENTSG et al., *Hydrogen Infrastructure Map (H2InfraMap)*, consulta 22/07/2025.

⁵⁰ European Commission, *European Clean Hydrogen Alliance Project Pipeline – Hydrogen Forum*, 30 Nov 2021, slide “Countries with large number of projects: Spain: 337”.

⁵¹ EA (2024), *Global Hydrogen Review 2024*.

calefacción y electricidad de edificios⁵²; esto es algo que también está intentando hacer Australia, aprovechando su posicionamiento geográfico como exportador de GNL.

Estados Unidos todavía no es exportador neto de hidrógeno limpio: la gran mayoría del hidrógeno producido en Estados Unidos (mayoritariamente a partir de gas natural) se consume en refino y química doméstica; la capacidad por electrólisis sigue siendo reducida frente al total⁵³. El atractivo inversor provino de los incentivos federales de la Ley de Reducción de la Inflación (crédito 45V de hasta 3 \$/kg) y los 9,5 G\$ del Bipartisan Infrastructure Law para hubs, electrólisis y cadena de suministro, que desencadenaron una oleada de proyectos⁵⁴. Estados Unidos cuenta con una Estrategia Nacional de Hidrógeno y el programa Hydrogen Shot, cuyo objetivo es reducir el coste del hidrógeno limpio a 1 \$/kg en una década⁵⁵. Los costes actuales por electrólisis PEM con renovables se sitúan típicamente en el rango 5-7 \$/kg antes de incentivos, con valores más altos en el punto de entrega⁵⁶. La reciente Orden Ejecutiva del 7 de julio de 2025 del presidente Trump para recortar subsidios verdes y la tramitación del One Big Beautiful Bill, que acorta la ventana de elegibilidad del crédito 45V y pone bajo revisión los fondos de los Hydrogen Hubs, han añadido incertidumbre sobre el ritmo futuro de desembolsos, más que una paralización total inmediata^{57 58}.

5. OPORTUNIDADES DE NEGOCIO

Al margen de los retos señalados anteriormente, el hidrógeno verde sigue siendo una posible alternativa clave para la descarbonización de la economía, la mejora de la competitividad industrial y la seguridad energética.

- El hidrógeno verde será clave para descarbonizar sectores de industria y transporte pesado que consumen actualmente grandes cantidades de energía y requieren una seguridad adicional que las renovables no siempre pueden proporcionar, tales como la generación de calor y calefacción; la fabricación de material siderúrgico y de otros componentes pesados; refino y a producción de amoníaco; o el transporte pesado y colectivo.

- El hidrógeno verde puede traer consigo un mayor desarrollo industrial y, cabe esperar, una mejora de la competitividad española y europea. Así lo apuntaba el Informe Letta de 18 de abril de 2024⁵⁹. El Informe Draghi sobre el futuro de la competitividad europea sitúa la transición energética como oportunidad industrial y menciona expresamente el hidrógeno (junto con renovables, nuclear, bioenergía y captura de carbono) dentro de un plan conjunto de descarbonización y competitividad; subraya además que la UE parte de fortalezas industriales en

⁵² Ibid.

⁵³ Datos EIA: producción y consumo de hidrógeno concentrados en refino y química dentro de EE. UU.; DOE presentación nacional muestra >10 Mt/año producidos y uso mayoritariamente interno.

⁵⁴ Comunicado del Departamento del Tesoro (reglas finales 45V) y diapositiva DOE (enero 2024) detallando 9,5 G\$ para hubs, electrólisis y manufactura; hasta 3 \$/kg para hidrógeno limpio bajo IRA.

⁵⁵ DOE *Hydrogen Shot* factsheet; DOE *National Clean Hydrogen Strategy & Roadmap*; Reuters reporta que la meta federal busca ~1 \$/kg hacia 2031 (en línea con Hydrogen Shot).

⁵⁶ DOE Hydrogen Program Record 24005 (PEM, \$2022, ~5-7 \$/kg) y Reuters que compara ~5 \$/kg coste limpio vs gris en 2022.

⁵⁷ Texto oficial de la Casa Blanca (“Ending Market Distorting Subsidies...”) y cobertura Reuters sobre el *One Big Beautiful Bill* que adelanta plazos del 45V y ordena revisión de financiación de los Hydrogen Hubs, generando retrasos potenciales pero no un cese inmediato.

⁵⁸ [Jackie Park. Trump's tariffs spell trouble for US green hydrogen.](#)

⁵⁹ Enrico Letta, *Much more than a Market: Speed, Security, Solidarity. Empowering the Single Market to deliver a sustainable future and prosperity for all EU Citizens*. Informe de Alto Nivel sobre el Futuro del Mercado Único, presentado al Consejo Europeo (Bruselas), 18 de abril de 2024. Consejo de la Unión Europea (Consilium).

tecnologías como los electrolizadores, lo que refuerza el potencial del hidrógeno limpio para impulsar reindustrialización y empleo de calidad⁶⁰. Una comunicación posterior del Clean Hydrogen Partnership destaca que el informe reconoce a los Hydrogen Valleys como vectores de crecimiento regional e innovación⁶¹.

- El hidrógeno verde también puede ser clave para mejorar la seguridad y eficiencia energética⁶². En concreto, el hidrógeno verde podría servir de apoyo a las energías renovables, permitiendo equilibrar la variabilidad de la generación energética y ajustar la oferta energética a la demanda en tiempo real⁶³. Con una mayor cuota de energías renovables, apoyadas con hidrógeno, se podría reducir la dependencia de combustibles fósiles.

Con base en lo anterior, cabe señalar oportunidades específicas para impulsar los proyectos de hidrógeno que se están desarrollando actualmente e identificar los vacíos en los que se debe seguir trabajando.

Existen oportunidades de negocio vinculados a este vector energético. Se espera que entre 2018 y 2050 el hidrógeno verde tenga un crecimiento de entre un 6,3% adicional (atendiendo a datos del Hydrogen Council) y un 3,5% (según datos de IRENA)⁶⁴. En el caso de España, hasta 2030 se espera que la demanda de hidrógeno verde sea un 13% superior a la demanda actual⁶⁵. Atendiendo a estas previsiones, el hidrógeno pasaría a estar mucho más presente en distintos sectores económicos.

Entre los retos al hidrógeno que se señalaban en el apartado anterior se hacía referencia a la falta de inversión y a cómo no se está invirtiendo al ritmo que demandan las metas fijadas, con proyectos que no cuentan con un marco lo suficientemente estable ni financiación suficiente. Precisamente por ello, es fundamental avanzar en los siguientes campos:

1. Generar una visión estratégica y una planificación horizontal

En el ámbito europeo (si bien también aplica a escala nacional) es fundamental mejorar la planificación del desarrollo del hidrógeno, generando una visión estratégica. En ese sentido, se debe trabajar en contar con objetivos tanto en producción de hidrógeno (oferta) como en consumo futuro de hidrógeno (demanda). Además, esos objetivos deben ir lo más alineados posibles. Hoy por hoy, como señala el Observatorio Europeo del Hidrógeno, con su informe anual “el mapa de la política europea del hidrógeno”, los distintos países europeos se encuentran en diferentes estadios de desarrollo de sus economías de hidrógeno y es necesario avanzar tanto en la integración de las distintas estrategias nacionales desarrolladas, como en lo relativo a legislación nacional. En el actual estadio de desarrollo, existen importantes oportunidades para acercar las políticas de desarrollo de hidrógeno de los distintos países que conforman la UE, compartir experiencias de éxito y descartar aquellos proyectos que resulten de menor interés, alineando el desarrollo de este vector energético en todo el continente y centrar el capital humano y financiero en aquellas inversiones consideradas prioritarias.

⁶⁰ Mario Draghi, *The future of European competitiveness: A competitiveness strategy for Europe. Part A* (Luxemburgo: Publications Office of the European Union, septiembre 2024 / ed. 2025); idem, *Address by Mario Draghi at the presentation of the report on the Future of European Competitiveness*, Parlamento Europeo, Estrasburgo, 17 septiembre 2024

⁶¹ Clean Hydrogen Joint Undertaking, “Draghi Report confirms hydrogen as a key technology and stresses the importance of R&I to keep Europe at the forefront,” nota informativa, 10 septiembre 2024.

⁶² Ibid.

⁶³ Ibid.

⁶⁴ United Nations Environment Programme Finance Initiative. “Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde”. 2021.

⁶⁵ COGEN España; Asociación Española Cogeneración (acogen); EVERIS. 2021.

2. Mejorar la recopilación de datos sobre hidrógeno verde y sus proyectos

Organismos internacionales como la Agencia Internacional de la Energía o la Agencia Internacional para la Energía Renovable (IRENA)⁶⁶ pueden promover iniciativas para identificar los proyectos de hidrógeno verde que se estén desarrollando a escala global, dando una visión sobre cuáles deben ser prioritarios y criterios para clasificarlos; de hecho, el Informe de 2024 elaborado por la IRENA y la Organización Mundial del Comercio (WTO) apunta precisamente a la necesidad de adoptar medidas nacionales que se basen ya en estándares internacionales y de seguir impulsando la estandarización a nivel global⁶⁷.

3. Desarrollar un verdadero marco legal que impulse la economía del hidrógeno verde

Otra de las barreras identificadas para el desarrollo del hidrógeno verde es la inexistencia de un marco regulatorio que permita contar con estándares homogéneos y una normativa que aporte seguridad jurídica para las inversiones, especialmente considerando que requieren varios años para dar frutos.

En este sentido, se deben seguir impulsando iniciativas como el proyecto THERESA (Training for Hydrogen Economy-based Renewable Energy Society in the Anthropocene), la primera red europea de investigación doctoral sobre la regulación del hidrógeno. Este proyecto afirma buscar formar a una nueva generación de expertos en la regulación del hidrógeno y contribuir al desarrollo de un marco legal que impulse la transición hacia una economía del hidrógeno sostenible.

4. Promover *sandboxes* que permitan reducir la incertidumbre en las inversiones y desarrollar nuevas tecnologías

La falta de tecnología segura y escalable en algunos proyectos vinculados al hidrógeno es con frecuencia motivo de la desincentivación de la inversión; y al mismo tiempo, esa falta de inversión dificulta el desarrollo de nueva tecnología.

Iniciativas como los *sandboxes* son una solución para esta situación, pues permiten comprobar el funcionamiento de una determinada tecnología en un ámbito concreto (en este caso, el desarrollo del hidrógeno) y su viabilidad en un futuro.

Ya en 2021 el Ministerio de Asuntos Económicos y Energía de Alemania lanzó una *sandbox* regulatoria para explorar las posibilidades de la integración del hidrógeno verde en los sectores del transporte y la industria pesada, con un presupuesto de 52 millones de euros⁶⁸.

Recientemente la Autoridad de Aviación Civil de Reino Unido ha lanzado otro *sandbox* para identificar posibles oportunidades del uso del hidrógeno verde en la aviación, sector considerado clave para la descarbonización⁶⁹.

En el caso del hidrógeno, es fundamental seguir apoyando este tipo de iniciativas, de las que ya hay ejemplos de interés, para impulsar la investigación en innovación y tecnologías vinculadas al hidrógeno, a la par que se garantiza una mayor seguridad para las inversiones futuras.

⁶⁶ IRENA. "Hydrogen". Disponible en <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>

⁶⁷ IRENA. "International trade and green hydrogen Supporting the global transition to a low-carbon economy". Disponible en: https://h2news.cl/wp-content/uploads/2024/02/IRENA_WTO_International_trade_green_hydrogen_2023.pdf

⁶⁸ IRENE. Regulatory Sandboxes. Disponible en: <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-hydrogen/20-Regulatory-sandboxes>

⁶⁹ Ibid.

5. Seguir impulsando proyectos piloto de hidrógeno verde

Al igual que los *sandboxes*, deben seguir promoviéndose proyectos piloto que permitan desarrollar iniciativas basadas en hidrógeno verde que puedan escalar posteriormente. Ejemplo de ello son los proyectos piloto de asistencia al desarrollo (PDA) de la Unión Europea, que permiten identificar determinados proyectos de especial interés y en concreto apoyan:

1. **El desarrollo de capacidades locales:** Los programas proporcionaron asistencia técnica especializada, permitiendo a las regiones diseñar proyectos viables y atractivos para inversores.
2. **El acceso a financiación:** Al estructurar proyectos sólidos, las regiones pueden acceder a fondos europeos y nacionales para su implementación.
3. **El fomento de ecosistemas de hidrógeno:** este tipo de proyectos integran producción, distribución y consumo en un mismo territorio.
4. **La inclusión de regiones menos desarrolladas:** estos proyectos pueden desarrollarse en regiones con menor experiencia en hidrógeno, promoviendo una transición energética más equitativa.

Este tipo de programas permiten capacitar a diversas regiones europeas en el desarrollo de proyectos de hidrógeno, contribuyendo a la descarbonización y al fortalecimiento de economías locales mediante la creación de empleos y la atracción de inversiones.

6. CONCLUSIÓN

El principal problema que enfrenta el hidrógeno verde es que su coste aún es alto en comparación con otras energías, incluso frente al hidrógeno gris, precisamente debido a los retos señalados previamente. El coste del hidrógeno limpio está entre 2,95 y 6,84€/kg, mientras que el hidrógeno gris proveniente del gas natural, tiene un precio de 1,5 y 3,7 €/kg⁷⁰.

Aunque el amplio número de proyectos existentes refleja bien el interés en el hidrógeno verde, debe tenerse en cuenta que la mayoría de estos proyectos aún están en fases preliminares y cabe preguntarse cuántos de ellos llegarán a entrar en operación en las condiciones y plazos declarados⁷¹. Se prevé que los fabricantes europeos de electrolizadores alcancen una capacidad de 9,99 GW/año en 2025 y de 10,49 GW/año en 2026⁷² pero, a finales de 2023, de las 512 instalaciones de producción de hidrógeno identificadas en Europa, solo 144 instalaciones producían hidrógeno limpio, es decir, solo un 28% de ellas; en términos de toneladas de hidrógeno, produjeron un 1% de todo el hidrógeno consumido en Europa a finales de 2023.

En España, la capacidad proyectada de producción de hidrógeno verde (15,5 GW) es aproximadamente cuatro veces mayor que la capacidad fijada por la Hoja de Ruta (4 GW), y la inversión prevista es de 11.297 M€, que supera los 8.900 M€ fijados como objetivo para 2030⁷³. Sin embargo, las cifras de demanda de hidrógeno verde siguen siendo muy bajas: en el año 2022,

⁷⁰ Lardizabal, E. “Análisis. Los principales desafíos técnicos y regulatorios para impulsar el desarrollo del hidrógeno verde en España”. 2024.

⁷¹ Informe anual de la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. “Estado actual del sector del hidrógeno en España – proyectos y regulación”. 2022.

⁷² Ibid.

⁷³ Informe anual de la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. “Estado actual del sector del hidrógeno en España – proyectos y regulación”. 2022.

España produjo 2.810 toneladas de hidrógeno renovable, lo que representa un 0,46% del total de hidrógeno consumido en ese año⁷⁴. Ni la Unión Europea ni España son casos aislados; a nivel mundial sólo un 9% del potencial de producción de hidrógeno renovable o de bajas emisiones ha alcanzado la decisión final de inversión⁷⁵.

Esa brecha —un alto número de proyectos anunciados frente a una capacidad operativa relativamente pequeña— refleja el desfase entre los objetivos ambiciosos y la situación real del mercado a corto plazo.

En definitiva, el hidrógeno verde puede ser una buena alternativa para llevar a cabo la transición energética, pero aún deberá superar importantes retos y tanto España como la Unión Europea deberán afrontarlos si quieren liderar este sector a nivel mundial.

⁷⁵ Informe anual de la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. “De la planificación a la ejecución: examinando los factores de éxito para el desarrollo del hidrógeno en España”. 2023.

7. ANEXOS

ANEXO I. Listado de estrategias sobre el hidrógeno renovable por Comunidades Autónomas

COMUNIDAD AUTÓNOMA	ESTRATEGIA	ASOCIACIÓN
GALICIA	Mapa de Capacidades - La AGH2 presenta el mapa de capacidades del hidrógeno verde en Galicia - Asociación Gallega del Hidrógeno	Asociación Gallega del Hidrógeno (AGH2)- Asociación Gallega del Hidrógeno-AGH2 Alianza Industrial del Hidrógeno Verde - Alianza industrial Gallega del Hidrógeno Verde - Consellería de Economía e Industria
ASTURIAS	No disponible	Mesa Regional del Hidrógeno de Asturias - web Consortio público-privado Hydrogen Hub Asturias (H2Asturias) - H2ASTURIAS
CANTABRIA	Estrategia Regional del Hidrógeno en Cantabria - Detalle - Gobierno - cantabria.es	Plataforma del Hidrógeno de Cantabria - web
PAIS VASCO	Estrategia Vasca del Hidrógeno Estrategia Vasca del Hidrógeno - EVE	No asociación como tal - Corredor Vasco del Hidrógeno- Quiénes somos BH2C
NAVARRA	Agenda Navarra del Hidrógeno Verde - La Agenda Navarra del Hidrógeno Verde prevé la instalación de 150MW de esta energía en Navarra para 2030	Asociación de la Industria Navarra
LA RIOJA	No hay estrategia – proyecto de Solarig declarado de Interés Estratégico - Declarado de Interés Estratégico Regional el proyecto de	No disponible

Solarig para producir hidrógeno verde en Arrúbal

CASTILLA Y LEÓN	Referencias al hidrógeno en la Estrategia de Eficiencia Energética de Castilla y León 2030 - Estrategia_eficiencia_energetica.pdf	Asociación Castellano y Leonesa del Hidrógeno H2CYL - H2CYL
ARAGON	Plan Director del Hidrógeno en Aragón 2021-2025 - plan-director-2021-2025-es.pdf	Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón-FUNDACIÓN HIDRÓGENO
CATALUÑA	Mesa Redonda del Hidrógeno en Cataluña - Taula de l'hidrogen en la Transició Energètica de Catalunya. Institut Català d'Energia	Vall de l'Hidrogen de Catalunya
VALENCIA	Estrategia Valenciana del Hidrógeno Verde - Estrategia Valenciana del Hidrógeno verde - Generalitat Valenciana	No disponible
MURCIA	Estrategia del Hidrógeno Verde de la Región de Murcia – sin web	Asociación Sectorial del Hidrógeno Verde de la Región de Murcia-AHMUR Asociación Sectorial del Hidrógeno Verde de la Región de Murcia
MADRID	No disponible	No disponible
CASTILLA MANCHA	LA No disponible	Cluster del Hidrógeno de Castilla La Mancha – no web
EXTREMADURA	Declaración de interés general del hidrógeno - BOE-A-2023-5262 Decreto-ley 1/2023, de 11 de enero, por el que se declara de interés general la producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica procedente de instalaciones aisladas de generación de energías renovables en Extremadura.	Mesa del Hidrógeno Verde en Extremadura - Constituida la Mesa del Hidrógeno Verde de Extremadura para impulsar proyectos con esta energía en la región « Energía de Extremadura
ANDALUCIA	Ruta del Hidrógeno Verde - Andalucía ya tiene su Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde - Dínamo Técnica	Alianza Andaluza del Hidrógeno Verde - Diseñado el modelo de gobierno de la Alianza Andaluza del Hidrógeno

		Verde - Acuerdos del Consejo de Gobierno - Junta de Andalucía
ISLAS CANARIAS	Estrategia Canaria del Hidrógeno Verde - Cluster Hub Hidrógeno Renovable Canarias - El nuevo hub de hidrógeno verde en Canarias	D7_Estrategia_hidrogenoVerde_Canarias.pdf
ISLAS BALEARES	No disponible	No hay un cluster/asociación como tal – Proyecto Green Hysland en Mallorca

Anexo II. Propuesta de modelo de negocio para el hidrógeno verde

Como se ha visto en el documento, los elevados costes de producción de hidrógeno verde son una limitación a su despliegue. Desde la Cátedra se lleva dos años trabajando en un modelo de negocio que permite resolverlos, el cual se basa en:

- Disponer de una producción renovable dedicada al electrolizador.
- Instalar la planta de producción (electrolizador más parque renovable) en un valle de hidrógeno, de modo que se pueda exportar a las industrias próximas los excedentes eléctricos que no son consumidos por el electrolizador.

Es decir, el modelo plantea un esquema de coproducción electricidad/hidrógeno, de modo que la venta de excedentes eléctricos permita reducir el coste de producción del hidrógeno. Ciertamente, para que la exportación de excedentes pueda ser llevada a cabo y resulte económicamente viable se requiere la ubicación de la planta en un entorno industrial.

Este modelo fue [desarrollado inicialmente para fotovoltaica](#), habiendo sido extendido posteriormente a [plantas renovables híbridas eólicas/fotovoltaicas](#).

La Figura AII.1 muestra el mínimo LCOH que se puede conseguir en cada comunidad autónoma española con este modelo de negocio, mientras que la AII.2 la contribución eólica necesaria.



Figura AII.1. Distribución del LCOH [€/kg] en España con el modelo de negocio de coproducción electricidad/hidrógeno.



Figura AII.2. Participación de la energía eólica [%] en la hibridación eólica/fotovoltaica para alcanzar el LCOH mostrado en la Figura AII.1.

Anexo III. Biohidrógeno

Aunque el documento se ha centrado en hidrógeno electrolítico a partir de electricidad renovable, como se ha dicho en la Sección 1, el biohidrógeno está despertando gran interés actualmente en la industria. Si bien el biohidrógeno hace alusión al uso genérico de biomasa para la producción de hidrógeno, la tecnología más madura es el reformado con vapor de agua de biometano. Este procedimiento se aprovecha de las actuales instalaciones de reformado de gas natural (SMR) para la producción del hidrógeno gris para reemplazar el gas natural por biometano, logrando así que el CO₂ liberado al ambiente sea biogénico y, por tanto, neutro. Una variante más avanzada de este biohidrógeno se da cuando se añade captura y almacenamiento geológico (CCS) del CO₂ biogénico liberado. Su carácter biogénico permite en ese caso generar emisiones negativas, que pueden ser empleadas para compensar las emisiones de sectores difíciles de abatir. En [este enlace](#) puede accederse a un curso que impartió la Cátedra sobre esta tecnología.

Como se ha dicho, este tipo de biohidrógeno está despertando interés en la industria española, hasta el punto de que Repsol lo ha adoptado para su planta de HVO de Puertollano, tras descartar la inversión en un electrolizador. Se trata de emplear este tipo de hidrógeno verde, producido a partir de biometano, en el hidrotratamiento de aceites de cocina usados, de modo que se obtiene así un gasóleo renovable (HVO). [Puede verse aquí un detalle de la noticia](#).

8. BIBLIOGRAFÍA – FUENTES CONSULTADAS

- “HyDeal el gran proyecto de hidrógeno en Asturias”. HIDROGENO.COM. Disponible en: <https://eshidrogeno.com/proyecto-hidrogeno-hydeal/>. Última consulta en 12/02/2025.
- “Hydrogen”. Comisión Europea. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en#:~:text=The%20EU%27s%20hydrogen%20strategy%20and%20REPowerEU%20plan%20have,and%20low-carbon%20hydrogen%20to%20help%20decarbonise%20the%20EU. Última consulta en 09/02/2025.
- “IPCEIs on hydrogen”. Comisión Europea. Disponible en: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/ipceis-hydrogen_en. Última consulta en 09/02/2025.
- “Key actions of the EU Hydrogen Strategy”. Comisión Europea. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en. Última consulta en 09/02/2025.
- ACCIONA. “El hidrógeno verde: la energía del futuro clave en la descarbonización”. Disponible en: https://www.acciona.com/es/hidrogeno-verde/?_adin=02021864894. Última consulta en 09/02/2025.
- ACCIONA. “Hidrógeno verde o cómo escribir en la historia una nueva revolución”. Disponible en: <https://experience.acciona.com/es/energias-renovables/primer-planta-industrial-hidrogeno-verde-espana/>. Última consulta en 12/02/2025.
- Alcalde, S. “Estos son los principales proyectos para producir hidrógeno verde en España”. National Geographic España. 2022. Disponible en: https://www.nationalgeographic.com.es/economia-circular/estos-son-principales-proyectos-para-producir-hidrogeno-verde-espana_18710. Última consulta en 12/02/2025.
- Aragón, Esther. “Presentación de la Plataforma del Valle del Hidrógeno Verde de la Región de Murcia”. 2021. Disponible en: <https://hidrogeno-verde.es/plataforma-del-valle-del-hidrogeno-verde-murcia/>. Última consulta 18/02/2025.
- BH2C. Corredor Vasco del Hidrógeno. Por un desarrollo tecnológico y un cambio en el modelo energético. Disponible en: <https://www.bh2c.org/es>. Última consulta en 12/02/2025.
- Caballero, Eva. “Repsol, Enagás y ENGIE transformarán Escombreras en el Valle del hidrógeno”. 2022. Disponible en: <https://www.orm.es/informativos/noticias-2022/repsol-enagas-y-engie-transformaran-escombreras-en-el-valle-del-hidrogeno/>. Última consulta 18/02/2025.
- CEPSA-MOEVE. El Valle Andaluz del Hidrógeno Verde. Disponible en: <https://www.moeve.es/es/utilidades/catalogo/hidrogeno-verde/valle-andaluz>. Última consulta en 12/02/2025.
- Clean Hydrogen Partnership. “Hydrogen Valleys”. Disponible en: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/hydrogen-valleys_en. Última consulta en 09/02/2025.

- Clean Hydrogen Partnership. “Programme Review Report 2024”. Disponible en: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/document/download/6b6584d0-f259-436a-8fe8-3a6bf9d0761c_en?filename=20242823_PDF_EGAA24001ENN_002.pdf. Última consulta en 09/02/2025.
- Clean Hydrogen Partnership. “Programme Review Report 2024”. Disponible en: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/document/download/6b6584d0-f259-436a-8fe8-3a6bf9d0761c_en?filename=20242823_PDF_EGAA24001ENN_002.pdf. Última consulta en 09/02/2025.
- Clean Hydrogen Partnership. “Synergies with Member States and Regions”. 2023. Disponible en: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/document/download/97638905-592d-43ec-8096-f5b1f85fe5ad_en?filename=EG0223266ENN_revisedTR.pdf. Última consulta en 12/02/2025.
- Clean Hydrogen Partnership. “Working with the regions”. Disponible en: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/working-regions_en. Última consulta en 09/02/2025.
- COAG Energy Council. “Australia’s National Hydrogen Strategy”. 2019. Disponible en: <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/australias-national-hydrogen-strategy.pdf>. Última consulta en 09/02/2025.
- COGEN España; Asociación Española Cogeneración (acogen); EVERIS. 2021. “Entendimiento del Mercado del Hidrógeno y sus oportunidades para la Cogeneración”. Disponible en: Informe-Estudio-Entendimiento-del-Mercado-del-Hidrogeno.pdf. Última consulta en 14/02/2025.
- Comisión Europea. “Estrategia a largo plazo para 2050”. Disponible en: Estrategia a largo plazo para 2050 - Comisión Europea. Última consulta en 09/02/2025.
- Comisión Europea. “Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra”. 2020. Disponible en: eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301. Última consulta en 09/02/2025.
- Corredor del Hidrógeno del Ebro. Disponible en: Corredor de Hidrógeno del Ebro | Corredor de Hidrógeno del Ebro. Última consulta en 12/02/2025.
- Delgado, S. “¿Qué es el hidrógeno verde?”. El Orden Mundial. 2022. Disponible en: <https://elordenmundial.com/que-es-hidrogeno-verde/>. Última consulta en 09/02/2025.
- EDP. “El valle asturiano del hidrógeno verde”. Disponible en: <https://espana.edp.com/es/asturias-h2-valley>. Última consulta en 12/02/2025.
- El Español. “El Gobierno autoriza a Enagás a desarrollar las redes de hidrógeno reconocidas como PCIs europeos”. 2024. Disponible en: El Gobierno autoriza a Enagás a desarrollar las redes de hidrógeno reconocidas como PCIs europeos. Última consulta en 12/02/2025.
- ENAGAS. “H2Med y la Red Troncal Española de Hidrógeno, incluidos en la lista definitiva europea de Proyectos de Interés Común”. 2024. Disponible en: <https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/h2med-red-troncal-espanola-hidrogeno-pci-definitivo/>. Última consulta en 12/02/2025.
- Escribano, G; Urbasos, I. “La dimensión internacional de la visión española del hidrógeno”. Real Instituto Elcano. 2024. Disponible en: <https://www.realinstitutoelcano.org/documento->

de-trabajo/la-dimension-internacional-de-la-vision-espanola-del-hidrogeno/. Última consulta en 12/02/2025.

- Estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>. Última consulta en 09/02/2025.
- European Hydrogen Observatory. “National Strategies”. Disponible en: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/policies-and-standards/national-strategies>. Última consulta en 09/02/2025.
- European Hydrogen Observatory. “REPowerEU”. Disponible en: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/eu-policy/repowereu>. Última consulta en 09/02/2025.
- Fernandez Munguía, S. “El hidrógeno verde es una de las grandes apuestas de la UE para la transición energética: estas son sus fortalezas (y sus debilidades)”. XATAKA. 2021. Disponible en: <https://www.xataka.com/energia/ue-quiere-que-hidrogeno-verde-sea-actor-clave-transicion-energetica-estas-sus-fortalezas-sus-debilidades>. Última consulta en 09/02/2025.
- Fernandez Munguía, S. “El hidrógeno verde es una de las grandes apuestas de la UE para la transición energética: estas son sus fortalezas (y sus debilidades)”. XATAKA. 2021. Disponible en: <https://www.xataka.com/energia/ue-quiere-que-hidrogeno-verde-sea-actor-clave-transicion-energetica-estas-sus-fortalezas-sus-debilidades>. Última consulta en 09/02/2025.
- García Sánchez, C.E. “Revisión de la producción, transporte y uso del hidrógeno, y del impacto de las mezclas de gas natural con hidrógeno sobre la infraestructura de gas natural”. Disponible en: https://www.cdtdegas.com/images/Descargas/Nuestra_revista/MetFlu16/2_Revisi%C3%B3n_hidr%C3%B3geno.pdf. Última consulta en 09/02/2025.
- Global Hydrogen Review. “Saudi Arabia mega-plant will produce up to 600 tpd of carbon-free hydrogen”. 2024. Disponible en: <https://www.globalhydrogenreview.com/hydrogen/04072024/saudi-arabia-mega-plant-will-produce-up-to-600-tpd-of-carbon-free-hydrogen/#:~:text=Construction%20of%20the%20world%E2%80%99s%20largest%20green%20hydrogen%20plant,due%20to%20start%20by%20the%20end%20of%202026>. Última consulta en 09/02/2025.
- Gobierno de Chile. “Estrategia nacional de hidrógeno verde”. Disponible en: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_es. Última consulta en 09/02/2025..
- Green Hydrogen Organisation. United States. Disponible en: <https://gh2.org/countries/united-states#:~:text=The%20goal%20of%20the%20government%20is%20to%20reduce,1%E2%80%9D%29%20%28Department%20of%20Energy%20Hydrogen%20Shot%2C%20June%202021%29>. Última consulta en 09/02/2025.
- H2. “Hydrogen Infrastructure Map”. Disponible en: <https://www.h2inframap.eu/>. Última consulta en 12/02/2025.
- H2MED. “El proyecto H2med”. Disponible en: H2med - El proyecto H2med. Última consulta en 12/02/2025.

- IBERDROLA. “El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta”. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>. Última consulta en 09/02/2025.
- Informe anual de la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. “Estado actual del sector del hidrógeno en España – proyectos y regulación”. 2022. Disponible en: <https://files.griddo.comillas.edu/espac3b1ol-informe-anual-cc3a1tedra-hidrc3b3geno-final-12-tg-ss.pdf>. Última consulta en 14/02/2025.
- Informe anual de la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. “Estado actual del sector del hidrógeno en España – proyectos y regulación”. 2022. Disponible en: <https://files.griddo.comillas.edu/espac3b1ol-informe-anual-cc3a1tedra-hidrc3b3geno-final-12-tg-ss.pdf>. Última consulta 17/02/25.
- IRENA. “Hydrogen: A renewable energy perspective”. 2019. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>. Última consulta en 09/02/2025.
- Lardizabal, E. “Análisis. Los principales desafíos técnicos y regulatorios para impulsar el desarrollo del hidrógeno verde en España”. 2024. Disponible en: <https://energiaestrategica.es/los-principales-desafios-tecnicos-y-regulatorios-para-impulsar-el-desarrollo-del-hidrogeno-verde-en-espana/#:~:text=Los%20principales%20desaf%C3%ADos%20t%C3%A9cnicos%20y%20regulatorios%20para,impulsar%20el%20desarrollo%20del%20hidr%C3%B3geno%20verde%20en%20Espa%C3%B1a>. Última consulta 17/02/25.
- López Redondo, N. “Las razones por las que el hidrógeno verde podría ser rentable en 2030”. 2020. Disponible en: <https://www.energynews.es/hidrogeno-verde-rentable-2030-72087/>. Última consulta en 09/02/2025.
- MITECO. “El Gobierno asigna 794 millones a siete proyectos de clústeres y tecnologías industriales de hidrógeno renovable del IPCEI Hy2Use”. 2024. Disponible en: El Gobierno asigna 794 millones a siete proyectos de clústeres y tecnologías industriales de hidrógeno renovable del IPCEI Hy2Use. Última consulta en 12/02/2025.
- MITECO. “European Hydrogen Bank”. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/european-hydrogen-bank.html>. Última consulta en 09/02/2025.
- MITECO. Políticas y legislación sobre hidrógeno. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html>. Última consulta en 12/02/2025.
- Press Information Bureau. Government of India. “PM Narendra Modi Unveils Vision to Make India Global Hub for Green Hydrogen: Outlines ambitious plans to lead in production, utilisation and export of sustainable fuel”. Disponible en: <https://pib.gov.in/Pressreleaseshare.aspx?PRID=2053689>. Última consulta en 09/02/2025.
- The State Council People’s Republic of China. “China maps 2021-2035 plan on hydrogen energy Development”. 2022. Disponible en: https://english.www.gov.cn/statecouncil/ministries/202203/23/content_WS623ac568c6d02e53353282a4.html. Última consulta en 09/02/2025.
- Torralbo Romero, R. COMILLAS ICADE. “Estudio del hidrógeno verde; Relación con la Descarbonización”. 2023. Disponible en:

<https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/75299/TFG-%20TorralboRomero%2c%20Rafael%20Antonio.pdf?sequence=2&isAllowed=y>. Última consulta en 09/02/2025.

- United Nations Environment Programme Finance Initiative. “Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde”. 2021. Disponible en: https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/07/Segunda-sesio%CC%81n_Modelos-de-Negocio_H2-verde.pdf. Última consulta 17/02/25.
- US National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. Disponible en: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/us-national-clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf?sfvrsn=c425b44f_5. Última consulta en 09/02/2025.
- Valdehita, B. “Besaya H2: un pilar estratégico en el corredor europeo del hidrógeno verde”. H2 Hidrógeno Verde. 2024. Disponible en: <https://hidrogeno-verde.es/besaya-h2-pilar-estrategico-en-el-corredor-europeo-del-hidrogeno-verde/>. Última consulta en 12/02/2025.
- Velázquez, S. “El hidrógeno verde, ¿el salvavidas de la crisis energética?”. 2022. Disponible en: <https://elordenmundial.com/el-hidrogeno-verde-el-salvavidas-de-la-crisis-energetica/>. Última consulta en 09/02/2025.