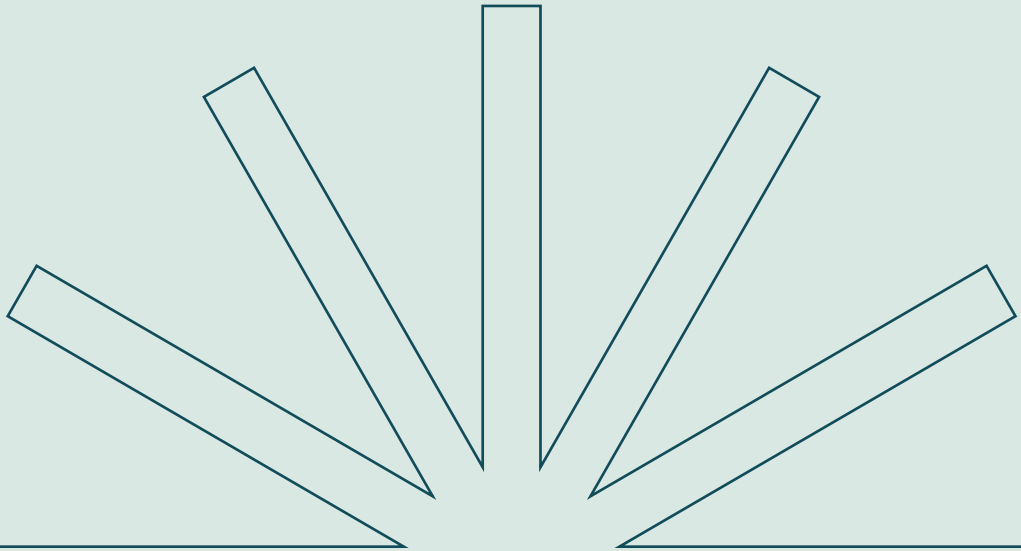


El hidrógeno verde en la descarbonización de la industria en España



Coordinación y redacción del informe:

- * Bettina Schreck, consultora internacional en descarbonización
- * Florent Marcellesi, experto en energía y clima
- * Gemma Bedia, senior project manager — climate change, alinea
- * Jaime Villaverde, analista regulatorio

Además, el informe ha contado con la revisión y comentarios de los siguientes expertos, a quienes agradecemos sus aportaciones:

- * Adrián Devesa Mouzo, Enagas Renovables
- * Gonzalo Sánchez, Fundación Europea para el Clima
- * María Manzano, Fundación Renovables
- * Pedro Palencia de Sarria, Sedigas

alinea es un Think & Action Tank de acción climática con sede en IE university y apoyado por la Fundación Europea para el Clima (ECF).

Los hallazgos, análisis y conclusiones presentados en este informe se basan en la información disponible (obtenida de fuentes primarias o de otras investigaciones citadas en el informe, consideradas precisas y fiables) y en las metodologías aplicadas durante el proceso de investigación. Ninguna de las personas e instituciones colaboradoras se harán responsables de la interpretación que se haga de la información contenida en el presente documento, así como tampoco de ninguna pérdida consecuencia de la toma de decisiones de ningún tipo, sobre la base de la información contenida en el presente informe.

El presente informe ha sido elaborado con el apoyo de la Fundación Europea para el Clima. La responsabilidad de la información y los puntos de vista expuestos en este informe recae en los autores. La Fundación Europea para el Clima no se hace responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida o expresada en el presente documento.

Citar como: Fundación Instituto de Empresa (2026). El hidrógeno verde en la descarbonización de la industria en España. Informe elaborado para alinea por Bettina Schreck, Florent Marcellesi, Gemma Bedia y Jaime Villaverde.

Parte de



Impulsado por



Con el apoyo de



Índice de contenidos

— 1.	Resumen ejecutivo	4
— 2.	Introducción	5
— 3.	Electrificación de la industria en España: el rol del hidrógeno verde	6
3.1.	Introducción conceptual: electrificación directa e indirecta en el contexto español	6
3.2.	Clasificación sectorial por temperatura y viabilidad técnica	8
3.3.	Comparativa de eficiencia energética y costes entre electrificación y uso de hidrógeno verde	10
3.4.	Aplicación territorial y sinergias con los polos industriales existentes	12
3.5.	Políticas recomendadas	15
— 4.	Marco estratégico global de la producción de hidrógeno verde	16
4.1.	Contexto internacional	16
4.2.	Factores estratégicos clave para la producción de hidrógeno verde	17
— 5.	Análisis sobre política europea de hidrógeno verde	19
5.1.	Política europea	19
5.2.	Países líderes y mejores prácticas sobre hidrógeno verde en Europa	21
5.3.	Proyectos transfronterizos	23
— 6.	Análisis nacional y dimensión energética del hidrógeno verde en España	24
6.1.	Marco estratégico nacional	24
6.2.	Marco regulatorio nacional	25
6.3.	Marco autonómico para el hidrógeno verde	26
6.4.	Financiación y planes de apoyo público	27
6.5.	Radiografía del sector: capacidades y recursos	27
6.6.	Dimensión territorial y energética de la descarbonización industrial en España	28
— 7.	Estado de la conversación experta en España sobre el hidrógeno	33
7.1.	Retos regulatorios	33
7.2.	Retos económicos	35
7.3.	Retos tecnológicos	36
7.4.	Retos sociales y territoriales	37
— 8.	Conclusiones estratégicas	38
— 9.	Referencias	39
—	Acrónimos	44



1. Resumen ejecutivo

El presente informe analiza el papel del hidrógeno verde en la transición energética y la descarbonización industrial de España, en el marco de las políticas europeas y nacionales que promueven la neutralidad climática y la electrificación de la economía.

A nivel europeo, en 2022 se estableció el Plan REPowerEU, enmarcado en el objetivo de la Unión Europea de reducir al menos el 55% de las emisiones netas de gases de efecto invernadero de aquí a 2030 y conseguir la neutralidad climática en 2050, en consonancia con el Pacto Verde Europeo. Este plan reconoce al hidrógeno renovable como vector esencial para sustituir combustibles fósiles en la industria, el transporte pesado y el almacenamiento energético. El plan propone, para 2030, una producción interna de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable y la importación de otros 10 millones de toneladas, con mecanismos de apoyo financiero y regulatorio que impulsan su despliegue en los Estados Miembros.

En el contexto del plan europeo, España dispone de condiciones singulares y competitivas para la producción del hidrógeno: abundantes recursos solares y eólicos, costes eléctricos competitivos, una red gasista parcialmente adaptable y experiencia en energías renovables. Además, cuenta con un marco estratégico robusto: El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC) fija 12 GW de electrolizadores para 2030. Actualmente existen una decena de valles del hidrógeno en distintas fases de desarrollo, muchos de ellos apoyados por el Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA). A nivel de infraestructuras, los ejes de la futura Red Troncal Española del Hidrógeno se conectarán con el corredor europeo H₂Med, integrado en la iniciativa *European Hydrogen Backbone* (EHB), lo que permitiría enlazar los principales polos industriales de la península ibérica con la futura red europea de transporte de hidrógeno. En este marco, gracias a un menor precio de la energía solar y uno de los mercados de acuerdos de compra de energía (PPA) más maduros

del mundo, el coste nivelado de producción (LCOH) del hidrógeno verde en España podría situarse en 2030 entre 4 y 5,5 €/kg. Solo mediante el PERTE ERHA, la inversión pública prevista en España supera los 1.500 millones € y se busca movilizar 2.800 M€ de fondos privados.

El informe aborda cómo estos factores permiten a España avanzar hacia una electrificación industrial combinada, usando al hidrógeno verde como fuente de energía directa o indirecta, o materia prima, analizando tanto la viabilidad técnica de los procesos productivos como su impacto energético y territorial. La electrificación directa será la solución predominante en procesos industriales de baja temperatura, el 60% de la demanda energética industrial nacional, mientras que la electrificación indirecta mediante hidrógeno verde será imprescindible en sectores con procesos de alta temperatura o que utilicen el hidrógeno como materia prima tales como el refino, fertilizantes, siderurgia, cemento, vidrio y transporte pesado.

También se sintetiza la conversación experta en España, que identifica tres ámbitos de desafío: el ámbito regulatorio, por la falta de un marco homogéneo de certificación, permisos y acceso a red; el *ámbito económico*, la brecha de costes entre el hidrógeno gris y verde, la ausencia de contratos a largo plazo y el fomento de la demanda; el *ámbito tecnológico*, ligado a la fabricación de electrolizadores, almacenamiento y transporte eficientes, y el *ámbito territorial*, ligado a la aceptación social de la transición renovable.

En conjunto, el estudio concluye que España está en condiciones de convertirse en exportador neto de hidrógeno verde y de sus derivados (amoníaco, e-metanol, combustible sostenible de aviación) antes de 2050, siempre que mantenga coherencia entre política industrial, planificación energética y regulación. Su combinación de recurso renovable, infraestructura existente y capacidad tecnológica emergente la sitúa como hub energético del suroeste europeo y pieza clave en la integración del mercado europeo del hidrógeno.



2. Introducción

La descarbonización profunda de la economía europea exige la sustitución progresiva de los combustibles fósiles en todos los sectores productivos. En este contexto, el hidrógeno verde, obtenido mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de origen renovable, se ha consolidado como pilar estratégico de la nueva política energética europea. La Unión Europea lo reconoce expresamente como un vector clave del Pacto Verde Europeo, al fijar como meta producir y consumir 10 millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable en 2030, cifra que marca la escala de su despliegue industrial y su potencial para transformar las cadenas de valor energéticas.

España ocupa una posición privilegiada en esta transición energética. La disponibilidad de recursos solares y eólicos de alta calidad, la existencia de una infraestructura gasista robusta y la experiencia acumulada en proyectos energéticos a gran escala sitúan al país entre los mejor posicionados para liderar la producción y el uso del hidrógeno verde en Europa. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023–2030) establece el objetivo de alcanzar 12 GW de capacidad instalada en electrolizadores para 2030, reforzando los compromisos ya definidos en la Hoja de Ruta del Hidrógeno (2020). A ello se suma el despliegue del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA), que busca movilizar más de 1.500 millones de euros de fondos públicos y 2.800 M€ de fondos privados a proyectos de hidrógeno renovable.

El propósito de este informe es ofrecer una visión integral del desarrollo del hidrógeno verde en España, analizando su papel en la electrificación de la industria, su despliegue territorial, sus necesidades de infraestructura y los retos regulatorios, económicos y tecnológicos que condicionan su escalabilidad. El análisis se apoya en fuentes institucionales y sectoriales de referencia —Comisión Europea, MITECO, IDAE, Aeh₂, Enagás, REE, EHB, IEA o IRENA— que aportan información oficial actualizada hasta 2025, complementada con literatura técnica y posicionamientos empresariales relevantes.

El documento se estructura en **seis bloques principales**:

- 01/** Electrificación de la industria en España y el rol del hidrógeno verde.
- 02/** Marco estratégico global, que contextualiza las políticas y metas internacionales.
- 03/** Análisis europeo, centrado en la gobernanza climática, la competitividad industrial y los mecanismos de apoyo.
- 04/** Análisis nacional y dimensión energética del hidrógeno verde en España.
- 05/** Estado de la conversación experta, que sintetiza los debates regulatorios, económicos, tecnológicos y territoriales.
- 06/** Conclusiones estratégicas, donde se presentan las implicaciones para la política energética e industrial española.

En conjunto, el informe pretende servir como referencia técnica y estratégica para responsables públicos, empresas energéticas y agentes industriales, contribuyendo a una visión coherente del papel de España en la economía del hidrógeno verde y su alineación con los objetivos de neutralidad climática y reindustrialización europea.

3. Electrificación de la industria en España: el rol del hidrógeno verde

3.1. Introducción conceptual: electrificación directa e indirecta en el contexto español

La descarbonización de la industria se apoya en una estrategia dual. Por un lado, la electrificación directa de aquellos procesos donde ya existen soluciones maduras con buena relación coste-beneficio. Por otro lado, la electrificación indirecta mediante hidrógeno verde allí donde no exista alternativa comparable. Ambas opciones comparten la base del aprovechamiento de la electricidad renovable abundante y competitiva de España, aunque difieren en las cadenas de conversión y, en consecuencia, en su eficiencia global.

Tal y como veremos a continuación, esta estrategia dual de electrificación directa-indirecta dependerá en gran medida de los usos de energía en la industria (véase **figura 1**), en particular de las temperaturas requeridas en los procesos industriales.

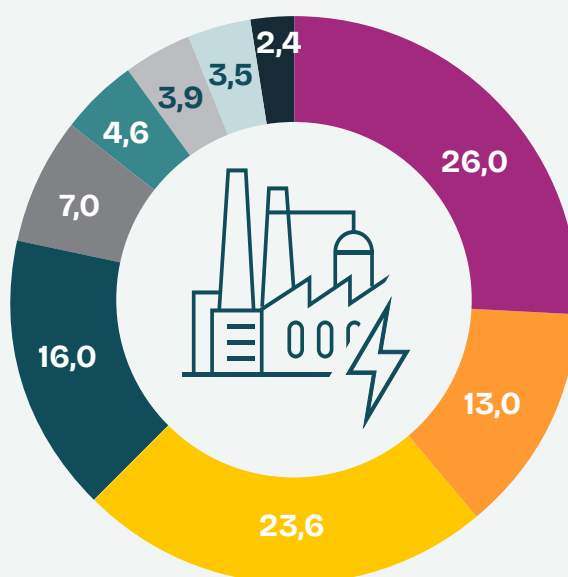
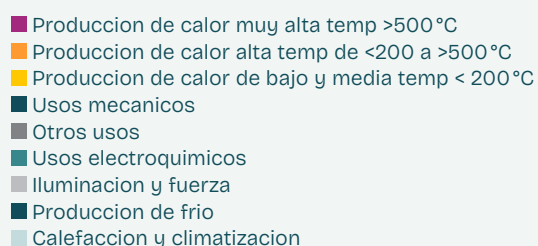
En conjunto, el análisis de este informe muestra que más del 60% del consumo energético industrial español (IDAE,

2025a, p. 79) puede electrificarse directamente mediante tecnologías ya disponibles en el mercado, mientras el hidrógeno verde, en cambio, debería reservarse a los sectores de alta temperatura o con uso reactivo donde la electrificación directa resulta técnica o económicamente inviable. En este marco, la electrificación y el hidrógeno deben entenderse como tecnologías complementarias dentro de una misma estrategia de descarbonización industrial, y no como opciones sustitutivas, de modo que su desarrollo conjunto optimice tanto la competitividad como la reducción efectiva de emisiones.

En consecuencia, las políticas de apoyo público, como el PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA) y los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI), deberían priorizar proyectos híbridos y de integración electricidad-hidrógeno en los clústeres industriales de mayor intensidad energética.

Figura 1.
Usos de energía en la industria, valores en %

Nota: Elaboración propia a partir de datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2025a).





3.1.1. Integración en la transición energética española y europea

El PNIEC 2023–2030 y la Hoja de Ruta del Hidrógeno (2020) establecen esta complementariedad: la electrificación es la vía principal de descarbonización industrial y el hidrógeno se dirige especialmente a sectores difíciles.

En paralelo a escala europea, la Ley sobre la industria de cero emisiones netas (NZIA, por sus siglas en inglés) y el Plan Industrial del Pacto Verde refuerzan el despliegue de tecnologías net-zero —incluidas la electrificación y el hidrógeno renovable— dentro de un marco en el que se prioriza la sustitución directa de los combustibles fósiles por electricidad renovable, promoviendo también el uso del hidrógeno para aquellos ámbitos industriales y energéticos en los que aporta un mayor valor añadido tecnológico o energético.

De ello, tal y como proyecta también la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2021)¹, se deriva una jerarquía operativa:

- * Electrificación directa en procesos de baja y media temperatura (< 500 °C).
- * Hidrógeno verde en procesos de alta temperatura o reactivos.
- * CCU/CCS cuando las dos vías anteriores no sean técnicamente viables (p. ej., cemento)².

Este orden de prioridad orienta la inversión pública y privada, evita sobredimensionar la demanda futura de hidrógeno y alinea la política industrial española con la europea.

3.1.2. Electrificación directa

España parte de una posición ventajosa: en 2024 el mix eléctrico alcanzó el 56 % de generación renovable (Red Eléctrica, 2025, p.2), con costes de producción entre los más bajos de Europa debido al despliegue eólico y fotovoltaico.

Esta ventaja hace viable sustituir gas natural por equipos eléctricos (bombas de calor industriales, hornos eléctricos de resistencia o inducción, secadores, compresores, calentadores de fluido térmico), llegando la posibilidad de sustitución al 90% de los procesos térmicos industriales en Europa (Fraunhofer ISI, 2024).

En base a los datos del IDAE y como recogido en la **figura 1**, podemos considerar que más del 60% de la demanda energética industrial se produce a temperaturas < 200 °C (alimentario, papelero, textil, química ligera), lo que convierte a estos sectores en candidatos idóneos para la electrificación directa, con reducciones inmediatas de emisiones sin vectores intermedios ni nuevas infraestructuras (IDAE, 2025a, p79).

3.1.3. Electrificación indirecta mediante hidrógeno verde

En procesos por encima de 500 °C o en aquellos donde el hidrógeno actúa como reactivo —refino, siderurgia o fertilizantes— la electrificación directa resulta insuficiente o inviable. En estos casos, la electricidad renovable se transforma primero en hidrógeno por electrólisis y, posteriormente, el hidrógeno se utiliza como combustible o como materia prima.

Esta ruta aporta versatilidad y capacidad de almacenamiento, pero conlleva pérdidas: el rendimiento global electricidad→hidrógeno→calor se sitúa en el entorno del 30–40 %, (Sustainability Director, 2025) muy por debajo del que ofrece el uso eléctrico directo. Por ello, y teniendo en cuenta todas las alternativas de almacenamiento previas, el hidrógeno renovable debe reservarse para usos de difícil electrificación, especialmente en los grandes polos industriales.

¹ Es una premisa de los escenarios de descarbonización de la IEA, en concreto, del escenario de descarbonización de cero emisiones netas a 2050.

² Considerando principalmente que en este proceso, más allá de lo energético, el objetivo es obtener cal a partir de la caliza.



3.2. Clasificación sectorial por temperatura y viabilidad técnica

La posibilidad de electrificar los procesos industriales depende fundamentalmente de dos factores: la temperatura del proceso y la función que cumple el vector energético ya sea como fuente de calor, energía mecánica o reactivo químico. En función de estos criterios, y según la clasificación del IDAE (2025a), los sectores industriales pueden agruparse en tres grandes bloques.

3.2.1. Procesos de baja temperatura (< 200 °C)

Los procesos de baja temperatura son característicos de sectores como el alimentario y de bebidas, el textil, el papel y cartón, la química ligera y la farmacéutica, donde predominan operaciones de pasteurización, secado, limpieza, lavado o teñido, evaporación y destilación suave.

Las principales tecnologías de sustitución incluyen bombas de calor industriales de alta temperatura (HTHP), capaces de alcanzar hasta unos 160 °C con coeficientes de rendimiento (COP) de 3 a 6, así como resistencias eléctricas, calderas eléctricas para la generación de vapor a baja presión y secadores eléctricos o híbridos con control electrónico de humedad.

Su viabilidad es muy alta: en base a análisis del IDAE (2025a), más del 60 % de la energía térmica industrial en España se consume en este rango de temperaturas, lo que convierte a estos sectores en prioritarios para la electrificación directa.

Es por esto por lo que debe entenderse que la necesidad de H₂ verde sea nula o marginal (solo para transporte pesado o usos químicos específicos) en procesos industriales que se muevan en estos rangos de temperaturas.

3.2.2. Procesos de temperatura media (200–500 °C)

A este segundo grupo pertenecen sectores como el de la industria química básica y petroquímica (reacciones endotérmicas, reformado parcial), el de la cerámica y azulejería (cocción intermedia), el vidrio hueco y materiales no metálicos, y el de la metalurgia no férrea (fundición de aluminio, zinc).

Para ellas las tecnologías aplicables son los hornos eléctricos de inducción o resistencia, las bombas de calor de ciclo cascada (hasta 200–250 °C), los sistemas híbridos electricidad + H₂, donde la electricidad cubre la base y el hidrógeno los picos térmicos, y la recuperación de calor residual mediante compresores y almacenamiento térmico (TES).

España cuenta con una base industrial muy fuerte en cerámica (Castellón) y vidrio (Cataluña, Toledo), donde ya se están probando hornos eléctricos y mezclas con H₂³. En química, parte de los procesos (por ejemplo, la destilación de solventes o la generación de vapor intermedio) pueden electrificarse de forma directa. Es por esto por lo que la viabilidad puede catalogarse como media-alta.

La viabilidad técnica de electrificación en este bloque es media-alta, mientras que la necesidad de hidrógeno verde puede calificarse como media, destinada principalmente a tramos de temperatura entre 400 y 500 °C o a almacenamiento energético estacional. No obstante, persisten barreras tecnológicas y de inversión, así como una brecha de costes significativa entre el hidrógeno verde y el gris.

El rol del hidrógeno verde en este caso es de complementariedad, al poder cubrir los tramos de temperatura más altos (~400–500 °C) y servir como almacenamiento energético estacional en plantas con alta intermitencia renovable.

³ El proyecto piloto es H2togreencermics -desarrollado por Instituto de Tecnología Cerámica (ITC) y ejecutado por Técnicas Reunidas. Vidrala (2024). *Sustainability and Energy Transition Report*, pp. 24–27 (Empleo de hornos eléctricos y combustibles alternativos en la industria del vidrio).



3.2.3 Procesos de alta temperatura (> 500 °C)

En este tercer bloque se encuadran sectores como el siderúrgico (reducción directa del hierro, hornos de arco), el del cemento (hornos rotatorios, clínker), el refino (hidrotratamiento, reformado, cracking), y otros como el del vidrio plano, fundición pesada, cal y cerámica refractaria.

Aquí sí que el hidrógeno verde tiene una función primaria como tecnología de sustitución, sea como combustible o como agente reductor, sustituyendo al gas natural, coque o carbón, especialmente en la industria cementera tiene sentido hablar de sistemas híbridos eléctricos + H_2 + captura de CO_2 , así como de calcinadores de oxidación adaptados a H_2 .

En refino el hidrógeno verde entra en juego como sustituto inmediato del hidrógeno gris, utilizado como reactivo en los procesos de hidrotratamiento que incluyen la desulfuración, desnitrogenación, cracking e isomerización. A medio plazo podría combinarse con CO_2 capturado para producir combustibles sintéticos e incluso en la generación de biocombustibles avanzados mediante el hidrogenado de biomasas y aceites usados.

En la siderurgia, la electrificación de la producción de acero reciclado mediante hornos de arco eléctrico (EAF) tiene sentido para mitigar emisiones de GEI, si bien para la producción de aceros de alta pureza el hidrógeno verde encuentra su lugar al ser sustitutivo del coque o el gas natural en los procesos de reducción de mineral de hierro a hierro metálico, que se funde después en un horno de arco eléctrico para pasarlo a su forma comercial final.





3.3. Comparativa de eficiencia energética y costes entre electrificación y uso de hidrógeno verde

El debate sobre la electrificación frente al uso del hidrógeno verde requiere tomar en cuenta sus balances energético y económico. Ambas opciones parten de la misma fuente: la electricidad renovable; pero su rendimiento y sus costes finales difieren significativamente.

En el contexto español, caracterizado por un mix eléctrico con más del 50 % de generación renovable y unos costes de generación solar y eólica entre los más competitivos de Europa, la eficiencia energética se convierte en un criterio esencial para asignar racionalmente los recursos (Red Eléctrica, 2024).

3.3.1. Eficiencia energética del ciclo eléctrico directo

A través de las tecnologías maduras presentadas en la **tabla 1**, la electrificación directa transforma la electricidad en calor o trabajo mecánico sin vectores intermedios, alcanzando rendimientos muy altos (**figura 2**).

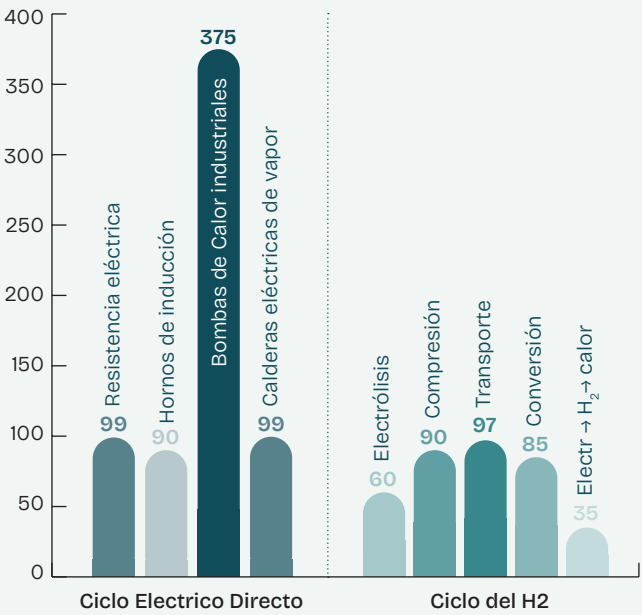
Tabla 1.
Eficiencia térmica de las tecnologías de suministro de calor a los procesos

Tecnología	Eficiencia eléctrica-térmica (η)	Notas
Resistencia eléctrica	99 %	Calor directo a baja temperatura
Hornos de inducción	90 %	Metalurgia ligera y fundición
Bombas de calor industriales	150-600 % (COP 3-6)	Recuperan calor residual, reducen demanda eléctrica neta
Calderas eléctricas de vapor	99 %	Aplicaciones alimentarias y textiles

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del documento "Direct electrification of industrial process heat: An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU" (Agora Industry, 2024, p. 24-30).



Figura 2.
Eficiencias típicas de proceso, valores en %



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Agora Industry (2024, p.24-30).



3.3.2. Eficiencia energética del ciclo del hidrógeno verde

El hidrógeno implica una cadena de conversiones con pérdidas acumuladas en cada etapa:

Tabla 2.
Eficiencia de las fases en la cadena de valor del hidrógeno

Etapas del proceso	Eficiencia típica	Notas
Electrólisis (producción)	55-65 % hoy Más de 80% con tecnología SOEC ⁴	Conversión de electricidad a H ₂
Compresión y almacenamiento	80-99%	Pérdidas por compresión, fugas y bombeo
Transporte (gasoducto o camión)	95-98%	Según distancia
Conversión final (combustión o pila)	80-90%	Para calor o electricidad

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del documento “Direct electrification of industrial process heat: An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU” (Agora Industry, 2024, p. 24-30).

La eficiencia global “electricidad → hidrógeno → calor” ronda el 30-40 %, (Sustainability Director, 2025).

En otras palabras, se necesita casi tres veces más electricidad renovable para producir el mismo calor útil que en un sistema eléctrico directo.

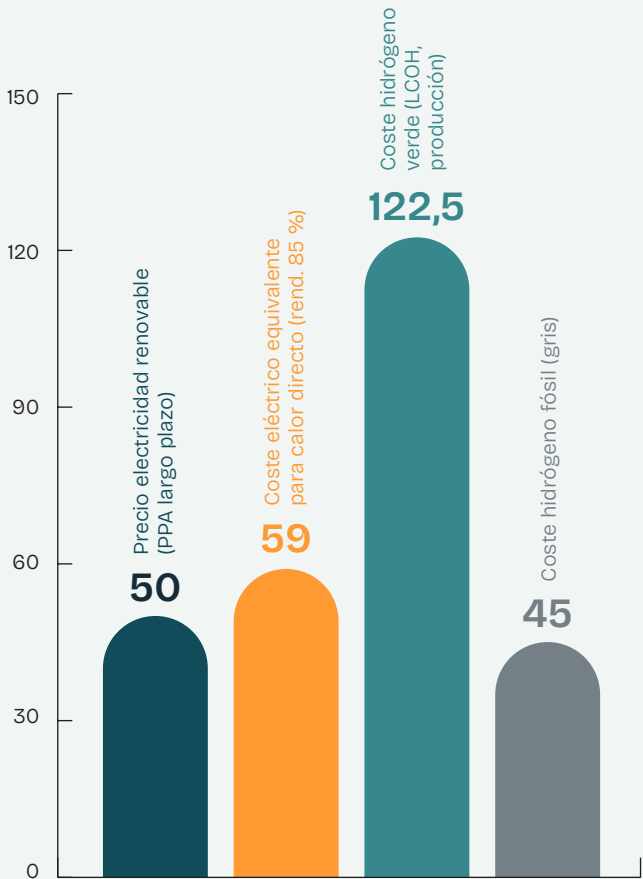
Esta diferencia se traduce en una demanda adicional de generación renovable y en mayores necesidades de infraestructura: electrolizadores, almacenamiento, compresión y transporte.

3.3.3. Comparación económica: costes nivelados de energía

Los costes energéticos finales reflejan esta diferencia de rendimiento. Considerando los precios medios de España en 2024 (Red Eléctrica e IDAE), se pueden establecer órdenes de magnitud (Figura 3).

A pesar de que el coste de generación renovable en España es estructuralmente bajo, estos valores no incluyen los costes sistémicos asociados a la integración masiva de renovables en el sistema eléctrico.

Figura 3.
Comparación de costes medios entre los diferentes vectores energéticos, €/MWh medio en 2024



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Pexapark (2025), World Bank (2024)

4 Solid Oxide Electrolysis (SOEC), véase <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>



Diversos estudios del Consejo Económico y Social (CES) y la IEA advierten que los costes de respaldo, almacenamiento y refuerzo de red pueden añadir entre 10 y 25 €/MWh al coste efectivo de la energía en sistemas con alta penetración renovable (CES, 2023, p. 84-89, 116-118) (IEA, 2024, p. 298-304).

No obstante, el caso español presenta ciertas ventajas que moderan este efecto, como son la complementariedad entre solar y eólica, la disponibilidad de potencia hidráulica y de ciclos combinados gestionables, y la progresiva implantación de almacenamiento y flexibilidad de la demanda. Por tanto, aunque el precio marginal del sistema puede aumentar en escenarios de alta intermitencia, la competitividad renovable de España sigue siendo sólida a medio plazo.

3.3.4. Implicaciones para España

La electrificación directa debe constituir la opción prioritaria en todos los procesos industriales que operen por debajo de los 200 °C, dado su rendimiento aproximadamente triple respecto a la combustión fósil y su menor coste nivelado de energía (LCOE). En cambio, el hidrógeno verde debe reservarse a los sectores de difícil electrificación, especialmente aquellos en los que el coste del combustible representa una fracción menor del coste total del producto final, como la siderurgia, el cemento o el refino.

Si bien el LCOE renovable en España se sitúa entre los más bajos de Europa, su competitividad real dependerá de la capacidad del sistema eléctrico para integrar eficazmente esa energía sin generar costes excesivos de respaldo o almacenamiento. No obstante, a medida que desciendan los precios de los electrolizadores y de la electricidad renovable, la brecha de costes entre electrificación e hidrógeno podría reducirse de cara a 2030, de acuerdo a las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2025, p. 93).

En todo caso, la eficiencia sistémica nacional exige priorizar el uso directo de electricidad renovable siempre que sea técnica y económicamente viable, con el fin de minimizar la expansión necesaria de capacidad renovable y contener los costes asociados a la red y al respaldo del sistema eléctrico.

3.4 Aplicación territorial y sinergias con los polos industriales existentes

La transición energética industrial en España no es homogénea, sino que refleja la diversidad geográfica y sectorial del país. La electrificación directa se concentra allí donde los procesos son de baja o media temperatura y el suministro eléctrico es estable, mientras que los proyectos de hidrógeno verde se orientan hacia regiones con alta demanda térmica y/o disponibilidad de recursos renovables para producirlos de forma competitiva.

3.4.1. Distribución industrial y potencial de electrificación

España presenta una estructura industrial concentrada en torno a varios corredores energéticos y logísticos, cada uno con características diferenciadas (**Table 3**).





Tabla 3. Corredores industriales en España

Región / Clúster	Sectores predominantes	Temperatura media de proceso	Potencial de electrificación directa	Observaciones
Cataluña	Química, farmacéutica, textil, alimentación	<150 °C (química ligera y vapor)	Muy alto	Red eléctrica robusta, parques industriales integrados y experiencia en eficiencia energética; Red de innovación y la escalabilidad H2Cat ⁵ .
Comunidad Valenciana (Castellón)	Cerámica, azulejería, esmaltes	200–500 °C	Medio–alto	Electrificación parcial viable; HyVal (Castellón Green Hydrogen) ⁶ ; ensayos con hornos eléctricos y mezclas H ₂ –gas natural en curso ⁷
Andalucía (Huelva, Cádiz, Algeciras)	Refino, química pesada, metalurgia, agroindustria	>500 °C	Bajo	Alta concentración de emisiones; candidatos a hubs de H ₂ verde (Moeve, Iberdrola, Fertiberia, Enagás Renovable)
País Vasco	Siderurgia, automoción, maquinaria	>500 °C	Medio	El acero secundario ya emplea hornos eléctricos de arco; DRI y H ₂ verde en desarrollo (Sidenor) ⁸
Asturias	Siderurgia integral, energía, cemento	>1.000 °C	Bajo	Requiere hidrógeno renovable y captura y uso o almacenamiento de carbono (HyDeal ⁹)
Madrid y Corredor del Henares	Alimentación, farmacéutica, papel	<200 °C	Muy alto	Electrificación rentable y red eléctrica densa
Galicia y Castilla y León	Papelera, agroalimentaria, eólica y biomasa	<200 °C	Alto	Potencial de electrificación directa y autoconsumo industrial con biomasa y energía solar
Murcia/ Cartagena	Refino, fertilizantes, petroquímica	>500 °C	Bajo	Polo clave de H ₂ verde vinculado a Repsol y Fertiberia

Nota: Elaboración propia a partir de datos del INE¹⁰ y del apartado 3.2 de este informe.

5 <https://xarxah2cat.org>

6 Más información (marzo 2026): https://www.lasprovincias.es/economia/empresas/iberdrola-ultiman-construccion-mayor-planta-espanola-hidrogeno-20260305163634-nt.html#goog_rewarded

7 Proyecto piloto es H2togreencermics desarrollado por Instituto de Tecnología Cerámica (ITC) y ejecutado por Técnicas Reunidas

8 Basque Hydrogen Corridor (BH₂C) (2024) —proyectos listados en su sitio web Proyectos | BH2C

9 <https://www.hydeal.com/copie-de-hydeal-ambition>

10 Los sectores predominantes según región han sido establecidos en base a los datos de la CNAE (Clasificación Nacional de Actividades Económicas): https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736177032&menu=ultiDatos&idp=1254735976614



3.4.2. Factores de localización del hidrógeno verde

El desarrollo del hidrógeno verde en España obedece a tres condiciones principales:

- * **Disponibilidad de las fuentes de energía renovables competitivas**
 - Alta irradiación solar en Andalucía, Castilla-La Mancha, Murcia y Aragón.
 - Viento estable en el valle del Ebro, Galicia y norte de Castilla y León.
- * **Existencia de demanda industrial concentrada**
 - Refinerías, química pesada, siderurgia y cemento.
 - En torno a grandes polos industriales como Andalucía Occidental (Huelva–Campo de Gibraltar), Cataluña (Tarragona), Murcia–Cartagena, Asturias, País Vasco, Comunidad Valenciana (Castellón)
- * **Infraestructura logística y portuaria**
 - Los puertos de Huelva, Cartagena, Valencia y Bilbao se están posicionando como nodos de exportación e importación de H₂ y derivados (amoníaco, metanol).
 - En ellos confluyen los proyectos del corredor H₂Med, que conectará España con Francia y el resto de Europa (Amber Grid & et al, 2022, p. 44-52, 73-75).

3.4.3. Electrificación y balance territorial

La electrificación directa, particularmente mediante bombas de calor industriales y hornos eléctricos, presenta su mayor viabilidad en las regiones donde el consumo térmico es de baja o media temperatura y la red eléctrica está más desarrollada. Esto incluye gran parte de Cataluña, Madrid, Valencia y el corredor del Ebro, donde la densidad industrial facilita soluciones compartidas (*district heating*, autoconsumo colectivo).

En cambio, la descarbonización de la industria pesada en el norte y sur peninsular dependerá en gran medida del despliegue de hidrógeno verde como combustible o reductor químico, dada la imposibilidad técnica de electrificar hornos de más de 800 °C a corto plazo.

La coexistencia de ambos modelos, electrificación directa y uso de hidrógeno renovable, configura un mapa energético dual: por un lado, en el eje mediterráneo

y el centro peninsular la electrificación será prioritaria, mientras que en los ejes atlántico/cantábrico predominará la combinación de hidrógeno verde y CCUS.

3.4.4. Integración con las políticas nacionales

El PNIEC 2023–2030 y los programas PERTE ERHA y Hy2Use establecen un enfoque territorial explícito. Las ayudas priorizan proyectos integrados que combinen generación renovable, electrólisis y consumo industrial local (IDAE, 2024a): se promueve la creación de valles de hidrógeno donde la oferta y la demanda estén físicamente próximas, reduciendo costes logísticos.

En conjunto, la electrificación directa se perfila como motor de competitividad en las regiones con base industrial diversificada, mientras que el hidrógeno verde será determinante para mantener la actividad en los polos industriales intensivos en energía. Ambas trayectorias son complementarias y se alinean con el principio del NZIA: reforzar la soberanía energética mediante cadenas de valor locales de tecnologías limpias (Regulation (EU) 2024/1735, 2024).

3.4.5. Conclusión territorial

El patrón territorial de descarbonización industrial en España combina la electrificación en el eje mediterráneo y el centro peninsular con el uso de hidrógeno verde en el norte y sur industrial. Esta distribución aprovecha tanto la estructura eléctrica existente como la geografía de los recursos renovables y la presencia de puertos energéticos estratégicos.

La política industrial debería, en consecuencia, reforzar las infraestructuras eléctricas y gasistas adaptadas al hidrógeno, evitando la aparición de cuellos de botella entre los puntos de generación y consumo.

A medio plazo, la coordinación entre la planificación energética y la ordenación territorial será clave para optimizar las inversiones públicas y privadas en ambos vectores de descarbonización.



3.5 Políticas recomendadas

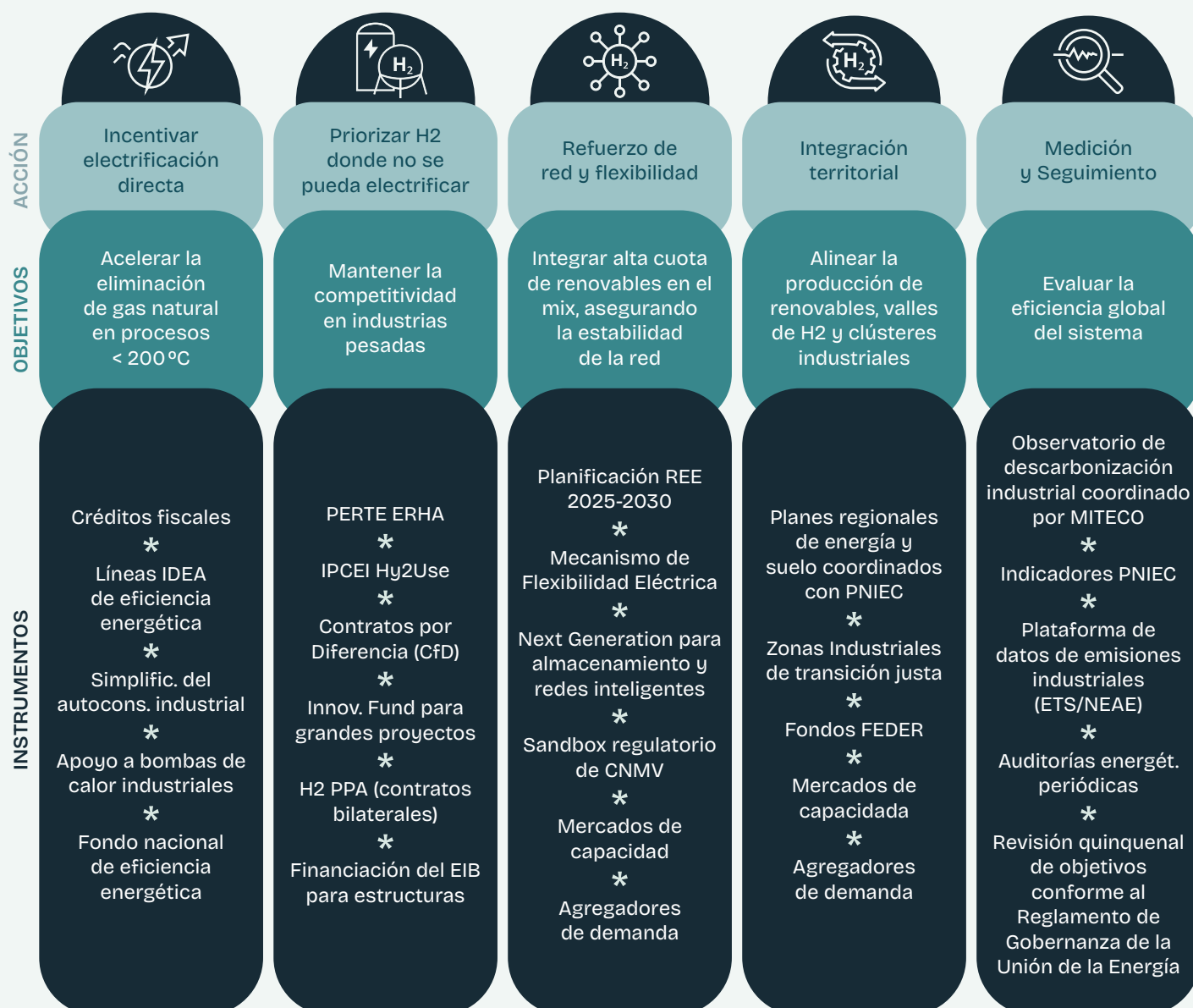
Atendiendo a lo expuesto hasta ahora se puede recomendar actuar en cinco vectores de trabajo, delimitando los objetivos perseguidos por cada uno de ellos y citando algunos de los instrumentos que las soportan y que en muchos casos deben ser aún desarrollados (**Figura 4**).

Estas acciones deben basarse en electrificar los procesos en los que resulte más eficiente, emplear hidrógeno

renovable allí donde sea técnicamente necesario y coordinar ambos vectores a escala territorial y regulatoria.

La aplicación coherente de esta combinación permitirá optimizar la competitividad de la industria nacional y reforzar el papel de España como plataforma energética limpia de Europa, un liderazgo que se consolidará con el desarrollo de los futuros valles del hidrógeno y de los corredores transfronterizos, analizados en el siguiente capítulo.

Figura 4: Políticas recomendadas para promover el hidrógeno



4. Marco estratégico global de la producción de hidrógeno verde

4.1 Contexto internacional

4.1.1 Demanda

La producción mundial de hidrógeno alcanzó en 2023 casi 100 millones de toneladas, con una ligera tendencia al alza respecto a años anteriores (IEA, 2024, p. 161). Más del 90% de este consumo sigue vinculado a hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, utilizado principalmente en el refino, la producción de amoníaco y la siderurgia. Según hipótesis de ambición climática y de tecnologías empleadas, la demanda de hidrógeno para 2050 podría variar significativamente, oscilando entre 150 y 600 Mt, potencialmente impulsada por el despliegue en la electrificación, edificios, industria pesada y química así como el transporte marítimo y aéreo (Consejo Mundial de la Energía, 2021).

4.1.2 Producción

La producción global continúa dominada por el hidrógeno gris. Según la IEA, cerca del 70% proviene del reformado de gas natural y otro 30% del carbón, con China como principal productor. La proporción de hidrógeno bajo en carbono, ya sea azul o verde, apenas representa entre el 1 y el 2% del total (IEA, 2024). No obstante, la Agencia Internacional de la Energía identifica más de 2.000 proyectos de electrólisis operacionales o anunciados a nivel global, con Europa, Norteamérica, Oriente Medio y Australia liderando la cartera¹¹. La aceleración de la inversión en electrólisis está vinculada al descenso previsto de costes y a la ampliación de la capacidad renovable, aunque persisten retos de escalabilidad, certificación y acceso a infraestructuras energéticas (IRENA, 2024b).

4.1.3 Comercio

El comercio internacional de hidrógeno todavía es limitado, ya que la mayor parte se consume cerca del punto de producción. Sin embargo, se están consolidando corredores estratégicos que conectan regiones con abundantes recursos renovables como Chile, Australia, Oriente Medio y el norte de África, con los grandes centros de consumo en Europa y Asia. IRENA (2022a) estima que hacia 2050 hasta un 33% del hidrógeno mundial se movería a través del comercio internacional, principalmente en forma de derivados como amoníaco, metanol o combustibles sintéticos. Para que este mercado se materialice, la armonización regulatoria, la estandarización técnica y los sistemas de certificación de origen renovable resultan factores críticos (IRENA, 2024a, p.6).



¹¹ Véase el seguimiento de dichos proyectos por parte de la IEA en su mapa interactivo: [Hydrogen Production Projects Interactive Map—Data Tools—IEA](#)



4.2. Factores estratégicos clave para la producción de hidrógeno verde

4.2.1. Factores político-regulatorios

El marco político-regulatorio es uno de los principales determinantes para el desarrollo del hidrógeno. La *Estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*, presentada en 2020, estableció un plan integral para desplegar para alcanzar 2×40 GW de electrolizadores de aquí a 2030 (40 GW en Europa y 40 GW en los países vecinos de Europa que exportan a la UE) y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE en ese mismo horizonte (European Commission, 2020a). Este marco se vio reforzado con la publicación del Plan REPowerEU (European Commission, 2022a), que a través del denominado *Hydrogen Accelerator* fija un objetivo indicativo de 10 millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable producido en la Unión y otros 10 millones de toneladas importadas en 2030.

A escala global, el panorama regulatorio presenta una gran heterogeneidad. Mientras algunos países ya han adoptado hojas de ruta nacionales con objetivos vinculantes, otros carecen aún de un marco regulatorio claro (EFI Foundation, 2022). Según IRENA (2022b), la geopolítica del hidrógeno se está configurando en torno a tres ejes principales: la seguridad energética, el acceso a minerales críticos y la definición de estándares de sostenibilidad. En este contexto, la cooperación internacional y el desarrollo de esquemas comunes de certificación se consideran elementos críticos para evitar la fragmentación regulatoria y facilitar el comercio internacional (IRENA, 2024b).

4.2.2. Factores económicos

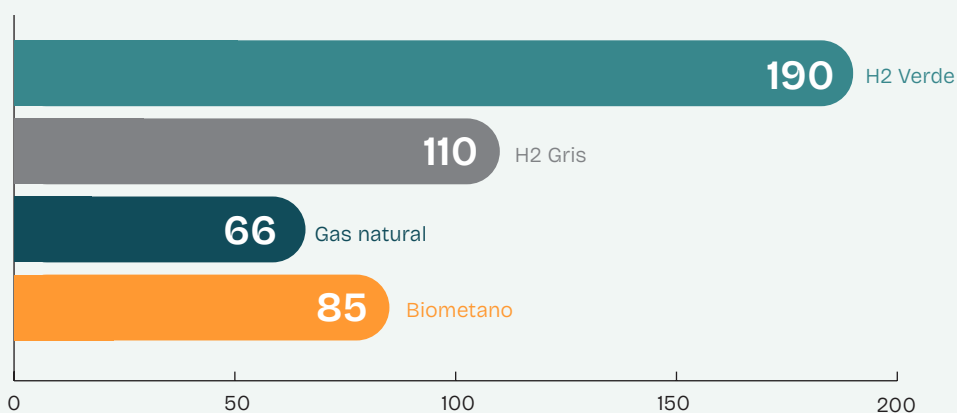
El coste sigue siendo el factor económico decisivo para el despegue del hidrógeno renovable, como se describe en la **Figura 5**.

Hoy en día el precio medio del hidrógeno verde en Europa permanece muy por encima del hidrógeno fósil. Sin embargo, de cara a 2030, se prevé una convergencia significativa con la reducción de los costes de los electrolizadores y de las energías renovables. Los principales estudios indican que el coste del hidrógeno verde tendería a disminuir, aunque por la inestabilidad geopolítica y de los mercados, las proyecciones son peliagudas y, según las hipótesis sean más o menos optimistas, este coste podría variar de 1.6€/kg a 5€/kg¹³.

Al mismo tiempo, otros estudios recientes señalan que existe una brecha entre la ambición política y la implementación real de proyectos, lo que pone en duda la capacidad de alcanzar los objetivos a 2030 (Odenweller & Ueckerdt, 2024). Asimismo, estimaciones de costos globales robustos muestran que, incluso en escenarios óptimos de despliegue, el hidrógeno verde solo será competitivo en determinadas regiones con abundantes renovables y bajos riesgos de financiación (Ordóñez et al, 2023). Por tanto, la producción de hidrógeno verde es una oportunidad competitiva para España, que cumple con las dos características mencionadas, altos niveles de recurso y producción renovable y bajo nivel de riesgo de financiación.

Figura 5.
Comparación de costes de
gases combustibles en 2025,
€/MWh medio en 2024

Fuente: Elaboración propia ¹²



¹² A partir de datos de Eurostat para el gas natural y el European Hydrogen Observatory (Cost of Hydrogen Production <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/index.php/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/cost-hydrogen-production>), sin incluir costes de transporte o almacenamiento para el hidrógeno. Para biometano, McKinsey & Company (2024b).

¹³ Véase este resumen de los estudios actuales disponibles sobre el coste del hidrógeno verde en la web de BNEF: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/liebreich-clean-hydrogens-missing-trillions>.



A pesar de todo, según la IEA, en el caso de Europa –que desarrolló su capacidad de producción actual cuando la demanda podía satisfacerse con gas natural importado a bajo coste–, la combinación de los objetivos de descarbonización y la creciente preocupación por los riesgos para la seguridad energética que plantea la dependencia del gas fósil importado está llevando ahora a la región a sustituir la producción actual por una producción nacional basada en energías renovables (IEA, p. 97).

4.2.3. Factores tecnológicos

El progreso tecnológico es determinante para escalar la producción y habilitar nuevas aplicaciones. Los electrolizadores alcalinos y de Membrana de Intercambio de Protones (PEM por sus siglas en inglés) han alcanzado mejoras notables en eficiencia y durabilidad, mientras que los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) muestran gran potencial en aplicaciones industriales de alta temperatura. Además, la innovación se extiende a toda la cadena de valor, desde el transporte del amoníaco, metanol o portadores líquidos orgánicos, hasta el almacenamiento en cavernas salinas o materiales avanzados para tanques criogénicos. Las tendencias globales en I+D muestran una aceleración en la innovación tecnológica con un fuerte liderazgo de Europa, Estados Unidos, Japón y China, aunque con enfoques divergentes en cuanto a especialización sectorial (Bal, 2025).

La estandarización tecnológica y la reducción de costes de los electrolizadores son condiciones necesarias para que el hidrógeno renovable se integre masivamente en el sistema energético.





5. Análisis sobre política europea de hidrógeno verde

5.1. Política europea

5.1.1. Planes estratégicos

La política de la Unión Europea en materia de hidrógeno se enmarca en el Pacto Verde Europeo¹⁴ que establece el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050. En ese contexto, la Estrategia Europea del Hidrógeno fijó como objetivo instalar al menos 40 GW de electrólisis en la UE para 2030¹⁵. Este plan se presentó junto a la Estrategia de Integración del Sistema Energético (European Commission, 2020b) y activó la Alianza Europea por el Hidrógeno Limpio¹⁶, que actúa como plataforma industrial y de coordinación de inversiones.

Posteriormente, la Ley Europea del Clima y el paquete legislativo Fit for 55 reforzaron estas metas vinculándolas con la reducción del 55% de emisiones de gases de efecto invernadero para 2030¹⁷.

La invasión rusa de Ucrania en 2022 supuso un punto de inflexión: el plan REPowerEU¹⁸ situó al hidrógeno renovable como vector central para sustituir al gas ruso, elevando a 10 millones de toneladas de producción interna y a 10 millones de importaciones. La actualización de 2023¹⁹ reafirmó este compromiso e introdujo mecanismos para acelerar la inversión en proyectos industriales y de infraestructura. En este marco, España se perfila como uno de los principales beneficiarios, gracias a su potencial en renovables y a su posición estratégica como *polo* de exportación hacia el resto de Europa.

5.1.2. Regulación

El marco regulatorio europeo ha evolucionado rápidamente para crear certidumbre en la producción y el uso de hidrógeno. Las revisiones de la Directiva de Energías Renovables de 2018 (RED II) y, sobre todo, 2023 (RED III) establecen objetivos vinculantes para el uso de hidrógeno y combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs): al menos un 42% del hidrógeno consumido en la industria, que aumentaría al 60% en 2035, y un 1% en el consumo energético del transporte en 2030 (European Parliament & Council of the European Union, 2023). Para garantizar la sostenibilidad, la Comisión adoptó dos actos delegados en febrero de 2023: el Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 sobre la metodología de cálculo de las reducciones de gases de efecto invernadero de los RFNBOs y los combustibles de carbono reciclado (RC Fuels), y el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 sobre las condiciones de producción de los RFNBOs.

El marco se reforzó en 2024 con la aprobación del nuevo paquete regulatorio del gas e hidrógeno, la Directiva (UE) 2024/1788 (European Parliament & Council of the European Union, 2024a)²⁰ y el Reglamento (UE) 2024/1789 (European Parliament & Council of the European Union, 2024b)²¹, que establecen normas comunes para los mercados internos y el acceso a las infraestructuras de transporte.

14 European Commission. (2019). *The European Green Deal. Publications Office of the European Union*.

15 European Commission. (2020a). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe (COM/2020/301 final)*, p. 2.

16 European Commission. (2020c). *European Clean Hydrogen Alliance*.

17 European Commission. (2021a). *'Fit for 55': Delivering the EU's 2030 climate target (COM/2021/550 final)*.

18 European Commission. (2022b). *REPowerEU plan (COM/2022/230 final)*.

19 European Commission. (2023a). *REPowerEU plan—Energy strategy*.

20 European Parliament & Council of the European Union (2024b). *Directive (EU) 2024/1787—Internal market for hydrogen*.

21 European Parliament & Council of the European Union (2024c). *Directive (EU) 2024/1788—Internal market for hydrogen*.



Paralelamente, el NZIA de 2024²² refuerza los instrumentos de política industrial para apoyar la manufactura de tecnologías limpias en Europa, incluidos los electrolizadores y las cadenas de valor del hidrógeno. Finalmente, en julio de 2025 se presentó un nuevo acto delegado que fija la metodología de cálculo de emisiones de GEI para distintas vías de producción de hidrógeno bajo en carbono²³, completando así la arquitectura normativa.

5.1.3. Apoyo económico

La Unión Europea ha movilizado un conjunto amplio de instrumentos financieros para estimular la inversión en hidrógeno renovable. El *Hydrogen Public Funding Compass*²⁴ ofrece una visión consolidada de los programas disponibles, que incluyen el Innovation Fund y las líneas de financiación de Horizon Europe de la Comisión Europea.

Entre los mecanismos más destacados se encuentra el *European Hydrogen Bank*, que desde 2023 opera como instrumento para cerrar la brecha entre costes de producción y precios de mercado del hidrógeno renovable a través de subastas. La primera subasta, iniciada en noviembre de 2023 y resuelta en abril de 2024, adjudicó 720 millones de euros para apoyar 1,5 GW de capacidad de electrólisis, mientras que la segunda²⁵, en febrero de 2025, amplió significativamente la dotación. Además, en marzo de 2025 se aprobó un mecanismo específico de apoyo al desarrollo del mercado, destinado a contratos de compraventa a largo plazo²⁶.

A ello se suman los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEIs):

- * Hy2Tech, centrado en el desarrollo de tecnologías de hidrógeno
- * Hy2Use centrado en aplicaciones industriales
- * Hy2Infra dirigido a despliegue de infraestructura
- * Hy2Move dirigido a la movilidad.

Según la Comisión Europea, estos cuatro IPCEI agrupan a 99 empresas de 16 Estados miembros y Noruega, y cuentan con una ayuda estatal de hasta 18 900 millones de euros, que se espera que movilice más de 27 100 millones de euros de inversión privada adicional²⁷.

Por otro lado, las nuevas Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, medio ambiente y energía (CEEAG) permiten a los Estados miembros diseñar esquemas de apoyo nacionales para proyectos de hidrógeno, siempre bajo control de compatibilidad con el mercado interior. España ya está aplicando estas directrices a través de programas que se detallarán posteriormente, alineando así sus estrategias nacionales con el marco europeo.

22 European Parliament & Council of the European Union. (2024a). *Regulation (EU) 2024/1735 (Net-Zero Industry Act)*.

23 European Commission. (2025a). *Delegated act—Methodology for low-carbon hydrogen*.

24 European Commission. (2021b). *Hydrogen public funding compass*.

25 European Commission. (2025b). *Second auction—European Hydrogen Bank*.

26 European Commission. (2025c). *Market development mechanism—European Hydrogen Bank*.

27 European Commission, *Approved IPCEIs in the Hydrogen value chain*.
https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei/approved-ipceis/hydrogen-value-chain_en



5.2. Países líderes y mejores prácticas sobre hidrógeno verde en Europa

Alemania

Alemania lanzó en 2020 su Estrategia Nacional de Hidrógeno para orientarse claramente a un modelo importador con producción doméstica, priorizando el suministro a industria (acero, química) y la seguridad de suministro y la actualizó en 2023²⁸.

Su gran palanca física es el *Hydrogen Core Network*: una red troncal regulada por *BNetzA* que conectará polos industriales, almacenamiento e importación, con entrada en operación hasta 2032 y fuerte reaprovechamiento de gasoductos existentes (aprobada en 2024). El Ministerio estima 9.700 km en servicio entre 2025–2027 en su primera fase, marcando una hoja de ruta muy visible para inversores. En paralelo, Alemania ha creado un mecanismo para fomentar el mercado de hidrógeno, lanzó *Carbon Contracts for Difference (Klimaschutzverträge)* para crear demanda industrial bancable; la primera ronda se presentó en 2024.

Para cerrar el triángulo “oferta-demanda-logística”, Alemania despliega el *H₂Global*, un mecanismo de doble subasta para importaciones de *H₂* y derivados, con ampliación presupuestaria en 2024–2025. A nivel de transporte marítimo, el puerto de Wilhelmshaven avanza como polo de hidrógeno con terminal de amoníaco y 1 GW de electrólisis, preparando cracking y almacenamiento vinculados a corredores industriales. Todo ello se enmarca en una demanda objetivo de 95–130 TWh de *H₂* en 2030, que guía la priorización de usos y las interconexiones.

Francia

Francia lanzó en 2020 su *Estrategia Nacional de Hidrógeno*, y la actualizó en abril de 2025²⁹ con objetivos realistas: hasta 4,5 GW de electrólisis en 2030 y 8 GW en 2035 (recalibración del ritmo de despliegue y de las necesidades sectoriales).

El paquete de financiación pública total para la cadena de valor del hidrógeno (producción, equipos, I+D) alcanza aprox. 9.000 M€, combinando el nuevo mecanismo con *France 2030* y los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI). La pieza central es un mecanismo de apoyo a la compraventa. Este mecanismo asegurará

durante 15 años un precio máximo de compraventa de *H₂* verde, compensando la diferencia con el gris, con lo que está quitando cualquier incertidumbre a inversores que se pueden embarcar a financiar proyectos a largo plazo. Está dotado con 4.000 M€, cuyas primeras convocatorias se lanzaron en diciembre de 2024 para plantas de 5–100 MW.

La política se territorializa en polos industriales (Fos-sur-Mer, Dunkerque, Le Havre–Estuaire de la Seine, Vallée de la Chimie), priorizando descarbonización de las industrias del refino, química y siderurgia, y en paralelo, promoviendo el empleo local. El plan francés asume una maduración prudente del comercio internacional: hasta 2030 prevé pocos pilotos de importación, centrando el esfuerzo en oferta doméstica y usos industriales anclados. Además, se refuerzan movilidad y equipos (furgonetas fuel-cell, pilas y tanques) con líneas específicas de apoyo.

En resumen, este plan combina objetivos cuantificados y creíbles, contrato de producción a largo plazo con presupuesto robusto, y enfoque territorial, conectando ayudas, manufactura y demanda industrial en polos concretos.

Dinamarca

La estrategia danesa de hidrógeno³⁰ y *Power-to-X*, recogida en la *Danish Power-to-X Strategy* del Ministerio de Clima, Energía y Suministro fija objetivos claros y cuantificados de entre 4 y 6 GW de capacidad de electrólisis para 2030, plenamente alineados con la planificación eléctrica y el desarrollo de la energía eólica marina. Además, utiliza un instrumento de apoyo focalizado, la subasta *Power-to-X (PtX)*, dotada con 1,25 mil millones de coronas danesas, que permite la inversiones en diferentes tecnologías del hidrógeno verde. Este instrumento está orientado al escalado industrial.

Desde el inicio, el país habilita la infraestructura necesaria al otorgar mandato al operador del sistema nacional danés de transmisión de electricidad y gas natural, *Energinet*, para el desarrollo de redes y sistemas de almacenamiento de hidrógeno. También integra el sistema *Power-to-X* mediante criterios de ubicación que optimizan la red eléctrica, la flexibilidad operativa y el acoplamiento sectorial entre electricidad, hidrógeno, calor y *CO₂*.

²⁸ Gobierno de Alemania. BMWK (2023). *National hydrogen strategy—Update 2023*.

²⁹ Gobierno de Francia. (2020). *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France*.

³⁰ Gobierno de Dinamarca. (2022). *National Hydrogen Strategy*



Dinamarca mantiene una gobernanza dinámica, con actualizaciones anuales (*Analyseforudsætninger*) que orientan las decisiones público-privadas. También se publica un catálogo tecnológico estatal con costes y parámetros de electrolizadores, utilizado como referencia para la definición de bases de ayuda y procesos de *due diligence*.

Finalmente, el país coordina la producción de hidrógeno y de sus derivados, como e-keroseno, amoníaco y metanol, en sinergia con la generación eólica marina, orientándose a los sectores de difícil descarbonización. A su vez, diseña la neutralidad del portador energético y prepara interconexiones europeas a través de los programas TEN-E y CEF, lo que abre la puerta a la exportación cuando el mercado madure.

Países Bajos

La estrategia neerlandesa de hidrógeno, recogida en la *Hydrogen Strategy for the Netherlands* (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2020)³¹ y actualizada de forma periódica a través de las cartas al Parlamento (*Kamerbrieven*), se caracteriza por una política “viva” y transparente. El Gobierno informa regularmente sobre los avances y ajustes relativos a la calidad del hidrógeno, el almacenamiento y la infraestructura regional, lo que refleja una notable agilidad regulatoria y capacidad de adaptación. El enfoque se basa en una estrategia “*carrier-agnostic*”, que mantiene abiertas varias rutas tecnológicas, como el amoníaco, los Portadores Orgánicos Líquidos de Hidrógeno (LOHC por sus siglas en inglés) o el metanol, y aplica un análisis multicriterio para decidir cómo asignar los apoyos públicos hasta 2035, evitando así un *lock-in* tecnológico prematuro.

En el plano tecnológico, el país ha desarrollado una preparación real para la certificación de RFNBO, con proyectos piloto en cooperación con terceros países, como Australia, y la publicación de guías prácticas para empresas, fortaleciendo su capacidad de cumplimiento antes de la entrada en vigor de los mandatos europeos. Asimismo, dispone de una hoja de ruta para el hidrógeno offshore, estructurada en proyectos de demostración escalonados: categoría Demo-1 (20–50 MW) y categoría Demo-2 (aproximadamente 500 MW), acompañados de consultas públicas y estudios ambientales que permiten reducir riesgos antes del despliegue masivo. El marco también contempla el reaprovechamiento de la red de gas natural existente, configurando una red troncal (backbone) nacional de unos 1.200 km, gestionado por las empresas HyNetwork/Gasunie, con una implantación por fases y planes revisables para garantizar un sistema de distribución operativo. Paralelamente, se ha desarrollado un polo portuario de importación en Rotterdam, preparado para derivados del hidrógeno, como el amoníaco, y su reexportación hacia otros Estados miembros, utilizando la infraestructura logística como palanca de competitividad internacional.

La alineación normativa con la Directiva de Energías Renovables (RED III) y las normas europeas sobre RFNBO se refuerza mediante una ventanilla única y criterios europeos de certificación, que aportan trazabilidad y certidumbre bancaria a las inversiones. Finalmente, la planificación financiera se apoya en análisis basados en evidencia, incluyendo las revisiones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), para priorizar los usos más eficientes del hidrógeno, como el acero fabricado por reducción directa (DRI) o el transporte pesado, y sincronizar la demanda con el desarrollo de la infraestructura.

Tabla 4. Eficiencia de las fases en la cadena de valor del hidrógeno³²

País	Proyectos en operación (>0.5MW)	Proyectos en construcción (>0.5 MW)	Objetivo 2030 capacidad (electrolizadores)	Hitos posteriore	Objetivo 2050
Dinamarca	6	5	4-6 GW		Neutralidad climática
Alemania	5	19	10 GW / Demanda 95–130 TWh H ₂		Neutralidad climática
Francia	4-6 GW	9	4.5 GW	2035: 8 GW	Neutralidad climática
Países Bajos	5	5	4 GW		Neutralidad climática
España	4	6	12 GW		Neutralidad climática

³¹ Gobierno de los Países Bajos. (2022). *Hydrogen strategy—The Netherlands*.

³² Elaboración propia en base a los datos de la web del European Hydrogen Observatory.



5.3. Proyectos transfronterizos

5.3.1. European Hydrogen Backbone

El European Hydrogen Backbone (EHB) es una iniciativa impulsada desde 2020 por un consorcio de operadores europeos de infraestructuras gasistas (TSOs), cuyo objetivo es diseñar y desarrollar una red troncal paneuropea para el transporte de hidrógeno (Amber Grid & et al, 2022, p. 3). La visión actual, que contempla en torno a 53.000 km en unos 28 países³³ hacia 2040, con aproximadamente un 60–70 % de tuberías reutilizadas a partir de la red de gas existente (European Hydrogen Backbone, 2022).

La estrategia del EHB se apoya en fases: primero corredores regionales y proyectos bilaterales, que segundo se interconectarán para formar una red continental. Entre los corredores más destacados, se encuentran:

- * **Corredor Ibérico–Francia–Norte de Europa:** conecta la península ibérica —con un importante potencial exportador gracias a sus recursos renovables y futuros proyectos en puertos como Bilbao, Valencia o Huelva— con Francia y el resto del continente. Incluye proyectos como *H₂Med/BarMar*, que prevé un gasoducto submarino entre Barcelona y Marsella y su prolongación hacia Europa Central.
- * **Corredor del Mar del Norte:** integra la producción de hidrógeno en Países Bajos, Alemania, Bélgica y Dinamarca, aprovechando los grandes parques eólicos offshore. Se configura como uno de los nodos principales de la futura red al concentrar tanto generación como grandes consumidores industriales.
- * **Corredor Báltico–Europa Central:** conecta a los países bálticos y Polonia con Alemania y los principales centros de demanda de Europa Central, reforzando la seguridad de suministro en la región y facilitando la evacuación del potencial eólico y renovable del Báltico.
- * **Corredor Nórdico:** articula el transporte desde los países escandinavos, en particular Noruega y Suecia (con elevado potencial hidroeléctrico y eólico), hacia Europa Central, enlazando con los grandes valles industriales.
- * **Conexiones con importaciones externas:** incluyen enlaces desde puertos estratégicos como Róterdam, Hamburgo, Trieste o Tarento, así como futuras conexiones con el norte de África, que

podrían llegar a través de España o Italia, en línea con los corredores mediterráneos e importadores identificados en REPowerEU.

5.3.2. Corredores ibéricos

La Península Ibérica figura es un nodo estratégico de la futura red paneuropea de hidrógeno, tanto por su alto potencial de generación renovable, solar y eólica, terrestre y *offshore*, como por su posición geográfica privilegiada entre Europa y el norte de África. En este contexto, destacan dos corredores clave que consolidan su papel en el mercado europeo e intercontinental del hidrógeno.

El primero es *H₂Med*³⁴, que constituye el primer gran proyecto de interconexión de hidrógeno verde a escala europea. Incluye dos tramos principales: *BarMar*, un gasoducto submarino que conectará Barcelona con Marsella y *CelZa*, la interconexión terrestre entre Celorico da Beira (Portugal) y Zamora (España). El proyecto, impulsado por los operadores de redes de transporte Enagás, NaTran, OGE, REN, y Teréga, está reconocido por la Comisión Europea como Proyecto de Interés Común (PCI) y se prevé operativo hacia 2032, con una capacidad inicial estimada de 2 millones de toneladas de hidrógeno al año.

El segundo eje es la conexión *con el norte de África*, contemplada en el EHB como una potencial extensión futura de la red troncal. Estos ramales podrían desarrollarse a partir de gasoductos existentes o mediante nuevas infraestructuras submarinas, permitiendo importar hidrógeno verde producido a gran escala en Marruecos, Argelia u otros países del Magreb. Esta región tiene una alta competitividad de costes derivada de su alta radiación solar y potencial eólico, lo que le confiere a la región un papel creciente como suministrador estratégico. En este esquema, España, a través de sus puertos mediterráneos y atlánticos, se configura como la puerta de entrada natural del hidrógeno africano hacia el resto de Europa.

En conjunto, el *H₂Med* consolida a la Península Ibérica como exportador intraeuropeo, mientras que el corredor norteafricano refuerza el papel de España como polo intercontinental del hidrógeno renovable dentro de la arquitectura del *European Hydrogen Backbone*.

³³ 25 países de la UE + Noruega, Suiza y Reino Unido.

³⁴ Véase el portal web de H2Med: <https://h2medproject.com/es/el-proyecto-h2med>



6. Análisis nacional y dimensión energética del hidrógeno verde en España

6.1. Marco estratégico nacional

El punto de partida de la política española en materia de hidrógeno renovable es la *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable* (MITECO, 2020b, p. 15-17), primer documento programático que estableció objetivos cuantificados: instalar 4 GW de electrolizadores en 2030 y sustituir al menos el 25% del hidrógeno utilizado en la industria, junto con metas complementarias en movilidad e infraestructuras. Esta hoja de ruta se inscribe en el marco Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (MITECO, 2020a) (ELP 2050), que define el objetivo de neutralidad climática de España para 2050.

La revisión del *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* (PNIEC 2023-2030) (MITECO, 2024, p. 170.172), cuya versión inicial data de 2021, presentada en 2023 y remitida a la Comisión Europea en 2024, eleva los objetivos a 12 GW de capacidad de electrólisis en 2030. Este incremento sitúa a España entre los países con mayor ambición dentro del marco REPowerEU, alineando su estrategia con el NZIA (2024), que promueve la producción interna de tecnologías limpias.

Previamente, la Hoja de Ruta de 2020 había promovido la creación de valles y clústeres regionales de hidrógeno, iniciativa recogida en los programas PERTE ERHA y en la participación española en los IPCEI Hy2Tech, Hy2Use y Hy2Move³⁵. Estos instrumentos canalizan la inversión público-privada y estructuran el despliegue territorial del hidrógeno en España.

El apoyo de organismos nacionales como el IDAE y el ICO, junto con incentivos autonómicos, refuerza la creación de clústeres industriales especializados (Andalucía, Aragón, Cataluña, Castilla y León, Castilla La Mancha, País Vasco, entre otras).

En síntesis, el marco estratégico nacional del hidrógeno persigue cuatro objetivos complementarios:

- 01** Sustituir el hidrógeno gris existente, reduciendo emisiones en los sectores intensivos.
- 02** Desarrollar una cadena de valor industrial nacional en tecnologías de hidrógeno y electrolizadores.
- 03** Posicionar a España como exportador neto de energía renovable e hidrógeno verde dentro del mercado europeo.
- 04** Impulsar la innovación, el conocimiento y la capacitación tecnológica, fomentando la I+D+i, la formación especializada y los proyectos piloto que permitan reducir costes, mejorar la eficiencia y consolidar un ecosistema nacional de innovación en hidrógeno renovable.

Este marco sienta las bases para el análisis cuantitativo y territorial que sigue, centrado en la distribución regional de la demanda, la capacidad de producción y la integración del hidrógeno en el sistema energético español.

³⁵ Véase toda la información en la web del IDAE:

Hy2Tech: <https://sede.idae.gob.es/tramites-servicios/proyectos-es-hy2tech-concesion-directa-de-subsunciones-los-proyectos-espanoles>

Hy2Use: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-ipcei-hy2/programa-piice-hy2use>

Hy2Move: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-ipcei-hy2/programa-piice-hy2move>



6.2. Marco regulatorio nacional

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética, aprobada en 2021, constituye el marco legal de referencia para alcanzar la neutralidad climática de España en 2050 y para orientar las políticas de descarbonización en todos los sectores económicos. Aunque la ley no fija objetivos específicos para el hidrógeno renovable, sí establece las bases que permiten su desarrollo, proporciona la cobertura jurídica necesaria para reforzar iniciativas sectoriales como la Hoja de Ruta del Hidrógeno.

Su impacto sobre el despliegue del hidrógeno es, por tanto, indirecto pero fundamental.

La ley consolida la electrificación del sistema energético como la vía principal de descarbonización y encomienda al Gobierno la promoción del hidrógeno. Además, al incorporar los principios de la política climática europea, la norma garantiza la coherencia con el marco comunitario, lo que refuerza la posición de España en la transición hacia una economía baja en carbono.

El Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, transpone parcialmente la Directiva (UE) 2018/2001 (RED II) en lo relativo a la promoción de energías procedentes de fuentes renovables en el sector del transporte y al establecimiento de un sistema de garantías de origen para los gases renovables, incluidos el biometano y el hidrógeno. La norma define los criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que deben cumplir los biocarburantes, biogás y otros combustibles renovables, y crea el marco nacional de certificación y trazabilidad para su acreditación ante la Unión Europea. De este modo, el real decreto contribuye al reconocimiento del hidrógeno renovable como vector energético sostenible, complementando los mecanismos de apoyo económico articulados a través del PERTE ERHA y las convocatorias gestionadas por el IDAE.

El marco europeo, articulado en torno a la Directiva (UE) 2023/2413 —que revisa la Directiva 2018/2001 y se conoce como RED III— refuerza el tratamiento del hidrógeno como combustible renovable de origen no biológico (RFNBO) y establece por primera vez objetivos vinculantes para estos combustibles, obligando a los Estados miembros a garantizar cuotas mínimas de RFNBO en el consumo de energía en el transporte y en el uso de hidrógeno en la industria.

España ha traspuesto la Red II sobre la que se apoya la regulación actual del hidrógeno renovable y trabaja activamente en la aplicación y desarrollo legislativo de RED III. En particular, el sistema nacional de garantías de origen para gases renovables fue establecido mediante el Real Decreto 376/2022 y desarrollado por la Orden TED/1026/2022, cuyo procedimiento de gestión corresponde al Gestor Técnico del Sistema gasista. Estos instrumentos se integran con la normativa de autoconsumo regulada por el Real Decreto 244/2019, que habilita el suministro directo de electricidad renovable a instalaciones como las plantas de electrólisis. Asimismo, el Real Decreto-ley 18/2022 incorpora medidas de simplificación administrativa y de impulso a los gases renovables que, aunque no se dirigen exclusivamente al hidrógeno, contribuyen a agilizar la tramitación de proyectos vinculados a su producción y uso.

En la actualidad, la transposición en España del paquete europeo de gas e hidrógeno se encuentra en una fase inicial. El Reglamento 2024/1789, de aplicación directa, ya establece el nuevo marco común para los mercados interiores de gas natural y de hidrógeno, mientras que la Directiva 2024/1788 —que exige su incorporación al ordenamiento nacional antes del 5 de agosto de 2026— aún no ha sido transpuesta. El Gobierno ha iniciado los trabajos preparatorios para adaptar la legislación española, en particular la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, y otras normas derivadas, con el fin de integrar aspectos como el acceso a redes, la regulación de infraestructuras específicas de hidrógeno y la definición de los operadores del sistema.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico llevó ya a cabo entre septiembre y octubre de 2024 una consulta pública previa sobre la transposición al ordenamiento español del nuevo marco europeo de gas y de hidrógeno. Concluida esta fase, el Gobierno habrá de presentar un anteproyecto para someterlo a audiencia pública.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) desempeña un papel central en la vertiente económica y regulatoria del despliegue del hidrógeno, al fijar las metodologías de peajes y retribución de las infraestructuras gasistas y supervisar el acceso a las redes. El sistema nacional de garantías de origen para los gases renovables, incluido el hidrógeno, se articula a partir del Real Decreto 376/2022 y de la Orden TED/1026/2022, que designan al Gestor Técnico del Sistema gasista como



entidad responsable del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, mientras que la CNMC mantiene sus competencias sobre las garantías de origen de la electricidad renovable. Además, a través del Real Decreto-Ley 8/2023, Enagás ha sido designado gestor provisional de la Red Troncal de Hidrógeno (*Spanish Hydrogen Backbone*).

En el ámbito tarifario, las metodologías de peajes y cánones de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento de gas natural se establecen mediante la Circular 6/2020 y otras circulares de la CNMC, y las resoluciones posteriores aplican dichas metodologías para fijar los valores concretos de peajes. Este marco económico será la base sobre la que se adapte en el futuro la regulación de acceso y tarificación de las infraestructuras de hidrógeno en el contexto del paquete europeo de gas descarbonizado e hidrógeno.

6.3. Marco autonómico para el hidrógeno verde

A nivel autonómico, las comunidades ejercen competencias clave en ordenación territorial, energía, industria y medio ambiente, lo que convierte su normativa y planificación en un componente decisivo del marco regulatorio.

Por ejemplo, varias comunidades han aprobado estrategias propias de hidrógeno verde o planes de transición energética regional:

- * Andalucía, con su *Hoja de Ruta del Hidrógeno* (2024) elaborada en el marco de la Alianza Andaluza del Hidrógeno Verde.
- * Aragón, pionera con la Fundación Hidrógeno Aragón (desde 2003), actúa como referencia nacional en ensayos, normalización y apoyo técnico (Gobierno de Aragón, 2023).
- * El País Vasco, con su *Estrategia Vasca del Hidrógeno* (EVE, 2022), integra proyectos industriales, portuarios y de movilidad.
- * Castilla-La Mancha y Extremadura han incorporado el hidrógeno en sus planes de movilidad sostenible y otorgan apoyo económico para proyectos de hidrógeno (Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, 2022; Consejería para la Transición ecológica y la sostenibilidad de Extremadura, 2023).

Estas iniciativas regionales, complementarias a la normativa estatal, definen perímetros de suelo industrial, procedimientos acelerados de licencias y subvenciones específicas, generando un mosaico regulatorio que condiciona dónde y cómo se despliegan los proyectos.

En términos generales, la gobernanza del hidrógeno en España responde a un principio de subsidiariedad y coordinación multinivel: la UE dicta la normativa marco, el Estado establece las reglas básicas y de trazabilidad y coordina el sistema, y las CCAA ejecutan la planificación y promoción industrial, con apoyo de los ayuntamientos en licencias y suelo. Este equilibrio multinivel ha permitido que España concentre centenares de iniciativas de hidrógeno: al menos 361 proyectos identificados en el Censo AeH₂ 2024 (TRL≥3) y más de 500 iniciativas vinculadas al corredor H₂Med notificadas por cerca de 170 empresas en 2025, además de los 7 valles de hidrógeno adjudicados por MITECO (≈2,3 GW de electrólisis).





6.4. Financiación y planes de apoyo público

La financiación del hidrógeno renovable en España se articula sobre una combinación de programas europeos, nacionales y autonómicos, que movilizan inversión público-privada en toda la cadena de valor: producción, almacenamiento, transporte y uso final.

La Unión Europea canaliza su apoyo principalmente a través del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (Next Generation EU) y de los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI) en hidrógeno, que actúan como instrumentos marco para las ayudas de Estado autorizadas por la Comisión (IDAE, 2024a, p.6). España participa en ambos programas a través del IPCEI Hy2Tech (tecnologías y componentes de electrolizadores) y el IPCEI Hy2Use (aplicaciones industriales)³⁶.

En el plano nacional, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) dedica un componente específico, el Componente 9, "Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable y su Integración Sectorial", a fomentar la producción y el uso del hidrógeno verde. Este eje se implementa mediante el Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA), aprobado por el Consejo de Ministros en diciembre de 2021 (MITECO, n.d.-a). Dentro del PERTE ERHA, que prevé en total más de 16.300 M€ de inversión (6.900 M€ de inversión pública y alrededor de 9.500 M€ privada), la línea de hidrógeno renovable cuenta con una dotación pública de 1.555 M€ y una movilización de unos 2.800 M€ de inversión privada (MITECO, 2020a).

A nivel autonómico, diversas comunidades han establecido convocatorias complementarias de ayudas a proyectos de hidrógeno, financiadas con fondos FEDER o regionales:

- * Andalucía (Agencia Andaluza de Energía, 2023): 70 M€ para proyectos de producción y movilidad (IDAE, 2022 & IDAE, 2023).
- * Aragón (Instituto Aragonés de Fomento): líneas de avales y préstamos blandos gestionados por Sodiar.
- * País Vasco → programa *Hazitek* para I+D industrial³⁷.

6.5. Radiografía del sector: capacidades y recursos

España dispone de una combinación singular de recursos naturales, capacidades industriales y base tecnológica que la sitúan entre los países europeos mejor posicionados para desarrollar una economía del hidrógeno verde.

Desde el punto de vista energético, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023–2030 (PNIEC) prevé alcanzar 160 GW de potencia eléctrica renovable instalada en 2030, de los cuales 76 GW corresponden a solar fotovoltaica, 62 GW a eólica, y 22,5 GW a almacenamiento (MITECO, 2024).

Esta disponibilidad, junto con una de las mejores tasas de irradiación solar de Europa (1800–2200 h/año) y un factor de capacidad eólico superior al 25 % en amplias zonas del norte y valle del Ebro, garantiza un suministro competitivo y continuo de electricidad renovable para alimentar, entre otras cosas, la electrólisis³⁸.

En el ámbito industrial, España dispone de empresas que ensamblan sistemas de electrólisis y fabrican componentes esenciales del balance de planta (BoP), como válvulas, compresores, recipientes a presión, intercambiadores térmicos y electrónica de potencia—, integradas en proyectos del IPCEI *Hy2Tech* y del *PERTE ERHA*. Aunque la fabricación completa de *stacks* de electrolizadores aún es limitada, existen proyectos en marcha orientados a desarrollar capacidad industrial de ensamblaje y producción antes de 2030. El Centro Nacional del Hidrógeno (CNH₂) y la Fundación Hidrógeno Aragón coordinan varios programas de I+D para validación de tecnologías PEM y AEM a escala laboratorio y piloto (AeH₂, 2024) (MITECO, n.d.-a).

España también cuenta con una infraestructura energética versátil y parcialmente adaptable. La red gasista nacional, con más de 11.000 km de gasoductos y seis terminales de regasificación (Amber Grid & et al, 2022), puede reconvertirse en parte para transportar mezclas o hidrógeno puro, conforme a los estudios del EHB (2024). Asimismo, los puertos de Huelva, Bilbao, Cartagena y Valencia han iniciado la construcción de infraestructuras de bunkering y exportación de hidrógeno y derivados, integrándose en la red logística del proyecto H₂Med (Enagás, n.d.).

³⁶ Más allá del ámbito industrial, España participa también en el IPCEI Hy2Move (movilidad).

³⁷ Véase <https://www.spri.eus/es/ayudas/hazitek>

³⁸ Factor de capacidad eólico basado en <https://wemakeconsultores.com/eolica-y-solar-en-espana-resumen-del-2025>



En el plano científico-tecnológico, España dispone de una red consolidada de centros de investigación y demostración, como el *Centro Nacional del Hidrógeno* (CNH₂), referencia nacional en I+D aplicada y seguridad, *Tecnalia* y la *Fundación Hidrógeno Aragón*, especializados en validación de sistemas y *grupos de investigación del CSIC, CIEMAT, Universidad de Zaragoza y Universidad de Cantabria*, centrados en materiales, catalizadores y gestión energética.

Estas capacidades técnicas y de conocimiento están respaldadas por un ecosistema empresarial en rápida expansión: la Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂) agrupa ya más de 370 empresas y entidades³⁹.

En conjunto, España combina un recurso renovable abundante, una industria diversificada, una infraestructura energética adaptable y una base científica sólida, configurando una posición estructuralmente ventajosa para escalar la producción, el consumo y la exportación de hidrógeno verde.



6.6. Dimensión territorial y energética de la descarbonización industrial en España

6.6.1. Escenario nacional de demanda industrial de hidrógeno para 2030

El consumo nacional de hidrógeno en España asciende actualmente a casi 0,5 millones de toneladas anuales, casi en su totalidad hidrógeno gris, obtenido mediante reformado de gas natural y empleado principalmente en los sectores de refino, fertilizantes y química básica (Cossent et al., 2025, p.12).

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023–2030 (PNIEC) prevé un cambio estructural en esta dinámica: la instalación de 12 GW de potencia de electrólisis en 2030 (MITECO, 2024, p. 172-174)⁴⁰. Este volumen permitiría sustituir la práctica totalidad del hidrógeno fósil actualmente consumido y atender una nueva demanda industrial emergente derivada de la descarbonización de sectores como el acero, los combustibles sintéticos y el transporte pesado.

Agregando los datos de producción de todos los proyectos adjudicados en el plan H2 Valles, y por lo tanto habiendo superado los criterios mínimos de factibilidad⁴¹ para recibir fondos públicos, se alcanza una capacidad de producción total de casi 270,000 toneladas de H₂/año en 2030, tal y como recoge la **tabla 5**. Además, se suma alrededor de 2.292,8 MW de potencia de electrólisis, garantiza el consumo local de al menos el 60 % del H₂ producido e integra renovables asociadas, almacenamiento y síntesis de derivados (e-combustibles, amoníaco, SAF), consolidando ecosistemas industriales completos.

³⁹ Se pueden consultar estos datos en la web de AEH: <https://aeh2.org/en/the-aeh2>

⁴⁰ Aunque existen estimaciones internacionales para 2050 (por ejemplo, IEA, 2024a), España no dispone de proyecciones oficiales desagregadas por sector industrial y de estimaciones claras a largo plazo. Por ello, no se presentan proyecciones cuantitativas para 2050 y se limita el análisis a valores actuales y objetivos regulatorios hasta 2030.

⁴¹ Los criterios de la convocatoria establecían condiciones mínimas en cuanto a la madurez del proyecto, disponibilidad del terreno, PPA o comprador identificado, tramitación ambiental iniciada, impacto industrial directo, o grado de integración con cadena de valor.

**Tabla 5.** Producción de hidrógeno de los proyectos adjudicado en el plan H2 valles⁴²

Región / eje territorial	Producción esperada (miles de Ton H2/año, 2030)	Sectores predominantes
Andalucía (Onuba)	53,8	Refino, amoníaco y combustibles sintéticos (Moeve, Fertiberia, EDP, Yara)
Galicia (A Coruña-Ferrol)	29,9	Refino, metanol y combustibles portuarios (Reganosa, EDP, Forestal del Atlántico)
Eje del Ebro (Aragón y Cataluña)	95,5	Petroquímica, fertilizantes y exportación (Catalina, HyBERUS, T-HYNET)
Castilla y León (Compostilla Green, Valle Leonés)	89,9	Logística, transporte, e-fuels

6.6.2. Sustitución de fuentes fósiles en la industria: hidrógeno gris y gas natural

La descarbonización industrial en España exige no solo sustituir el hidrógeno gris empleado actualmente en procesos químicos, sino también reducir la dependencia general del gas natural y otros combustibles fósiles en los procesos térmicos industriales. El hidrógeno verde, junto con la electrificación directa, constituye el pilar de esta transición energética, cubriendo rangos de temperatura y usos donde las tecnologías eléctricas no son competitivas.

Estructura actual del consumo energético industrial

Según datos de Enagás, el consumo total de gas natural en España en 2024 alcanzó 311,9 TWh, de los cuales 237,1 TWh correspondieron al consumo convencional (hogares, comercio e industria). Dentro de este grupo, el uso industrial del gas natural representa aproximadamente el 70 % del total, es decir, 176.8 TWh/año (Enagás, 2024, p.7).

Además, la industria española sigue utilizando unos 29 TWh anuales de carbón y fuelóleo (IDAE, 2024a, p.77), y cerca de 0,5 millones de toneladas de hidrógeno gris (≈ 17 TWh)⁴³, empleadas principalmente en refino, fertilizantes y química básica.

En conjunto, estas fuentes fósiles (gas, fuelóleo, carbón y H₂ gris) generan más de 80 Mt de CO₂ anuales, equivalentes a alrededor del 30 % de las emisiones totales del país (MITECO, 2025).

Rangos de sustitución tecnológica

El potencial de sustitución depende de la temperatura del proceso y del tipo de tecnología disponible (véase capítulo 3). La siguiente tabla sintetiza las opciones tecnológicas por rango térmico e introduce comentarios sobre su viabilidad económica.

⁴² Estas cifras excluyen otros proyectos citados anteriormente por no haber aún cumplido en el momento de la convocatoria los criterios mínimos para su apoyo financiero institucional, y utilizan los valores de producción anual de hidrógeno prevista declarados oficialmente en el anexo II de la resolución ministerial a través del IDAE (2025b). No se debe descartar que proyectos adicionales se sumen a esta capacidad en posteriores convocatorias, una vez cumplan los requisitos, o si se financian a partir de fuentes puramente privadas. A efectos de esta proyección, se asume que todos estos proyectos estarán plenamente operativos en 2030 funcionando a niveles de producción de diseño. Son por lo tanto cifras que representan una capacidad de oferta potencial, y no una estimación de demanda efectiva que dependerá de otros factores, entre ellos fundamentalmente el de la competitividad económica frente al hidrógeno fósil.

⁴³ Fuente: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno.html>

**Tabla 6.** Rango de temperaturas y eficiencia de los procesos de suministro de calor de proceso

Rango de temperatura	Proceso típico	Vector de sustitución principal	Eficiencia esperada	Comentario técnico / barreras
<200 °C (baja temperatura)	Secado, fermentación, pasteurización, climatización industrial	Electrificación directa (bombas de calor, resistencias)	150–600 % (COP 3–6)	Sustituible de forma rentable; no requiere hidrógeno.
200–500 °C (media temperatura)	Textil, alimentaria, papel, química ligera	Electrificación directa o mezcla H ₂ /gas	90–120 %	Coste eléctrico puede limitar su despliegue; H ₂ útil como respaldo.
>500 °C (alta temperatura)	Metalurgia, cemento, vidrio, cerámica	Hidrógeno verde o mezcla H ₂ /metano	50–70 %	Pocas alternativas eléctricas; requiere adaptación de hornos y quemadores.

Nota: elaboración propia en base a IDAE (2025a) y Agora Industry (2024).

Fases temporales de sustitución tecnológica

En virtud de lo expuesto en los capítulos anteriores, se pueden hacer las hipótesis siguientes para la incorporación del hidrógeno verde al mercado hasta 2050:

- * **Fase I (2025–2030): Sustitución del hidrógeno gris.**
Sustitución progresiva del hidrógeno fósil por hidrógeno verde en refino, química básica, fertilizantes y transporte pesado, mediante los proyectos adjudicados en el PERTE ERHA y el programa Valles de Hidrógeno Renovable.
- * **Fase II (2030–2040): Sustitución parcial del gas natural en procesos térmicos.**
Introducción del hidrógeno en cementeras, cerámicas, metalurgia ligera y como mezcla en redes gasistas (H₂ ≤ 20 %). Requiere renovación de quemadores, válvulas y sistemas de control.
- * **Fase III (2040–2050): Sustitución estructural de combustibles fósiles.**
Generalización del uso en acero del H₂ en siderurgia (acero DRI), clinkerización y procesos de alta temperatura, complementando la electrificación y el almacenamiento estacional. Exportación de excedentes como e-fuels y amoníaco verde.

El crecimiento de la demanda dependerá de la paridad de costes entre el hidrógeno renovable nacional y el importado. Con costes eléctricos decrecientes y elevada penetración renovable, España podría destinar parte de su producción a exportación hacia 2050, actuando como *hub* energético del suroeste europeo.

6.6.3 Producción nacional y energía renovable requerida

El desarrollo de una economía del hidrógeno verde en España depende directamente de la disponibilidad de electricidad renovable competitiva y abundante. El PNI EC 2023–2030 establece como meta la instalación de 12 GW de electrolizadores en 2030 (MITECO, 2024, p. 522–523), con una producción potencial de 1,7 millones de toneladas de hidrógeno renovable al año (≈56.6 TWh)⁴⁴.

Alineación con la expansión renovable nacional

La estrategia española de electrólisis se apoya en una rápida expansión de las renovables, que en 2024 ya superaban los 80 GW instalados (Red Eléctrica de España, 2024, p. 6), con previsión según el PNI EC de alcanzar 165 GW en 2030 (103 GW solares y 62 GW eólicos) (MITECO, 2024, p. 29). Esto permitirá alimentar simultáneamente el crecimiento de la electrificación directa y el desarrollo de la producción de hidrógeno sin comprometer la seguridad de suministro.

⁴⁴ Adaptado a TWh según el valor de equivalencia energética de 33,3 kWh/kg de H₂ (Observatorio Tecnológico del Hidrógeno, 2025).



Aunque la legislación europea hace que los proyectos de hidrógeno lleven aparejado su propia energía renovable, el hidrógeno verde podría actuar como mecanismo de flexibilidad del sistema eléctrico, absorbiendo excedentes renovables en horas de baja demanda y reduciendo vertidos. Red Eléctrica Española, en sus estudios de prospectiva, advierte que los vertidos de solar y eólica serán significativos en ese horizonte, y posiblemente en volumen suficiente para mantener el funcionamiento estable de dicha capacidad de electrólisis.

Origen renovable y reparto tecnológico

Tabla 7. Contribución de diferentes tecnologías a la generación de energía renovable (MITECO, 2024, p. 511)

Fuente renovable asociada	Participación estimada 2030	Observaciones
Solar fotovoltaica	51 %	Principal fuente por coste y disponibilidad geográfica.
Eólica terrestre y mari	39 %	Cobertura base y generación nocturna; eólica marina flotante en expansión.
Hidráulica y biomasa	10 %	Aporte complementario y respaldo de red.

Balance energético global

España dispone del recurso solar y eólico más competitivo de Europa, lo que la sitúa en posición ventajosa para producir hidrógeno verde a costes competitivos con el gris en 2030. El crecimiento coordinado de renovables, almacenamiento y electrólisis permitiría mantener la estabilidad de la red, reducir vertidos y consolidar al país como exportador neto de hidrógeno y derivados sintéticos.

6.6.4. Corredores de hidrógeno y capacidad de exportación

España se consolida como el principal nodo meridional del sistema europeo del hidrógeno, gracias a su elevada capacidad renovable, su posición geográfica y su red gasista parcialmente reutilizable.

La estrategia nacional combina tres niveles complementarios: corredores internos de integración industrial, infraestructuras de transporte transfronterizo y capacidades de exportación hacia Europa central, articuladas en torno al proyecto H₂Med y al marco del European Hydrogen Backbone (EHB) (MITECO, 2024, p. 172-175) (Amber Grid & et al, 2022, p. 9-13).

Corredores nacionales: integración territorial

Teniendo en cuenta los proyectos financiados en el PERTE ERHA y otras iniciativas (europeas, regionales, privadas)⁴⁵, en España se está articulando una red territorial coherente con tres grandes ejes de articulación territorial y fuertes componentes de exportación y integración en la red H₂Med:

- 01 Eje Atlántico norte**—Une Galicia, Asturias, Castilla y León y el País Vasco, integrando los proyectos del *Valle del Hidrógeno de A Coruña, Asturias H₂ Valley, Compostilla Green, Valle Leonés y el Corredor Vasco BH₂C*.

 - * Principales usos: acero verde, refino, metanol y *bunkering* portuario.
 - * Enlace potencial con Francia (Bayona–Lacq) a través de la futura interconexión norte.
- 02 Eje Sur-Mediterráneo**—Conecta Andalucía, Murcia, Comunidad Valenciana y Cataluña, y constituye el núcleo exportador nacional.

 - * Incluye los valles de Huelva, Algeciras, Escombreras, Castellón y Tarragona.
 - * Vinculado directamente con el gasoducto H₂Med (BarMar).

45 Véase el mapa siguiente: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoIM2QwOGZmOTAtNzRhYS00NmQ0LTlkMDItNjlmZD-NmZjZhMDU3IiwidCI6ImJjZDI3MDFjLWZhOWltNGQxMitiYTiwLWYzZTNIODMwNzBjMSIsImMiOjh9>



03 Eje Central / del Ebro—Integra Aragón, Navarra y Castilla-La Mancha, actuando como columna vertebral de interconexión entre los ejes Atlántico norte y Sur-Mediterráneo.

- * Conexión con los proyectos Catalina, HyBERUS y GetHyGA, y enlace H₂Med con BarMar (España-Francia) y CelZa (Portugal-España).

En conjunto y según escenarios (McKinsey & Company, 2024a, p. 6), estos corredores nacionales garantizarían una red mallada de transporte y consumo local, con un volumen de hidrógeno verde de 1.1 millones de toneladas al año en 2030, de los cuales al menos 200 mil toneladas podrían destinarse a exportación⁴⁶. Estos valles y clústeres industriales configuran una infraestructura territorial equilibrada, con presencia de proyectos en todas las grandes cuencas industriales del país, lo que refuerza el papel de España como futuro *hub* europeo de producción y exportación de hidrógeno verde.

Infraestructura de transporte y almacenamiento

España dispone de una red gasista madura y, aunque el grado de adaptación está sujeto a debate, parcialmente reutilizable para hidrógeno⁴⁷. Según Enagás, los gasoductos existentes podrían adaptarse a transporte de H₂, con una inversión estimada de 4.000–6.000 M€ y puesta en marcha escalonada entre 2028 y 2040 (Enagás, 2025). Además, se prevé la construcción de 1.000 km adicionales de trazado nuevo, destinados a los corredores Atlántico y Mediterráneo⁴⁸.

Los principales elementos de apoyo son:

- * Almacenamientos subterráneos: Serrablo (Huesca), Yela (Guadalajara) y el proyecto Yela II, adaptados para hidrógeno y amoníaco.
- * Terminales portuarias: Algeciras, Huelva, Cartagena, Castellón, Tarragona y Bilbao, con capacidad para exportación de H₂ líquido, amoníaco y e-metanol.
- * Plantas de compresión y *hubs* logísticos: Getafe, Zaragoza, Puertollano y Tarragona, integradas con la red eléctrica y ferroviaria (Corredor Mediterráneo).

Integración con el sistema energético

La interconexión gasista y eléctrica permitiría sincronizar la producción de hidrógeno con la generación renovable, aprovechando los vertidos solares y eólicos en horas valle y contribuyendo a la flexibilidad del sistema eléctrico nacional. El hidrógeno actuaría, así, como almacenamiento estacional y como vector de equilibrio entre oferta y demanda renovable a escala ibérica.

Con los proyectos actualmente planificados, España podría disponer hacia 2032 de una infraestructura de hidrógeno plenamente integrada, capaz de asegurar el consumo industrial interno, de alimentar los corredores transnacionales H₂Med y EHB, y de exportar, en base a las últimas actualizaciones, en torno a 2 millones t/año de hidrógeno verde hacia el resto de Europa⁴⁹.

La combinación de recursos renovables competitivos, red gasista parcialmente reutilizable y posición geoestratégica sitúa por tanto al país como *hub* energético del suroeste europeo y actor clave en la seguridad de suministro de la Unión Europea.

46 En el escenario "current trajectory", se producen 0,6 millones de toneladas de H₂ gris por año en España, y se incrementa 1,5 millones en el escenario aspiracional.

47 Algunos actores consideran que la red gasista española, diseñada para el gas natural, no responde a las necesidades tecnológicas del hidrógeno y que si el blending se hace con gases no renovables por definición la mezcla resultante no va a ser renovable y esto no propiciaría la transición energética. Apuestan, como la Fundación Renovables, por priorizar la generación de hidrógeno in situ.

48 Más información: <https://www.infraestructurasdehidrogeno.es/infraestructura-interior-de-hidrogeno>

49 Véase <https://h2medproject.com/es/el-proyecto-h2med>



7. Estado de la conversación experta en España sobre el hidrógeno

7.1. Retos regulatorios

A pesar del fuerte impulso industrial y financiero, el marco regulatorio del hidrógeno renovable en España sigue incompleto y fragmentado, lo que genera incertidumbre y frena inversiones. La conversación experta coincide en que los principales desafíos no son tecnológicos, sino jurídico-administrativos y de coordinación entre administraciones y niveles de gobierno (MITECO, 2024 & Universidad Pontificia Comillas, 2025).

Definición y trazabilidad

La entrada en vigor del Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 fijó los criterios de *adicionalidad, correlación temporal y geográfica* para el hidrógeno renovable, pero España aún no ha completado la adaptación de su ordenamiento jurídico. Hasta entonces, la ausencia de un esquema de certificación y trazabilidad operativo dificultaba los contratos PPA y los mecanismos de apoyo público, manteniendo un alto riesgo regulatorio para los promotores (European Commission, 2023a, p. 17). Sin embargo, este problema se está solventando, por ejemplo a través del desarrollo del sistema nacional de garantías de origen (GO-H₂) y su integración en *CertifHy*.

Permisos y licencias

El procedimiento administrativo para plantas de electrólisis continúa siendo un cuello de botella. Cada instalación requiere múltiples autorizaciones (energía, industria, medio ambiente y agua), que pueden implicar más de diez organismos distintos. En línea con la Comisión Europea, la *Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂)* propone una "ventanilla única del hidrógeno" y plazos máximos de resolución de 12 meses para proyectos < 50 MW. Algunas comunidades (Aragón, Andalucía, Castilla-La Mancha) ya han creado mecanismos acelerados, pero la falta de un marco estatal unificado sigue limitando la velocidad del despliegue (MITECO, n.d.).

Integración en red y acceso a infraestructuras

Por un lado, a pesar de que España alcanzó en 2024 un 56,8 % de generación renovable y ésta es cada vez más relevante para la industria, hoy el sistema eléctrico se enfrenta a la congestión en el acceso a la red, lo cual podría suponer un problema para los objetivos del PNIEC o los Valles de H₂. Para ello, a través por ejemplo de una revisión y aceleración de los permisos de acceso y conexión industriales mediante ventanilla única y plazos máximos, sería necesario una mayor capacidad de conexión y planificación de la red para aprovechar el recurso renovable (Alinnea, 2025).

Por otro lado, España se está dotando de regulación específica para el transporte y la mezcla (*blending*) de hidrógeno en la red gasista⁵⁰. En torno a ello, existe un fuerte debate, grupos ecologistas opinando por ejemplo que el *blending* pondría en riesgo la consecución de los objetivos climáticos europeos⁵¹.

Por su parte, los expertos de la industria reclaman definir tarifas de acceso, reglas de *unbundling*, reglas de acceso a terceros (Sedigas, 2023) y condiciones de inyección coherentes con la red europea del H₂Med/EHB, actualmente en diseño (Enagás, 2025, p. 11). La próxima transposición de la Directiva 2024/1788 del paquete de hidrógeno y gas se espera que aborde estas cuestiones.

Coordinación multinivel

La descentralización competencial genera diferencias significativas entre comunidades autónomas. Mientras algunas disponen de estrategias y ventanillas propias, otras carecen de instrumentos normativos. Se reclama un marco básico estatal que fije principios comunes y garantice seguridad jurídica, con flexibilidad regional para su desarrollo.

⁵⁰ Véase la Resolución de 13 de junio de 2025 de la CNMC: <https://www.cnmc.es/expedientes/rdcde00625>

⁵¹ Véase la nota de prensa de la red "El Gas no es la solución" de noviembre 2024: <https://fundacionrenovables.org/notas/riesgos-transposicion-paquete-gas-hidrogeno-ue>



Perspectiva europea

El nuevo paquete Gas-H₂ (2024) armonizará el mercado interior europeo, estableciendo normas para certificación, transporte dedicado y acceso no discriminatorio. España deberá adaptar su legislación antes de agosto de 2026; si logra hacerlo sin retrasar la inversión, podría convertirse en uno de los primeros mercados europeos plenamente regulados del hidrógeno verde.

En síntesis, el reto regulatorio español es un problema de sincronización: la infraestructura y los proyectos avanzan más rápido que la norma. Completar la certificación, simplificar permisos y definir la conexión a red son condiciones indispensables para consolidar el papel del país como *hub* europeo del hidrógeno verde.





7.2. Retos económicos

El hidrógeno renovable español es competitivo en costes estructurales gracias al bajo precio de la electricidad solar y eólica, pero requiere certidumbre normativa y financiera. La reducción del *green premium*, la implantación de CfDs y la trazabilidad plena serán decisivas para transformar un sector aún dependiente de ayudas públicas en un mercado autosostenible y exportador antes de 2030.

El desarrollo del hidrógeno renovable en España afronta una brecha económica estructural entre el coste de producción del hidrógeno verde y el precio del hidrógeno fósil (gris). A pesar de los avances tecnológicos, el *green premium* sigue siendo la principal barrera para la competitividad comercial. Los expertos de la Cátedra del Hidrógeno (Comillas) coinciden en que el reto no es la viabilidad técnica, sino la creación de un marco financiero estable y predecible que permita a los proyectos cerrar contratos a largo plazo y atraer capital privado (AeH2, 2024, p. 10-13).

Costes actuales y horizonte de paridad

En 2024, el coste nivelado de producción (LCOH) del hidrógeno verde en España se sitúa entre 3-10 €/kg según el Banco Mundial (2024). Según IBHYX, el primer índice ibérico de precios del hidrógeno renovable, su precio oscila desde principios de 2026 entre 6.15 y 6.25 €/kg⁵². Los factores que más condicionan el coste son el precio de la electricidad (65–80 % del total), el factor de utilización del electrolizador y el coste del capital (CAPEX).

Al mismo tiempo, dentro del mapa europeo, España dispone de condiciones singulares y competitivas para la producción del hidrógeno: abundantes recursos solares y eólicos, costes eléctricos competitivos, una red gasista parcialmente adaptable y experiencia en energías renovables. En este sentido, gracias a un menor precio de la energía solar y uno de los mercados de acuerdos de compra de energía (PPA) más maduros del mundo, entre un 10 % y un 20 % por debajo del coste de producción previsto en Europa Central, el coste nivelado de producción (LCOH) del hidrógeno verde en España podría situarse en 2030 entre 4 y 5,5 €/kg (McKinsey, 2024a).

Instrumentos de apoyo público

Más allá del PERTE ERHA, los IPCEI y el programa H₂ Pioneros, el sector reclama mecanismos de apoyo a la operación, similares a los *Contracts for Difference (CfD)* que la Comisión Europea ha introducido en 2024 para estabilizar los ingresos de los productores (Comisión Europea, 2024).

Adicionalmente, otras herramientas también son consideradas clave, como las subastas de hidrógeno renovable⁵³, bonificaciones fiscales e incentivos regionales (Andalucía, Aragón, Castilla-La Mancha), financiación “blanda” del ICO, el BEI y fondos *Innovation Fund*, y Certificados de Ahorro Energético (CAE) como posibles fuentes adicionales de ingresos.

Mercado incipiente y demanda anclada

El mercado doméstico del hidrógeno verde sigue limitado a proyectos integrados donde el productor y el consumidor pertenecen al mismo consorcio (refino, fertilizantes, acero). Falta aún un mercado mayorista transparente, con precios de referencia y mecanismos de compraventa (PPA de hidrógeno). Aprobado en España mediante el Real Decreto 376/2022, el sistema nacional de garantías de origen (GO-H₂) es en este sentido determinante para establecer trazabilidad y valor diferencial, permitiendo el comercio nacional y transfronterizo.

Financiación y riesgo inversor

El principal obstáculo identificado por la banca y los fondos de inversión es la ausencia de contratos a largo plazo (*offtake agreements*) y la volatilidad del precio del gas. El riesgo regulatorio y de demanda encarece el coste del capital (WACC > 10 %). La estabilidad normativa y la definición de un precio sombra del CO₂ superior a 100 €/t se consideran condiciones necesarias para movilizar inversión privada y alcanzar escala comercial (Curcio, 2025).

⁵² Véase: <https://greenenergy.mibgas.es>

⁵³ Véase por ejemplo la de febrero 2026 del MITECO: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2026/febrero/el-gobierno-adapta-las-bases-reguladoras-de-las-ayudas-al-hidrog.html>



7.3. Retos tecnológicos

El hidrógeno renovable se encuentra en una fase de madurez tecnológica intermedia. Mientras algunas alternativas de hidrógeno verde no parecen todavía disponibles a escala industrial en condiciones competitivas como en la cerámica (Sedigas-PwC, 2024), otras soluciones de producción, almacenamiento y uso son ya viables. Sin embargo puesto que aún carecen de suficiente escala, estandarización y reducción suficiente de costes, los expertos coinciden en que la prioridad tecnológica de España no es la invención, sino la industrialización: fabricar equipos, integrar cadenas de valor y garantizar fiabilidad operativa (AeH2, 2024 & MITECO, n.d.-b).

El reto tecnológico del hidrógeno en España no reside en la viabilidad técnica, sino en pasar de la demostración a la producción en serie. Reducir costes, escalar la fabricación de electrolizadores, desarrollar almacenamiento seguro y establecer normas comunes serán las claves para consolidar un ecosistema industrial competitivo y exportador antes de 2030.

Electrólisis y fabricación industrial

El aumento de capacidad previsto (de 1,5 GW actuales a 12 GW en 2030) exige multiplicar por diez la producción de electrolizadores. En España, existen ya líneas de fabricación y ensamblaje de tecnologías PEM, alcalina y SOEC en empresas como H₂B2, Iberdrola-Cummins, Fusion Fuel y Siemens Gamesa, pero el volumen sigue siendo reducido. Los principales retos son:

- * Escalar la producción nacional de stacks y componentes críticos (membranas, electrodos).
- * Reducir el CAPEX medio de 900–1.200 €/kW a menos de 700 €/kW antes de 2030.
- * Aumentar la durabilidad (de 50.000 a 80.000 horas) y la eficiencia (>75 %).

El PERTE ERHA y el IPCEI Hy2Tech financian centros de innovación en Puertollano, Zaragoza y Bizkaia, pero los expertos sectoriales consultados piden una política industrial coherente que conecte I+D, manufactura y demanda interna.

Almacenamiento y transporte

El almacenamiento a gran escala sigue siendo el eslabón más débil. España depende de almacenamientos geológicos (Serrablo, Yela) y tanques presurizados para usos industriales.

Los retos tecnológicos más relevantes son:

- * Adaptar los almacenamientos subterráneos a la permeabilidad del hidrógeno.
- * Desarrollar sistemas criogénicos y de portadores químicos (amoníaco, metanol, LOHC).
- * Mejorar la seguridad y normativa de materiales (fragilización por hidrógeno, válvulas, soldaduras).

En el transporte, la prioridad es convertir parte de la red gasista existente (11.000 km) y completar los nuevos gasoductos H₂Med, para lo que se requieren ensayos de compatibilidad de aceros y sistemas de detección de fugas (Enagás, 2025b).

Integración sectorial y estandarización

Los electrolizadores y los usos industriales deben integrarse en un sistema eléctrico altamente renovable, operando de forma flexible para absorber excedentes eólicos y solares. Esto exige:

- * Sistemas de control y digitalización avanzada (SCADA, IA para gestión horaria).
- * Estandarización técnica y certificación común europea de equipos.
- * Formación de personal cualificado para diseño, operación y mantenimiento.



7.4. Retos sociales y territoriales

La producción de hidrógeno verde descansa en una alta capacidad de generación de energías renovables. Teniendo en cuenta que otras tecnologías y sectores también necesitarán una mayor contribución de energías renovables, es altamente probable que, al igual que para otros países, España se enfrente a dos retos centrales:

- * La aceptación social del despliegue de renovables;
- * Los conflictos de uso para las renovables.

En el primer punto, el despliegue de renovables viene de forma estructural asociada a cambios no solo tecnológicos, sino también culturales, económicos y territoriales. Ya sea a través de cambios de usos de suelo, de convivencia con otras actividades económicas (agricultura, turismo, etc.) o de impacto sobre el paisaje o la biodiversidad, la implantación de las renovables abre puertas a conflictos sociales y territoriales que tiene que ser entendidos como intrínsecos a una sociedad compleja y plural donde están representados muchos intereses legítimos y contrapuestos de cara la transición ecológica y energética. Ante estas tensiones territoriales que pueden retrasar, frenar o, en algunos casos, incluso parar dicha transición, es importante anticipar los conflictos socio-territoriales poniendo en marcha procesos de transición justa, participativa y transparente que incluyan de forma amplia a todos los sectores de la población en este proceso (Muñiz San Martín, Moya, 2023). Además, es fundamental reflexionar sobre los retornos y beneficios económicos, sociales o culturales que pueden recibir los territorios donde se desarrollan los proyectos de transición energética (Rodríguez, D., 2026).

Por otro lado, de cara al segundo punto, puesto que la transición ecológica se apoya principalmente en la sustitución de las energías fósiles por energías renovables y que existen límites tecnológicos o socio-territoriales en la producción y almacenamiento de electricidad verde, puede llegar a existir conflictos de usos entre diferentes necesidades (industria, transporte, energía, agricultura, centros de datos, etc.).

En concreto, dentro de este marco global, sería necesario calibrar y priorizar de forma correcta las necesidades de energía renovable y electricidad verde en general, y de consumo nacional e industrial de hidrógeno verde en particular así como su capacidad de exportación, teniendo en cuenta, entre otras cosas, la construcción a nivel europeo de la autonomía estratégica.





8. Conclusiones estratégicas

El desarrollo del hidrógeno verde en España representa una oportunidad estructural para avanzar en la descarbonización industrial y consolidar un sistema energético plenamente renovable. El país dispone de ventajas comparativas dentro de Europa: abundancia de recurso solar y eólico, costes eléctricos competitivos, infraestructura gasista reutilizable y una red industrial capaz de integrar nuevas tecnologías de electrólisis y almacenamiento.

El análisis realizado muestra que el hidrógeno verde no es un sustituto universal del gas natural, sino un complemento esencial para los procesos de alta temperatura y para la producción de combustibles sintéticos y materias primas químicas. La electrificación directa cubrirá la mayoría de los usos térmicos de baja temperatura, mientras que la electrificación indirecta mediante hidrógeno permitirá descarbonizar refino, siderurgia, cemento, vidrio y fertilizantes.

La geografía industrial española da lugar a un modelo dual: en el eje mediterráneo y centro peninsular se dará una electrificación prioritaria de tipo directo (industrias de baja temperatura), mientras que en los ejes atlántico y cantábrico se impulsará al hidrógeno verde para procesos de alta temperatura y reducción química. Este patrón permite aprovechar tanto el recurso solar y eólico abundante del sur y el centro como la infraestructura portuaria y energética del norte y sur industrial. Será fundamental que los programas PERTE ERHA y Hy2Use coordinen estas dos trayectorias bajo una misma lógica territorial de eficiencia y especialización.

España ha logrado alinear su estrategia nacional con el marco europeo, a través de documentos como la Hoja de Ruta del Hidrógeno o la inclusión de objetivos ambiciosos en el documento estratégico marco en materia climática y energética: el PNIEC. En ejecución de dicho planteamiento estratégico, se han ido aprobando numerosas iniciativas como el despliegue de líneas de ayudas a través del PERTE ERHA. La meta de 12 GW de electrolizadores en 2030 situaría al país entre los principales productores de hidrógeno renovable de la UE, contribuyendo a los objetivos del REPowerEU y del EHB.

A medio plazo, el reto será consolidar la cadena de valor nacional, disponibilidad de electrolizadores, componentes y sistemas de almacenamiento y desplegar una red de transporte y exportación plenamente interoperable con la europea. El proyecto H₂Med y los corredores Atlántico, Mediterráneo y del Ebro permitirán integrar producción y consumo en el sistema energético ibérico, fortaleciendo la seguridad de suministro regional. Los desafíos siguen siendo *regulatorios*, por la necesidad de un marco homogéneo y predecible; *económicos*, para reducir la brecha de costes frente al hidrógeno fósil y movilizar inversión privada, *tecnológicos*, para escalar la producción y mejorar la eficiencia de los sistemas, y *territorial*, para la aceptación social del despliegue renovable.

España dispone de recursos renovables abundantes, una red eléctrica sólida y un tejido industrial diversificado, condiciones que la sitúan en una posición privilegiada para liderar la descarbonización industrial europea, siempre que se adopte una estrategia racional de asignación energética, basada en electrificar los procesos en los que resulte más eficiente, emplear hidrógeno renovable allí donde sea técnicamente necesario y coordinar ambos vectores a escala territorial y regulatoria.

La aplicación coherente de esta combinación aumentaría la competitividad de la industria nacional y reforzaría el liderazgo europeo de España como plataforma energética limpia, un liderazgo que se consolidaría con el desarrollo de los futuros valles del hidrógeno en el marco de los corredores transfronterizos que son determinantes en la configuración de la red de hidrógeno comunitaria.

En conclusión, España tiene las condiciones técnicas e industriales para convertirse en referente europeo del hidrógeno verde. Su papel no será competir globalmente en precios, sino liderar la integración energética europea, exportar valor añadido, crear empleo cualificado y demostrar que la transición ecológica y justa es compatible con una industria competitiva.

9. Referencias

- AeH2. (2024). Análisis del censo de proyectos AeH2 2024. Asociación Española del Hidrógeno. https://aeh2.org/wp-content/uploads/2024/11/Analisis-del-Censo-Proyectos-AeH2_2024.pdf
- Amber Grid & et al. (2022). A european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries. European Hydrogen Backbone. <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- Bal, S. (2025). Global trends in innovation across hydrogen production, supply and demand chains. *International Journal of Thermofluids*, 15. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666202725003118?via=ihub>
- BH2C. (n.d.). *Proyectos*. <https://www.bh2c.org/es/proyectos>
- BP p.l.c. (2023, February 28). *Bp launches plans for low-carbon green hydrogen cluster in Spain's Valencia region* [Press release]. <https://www.bp.com/press-and-publications/press-releases/bp-launches-plans-for-low-carbon-green-hydrogen-cluster-in-spains-valencia-region>
- CES. (2023). *Memorias CES 2022*. Consejo Económico y Social España. https://ces.es/documents/10180/5233540/Memoria_CES_2022-va.pdf
- Clean fuels for everyone The EU refining sector outlines a possible pathway to achieving climate neutrality by 2050*. (n.d.). FuelsEuropa. https://www.fuelseurope.eu/uploads/files/modules/campaigns/brochure/1657270362_2021_DEF_EN_CFFA_Narrative_digital.pdf
- Commission outlines European Hydrogen Bank to boost renewable hydrogen* [Press release]. (2023, March 16). European Commission. https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16_en
- Consejería para la Transición ecológica y la sostenibilidad de Extremadura, (2023). *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*. <https://doe.juntaex.es/eli/es-ex/dl/2023/01/11/1/dof/spa/pdf>
- Consejo Mundial de la Energía (2021). *Hidrógeno en el horizonte: ¿preparados, listos, ya? Demanda de hidrógeno y dinámica de costes*. En colaboración con EPRI y PwC. https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_Hydrogen_Demand_And_Cost_Dynamics_-_September_2021_SPANISH.pdf?v=1646390519
- Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I. C., Sanz, F. J., & Serna, S. (2025). *Informe anual cátedra de estudios sobre el hidrógeno*. Universidad Pontificia Comillas. <https://files.griddo.comillas.edu/20250312-informe-anual-catedra-hidrogeno.pdf?utm.com>
- Curcio, E. (2025, May 15). *Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319925016234?via=ihub>
- Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities. (2021). *The Government's strategy for POWER-TO-X*. https://www.en.kefm.dk/Media/637788859015138974/PtX%20strategi_ENG3.pdf
- Die nationale wasserstoffstrategie*. (2020). Die Bundesregierung. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=11
- Direct electrification of industrial process heat—An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU*. (2024). Fraunhofer ISI, 2024 on behalf of Agora Industry. https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-36_IND_Electrification_low_heat/A-IND_396_The_business_case_for_electrifying_industrial_heat_WEB.pdf
- Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (Text with EEA relevance). (2018). *Official Journal of the European Union*, L 328, 82–209. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- EFI Foundation. (2022). *Global hydrogen policy and regulatory review*. Energy Futures Initiative. <https://efifoundation.org/wp-content/uploads/sites/2/2023/03/KAPSARC-White-Paper-1-Regulatory-Policy-FINAL.pdf?utm.com>
- EHB. (n.d.). *H2 infrastructure map europe*. European Hydrogen Backbone. <https://www.h2inframap.eu/#map>
- El Corredor Vasco, clave en el 'ecosistema del hidrógeno'. (2022, October 7). *Repsol—Petronor*. <https://petronor.eus/wp-content/uploads/2022/10/El-Corredor-Vasco0Aclave-en-el-ecosistema0Adel-hidrógeno.pdf>
- El primer gran corredor de hidrógeno verde de Europa—H2med*. (n.d.). H2med. <https://h2medproject.com/es/el-primer-gran-corredor-de-hidrogeno-verde-de-europa>
- Enagás. (2024). *El sistema gasista español informe 2024*. <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/sala-de-comunicacion/publicaciones/informe-sistema-gasista/informe-sistema-gasista-2024.pdf>
- Enagás. (n.d.). *H2med*. <https://www.enagas.es/en/energy-transition/hydrogen-network/h2med>
- Enagás. (2025, January 30). *The Spanish Hydrogen Backbone and H2Med receive 100% of the European CEF funding requested from CINEA* [Press release]. <https://www.enagas.es/en/press-room/news-room/press-releases/cef-hydrogen-funds>
- Enagas (2025b). *PCI 9.1.3 Infraestructura interior de hidrógeno en España. Resumen no técnico*. <https://www.infraestructurasdehidrogeno.es/wp-content/uploads/2025/04/Infraestructura-interior-hidrogeno-resumen-no-tecnico.pdf>
- Eurofer (2022). *Low carbon roadmap: Pathways to a co2-neutral european steel industry*. <https://www.eurofer.eu/publications/reports-or-studies/low-carbon-roadmap-pathways-to-a-co2-neutral-european-steel-industry>
- European Hydrogen Backbone—A European Hydrogen Infrastructure vision covering 28 countries, Utrecht, April 2022. <https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>

- European Commission. (2019). *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: The European Green Deal* (COM (2019) 640 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>
- European Commission. (2020a). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe* (COM (2020) 301 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301>
- European Commission. (2020b). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration* (COM (2020) 299 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0299>
- European Commission. (2020c). *European Clean Hydrogen Alliance*.
- European Commission. (2021). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Fit for 55: delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality* (COM (2021) 550 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>
- European Commission. (2022). *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: REPowerEU Plan* (COM (2022) 230 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0230>
- European Commission (2023a), Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. (2023). *Official Journal of the European Union*, L 157, 11–19. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184>
- European Commission (2023b), Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels. *Official Journal of the European Union*, L 157, 20 June 2023, 20–33. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185>
- European Commission. (2024). *European Hydrogen Bank/ H₂ Global auctions—Programme information*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2333
- European Commission. (2025a). *Delegated act—Methodology for low-carbon hydrogen*.
- European Commission. (n.d.-a). *European hydrogen bank*. https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en?utm.com
- European Commission. (n.d.-b). *Hydrogen*. https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen_en
- European Commission. (n.d.). *Mechanism to support the market development of hydrogen*. https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank/mechanism-support-market-development-hydrogen_en
- European Hydrogen Observatory. (2022). *Udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (Power-to-X strategies)*. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/policies-and-standards/national-strategies/denmark>
- European Hydrogen Observatory (2026). *Precios de Producción del Hidrógeno*. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/cost-hydrogen-production>
- European Hydrogen Observatory. *Políticas públicas*. https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/policies-and-standards/national-strategies?field_country_target_id%5B320%5D=320&field_country_target_id%5B341%5D=341&field_country_target_id%5B317%5D=317
- European Parliament & Council of the European Union. (2014). *Regulation (EU) No 1143/2014 of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the prevention and management of the introduction and spread of invasive alien species*. <http://data.europa.eu/eli/reg/2014/1143/oj>
- European Commission. (2018). *Directive (EU) 2018/2001—RED II*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- European Parliament & Council of the European Union. (2023). *Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>
- European Parliament & Council of the European Union (2024a). *Regulation (EU) 2024/1735 of the European Parliament and of the Council establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing ecosystem (Net-Zero Industry Act)*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32024R1735>
- European Parliament & Council of the European Union. (2024b). *Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 (Text with EEA relevance)*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj/eng>
- European Parliament & Council of the European Union (2024c). *Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, por la que se modifica la Directiva (UE) 2023/1791 y se deroga la Directiva 2009/73/CE*.
- European Parliament & Council of the European Union. (2024d). *Regulation (EU) 2024/1789 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen, amending Regulations (EU) No 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 and (EU) 2022/869 and Decision (EU) 2017/684 and repealing Regulation (EC) No 715/2009 (recast)*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1789/oj>
- EVE / Gobierno Vasco (2022), *Estrategia Vasca del Hidrógeno*, Bilbao. www.eve.eus/assets/media/Estrategia-Vasca-del-Hidrogeno.pdf
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany. (2023). *National hydrogen strategy update*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Hydrogen/Downloads/national-hydrogen-strategy-update.pdf>
- France Hydrogène. (2025). *France Hydrogène welcomes the revised National Hydrogen Strategy: At last a clear roadmap for the industry sector*. https://www.france-hydrogene.org/app/uploads/sites/4/2025/04/CP-Publication-de-la-SNH_avril-2025-VEN.pdf
- Fraunhofer ISE. (2023). *Site-specific, Comparative Analysis for Suitable Power-to-X Pathways and Products in Developing and Emerging Countries* Spain section 9.10 page 179-188
- Freire Ordóñez, D., Ganzer, C., Halfdanarson, T., González Garay, A., Patrizio, P., Bardow, A., Guillén-Gosálbez, G., Shah, N., & Mac Dowell, N. (2023). *Quantifying global costs of reliable green hydrogen*. *Energy Advances*, 2, 2042–2054. *Royal Society of Chemistry*, 14. <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2023/ya/d3ya00318c>

- Fundación Instituto de Empresa (2025). *Acelerando la descarbonización de la industria*. Ideas para la acción, Madrid, alinnea. https://www.alinnea.org/wp-content/uploads/2025/12/alinea_IdeasParaLaAccion_4_DescarbonizacionIndustria_fin.pdf
- Fundación Renovables, Hasanbeigi et al (2024) Electrificación del sector industrial de España. <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2024/12/20241127-Electrificacion-del-sector-industrial-de-Espana-1.pdf>
- Gobierno de Alemania (2020). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>
- Gobierno de Alemania BMWK. (2023). *National hydrogen strategy—Update 2023*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Hydrogen/Downloads/national-hydrogen-strategy-update.pdf>
- Gobierno de Aragón. (2023, 4 de abril). *Resolución de 4 de abril de 2023, del Director General de Innovación y Formación Profesional, por la que se establece, con carácter experimental, el programa de especialización en "Operación, mantenimiento y seguridad de sistemas de hidrógeno" para la Comunidad Autónoma de Aragón*. Boletín Oficial de Aragón, núm. 73. <https://www.boa.aragon.es/cgi-bin/EBOA/BRSCGI?CMD=VEROBJ&MLKOB=i272068400505>
- Gobierno de Dinamarca. (2022a). *National Hydrogen Strategy*. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/policies-and-standards/national-strategies/denmark>
- Gobierno de Dinamarca Danish Government. (2022b). *Strategy for Power-to-X (PtX)*. https://www.en.kefm.dk/Media/637788859015138974/PtX%20strategi_ENG3.pdf
- Gobierno de Francia. (2020). *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France*. https://www.economie.gouv.fr/files/2025-04/strategie_nationale_hydrogene_decarbhone_2025.pdf
- Gobierno de Francia. (2024). *France 2030—Hydrogen support mechanism: Call for projects*. <https://www.info.gouv.fr/grand-dossier/france-2030-en/major-objectives>
- Gobierno de los Países Bajos. (2022a). *Hydrogen strategy—The Netherlands*. https://lfa05528-d4e5-4e84-97cl-ab5587d4aabf.filesusr.com/ugd/45185a_f22f45f329cf4841b7604f0c4e6d9c0b.pdf
- Gobierno de los Países Bajos. (2022b). *Hydrogen Roadmap*. <https://www.nationaalwaterstofprogramma.nl/documenten/handlerdownloadfiles.ashx?idnv=2379389>
- H2Med. (2023). *El primer gran corredor de hidrógeno verde de Europa*. <https://h2medproject.com/es/el-primer-gran-corredor-de-hidrogeno-verde-de-europa>
- Hordvei, E., Hummelen, S. E., Petersen, M., Backe, S., & Crespo del Granado, P. (2025, December). *From policy to practice: Upper bound cost estimates of Europe's green hydrogen ambitions*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772783125000378?via=ihub>
- Hong, X. (2024). *Strategic comparison of hydrogen development: China vs EU*. Arxiv—Cornell University. <https://arxiv.org/abs/2408.08874>
- IAEE International Association for Energy Economics—Davi-Arderius and Tooraj Jamasb (2025). *Technology Determinants of Renewables Curtailment: The Case of Spain*, Page 9. https://researchgate.net/publication/391110912_Technology_Determinants_of_Renewables_Curtailment_The_Case_of_Spain
- Iberdrola instala su mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa. (n.d.). Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- IDAE. (2022). *Resolución del Director General de Política Energética y Minas y Vicepresidente del Consejo de Administración del E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P., por la que se conceden ayudas en el marco de la primera convocatoria del Programa de incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/2024-02/Resolucion_proyectos_H2pioneros.pdf
- IDAE. (2023). *Propuesta de resolución definitiva para la concesión de ayudas en relación con la Resolución de 18 de mayo de 2023, del Consejo de Administración del IDAE, por la que se establece la segunda convocatoria del programa de incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable (Programa H2 Pioneros), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/documentos/2023/H2_PIONEROS_2/H2PionerosC2_Prop_Resol_Def_Adjudicacion_v2_20231128_FIRMADO_FIRMADO.pdf
- IDAE (2024a) Identificación de las regiones, clústeres concesión de ayudas correspondientes a la primera convocatoria del programa de incentivos para proyectos de producción y consumo de hidrógeno renovable (clústeres o valles) en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. <https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/documentos/2025/Hidrogeno/H2%20Valles/Resolucion-definitiva-1ra-convocatoria-Valles-H2.pdf>
- IDAE. (2024b). *Programa IPCEI Hy2Use | Idae*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-ipcei-hy2>
- IDAE. (2025a). *Serie Industria y Energía: 15. Documento agregado de la industria*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/Serie-Estudios-Industria-y-Energia/250808_Serie-Industria-y-Energia-15-Documento-agregado-de-la-industria.pdf
- IDAE. (2025b). *Resolución definitiva de la primera convocatoria del programa de incentivos para proyectos de producción y consumo de hidrógeno renovable (clústeres o valles) | Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. <https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/documentos/2025/Hidrogeno/H2%20Valles/Resolucion-definitiva-1ra-convocatoria-Valles-H2.pdf>
- IDAE. (2025c). *Proyectos ES Hy2Move—Concesión directa de subvenciones*. <https://sede.idae.gob.es/tramites-servicios/proyectos-es-hy2move-concesion-directa-de-subvenciones-los-proyectos-espanoles>
- International Energy Agency (IEA). (2021). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector* https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- International Energy Agency (IEA). (2024). *World energy outlook 2024*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>
- International Energy Agency (IEA). (2025). *Global hydrogen review 2025*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>
- Innovation Fund: Six additional projects supporting the decarbonisation of European industry. (2025, July 22). European Commission. https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/innovation-fund-six-additional-projects-supporting-decarbonisation-european-industry-2025-07-22_en
- IRENA. (2022a). *Global Hydrogen Trade*. <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen/Global-hydrogen-trade>

- IRENA. (2022b). *Geopolitics of the energy transformation the hydrogen factor*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jun/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf
- IRENA. (2023). *World energy transitions outlook 2023*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/IRENA_World_energy_transitions_outlook_summary_2023.pdf
- IRENA. (2024a). *Global trade in green hydrogen derivatives Trends in regulation, standardisation and certification*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA_Green_hydrogen_derivatives_trade_2024.pdf
- IRENA. (2024b). *International co-operation to accelerate green hydrogen deployment*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Apr/IRENA_CF_Green_hydrogen_deployment_2024.pdf
- IRENA. (2024c). *Global trade in green hydrogen derivatives*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA_Green_hydrogen_derivatives_trade_2024.pdf
- IRENA. (2024d). *Shaping sustainable international hydrogen value chains*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Shaping_sustainable_hydrogen_value_chains_2024.pdf
- IRENA. (2025). *Analysis of the potential for green hydrogen and related commodities trade*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jun/IRENA_TEC_GH2_and_commodities_trade_2025.pdf
- IRENA. (n.d.). *5 Compressed hydrogen storage*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-hydrogen/5-Compressed-hydrogen-storage>
- Junta de Andalucía (2024). Acuerdo de 13 de febrero de 2024, del Consejo de Gobierno, por el que toma conocimiento de la puesta en marcha de la «Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Andalucía». <https://ws040.juntadeandalucia.es/webconsejos/cgobierno/transparencia/240213/documentos/16Acuerdo.pdf>
- Journal of Technology and Circularity. (2024, octubre 29). *Participamos en la descarbonización de la cerámica investigando en hidrógeno verde—ITC UJI- Instituto Tecnología Cerámica—AICE*. Universitat Jaume I. <https://www.itc.uji.es/participamos-en-la-descarbonizacion-de-la-ceramica-investigando-en-hidrogeno-verde>
- Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha. (2022). *Plan estratégico para el desarrollo energético de Castilla-La Mancha, horizonte 2030*. <https://energia.castillalamancha.es/energia/plan-estrategico-de-desarrollo-energetico-de-castilla-la-mancha-horizonte-2030>
- McKinsey & Company. (2024a). *The Iberian green industrial opportunity: Green hydrogen*. <https://www.mckinsey.com/-/media/mckinsey/industries/electric%20power%20and%20natural%20gas/our%20insights/the%20iberian%20green%20industrial%20opportunity%20green%20hydrogen/the-iberian-green-industrial-opportunity-green-hydrogen.pdf?shouldIndex=false>
- McKinsey & Company. (2024b). *The Iberian green industrial opportunity: Biomethane*. <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-iberian-green-industrial-opportunity-biomethane>
- MITECO. (2020a). *Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050: Estrategia a largo plazo para una economía española, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://ec.europa.eu/clima/sites/its/its_es_es.pdf
- MITECO. (2020b). *Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF
- MITECO. (2021). *PERTE ERHA—Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento*. <https://www.prtr.miteco.gob.es/es/perte/perte-de-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento.html>
- MITECO. (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)—ACTUALIZACIÓN 2023-2030*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
- MITECO (2025a). Documento de Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/es-nid-edicion-2025-pdf>
- MITECO (2025b). Nota de prensa—*Balance de convocatorias PERTE ERHA 2025*. <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/Pedro-Sanchez-destaca-apuesta-Espana-Hidrogeno-verde-renovable-perte-erha-prtr>
- MITECO. (n.d.-a). *PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento*. Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. <https://www.prtr.miteco.gob.es/es/perte/perte-de-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento.html>
- MITECO. (n.d.-b). *Plan nacional integrado de energía y clima (PNIEC 2023-2030)*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html?utm.com>
- Moulton, A. (2023b). *Global hydrogen policy and regulatory review*. Energy Futures Initiative (EFI) & King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC). <https://efifoundation.org/wp-content/uploads/sites/2/2023/03/KAPSARC-White-Paper-1-Regulatory-n-Policy-FINAL.pdf>
- Muñiz San Martín, S., Moya J. (2023): Resolución de conflictos socio-ecológicos y construcción de gobernanza territorial, Eudemon. https://www.centresostenibilitat.cat/wp-content/uploads/2023/10/Eud_CAST_Julio23.pdf
- Odenweller, A., & Ueckerdt, F. (2024). The green hydrogen ambition and implementation gap. *Nature Energy*, 24. <https://www.nature.com/articles/s41560-024-01684-7>
- Observatorio Tecnológico del Hidrógeno (2025). *Producción de hidrógeno renovable por electrólisis: estado actual y perspectivas de la tecnología*. 9 de diciembre del 2025. <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/transicion-energetica/red-hidrogeno/observatorio-tecnologico-hidrogeno/oth-informe-produccion-electrolisis-dic2025-esp.pdf>
- Oficemen (2025) Hoja de ruta de la industria cementera española para alcanzar la neutralidad climática en 2050. https://www.oficemen.com/wp-content/uploads/2025/10/Hojaderutadelcemento_2025.pdf
- Oxford Institute for Energy Studies. 2025. Power-to-Hydrogen-to-Power: Technology, Efficiency, and Applications, Pg11, Power-to-Power: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/07/ET48-Power-to-Hydrogen-to-Power.pdf>

- Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables. (2022). *Boletín Oficial del Estado*, núm. 261, 31 de octubre de 2022. <https://www.boe.es/eli/es/o/2022/10/28/ted1026/con>
- PexaPark—Renewables Market Outlook 2025. <https://pexapark.com/pexapark-renewables-market-outlook-2025> (disponible en su web, con registro)
- PROYECTOS ES HY2MOVE—Concesión directa de subvenciones a los proyectos españoles por su participación en el Proyecto Importante de Interés Común Europeo de tecnologías del hidrógeno en la movilidad y el transporte dentro del Componente 9 del PRTR | Sede IDAE. (n.d.). Inicio | Sede IDAE. <https://sede.idae.gob.es/tramites-servicios/proyectos-es-hy2move-concesion-directa-de-subvenciones-los-proyectos-espanoles>
- Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables. (2022). *Boletín Oficial del Estado*, núm. 118, 18 de mayo de 2022, pp. 68400–68507. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2022/05/17/376>
- Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2023/12/27/8>
- Real Decreto 47/2025, de 28 de enero, por el que se regula la concesión directa de subvenciones a los proyectos españoles por su participación en el Proyecto Importante de Interés Común Europeo del hidrógeno en la movilidad y el transporte, en el marco del componente 9 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia—Financiado por la Unión Europea—Next Generation EU. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2025/01/28/47>
- Red Eléctrica de España. (2024). *Informe del sistema eléctrico 2024*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/ISE_2024.pdf
- Red Eléctrica. (2024, diciembre 19). *Las energías renovables generan el 56% del 'mix' eléctrico español en 2024*. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/12/las-energias-renovables-generan-el-56-del-mix-electrico-espanol-2024>
- Repsol construirá su primera gran planta de hidrógeno renovable en Cartagena. (n.d.). REPSOL. <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2025/repsol-construira-primera-gran-planta-hidrogeno-renovable-cartagena/index.cshtml>
- Rodríguez, D. (2026): *Una propuesta de compensación por el impacto de la instalación de renovables en zonas rurales*, FEDEA. <https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2026/ap2026-01.pdf>
- Rosenow, J. (n.d.). Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435122004160>
- Sedigas (2023) Informe Proyecto CavendishH2. <https://www.sedigas.es/new/actualidad-ficha/?cod=1953>
- Sedigas y PwC. (2024). *Gases renovables para la competitividad industrial*. Asociación Española del Gas (Sedigas).
- Sokil et al (2025). *Horizon Europe. Hydrogen for Heating: Technologies, Challenges, and Opportunities*. <https://open-research-europe.ec.europa.eu/articles/5-143>
- State Aid: Commission approves up to €5.4 billion of public support by fifteen Member States for an Important Project of Common European Interest in the hydrogen technology value chain [Press release]. (2022, July 15). European Commission. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_4544
- Sustainability Directory, 2025 *What Is the Overall Energy Efficiency of the Green Hydrogen Production and Use Cycle? (website article)* <https://energy.sustainability-directory.com/learn/what-is-the-overall-energy-efficiency-of-the-green-hydrogen-production-and-use-cycle>
- Universidad Pontificia Comillas. (2025). *Regulación, barreras y oportunidades del hidrógeno verde*. REPSOL. <https://openroom.fundacionrepsol.com/es/contenidos/regulacion--barreras-y-oportunidades-del-hidrogeno-verde>
- Vidrala (2024). *Sustainability and Energy Transition Report*, https://www.vidrala.com/default/documentos/2203_en-sustainability_statement_2024.pdf
- World Bank. (2024). *Scaling hydrogen financing for development*. The World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099022024121527489/pdf/P1809201780da10e518c061a2e73041a6fc.pdf>





Acrónimos

AeH₂	Asociación Española del Hidrógeno
AEM	Anion Exchange Membrane—Electrolizador de tecnología de Membrana de Intercambio de Aniones
BoP	Balance of Plant—Balance de Planta
BNetzA	Agencia Estatal de Redes Alemana (Electricidad, Gas, Telecomunicaciones, Correos y Ferrocarril)
CAE	Certificados de Ahorro Energético
CaPex	Capital expenditure—inversión de capital
CfDs	Contracts for Difference—Contratos por Diferencia
CCUS	Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CEEAG	Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines—Guías de Asistencia al cambio climático, energía y ambiente
CH₄	Metano
CNH₂	Centro Nacional del Hidrógeno
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
DIN	Deutsches Institut für Normung- Instituto Alemán de Normalización
DRI	Direct Reduction Iron—Reducción directa del hierro
EAF	Electric Arc Furnace—Horno eléctrico de arco
EHB	European Hydrogen Backbone—Red troncal del H2 europea
EHbk	European Hydrogen Bank—Banco europeo del H2
ELP	Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo
ERM	Estación de Regulación y Medida
GdO	Garantía de Origen
HTSO	Hydrogen Transport System Operator—Gestor de red de hidrógeno
ICO	Instituto de Crédito Oficial
IDAE	Instituto para la diversificación y el ahorro de energía
IEA	International Energy Agency—Agencia Internacional de Energía
IPCEI	Important Project of Common European Interest—Proyectos comunes de interés europeo
IRC	Instalación Receptora Común
IRENA	International Renewable Energy Agency—Agencia Internacional de Energía Renovable
IRI	Instalación Receptora Individual
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen—Costo nivelado del hidrógeno
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier- Portadores
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry—Uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura
NGTS	Normas de Gestión Técnica del Sistema
NHS	Estrategia Nacional de Hidrógeno de Alemania
NOx	Óxidos de nitrógeno
NZIA	Ley sobre la industria de cero emisiones netas (Net Zero Industry Act)
PEM	Proton Exchange Membrane—Electrolizadores con tecnología de Membrana de Intercambio de Protones
PCI	Proyecto de Interés Común
PERTE ERHA	Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica en Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PPA Power	Purchase Agreement—Contrato de compraventa de electricidad
PRTR	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
PtX	Power-to-X—Energía-a-X
RC Fuels	Combustibles de Carbono Renovable
REE	Red Eléctrica de España
RFNBO	Combustibles Renovables de Origen No Biológico
RITE	Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios
SAF	Sustainable Aviation Fuel—combustible de aviación sostenible
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell—Electrólisis de Óxido Sólido
TRL	Technology Readiness Level—Nivel de madurez tecnológica
WACC	Weighted Average Cost of Capital—Coste medio ponderado del capital
WB	World Bank—Banco Mundial
WTO	World Trade Organization—Organización Mundial del Comercio

El estudio concluye que España está en condiciones de convertirse en exportador neto de hidrógeno verde y de sus derivados (amoníaco, e-metanol, combustible sostenible de aviación) antes de 2050, siempre que mantenga coherencia entre política industrial, planificación energética y regulación.

Su combinación de recurso renovable, infraestructura existente y capacidad tecnológica emergente la sitúa como hub energético del suroeste europeo y pieza clave en la integración del Mercado europeo del hidrógeno.

Photos: Shutterstock
Diseño: epoqstudio.com

Parte de



Impulsado por



Con el apoyo de

