

DOCUMENTOS DE **PROYECTOS**

La industria del hidrógeno de bajas emisiones para la transición energética

Oportunidades y desafíos en América Latina y el Caribe

Pablo Chauvet
Tatiana Pizzi
Nicolás Olave
Ignacio Godoy



NACIONES UNIDAS

CEPAL



Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

[Deseo registrarme](#)

Conozca nuestras redes sociales y otras fuentes de difusión en el siguiente link:



<https://bit.ly/m/CEPAL>



La industria del hidrógeno de bajas emisiones para la transición energética

Oportunidades y desafíos en América Latina y el Caribe

Pablo Chauvet
Tatiana Pizzi
Nicolás Olave
Ignacio Godoy



Este documento fue preparado por Pablo Chauvet, Oficial Asociado de Asuntos Económicos, y Tatiana Pizzi, Nicolás Olave e Ignacio Godoy, Consultores, todos de la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco de las actividades del programa de cooperación de la CEPAL y la República de Corea 2024, componente "Acelerar las vías de transición energética, con especial atención en las fuentes renovables, la eficiencia energética y la resiliencia".

Se agradecen la revisión y los valiosos aportes y sugerencias para la elaboración de este documento de Martín Abeles, Marina Gil y Rafael Poveda, todos de la División de Recursos Naturales de la CEPAL.

Asimismo, se agradece especialmente a la Agencia Internacional de la Energía (AIE) por la información cuantitativa proporcionada sobre la industria del hidrógeno.

Las Naciones Unidas y los países que representan no son responsables por el contenido de vínculos a sitios web externos incluidos en esta publicación.

No deberá entenderse que existe adhesión de las Naciones Unidas o los países que representan a empresas, productos o servicios comerciales mencionados en esta publicación.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de las Naciones Unidas o las de los países que representan.

Publicación de las Naciones Unidas
LC/TS.2025/106
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2025
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago
S.2500560[S]

Esta publicación debe citarse como: Chauvet, P., Pizzi, T., Olave, N. y Godoy, I. (2025). La industria del hidrógeno de bajas emisiones para la transición energética: oportunidades y desafíos en América Latina y el Caribe. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2025/106). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Introducción	7
I. El hidrógeno y su potencial en la lucha contra el cambio climático	11
A. ¿Qué es el hidrógeno?	11
B. ¿Cómo se produce el hidrógeno?	16
1. Procesos termoquímicos: hidrógeno negro, marrón, gris y turquesa	17
2. Procesos termoquímicos con tecnología CCUS: hidrógeno azul	20
3. Procesos electroquímicos/fotoquímicos: hidrógeno verde, amarillo y rosa	22
4. Procesos biológicos: sin color por ahora	25
5. Hidrógeno natural o blanco	25
C. ¿En qué se usa el hidrógeno?	26
1. Usos tradicionales	26
2. Usos nuevos	30
II. El mercado del hidrógeno en el mundo	37
A. Panorama mundial	37
1. Consumo de hidrógeno	37
2. Producción de hidrógeno	39
3. Evolución de los proyectos de H ₂ BE en el mundo	41
B. Costo del hidrógeno	47
1. ¿Cuál es el costo o precio del hidrógeno?	47
2. El costo nivelado de hidrógeno (LCOH)	49
3. Comparación de costos por vía tecnológica	52
4. El hidrógeno azul (H ₂ A)	55
5. El hidrógeno verde (H ₂ V)	57
C. El potencial económico del hidrógeno en América Latina y el Caribe	58
1. El mercado del hidrógeno en la región	58
2. El potencial de los recursos energéticos de la región para el desarrollo del H ₂ BE	61

III. Planificaciones estratégicas y marcos normativos o regulatorios para el despliegue de la industria del H₂BE en América Latina y el Caribe	75
A. Argentina	76
B. Bolivia (Estado Plurinacional de)	77
C. Brasil	78
D. Chile	79
E. Colombia	80
F. Costa Rica	81
G. Ecuador	82
H. México	83
I. Panamá	84
J. Paraguay	84
K. Perú	85
L. República Dominicana	86
M. Trinidad y Tobago	87
N. Uruguay	87
IV. Reflexiones finales	89
A. Persiste una brecha de costo que limita la competitividad del H ₂ BE	90
B. Los marcos normativos y regulatorios para la industria de H ₂ BE todavía están en desarrollo	91
C. La falta de clústeres (<i>hubs</i>) limita el desarrollo de proyectos y la conformación de la industria de H ₂ BE	91
D. La infraestructura es insuficiente o inadecuada para la industria de H ₂ BE	92
E. Los esfuerzos de los gobiernos y colectivos son clave para el desarrollo de la industria del H ₂ BE	92
F. Las capacidades TOPP para el desarrollo de la industria del H ₂ BE	95
Bibliografía	97

Cuadros

Cuadro I.1	Procesos termoquímicos para producir hidrógeno	21
Cuadro I.2	Procesos electroquímicos para producir hidrógeno	24
Cuadro II.1	Costo nivelado de hidrógeno (LCOH): principales componentes	49
Cuadro II.2	Estimaciones del costo nivelado del hidrógeno (LCOH) y de las emisiones de carbono, por color del hidrógeno, Arcos y Santos, 2023	53
Cuadro II.3	Estados Unidos: descomposición del costo nivelado del H ₂ A basado en gas natural, por proceso de reformado con vapor y autotérmico, 2023	56
Cuadro II.4	Estados Unidos: descomposición del CAPEX del costo de producción del H ₂ V, por tecnología de electrolizador, 2024	57
Cuadro IV.1	Ejemplo de capacidades TOPP para el desarrollo de la economía del H ₂ BE en América Latina y el Caribe	96

Gráficos

Gráfico I.1	Mundo: inversión acumulada en producción de H ₂ BE por intención de uso, 2024	30
Gráfico I.2	Mundo: acuerdos de compraventa firme acumulados de H ₂ BE por producto final, 2021-2025	31
Gráfico II.1	Mundo (regiones y países seleccionados): demanda de hidrógeno por región o país, 2024	38

Gráfico II.2	Mundo: consumo de hidrógeno por industria, 2020-2025e	38
Gráfico II.3	Mundo: producción de hidrógeno por vía tecnológica, 2020-2025e	39
Gráfico II.4	Mundo: producción de H ₂ BE por vía tecnológica y región o país, 2022-2025e	40
Gráfico II.5	Mundo (regiones y países seleccionados): producción potencial de H ₂ BE según proyectos anunciados por vía tecnológica, etapa y región/país, 2030	43
Gráfico II.6	Mundo: producción potencial de H ₂ BE para exportación según proyectos anunciados por vía tecnológica, etapa, portador, comprador y tamaño, 2030	45
Gráfico II.7	Mundo: requerimientos de oferta de H ₂ BE para responder a la demanda proyectada según escenarios, por vía tecnológica, 2024 y 2030.....	46
Gráfico II.8	Mundo: costo nivelado del hidrógeno (LCOH) de las principales vías tecnológicas de producción de hidrógeno, actual y proyectado, por proceso e insumo energético, 2024 y 2030	54
Gráfico II.9	América Latina y el Caribe: consumo de hidrógeno, 2020-2024, y distribución del consumo por industria, 2023.....	59
Gráfico II.10	América Latina y el Caribe: demanda y exportaciones de hidrógeno (y combustibles a base de hidrógeno) por sector, bajo el escenario APS, 2023-2050.....	61
Gráfico II.11	Mundo (regiones o países seleccionados): costo nivelado del hidrógeno (LCOH) de las principales vías tecnológicas de producción de hidrógeno, actual y proyectado, por región o país, 2024 y 2030.....	63
Gráfico II.12	América Latina y el Caribe: costo nivelado del hidrógeno (LCOH) de las principales vías tecnológicas de producción de hidrógeno, actual y proyectado, por proceso e insumo energético, 2024 y 2030	64
Gráfico II.13	América Latina y el Caribe: producción potencial de H ₂ BE según proyectos anunciados por etapa y participación en el mundo, 2030.....	68
Gráfico II.14	América Latina y el Caribe: producción potencial de H ₂ BE según proyectos anunciados por país, etapa, tamaño y uso final, 2050.....	69
Gráfico II.15	América Latina y el Caribe: participación en la producción potencial de H ₂ BE por etapa de los proyectos y por país, 2050	71
Recuadros		
Recuadro I.1	Propiedades del hidrógeno	12
Recuadro II.1	Sistemas de certificación de H ₂ BE en América Latina y el Caribe	72
Diagramas		
Diagrama I.1	Escalera del hidrógeno: sectores e industrias con potencial de adoptar el H ₂ BE	35
Diagrama II.1	Valoración del hidrógeno: del LCOH al precio de mercado	50
Diagrama II.2	Factores que afectan la potencial ubicación de clústeres de H ₂ BE	66

Introducción

En la lucha contra el cambio climático, y como parte del cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)¹, los países en el mundo están explorando, a diferente ritmo e intensidad, soluciones alternativas para descarbonizar sus matrices energéticas, sectores e industrias.

La descarbonización puede incluir estrategias como la transición hacia energías limpias o de bajas emisiones (desfossilización), la electrificación, la eficiencia energética, la integración energética, la tarificación del carbono, entre otras. Estas estrategias generales pueden presentar distintos desafíos—de costos, de eficiencia, tecnológicos, de infraestructura, normativos, políticos, sociales, etc.— que hacen difícil su implementación en todos los sectores o industrias. Por ejemplo, esto ocurre, en las condiciones tecnológicas actuales, con la electrificación del transporte aéreo, con el de buses o de carga de larga distancia o el marítimo debido al tamaño y peso de las baterías que se necesitarían. También ocurre con la desfossilización de la industria química y de materiales poliméricos, cuyos productos tienen como materia prima el carbono y en la actualidad su suministro es de fuentes fósiles.

A estos sectores e industrias se los categoriza como difíciles de electrificar y/o desfossilizar y requieren de otras estrategias. Una estrategia amplia es la de crear una economía circular del carbono (Shaw *et al.*, 2024). Por un lado, el carbono puede sustituirse por alternativas que no contengan carbono, como el hidrógeno de bajas emisiones (H₂BE)²; o bien, por otro lado, el carbono fósil puede sustituirse por fuentes de carbono no fósiles, como el dióxido de carbono, los residuos de biomasa o poliméricos o el metano biogénico, entre otros, donde, en la práctica, los residuos se convierten en materia prima.

Se reconoce entonces que el H₂BE y sus portadores o derivados pueden desempeñar un papel fundamental en la descarbonización de los sectores e industrias difíciles de electrificar y/o desfossilizar y contribuir a la seguridad y resiliencia energética (IEA, 2024a y 2025; World Bank, 2024). Esta visión del potencial del H₂BE y de la economía del hidrógeno no es nueva, fue planteada hace algún tiempo, pero ha ganado reconocimiento desde hace unos pocos años con la madurez tecnológica y la caída de los

¹ Compromisos asumidos con el Acuerdo de París, en particular, con las metas de contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por su sigla en inglés), y la Agenda de Desarrollo Sostenible, en particular, con las metas del Objetivo 13, Acción por el clima, y del Objetivo 7, Energía Asequible y no contaminante. Para más información, véase: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/contribuciones-determinadas-a-nivel-nacional-ndc> y <https://agenda2030lac.org/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible-ods>.

² El hidrógeno de bajas emisiones (H₂BE) comprende principalmente al hidrógeno verde (H₂V), al hidrógeno azul (H₂A), al hidrógeno rosa (H₂R) y al hidrógeno turquesa (H₂T). En el capítulo I se brinda más información sobre cada tipo de hidrógeno.

costos de las tecnologías de energías renovables y de los componentes de las tecnologías para producirlo, como, por ejemplo, entre otros, los electrolizadores, las celdas de combustibles, los sistemas de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS, por su sigla en inglés)³.

Esta situación ha dado impulso a esta industria emergente, lo cual ha llevado que muchos países en el mundo hayan considerado en sus agendas de energía al H₂BE y que se hayan multiplicado los anuncios de proyectos para su producción desde hace pocos años. IEA (2025), sobre la base de los proyectos anunciados, estima que la producción de H₂BE podría alcanzar los 37 millones de toneladas por año (Mtpa) en 2030. Esto representa un poco más del 37% de la producción actual, que se produce en más de un 99% con combustibles fósiles con procesos que emiten GEI y se destina en más de un 99% a aplicaciones tradicionales, que hacen uso del hidrógeno desde hace décadas, como en la industria de refinado de hidrocarburos, la de químicos y la de acero. Es decir, en la actualidad, la producción de H₂BE es marginal al igual que su uso para aplicaciones nuevas, como el sector de transporte de larga distancia y el de generación y almacenamiento de energía⁴.

América Latina y el Caribe (ALC) no ha sido ajena a esta situación y varios de sus países también han incluido al H₂BE en sus agendas y han anunciado proyectos para su producción. Tales son las expectativas generadas por esta molécula y sus portadores que, en algunos de los países de la región, se ha pensado como un producto de exportación. Sucede que la región dispone de recursos naturales y matrices de energía que podrían favorecer el desarrollo de esta industria de bajas emisiones. Por un lado, los importantes recursos eólicos y solares, junto a los recursos hídricos, de algunos países de la región podrían significar ventajas de costos para producir hidrógeno verde (H₂V) frente a otras regiones⁵. Además, algunos países de la región poseen una matriz de electricidad con destacada participación de fuentes renovables y limpias, lo que también podría ser una ventaja para producir H₂BE⁶. Por otro lado, la alta dotación de recursos fósiles de algunos países también podría significar una oportunidad para producir hidrógeno azul (H₂A)⁷.

Aprovechar las ventajas y realizar las oportunidades que tiene la región para producir H₂BE, como es el caso en otras regiones del mundo, depende de ciertas condiciones y garantías. Entre estas se destacan las siguientes: políticas coordinadas con adecuados incentivos a la oferta y demanda frente a otras opciones competitivas en costos y con tecnologías maduras, mercados desarrollados y, en algunos casos, con subsidios explícitos e implícitos; marcos normativos claros y conformes a los múltiples desafíos (tecnológicos, ambientales, operativos, de trazabilidad, de seguridad, de transporte, entre otros) que se plantean para que sea una opción con potencial viable como combustible o materia prima; infraestructura mínima disponible para una producción, distribución y un comercio competitivo del vector. A estas condiciones se le suman las capacidades técnicas, operativas, políticas y prospectivas de las instituciones necesarias para gestionar eficazmente las transformaciones, como el desarrollo de la industria del H₂BE.

Se reflexiona que las excepcionales condiciones naturales para el desarrollo de las energías renovables variables, como la solar y la eólica, que derivan en ventajas de costos para la producción de H₂V, no son

³ Aunque el término “economía del hidrógeno” ganó amplia divulgación y fue popularizado por Jeremy Rifkin con la publicación de su libro “The Hydrogen Economy” en 2002, este fue utilizado en la década de los setenta en artículos de otros autores, como Lawrence W. Jones con “Toward a Liquid Hydrogen Fuel Economy” en 1970 y John Bockris «A Hydrogen Economy» en 1972 y «Energy: The Solar-Hydrogen Alternative» en 1975 (Lean Hydrogen, sin fecha).

⁴ Otras aplicaciones tradicionales se incluyen en la industria electrónica, la de vidrio y la de procesamiento de metales. Y para las aplicaciones nuevas están la de combustibles basados en hidrógeno y la de biocombustibles. En el capítulo I se brinda más información sobre las aplicaciones del hidrógeno.

⁵ La región posee un importante potencial para el desarrollo de las energías renovables intermitentes, por ejemplo, con la energía solar fotovoltaica en el norte de Chile y la energía eólica en el noreste de Brasil y en el sur de Argentina y Chile. Véanse las estimaciones de recursos solares y eólicos por país en el Global Solar Atlas (<https://globalsolaratlas.info/map>) y el Global Wind Atlas (<https://globalwindatlas.info/en/>), respectivamente.

⁶ América Latina y el Caribe (27 países) es la región en el mundo con mayor participación de las energías renovables en la generación de electricidad: 63,8% versus 30,2% en el mundo (OLADE, 2024).

⁷ Véanse las estimaciones por país de las reservas probadas de gas natural y petróleo, así como de las capacidades instaladas de generación eléctrica por fuente en el Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe de OLADE (OsieLAC, <https://sielac.olade.org/default.aspx>).

suficientes para el desarrollo de las cadenas de valor alrededor de esta molécula y sus portadores en la región. Y, de acuerdo con las últimas tendencias y proyecciones, existe un potencial en el corto y mediano plazo de desarrollo de la industria del H₂BE y sus portadores mayormente para el mercado interno, en sectores o industrias difíciles de electrificar y/o desfosilizar con capacidades instaladas y demandas establecidas en los países, y que este desarrollo servirá para construir y cerrar brechas de capacidades que permitirán en el mediano y largo plazo consolidar la industria para el mercado de exportación.

Ante las expectativas que genera esta industria emergente, el presente documento busca ofrecer un análisis de la situación del hidrógeno en el mundo y una reflexión crítica de la vigencia estratégica del H₂BE para ALC. Se exponen datos, información y análisis clave con la intención de brindar pistas sólidas que permitan evaluar la validez de las expectativas observadas años recientes respecto a la relevancia que podría tener el impulso de esta industria en la región.

Para ello, sobre la base de información de fuentes secundarias, se presentan y analizan las características actuales del mercado de hidrógeno en el mundo, se contrasta con la posición de la región en términos de producción y consumo de hidrógeno y se evalúa su potencial para el desarrollo de la industria del H₂BE, dada su dotación de recursos naturales y los esfuerzos de los gobiernos en materia de estrategias y marcos normativos y regulatorios para esta industria, además de los proyectos anunciados en varios de los países.

Asimismo, se identifican algunos de los principales desafíos que podrían limitar el desarrollo del H₂BE y se formulan recomendaciones para superarlos a fin de aprovechar las oportunidades que esta industria posibilita para los países de la región en la lucha contra el cambio climático y para contribuir a la seguridad energética, la diversificación energética y productiva, la agregación de valor, los encadenamientos, entre otros.

El documento se estructura de la siguiente manera. Seguido a la introducción, en el primer capítulo, se explica de manera resumida qué es el hidrógeno, cómo se produce y qué usos tiene, tanto los actuales como los potenciales. En el segundo capítulo se expone, por un lado, una síntesis de la situación del mercado mundial, con la producción y el consumo actual, los proyectos anunciados, las proyecciones de demanda y los determinantes de precios y costos del hidrógeno. Por otro lado, se analiza el potencial económico del H₂BE en América Latina y el Caribe a partir de factores clave que son atractivos o necesarios para el desarrollo de esta industria en la región. Luego, en el capítulo III se presentan los avances de los países de la región en la gobernanza de la industria del H₂BE, para lo cual se han identificado los esfuerzos de los gobiernos para impulsar su desarrollo. Finalmente, en el último capítulo se proponen reflexiones y recomendaciones para que la industria del H₂BE sea posible en los países de la región con potencial y contribuya tanto a la transición energética como a la transformación productiva de sus economías. Entre estas recomendaciones se destaca la necesidad de reforzar las capacidades técnicas, operativas, políticas y prospectivas de las instituciones de gobierno para que sus esfuerzos, sean coherentes y estén coordinados, y se complementen con los esfuerzos de los otros sectores, para aprovechar las sinergias y potenciar sus efectos para un desarrollo sostenible de la industria del H₂BE.

I. El hidrógeno y su potencial en la lucha contra el cambio climático

A. ¿Qué es el hidrógeno?

El hidrógeno es el elemento más simple que se conoce, el más ligero de todos los gases y el más abundante del universo, ya que constituye el 75% de la masa de toda la materia visible en estrellas y galaxias.

Cada átomo de hidrógeno se compone, en general, de un único protón, con carga eléctrica positiva, en su núcleo y un único electrón, con carga eléctrica negativa, que orbita alrededor del núcleo. Como las cargas asociadas al protón y al electrón de cada átomo de hidrógeno se anulan mutuamente los átomos de hidrógeno individuales son eléctricamente neutros.

Asimismo, químicamente, la disposición atómica de un solo electrón orbitando alrededor de un núcleo es altamente reactiva. Por ello, los átomos de hidrógeno se combinan de forma natural en pares moleculares (es decir, como H_2 en lugar de H). El dihidrógeno (H_2) es la forma más estable y común en la que el hidrógeno se encuentra en la naturaleza. Sin embargo, no está disponible de forma libre, sino que se encuentra asociado con otros átomos formando compuestos como el agua (H_2O), hidrocarburos livianos como el metano (CH_4), hidrocarburos pesados como los combustibles que contienen heptano (C_7H_{16}), entre muchos otros.

El hidrógeno se obtiene de estos compuestos o materias primas que lo contienen a través de procesos que consumen y producen energía. Por ello, el hidrógeno y sus derivados son vectores o portadores de energía y no fuentes de esta. Una vez producido, el hidrógeno puede utilizarse para almacenar, transportar y suministrar energía con baja o nula emisiones de carbono. El hidrógeno puede almacenarse como líquido, gas o compuesto químico, y se convierte en energía mediante procesos de combustión tradicionales (motores, hornos o turbinas de gas), mediante procesos electroquímicos (celdas de combustible) y mediante procesos híbridos como los sistemas integrados de gasificación de ciclo combinado y celdas de combustible. Además de ser un combustible, también se utiliza como materia prima (insumo) en diversas industrias y se involucra en diversas cadenas de valor.

El hidrógeno puede producirse en grandes instalaciones centralizadas o en pequeñas instalaciones distribuidas y puede transportarse por camión, tubería, buques u otros medios. El hidrógeno es altamente versátil como portador de energía y materia prima y, por su alta densidad de energía por unidad de masa, ofrece ventajas que pueden ayudar a la descarbonización de sectores difíciles de electrificar y/o desfosilizar.

El hidrógeno, al ser portador de energía y no una fuente, tiene similitudes con la electricidad: se producen de varias fuentes de energía y con distintas tecnologías; son versátiles y pueden utilizarse en muchas aplicaciones; sus usos no generan emisiones de GEI ni producen partículas u otros contaminantes; sus producciones pueden ser altamente intensivas en emisiones de GEI si no están basadas en energía renovable, nuclear o fósil con CCUS. Asimismo, tienen diferencias: el hidrógeno es un vector de energía química, compuesto por moléculas y no solo por electrones, como la electricidad. Esta distinción sustenta las razones por las que el hidrógeno podría superar a la electricidad en algunas situaciones (y viceversa). La energía química es atractiva porque puede almacenarse y transportarse de forma estable, como se hace con los combustibles fósiles y la biomasa. Las moléculas pueden almacenarse (durante largos períodos), transportarse, quemarse para producir altas temperaturas y utilizarse en infraestructuras y modelos de negocio existentes diseñados en torno a los combustibles fósiles. Debido a su naturaleza molecular, el hidrógeno también puede combinarse con otros elementos, como el carbono y el nitrógeno, para fabricar combustibles basados en hidrógeno que son más fáciles de manejar y pueden utilizarse como materia prima en la industria, lo que contribuye a reducir las emisiones (IEA, 2019).

El recuadro I.1 a continuación brinda un resumen de las principales propiedades físicas y químicas del hidrógeno que determinan las oportunidades, pero también los desafíos de su uso.

Recuadro I.1 Propiedades del hidrógeno

Propiedades físicas

El hidrógeno tiene el segundo punto de ebullición y de fusión más bajos de todos los elementos, sólo superado por el helio. A presión atmosférica, aproximadamente, alcanza su punto de ebullición a 20 K (-253 °C) y su punto de fusión a 14 K (-259 °C). Para comparar estas bajas temperaturas, en el límite, a 0 K (-273,15 °C) se alcanza la temperatura más baja del universo, a la que se detiene todo movimiento molecular.

El punto de ebullición de un combustible es un parámetro crítico, ya que define la temperatura a la que debe enfriarse para almacenarlo y utilizarlo como líquido. Los combustibles líquidos (como gasolina, diésel, metanol y etanol) ocupan menos espacio de almacenamiento y, en general, son más fáciles de transportar y manipular que los gaseosos (como gas natural e hidrógeno), que deben almacenarse como gas presurizado o como líquido criogénico^a.

El hidrógeno es inodoro, incoloro e insípido. Además, no es tóxico, pero puede actuar como un simple asfixiante al desplazar el oxígeno del aire en un espacio cerrado si hay una fuga importante. La inhalación de hidrógeno puede dar lugar a una mezcla inflamable dentro del organismo y puede provocar pérdida de conciencia y asfixia.

El hidrógeno tiene el menor peso atómico de todas las sustancias y, por tanto, una densidad muy baja, tanto en estado gaseoso como líquido.

Densidad del hidrógeno

Combustible	Densidad como vapor (a 20 °C, 1 atm)	Densidad como líquido (a punto normal de ebullición, 1 atm)
Hidrógeno	0,08 kg/m ³	70,8 kg/m ³
Metano	0,65 kg/m ³	422,8 kg/m ³
Gasolina	4,4 kg/m ³	700 kg/m ³

Fuente: Lanz y otros (2001).

Nota: 1 atm = 1 atmosfera como unidad de presión.

Al tener una baja densidad tiene un alto volumen específico. Esto se evidencia con su densidad relativa (gravedad específica) y con el coeficiente de dilatación térmica. Como vapor, el hidrógeno tiene una densidad aproximada del 7% de la del aire, y, como líquido, una densidad aproximada del 7% de la del agua. El coeficiente de dilatación del hidrógeno es de 1:848, lo que significa que el hidrógeno en estado gaseoso a condiciones atmosféricas ocupa 848 veces más volumen que en estado líquido. En comparación, el coeficiente de dilatación del gas natural es de 1:600.

Incluso como líquido, el hidrógeno no es muy denso. Por ejemplo, cada metro cúbico de agua (compuesta de hidrógeno y oxígeno) contiene 111 kg de hidrógeno, mientras que un metro cúbico de hidrógeno líquido sólo contiene 71 kg de hidrógeno. Por lo tanto, el agua contiene más masa de hidrógeno por unidad de volumen que el propio hidrógeno, debido a su apretada estructura molecular. Lo mismo ocurre con la mayoría de los compuestos que contienen hidrógeno líquido: un metro cúbico de metanol contiene 100 kg de hidrógeno y un metro cúbico de heptano, 113 kg. Los hidrocarburos son portadores compactos de hidrógeno con la ventaja añadida de tener una mayor densidad energética que el hidrógeno puro.

Las moléculas del gas hidrógeno son más pequeñas que las de todos los demás gases, y puede difundirse a través de muchos materiales considerados herméticos o impermeables para otros gases a través de un proceso de permeación. Esta propiedad hace que el hidrógeno sea más difícil de contener que otros gases. Asimismo, las fugas de hidrógeno líquido se evaporan muy rápidamente, ya que el punto de ebullición del hidrógeno líquido es extremadamente bajo.

El hidrógeno (ya sea gaseoso o líquido) mientras se encuentra almacenado no es inflamable debido a la ausencia de oxígeno en los cilindros o tuberías. El combustible solo se vuelve inflamable en las áreas periféricas de una fuga, cuando este se mezcla con el aire (oxígeno) en proporciones suficientes y hay una fuente de ignición (chispas, llamas o calor intenso). En este caso, pequeñas fugas de hidrógeno pueden provocar incendios o explosiones. El riesgo de combustión y explosión aumenta cuando el hidrógeno fugado se concentra en un entorno cerrado. Sin embargo, dado el tamaño de sus moléculas, que aumenta la probabilidad de fuga, también se traduce en una flotabilidad y difusividad muy elevadas, por lo que el hidrógeno fugado asciende y se dispersa rápido en un espacio abierto. De esta manera, el área de inflamabilidad del hidrógeno fugado es muy localizada y se dispersa rápidamente. Sucede lo contrario con las fugas de gasolina o diésel que se propagan lateralmente y se evaporan lentamente. O con las fugas de gas propano, que es más denso que el aire, por lo que se acumula en puntos bajos y se dispersa lentamente. Incluso con el gas metano, que es más ligero que el aire, por lo que se dispersa rápidamente, pero no tanto como el hidrógeno que es más boyante.

De todas maneras, por las propiedades químicas que se explican a continuación, a temperatura atmosférica estándar, el hidrógeno es inflamable y explosivo en un rango muy amplio de concentraciones en el aire (de 4% a 75% en el primer caso y de 15% a 59% en el segundo). En cambio, los rangos de inflamabilidad del metano, propano, gasolina y diésel son más acotados. Asimismo, aunque el hidrógeno tiene una temperatura de autoignición más alta que estos combustibles, su energía de ignición es de una magnitud menor y, por lo tanto, es más fácil de inflamar (ante la presencia de una fuente mínima de ignición).

Propiedades químicas

Todos los combustibles químicos son muy reactivos. Se produce una reacción química cuando las moléculas de combustible forman enlaces con el oxígeno (del aire), de modo que las moléculas finales reaccionadas se encuentran en un estado energético inferior al de las moléculas iniciales sin reaccionar.

A medida que las moléculas reaccionan, el cambio en el estado de energía química va acompañado de la correspondiente liberación de energía que se puede aprovechar para realizar un trabajo útil. Esto es cierto tanto en una reacción de combustión (como en un motor de combustión interna, donde la energía se libera explosivamente en forma de calor) como en una reacción electroquímica (como en una batería o celda de combustible, donde la energía se libera en forma de potencial eléctrico y calor).

Por ejemplo, cuando se proporciona una pequeña cantidad de energía de activación en forma de chispa a una mezcla de hidrógeno y oxígeno ($2\text{H}_2 + \text{O}_2$), las moléculas reaccionan vigorosamente, liberando una cantidad sustancial de calor, con agua, esto es, vapor como producto final ($2\text{H}_2\text{O}$). La reacción de formación de agua a partir de hidrógeno y oxígeno es reversible. Por lo tanto, es posible convertir el agua —en un estado de baja energía— en hidrógeno y oxígeno —en un estado de mayor energía— cuando se proporciona una cantidad de energía ligeramente superior a la que se liberó anteriormente (un extra para cubrir las pérdidas). Este es el principio en el que se basa la producción de hidrógeno por electrólisis.

Todos los átomos presentes al principio de una reacción están presentes al final de esta, aunque pueden reorganizarse en moléculas diferentes. Los combustibles de hidrocarburos, además de hidrógeno y carbono, pueden contener otras impurezas como azufre. El aire, además de oxígeno (21%), está compuesto por nitrógeno (78%) y gases traza (1%, principalmente argón, pero también dióxido de carbono y otros). La presencia de carbono, nitrógeno y azufre (así como de hidrocarburos que no han reaccionado) da lugar a compuestos químicos durante la combustión que provocan smog con graves consecuencias para la salud y el medio ambiente: óxidos de carbono (COx), de nitrógeno (NOx) y de sulfuro (SOx) además de partículas (visibles, como el hollín, y no visibles, como las micropartículas).

El hidrógeno es un combustible casi ideal para la reducción del smog cuando se quema. Como no contiene carbono ni azufre, no produce COx, ni SOx, ni hollín durante la combustión (aunque la combustión de aceite lubricante puede producir trazas). Además, aunque permite una combustión más pobre, resulta en temperaturas de combustión más bajas y emisiones de NOx muy bajas, y, como no es tóxico, el hidrógeno no quemado no supone un riesgo directo para la salud.

Asimismo, cuando se utiliza como combustible en un motor de combustión interna, tiene un índice de octano de investigación (RON, por su sigla en inglés) muy alto y superior al de los combustibles fósiles, por lo tanto, es resistente a las detonaciones (por autoignición), incluso cuando se quema en condiciones muy pobres.

En cambio, el hidrógeno es un combustible ideal para reducir el smog cuando se utiliza electroquímicamente en celdas de combustible (en lugar de ser quemado), ya que produce cero emisiones nocivas. Además, los NOx se eliminan por completo debido a la baja temperatura de funcionamiento (80 °C) de las celdas y no hay aceite lubricante presente en estas celdas (por lo que no hay reacción del aceite ni producción de trazas).

Cada combustible puede liberar una cantidad fija de energía cuando reacciona completamente con el oxígeno para formar agua. Este contenido energético se mide experimentalmente y se cuantifica mediante el poder calorífico superior (PCS) y el poder calorífico inferior (PCI) del combustible. La diferencia entre el PCS y el PCI es el "calor de vaporización" y representa la cantidad de energía necesaria para vaporizar un combustible líquido y convertirlo en combustible gaseoso, así como la energía utilizada para convertir el agua en vapor. El hidrógeno tiene la relación energía-peso más alta de todos los combustibles no nucleares, ya que es el elemento más ligero y no contiene átomos de carbono pesados (véase cuadro).

Poder calorífico del hidrógeno

Combustible	Poder calorífico inferior (a 25 °C, 1 atm)	Poder calorífico superior (a 25 °C, 1 atm)
Hidrógeno	120 MJ/kg	142 MJ/kg
Metano	50 MJ/kg	56 MJ/kg
Propano	46 MJ/kg	50 MJ/kg
Gasolina	44 MJ/kg	47 MJ/kg
Diésel	42 MJ/kg	45 MJ/kg
Metanol	18 MJ/kg	20 MJ/kg
Antracita ^a	24 MJ/kg	n/a
Lignito ^a	17 MJ/kg	n/a
Leña (seca)	16 MJ/kg	n/a
Uranio natural ^b	500 GJ/kg	n/a
Uranio enriquecido ^c	3 900 GJ/kg	n/a

Fuente: Sobre la base de Lanz y otros (2001a) y World Nuclear Association (2020).

Nota: 1 atm = 1 atmósfera como unidad de presión; MJ = mega julio = 10⁶ julios, GJ = giga julio = 10⁹ julios; valores de poder calorífico redondeados; n/a = no aplica.

^a Carbón mineral.

^b Uranio natural en reactor de agua ligera.

^c Uranio enriquecido a 3,5% en reactor de agua ligera.

Si se compara con la densidad de energía por unidad de masa de las baterías, ya que el poder calorífico no aplica a estas, se tiene que las baterías de plomo-acido tienen una densidad aproximada que varía según el modelo (composición química) de 0,11 a 0,18 MJ/kg y las de iones de litio de 0,18 a 0,94 MJ/kg^b. Valores por debajo del poder calorífico del hidrógeno.

En concreto, la cantidad de energía liberada durante la reacción del hidrógeno, en términos de masa, es aproximadamente en promedio 2,5 veces superior al calor de combustión de los combustibles hidrocarburos comunes (gasolina, diésel, metano, propano, etc.).

Mientras que el contenido energético (poder calorífico) denota la cantidad de energía para un peso determinado de combustible, la densidad energética denota la cantidad de energía (por ejemplo, en julios) para un volumen determinado (por ejemplo, en metros cúbicos) de combustible. Sobre esta base, la densidad energética del hidrógeno es baja (ya que tiene una densidad muy baja), aunque su relación energía-peso es la mejor de todos los combustibles no nucleares (debido a que es muy ligero).

Densidad de energía del hidrógeno

Combustible	Estado	Densidad de energía
Hidrógeno	Gaseoso (a 15 °C, 1 atm)	10 MJ/m ³
	Gaseoso (a 15 °C, 21 MPa)	1 825 MJ/m ³
	Gaseoso (a 15 °C, 69 MPa)	4 500 MJ/m ³
	Líquido	8 491 MJ/m ³
Metano	Gaseoso (a 15 °C, 69 MPa)	33 MJ/m ³
	Gaseoso (a 15 °C, 21 MPa)	6 860 MJ/m ³
	Líquido	20 920 MJ/m ³
Propano	Gaseoso (a 15 °C, 1 atm)	87 MJ/m ³
	Líquido	23 489 MJ/m ³
Gasolina	Líquido	31 150 MJ/m ³
Diésel	Líquido	31 436 MJ/m ³
Metanol	Líquido	15 800 MJ/m ³
Amoníaco	Líquido	12 700 MJ/m ³

Fuente: Sobre la base de Lanz y otros (2001a).

Nota: 1 atm = 1 atmosfera como unidad de presión; MPa = mega pascal = 10⁶ pascales; valores de densidad energética redondeados.

Si se compara con la densidad de energía por unidad de volumen de las baterías, se tiene que las baterías de plomo-acido tienen una densidad aproximada que varía según el modelo (composición química) de 230 a 324 MJ/m³ y las de iones de litio de 1.008 a 1.188 MJ/m³^b. Valores por debajo de la densidad de energía del hidrógeno presurizado y líquido.

Finalmente, cabe destacar del hidrógeno que, por un lado, no solo es susceptible a la permeación y puede escapar a través de materiales como el acero, además la constante exposición de hidrogeno en muchos materiales provoca un fenómeno conocido como fragilización por hidrógeno. Esto puede provocar fugas o fallos catastróficos en componentes metálicos y no metálicos. Los mecanismos que causan los efectos de la fragilización por hidrógeno son variados y no están bien definidos^c. Ante este problema, una de las soluciones es la aplicación de revestimiento a la infraestructura, lo que crea un sello impermeable que ayuda a prevenir la permeación y reducir los riesgos de fragilización (Wetgrove *et al.*, 2023).

Por otro lado, aunque el hidrógeno no es un gas de efecto invernadero tiene un impacto indirecto en el potencial de calentamiento global (GWP, por sigla en inglés) a través de las fugas de hidrógeno y otros gases, así como de las emisiones de gases de efecto invernadero, durante su producción, almacenamiento, transporte y uso (Fan *et al.*, 2022; Maple, 2023; Goita *et al.*, 2025)^d. Todavía se deben realizar esfuerzos de regulación e investigación y desarrollo para comprender mejor y reducir estas fugas y emisiones a lo largo de las cadenas del hidrógeno y los ciclos de vida de los procesos, para no socavar los beneficios del hidrógeno en la descarbonización.

En resumen, por las propiedades señaladas, destaca positivamente que el hidrógeno posee una de las densidades de energía por unidad de masa más altas entre los combustibles, no es tóxico, no es un gas de efecto invernadero, su combustión casi no genera gases de efecto invernadero y su reacción electroquímica es completamente limpia. En contrapartida, posee una de las densidades de energía por unidad de volumen más bajas entre los combustibles,

requiere de mucha energía para su producción, permea y fragiliza materiales, por lo que se puede fugar y es inflamable y explosivo. De esta manera, el hidrógeno se presenta como una alternativa con un alto potencial para su uso como vector de energía o combustible, pero presenta desafíos para su producción eficiente y limpia, su almacenamiento y transporte o su uso como combustible en motores de combustión interna para el transporte en determinados vehículos, como los de carretera ligeros.

Fuente: sobre la base de Lanz y otros (2001a).

^a Las temperaturas por debajo de 200 K (-100 °F; -73 °C) se conocen como temperaturas criogénicas, y los líquidos a estas temperaturas como líquidos criogénicos.

^b Sobre la base de Battery University (sin fecha a; sin fecha b).

^c Entre los factores que influyen en la velocidad y la gravedad de la fragilización por hidrógeno se encuentran la concentración de hidrógeno, la presión del hidrógeno, la temperatura, la pureza del hidrógeno, el contenido de humedad, el tipo de impureza, el nivel de tensión, la velocidad de tensión, la composición del metal, la resistencia a la tracción del metal, el tamaño del grano, la microestructura y el historial de tratamiento térmico.

^d Aunque las moléculas de hidrógeno no atrapan directamente el calor, tienen un efecto indirecto sobre el calentamiento global al prolongar la vida útil de gases de efecto invernadero (GEI). Ciertos GEI, como el metano, el ozono y el vapor de agua, se neutralizan gradualmente al reaccionar con los radicales hidroxilos en la atmósfera. Además, ciertas vías de producción de hidrógeno dependen del metano como materia prima, que también puede fugarse, lo que aumenta efectivamente las reservas totales de metano atmosférico (Goita *et al.*, 2025).

B. ¿Cómo se produce el hidrógeno?

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, pero difícilmente se encuentra en forma libre, en su estado puro, en la naturaleza⁸. Se encuentra contenido en compuestos o materias primas, como el agua, la biomasa, el carbón, el gas natural y el petróleo, entre otros. Por lo tanto, para obtener esta molécula se requiere de un proceso productivo que separe el hidrógeno del compuesto que lo contiene. Existen diferentes procesos para producir hidrógeno que consumen y producen energía para esto.

Estos procesos se pueden clasificar en 3 grandes grupos según el tipo de proceso: termoquímicos; electroquímicos/fotoquímicos; y biológicos (USDOE, sin fecha). También, según la fuente de energía o materia prima que insume el proceso: convencionales (no renovables) y renovables (Nikolaidis y Poullikkas, 2017).

A su vez, si el proceso conlleva una producción de hidrógeno con baja intensidad de emisiones de GEI se pueden decir que el hidrógeno es de bajas emisiones (H₂BE). IEA (2019, 2024a) incluye en esta categoría al hidrógeno producido mediante la electrólisis del agua con electricidad generada a partir de una fuente de bajas emisiones (energías renovables, por ejemplo, solar, eólica o nuclear) así como al hidrógeno producido a partir de biomasa o de combustibles fósiles con tecnología de CCUS. La producción a partir de combustibles fósiles con CCUS solo se incluye si las emisiones *upstream* son suficientemente bajas, si se aplica la captura —a altas tasas— a todos los flujos de dióxido de carbono asociados a la ruta de producción y si todo el dióxido de carbono se almacena de forma permanente para evitar su liberación a la atmósfera. El mismo principio se aplica a las materias primas de bajas emisiones y a los combustibles basados en hidrógeno producidos con H₂BE y una fuente de carbono sostenible (de origen biogénico o capturado directamente de la atmósfera).

Asimismo, al hidrógeno se le puede asignar un color para facilitar la identificación de la vía tecnológica para su producción según la fuente de energía o materia prima que se insume y las emisiones de GEI generadas en cada proceso. No obstante, no se dispone de una lista exhaustiva de colores para cada combinación de fuente y proceso que la insume y las emisiones que se generan en la producción de hidrógeno. Por ejemplo, la producción de hidrógeno a través del proceso de gasificación con biomasa sólida no tiene un color que la identifique ya que las emisiones varían de acuerdo con el tipo de biomasa

⁸ El hidrógeno natural se puede encontrar como gas libre en distintos tipos de yacimientos, sobre o bajo de la superficie de la corteza terrestre u oceánica, pero todavía la posibilidad explotarlo a escala comercial es incierta (véase más adelante en esta sección una breve explicación de su potencial).

que se insume y el proceso productivo para la obtención de esta. Lo mismo aplica al proceso de gasificación que tiene como insumo al carbón, donde al hidrógeno se lo puede identificar con negro o marrón según el tipo de carbón. Por ello, se debe prestar atención cuando se hace uso de esta simplificación con colores de las vías tecnológicas para la producción del hidrógeno, ya que no abarca todas las posibilidades.

Actualmente, los procesos termoquímicos sin tecnología de CCUS para mitigar las emisiones son la forma más extendida y económica de producir hidrógeno⁹. A este hidrógeno lo identificaremos como hidrógeno convencional o de altas emisiones (H₂AE) para diferenciarlo del H₂BE. Como se presenta en el capítulo II, poco menos del 84% del hidrógeno producido en el mundo es a través de estos procesos con hidrocarburos como materia prima, casi el 16% como subproducto de refinería y petroquímica a través de procesos de craqueo (catalítico o a vapor) con hidrocarburos pesados y menos del 1% a través de procesos con bajas emisiones, principalmente con procesos termoquímicos con tecnología de CCUS y menormente con procesos electroquímicos con agua¹⁰. Casi el 91% de la producción mundial ocurre *in situ*, es decir, dentro o muy cerca de las instalaciones de las plantas que lo demandan: alrededor del 75% como producción cautiva dedicada (en refinerías, plantas de amoníaco, de metanol y de hierro de reducción directa) y cerca del 16% como subproducto (en refinerías y petroquímicas). El 9% restante proviene de comerciantes (para las refinerías), que pueden ser productores de hidrógeno o estar vinculados con estos o ser intermediarios entre las plantas con excedentes y faltantes, y lo suministran por medio de camiones o, si existe la infraestructura, de tuberías (IEA, 2024a y 2025).

Como no es posible abordar en este documento todas las vías de producción de hidrógeno, a continuación, para cada tipo de proceso se presentan, con una muy breve explicación, aquellos que son de uso actual, con tecnología más madura y sólido despliegue de plantas comerciales. Además, se identifican algunos procesos con potencial, pero que están todavía en un nivel de madurez previo (con plantas de demostración o prototipos).

1. Procesos termoquímicos: hidrógeno negro, marrón, gris y turquesa

Entre estos procesos se destaca la reformación que hace reaccionar materias primas que contienen hidrógeno en presencia de vapor, oxígeno o ambos, para obtener una corriente de gas rica en hidrógeno¹¹. Cuando se aplica a materias primas sólidas, el proceso de reformación se denomina gasificación¹². La mezcla de gases rica en hidrógeno resultante se denomina reformado o gas de síntesis (syngas).

La composición específica del syngas depende de la materia prima de origen y del proceso utilizado, pero, si se trata de un hidrocarburo, en general, contiene nitrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y parte de la materia prima de origen sin reaccionar.

⁹ Se estima que la producción y el uso de hidrógeno sin mitigación de emisiones generaron 920 millones de toneladas (Mt) de CO₂ en 2023 y 980 Mt de CO₂ en 2024, lo que supera las emisiones anuales de Francia e Indonesia juntas. Notar que de estas emisiones directas (es decir, que no consideran las emisiones aguas arriba o intermedias), 680 Mt de CO₂ y 705 Mt de CO₂, respectivamente para cada año, corresponden a la industria química y de acero (IEA, 2024a y 2025).

¹⁰ También se produce hidrógeno como subproducto a través de procesos electroquímicos (electrólisis) en la industria química del cloro-álcali con salmuera de cloruro de sodio como materia prima. Esta producción no se ha considerado en las estadísticas de la Agencia Internacional de Energía. De acuerdo con Euro Chlor, en Europa, la capacidad de producción de hidrógeno como subproducto a través de esta industria es de 0,27 millones de toneladas y que entre 10% y 15% de la producción de esta fuente no se aprovecha (Euro Chlor, 2023).

¹¹ De manera resumida, los procesos de reformación conllevan 4 etapas principales: primero, la purificación de la materia prima (en particular, la eliminación del azufre de los combustibles fósiles y el pretratamiento de la biomasa); segundo, el proceso de reformado, que puede ser endotérmico o exotérmico o una combinación de estos según las técnicas utilizadas —insumos, reactores, catalizadores, etc.—, para formar, principalmente, hidrógeno y óxidos de carbono; tercero, un proceso de purificación primaria, como, por ejemplo, el proceso exotérmico de reacción de desplazamiento de agua-gas (WGSR, por su sigla en inglés), para convertir el monóxido de carbono en dióxido de carbono y producir más hidrógeno; y, cuarto, un proceso de purificación secundaria, como, por ejemplo, el proceso de adsorción por oscilación de presión (PSA, por su sigla en inglés), para separar y eliminar las impurezas, como los óxidos de carbono, y obtener hidrógeno de alta pureza (Lanz y otros, 2001b).

¹² La gasificación es el proceso de convertir cualquier materia prima sólida basada en carbono en gas de síntesis (syngas) utilizando aire, oxígeno o vapor. Las distintas técnicas del proceso de gasificación pueden convertir eficazmente materias primas y residuos (por ejemplo, carbón, neumáticos de automóvil, lodos de depuradora, serrín, madera y residuos plásticos) en otros productos. El gas resultante del proceso de gasificación puede incluir algunos (o todos) de los siguientes compuestos: monóxido de carbono, hidrógeno, metano, cenizas, alquitrán, sulfuro de hidrógeno, amoníaco, cloruro de hidrógeno y cianuro de hidrógeno.

En teoría, cualquier hidrocarburo o alcohol puede servir como materia prima para los procesos de reformación, también la biomasa o las materias primas basadas en carbono, pero, como se evidencia en la actualidad, el gas natural y el carbón son los más utilizados.

Entre los procesos de reformación se tiene el reformado con vapor (SR, por su sigla en inglés), reformado por oxidación parcial (POx, por su sigla en inglés) y reformado autotérmico (ATR, por su sigla en inglés).

El proceso SR es la tecnología más madura, de mayor uso y más barata para la producción de hidrógeno. En este proceso endotérmico los hidrocarburos presentes en la materia prima reaccionan con vapor para producir un syngas compuesto de hidrógeno, monóxido de carbono y una cantidad pequeña de dióxido de carbono³³. Este proceso requiere de altas temperaturas y presiones que pueden variar según el resultado buscado y el reactor y catalizador utilizados. Posteriormente, este proceso se complementa con el proceso exotérmico de reacción de desplazamiento de agua-gas (WGSR, por su sigla en inglés), donde, en otro reactor con un catalizador, el monóxido de carbono y el vapor reaccionan para producir dióxido de carbono y más hidrógeno³⁴. Finalmente, con el proceso de adsorción por oscilación de presión (PSA, por su sigla en inglés), se eliminan impurezas, como el dióxido de carbono, dejando esencialmente hidrógeno puro (USDOE, sin fecha; Nikolaidis y Poullikkas, 2017).

El proceso POx también es una tecnología madura, pero tiene un uso menos común que el SR. En este proceso exotérmico los hidrocarburos presentes en la materia prima reaccionan con una cantidad limitada de oxígeno (normalmente del aire o de una planta de oxígeno) que no es suficiente para oxidar completamente los hidrocarburos y convertirlos en dióxido de carbono y agua³⁵. El proceso requiere de reactor y catalizador y el control de la combustión para generar calor de la reacción. Como se insume una cantidad de oxígeno inferior a la requerida para una combustión completa, el producto de la reacción es un syngas compuesto principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono (y nitrógeno, si la reacción se lleva a cabo con aire en lugar de oxígeno puro), y una cantidad muy pequeña de dióxido de carbono y otros compuestos. Al igual que con el SR, se complementa con el proceso de WGSR para producir dióxido de carbono y más hidrógeno, y, luego, con el proceso de PSA para la purificación del hidrógeno (USDOE, sin fecha; Nikolaidis y Poullikkas, 2017).

El proceso ATR, que también es una tecnología madura, pero que está un paso por detrás del SR y POx, combina los procesos de cada uno en un solo reactor, en la búsqueda de aprovechar las ventajas de ambos. En este proceso, la materia prima, el vapor y el oxígeno (o aire) se introducen en un reactor donde un catalizador mixto favorece tanto las reacciones de oxidación parcial como las de reformado con vapor. El calor generado por la reacción de oxidación parcial proporciona el calor necesario para la reacción de reformado con vapor, lo que elimina la necesidad de generar calor. También, luego, se puede complementar con los procesos de WGSR y PSA (USDOE, sin fecha; Nikolaidis y Poullikkas, 2017).

Si se comparan los 3 procesos de reformado, se tiene que el SR es el más utilizado para la producción a gran escala. Respecto al POx, el SR requiere de una fuente de calor importante, pero produce inicialmente una mayor cantidad de hidrógeno por materia prima insumida. En cambio, el POx es un proceso más rápido y comprende reactores más pequeños que el SR, por lo que se puede aplicar para la producción a menor escala (Arcos y Santos, 2023). El ATR busca aprovechar las ventajas de cada uno de estos procesos³⁶.

³³ Por lo general, para mejores resultados, se utiliza como materia prima metano, gas natural y otros gases que contienen metano (como etano, propano y butano), y por ello se lo conoce también al proceso como reformado de metano con vapor (SMR, por su sigla en inglés). También, con menor frecuencia, se utiliza gas licuado de petróleo (LPG, por su sigla en inglés) y nafta.

³⁴ En un proceso endotérmico el sistema absorbe calor del entorno (es decir, el calor es otro reactivo que se requiere para que una reacción se produzca); en cambio, en un proceso exotérmico el sistema libera calor al entorno (es decir, el calor es otro producto que resulta de la reacción de los reactivos).

³⁵ Por lo general, cuando el proceso incluye un catalizador se utiliza como materia prima desde metano hasta nafta y cuando no lo incluye metano, fueloil pesado (HFO, por su sigla en inglés) y carbón.

³⁶ Los líquidos derivados de recursos de biomasa, como los biocombustibles (ejemplo, bioetanol), pueden reformarse para producir hidrógeno en los procesos descritos con gas natural. Los líquidos derivados de la biomasa pueden transportarse más fácilmente que sus materias primas (biomasa sólida), lo que permitiría una producción semicentralizada o, posiblemente, una producción distribuida de hidrógeno en estaciones de servicio. El reformado de líquidos derivados de la biomasa es una vía tecnológica a medio plazo, todavía en desarrollo (USDOE, sin fecha).

Por su parte, el proceso de gasificación convierte materias primas carbonosas orgánicas (biomasa) o fósiles (carbón) a altas temperaturas y presiones, sin combustión, con una cantidad controlada de oxígeno y/o vapor, en monóxido de carbono, hidrógeno y dióxido de carbono (más otros gases, escorias y cenizas)¹⁷. También, a continuación, este proceso se complementa con los procesos de WGS y PSA (USDOE, sin fecha).

La gasificación del carbón es una tecnología madura y tiene amplio uso en China; en cambio, la gasificación de la biomasa está todavía en desarrollo. El proceso con biomasa agrega algunas etapas, por el pretratamiento que requiere la materia prima (por ejemplo, con el secado) y la necesidad de gestionar la formación de alquitrán (IEA, 2019; Arcos y Santos, 2023). No obstante, aunque el proceso con biomasa también genera emisiones de GEI, puede considerarse uno de bajas emisiones netas, ya que el carbono emitido también se incorpora como parte del ciclo de vida de la biomasa gasificada¹⁸. Por ello, está en debate si este hidrógeno puede categorizarse como “verde”.

Cuando la gasificación de la biomasa se realiza en ausencia de oxígeno se le denomina pirólisis. En general, la biomasa no se gasifica tan fácilmente como el carbón y produce otros compuestos de hidrocarburos en la mezcla de gases y sólidos que sale del reactor; esto es especialmente cierto cuando no se utiliza oxígeno (Lanz *et al.*, 2001b). Como resultado, normalmente es necesario realizar un paso adicional para reformar estos hidrocarburos con un catalizador y obtener un syngas compuesto por hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono, que luego pasa por los procesos de WGS y PSA (USDOE, sin fecha).

Otro proceso en desarrollo con potencial es la pirólisis del metano, para el cual existen distintas técnicas. Una de estas es la descomposición térmica, que utiliza calor en ausencia de oxígeno para descomponer la materia prima original y obtener hidrógeno de alta pureza y carbono sólido. El carbono sólido es un subproducto que se puede utilizar para otras aplicaciones (ejemplo, fabricación de cubiertas, asfalto, etc.) y es fácil de almacenar, por lo que el proceso no genera emisiones directas de GEI y tiene una menor huella de carbono (Arcos y Santos, 2023)¹⁹.

Finalmente, es válido agregar que las refinerías y las petroquímicas producen hidrógeno como subproducto a través de distintos procesos, como, principalmente, la deshidrogenación, el craqueo a vapor, el craqueo catalítico de nafta y el reformado catalítico. Por ejemplo, el reformado catalítico en las refinerías permite convertir las naftas de bajo octanaje (naftas pesadas) en compuestos con bajo sulfuro y alto octanaje (reformados) que sirven de mezcla para las gasolinas. Este hidrógeno se utiliza como materia prima para este mismo proceso, con el hidrotratamiento de las naftas, lo que incluye la hidrosulfuración, y en otros procesos de las refinerías, como el hidrocraqueo y la hidrogenación. Por su parte, la deshidrogenación y el craqueo a vapor de productos del petróleo (como etano, gas licuado de petróleo y nafta) en las petroquímicas permite obtener químicos de alto valor (HVC, por su sigla en inglés) y como subproducto hidrógeno que puede ser utilizado en las refinerías y en las plantas químicas (IEA, 2019).

¹⁷ La biomasa, un recurso orgánico renovable, incluye residuos de cultivos agrícolas (como rastrojos de maíz o paja de trigo), residuos forestales, cultivos especiales destinados específicamente al uso energético (como el pasto varilla o los sauces), residuos sólidos urbanos orgánicos y residuos animales. La biomasa real tiene una composición y complejidad muy variables, pero se compone, en general, de celulosa, hemicelulosa y lignina, que contienen carbono, oxígeno e hidrógeno.

¹⁸ Los cultivos de biomasa vegetal consumen dióxido de carbono de la atmósfera como parte de su proceso natural de crecimiento al producir biomasa, lo que compensa el dióxido de carbono liberado por la producción de hidrógeno a través de la gasificación de esta y da como resultado bajas emisiones netas de GEI (USDOE, sin fecha).

¹⁹ Otro proceso termoquímico que está en una etapa de madurez previa a la demostración es la separación termoquímica del agua (TWS, por su sigla en inglés) que utiliza altas temperaturas —procedentes de un sistema de concentración solar de potencia (CSP, por su sigla en inglés) o del calor residual de las plantas de energía nuclear— y reacciones químicas para producir hidrógeno y oxígeno a partir del agua. Los productos químicos utilizados en el proceso se reutilizan en cada ciclo, creando un circuito cerrado que solo consume agua y produce hidrógeno y oxígeno. Se trata de una tecnología a largo plazo con emisiones de GEI potencialmente bajas o nulas (USDOE, sin fecha; IEA, 2019; IEA, 2025).

2. Procesos termoquímicos con tecnología CCUS: hidrógeno azul

A los procesos termoquímicos descritos que generan emisiones de dióxido de carbono se les puede incorporar un proceso que captura estas emisiones mediante la tecnología de CCUS²⁰. Esta tecnología es madura y al menos 16 plantas de hidrógeno en el mundo la han incorporado; aunque con captura parcial, lo que significa que por ahora capturan solo las emisiones del proceso. Estas plantas suman una capacidad de captura de 12 millones de toneladas de dióxido de carbono por año (33% en plantas con procesos SR con gas natural y 66% con procesos de gasificación de carbón y petróleo) (IEA, 2024a y 2025)²¹.

En los procesos que utilizan gas natural y carbón sin la tecnología de CCUS, las emisiones directas durante la producción de hidrógeno, bajo un alcance “del pozo a la puerta” (*well to gate*), representan entre el 75% y el 95% del total de emisiones. El resto de las emisiones suceden en las etapas anteriores, aguas arriba o intermedia, pero para estas etapas las soluciones son bien conocidas y costo-efectivas (IEA, 2024a)²².

En el proceso SR con gas natural el 60% de las emisiones de dióxido de carbono se producen durante la producción de hidrógeno en el reactor y el 40% durante la combustión de gas natural en el horno que provee de calor. Actualmente, las emisiones se capturan del syngas concentrado del reactor, pero capturar el 40% restante de los gases de combustión diluidos del horno sigue siendo costoso. Sin embargo, la producción de hidrógeno a partir de gas natural con CCUS requiere tasas de captura muy superiores al 60% para que el hidrógeno se clasifique como de bajas emisiones. Entre las opciones todavía en desarrollo para superar este desafío se tiene: utilizar el proceso ATR que combina la producción y combustión en un solo reactor y facilita la captura de las emisiones o utilizar un horno eléctrico para calentar el reactor del proceso SR (en lugar de un horno a gas natural u otro combustible) (IEA, 2024a).

En los procesos que utilizan bioenergía (biomasa), las emisiones directas se consideran cero al ser compensadas por el dióxido de carbono consumido por la biomasa durante su crecimiento. Sin embargo, cuando se produce biomasa se generan emisiones en etapas aguas arriba o intermedia que depende del origen de la materia prima y el proceso productivo. Por ello, se dice que la producción de hidrógeno a partir de biomasa es de bajas emisiones netas. Y si este proceso se combina con tecnología de CCUS, las emisiones pueden resultar negativas (IEA, 2024a).

La tecnología de CCUS está disponible y es clave para la descarbonización de sectores difíciles de electrificar y/o desfosilizar. La tasa de captura de las emisiones directas y su costo dependen del proceso para producir hidrógeno y del punto de captura. Por ejemplo, en el proceso SR las tasas de capturas son menores que en el POx o el ATR, e incrementar su tasa de captura tiene un mayor costo. El desafío del mayor costo que implica incorporar esta tecnología a los procesos de producción de hidrógeno que emiten dióxido de carbono y otros GEI requiere, entonces, esfuerzos de los gobiernos para crear los incentivos adecuados.

En el cuadro I.1 que sigue se muestran los principales procesos termoquímicos para producir hidrógeno y el color del hidrógeno.

²⁰ La tecnología CCUS consiste en la captura de dióxido de carbono (CO₂) procedente, generalmente, de grandes fuentes puntuales, como centrales eléctricas o instalaciones industriales que utilizan combustibles fósiles o biomasa como combustible. Si no se utiliza *in situ*, el CO₂ capturado se comprime y se transporta por tubería, barco, ferrocarril o camión para su uso en diversas aplicaciones, o se inyecta en formaciones geológicas profundas, como yacimientos de petróleo y gas agotados o acuíferos salinos (IEA, sin fecha).

²¹ La mayoría de estas 16 plantas son unidades de producción de hidrógeno reconvertidas para refinerías y fábricas de fertilizantes que están ubicadas en América del Norte. Dado que la captura de emisiones es parcial (se capturan las emisiones del proceso), se estima que de las 0,9-1,2 Mtpa de hidrógeno que producen estas plantas solo alrededor de 0,6 Mtpa es H₂BE (IEA, 2025). Se calcula que estas plantas operan con tasas de captura de carbono inferiores al 60%. Otras varias plantas, con tasas de captura superiores al 90%, se encuentran en una etapa inicial de desarrollo y tienen como objetivo iniciar operaciones a mediados o finales de la década de 2020 (USDOE, 2023).

²² El alcance “del pozo a la puerta” considera las emisiones en el suministro de la materia prima o combustible (emisiones en etapas anteriores; alcance 2 y alcance 3 parcial) y en la producción de hidrógeno (emisiones directas; alcance 1); mientras que “del pozo al punto de entrega” (*well-to-point of delivery*) además considera las emisiones en el transporte y distribución y, si corresponde, en la conversión y reconversión del hidrógeno en otros portadores; y “del pozo a la rueda» (*well-to-wheel*) agrega las emisiones asociadas al uso del hidrógeno (IEA, 2023).

Cuadro I.1
Procesos termoquímicos para producir hidrógeno

Color del hidrógeno	Proceso	Principales insumos	Principales reacciones	Principales productos	Madurez tecnológica	Emisiones ^a (kg CO ₂ eq./kg H ₂)	Costo ^b (US\$/kg H ₂)
Negro o marrón	Gasificación con carbón	Carbón, que puede ser lignito, subbituminoso, bituminoso o antracita (contiene C, H, O, N, S e impurezas) Aire (O ₂) Vapor de agua (H ₂ O) Calor	1. POx 2. SG 3. WGS	1. C (carbón) + ½O ₂ → CO (+ calor) 2. C (carbón) + H ₂ O (+ calor) → CO + H ₂ 3. CO + H ₂ O → CO ₂ + H ₂ (+ pequeña cantidad de calor)	Elevada, fase comercial consolidada	22-26	1,2-2,0
Sin color	Gasificación con biomasa	Glucosa (contiene celulosa) Aire (O ₂) Vapor de agua (H ₂ O) Calor	1. POx + SG 2. WGS	1. C ₆ H ₁₂ O ₆ + O ₂ + H ₂ O (+ calor) → CO + CO ₂ + H ₂ + alquitrán 2. CO + H ₂ O → CO ₂ + H ₂ (+ pequeña cantidad de calor)	Demostración	1,0-4,7 ^e	1,6-3,0
Gris	Reformado con vapor (SR)	Gas natural (contiene CH ₄) Vapor de agua (H ₂ O) Calor	1. SMR 2. WGS	1. CH ₄ + H ₂ O (+ calor) → CO + 3H ₂ 2. CO + H ₂ O → CO ₂ + H ₂ (+ pequeña cantidad de calor)	Elevada, fase comercial consolidada	10-12	0,67-1,31
	Reformado por oxidación parcial (POx)	Gas natural (contiene CH ₄) Aire (O ₂)	1. POx 2. WGS	1. CH ₄ + ½O ₂ → CO + 2H ₂ (+ calor) 2. CO + H ₂ O → CO ₂ + H ₂ (+ pequeña cantidad de calor)	Elevada, fase comercial consolidada	n. d.	0,67-1,31
	Reformado autotérmico (ATR)	Gas natural (contiene CH ₄) Vapor de agua (H ₂ O) Aire (O ₂)	1. POx 2. SMR 3. WGS	1. CH ₄ + ½O ₂ → CO + 2H ₂ (+ calor) 2. CH ₄ + H ₂ O (+ calor) → CO + 3H ₂ 3. CO + H ₂ O → CO ₂ + H ₂ + pequeña cantidad de calor)	Elevada, fase comercial consolidada	n. d.	0,67-1,31
Turquesa	Pirólisis del metano	Gas natural (contiene CH ₄) Calor	1. TD	1. CH ₄ + calor → C (sólido) + 2H ₂	Elevada, fase comercial emergente	2,6 ^b	2,0
Azul	Ver negro o marrón	n. a.	n. a.	n. a.	Prototipo	2,0-6,0 ^c	1,60-2,05
	Ver gris	n. a.	n. a.	n. a.	Demostración	1,0-4,5 ^d	0,99-1,83

Fuente: Sobre la base de USDOE (sin fecha), Lanz y otros (2001b), Nikolaidis y Poullikkas (2017), Arcos y Santos (2023) e IEA (2024; 2025).

Nota: Eq. = equivalente; ATR = reformado autotérmico; POx = oxidación parcial; SG = gasificación con vapor; SR = reformado con vapor; TD = descomposición térmica.

^a Sobre la base de IEA (2024).

^b Sobre la base Arcos y Santos (2023).

^c Aproximación para tasas de captura de 93% y 98% sobre la base de IEA (2024).

^d Aproximación para tasas de captura de 93% (con proceso SR), 98% (con proceso ATR) y 99% (con proceso POx) sobre la base de IEA (2024).

^e Emisiones aguas arriba o intermedia, pero que con sistema CCUS generan emisiones negativas de -16 a -21 kg CO₂ eq./kg H₂; n. a. = no aplica; n. d. = no disponible.

3. Procesos electroquímicos/fotoquímicos: hidrógeno verde, amarillo y rosa²³

En estos dos procesos se separa el agua en hidrógeno y oxígeno. Por un lado, en los procesos electroquímicos, destaca el proceso de electrólisis que utiliza electricidad para la separación de las moléculas²⁴. Esta tecnología es madura y presenta opciones muy desarrolladas y disponibles comercialmente, aunque se están desarrollando innovaciones para reducir los costos de producción de hidrógeno en esta vía (USDOE, sin fecha; IEA, 2024a).

La electrólisis es una opción prometedora para la producción de hidrógeno libre de emisiones a partir de recursos renovables y nucleares. La reacción tiene lugar en una unidad denominada electrolizador. Los electrolizadores, al igual que una batería o una celda de combustible, constan de un ánodo y un cátodo separados por un electrolito. Los electrolizadores varían tanto por su tamaño como por el tipo de material electrolítico que utiliza y las especies iónicas que conduce. Existen pequeños equipos del tamaño de un electrodoméstico, muy adecuados para la producción distribuida de hidrógeno a pequeña escala, como también grandes instalaciones de producción centralizadas que podrían conectarse directamente a plantas de generación de electricidad renovables o que no emiten GEI (USDOE, sin fecha)²⁵.

Los tipos de electrolizadores con mayor madurez tecnológica son los alcalinos (ALK), que además son los más confiables, baratos y fácil de operar, pero requieren de una mayor área para su instalación y un mayor tiempo para arranque y respuesta que los otros tipos (Arcos y Santos, 2023). Funcionan a baja temperatura mediante el transporte de iones hidróxido en el electrolito que pasa a través de una membrana desde el cátodo hasta el ánodo, generándose hidrógeno en el lado del cátodo. El electrolito es una solución alcalina líquida de hidróxido de sodio o potasio (USDOE, sin fecha).

Los electrolizadores de membrana polimérica o membrana de intercambio de protones (PEM, por su sigla en inglés) son una tecnología madura que le sigue a los ALK. Es fácil de integrar, requiere de una menor área para su instalación y tiene una mayor eficiencia, pero es mucho más costosa, por las materias primas que insume (metales preciosos, como platino e iridio) y tiene una menor vida útil. El electrolito es un material sólido de plástico especial. Funcionan a baja temperatura, donde el agua pura reacciona en el ánodo para formar oxígeno e iones de hidrógeno con carga positiva (protones). Los electrones fluyen a través de un circuito externo y los iones de hidrógeno se mueven selectivamente a través de la PEM hacia el cátodo. En el cátodo, los iones de hidrógeno se combinan con los electrones del circuito externo para formar gas hidrógeno (Arcos y Santos, 2023; USDOE, sin fecha).

Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) son una tecnología todavía en desarrollo, no madura. Ofrecerían una mayor eficiencia a menor costo que los PEM, pero requieren de una fuente de calor y tienen una menor vida útil²⁶. Estos utilizan un material cerámico sólido como electrolito que conduce selectivamente iones de oxígeno con carga negativa a temperaturas elevadas, generan hidrógeno de una manera ligeramente diferente a los ALK y PEM. El vapor de agua en el cátodo se combina con los electrones del circuito externo para formar gas hidrógeno e iones de oxígeno con carga negativa. Los iones de oxígeno pasan a través de la membrana cerámica sólida y reaccionan en el ánodo para formar gas oxígeno y generar electrones para el circuito externo (USDOE, sin fecha; IEA, 2024a)²⁷.

²³ El hidrógeno rosa refiere al hidrógeno producido con el proceso de electrólisis y electricidad generada con energía nuclear. Otros colores de hidrógeno que hacen uso de la energía nuclear son: el púrpura o violeta que es aquel hidrógeno producido con una combinación de los procesos electroquímicos y termoquímicos con electricidad y calor de fuente nuclear; y el rojo que es producido con procesos termoquímicos, como el de catalizadores para separar el agua, y con calor de fuente nuclear (Arcos y Santos, 2023).

²⁴ En la electrólisis, para producir un kilo de hidrógeno se requiere de alrededor de 9 litros de agua y se obtiene como subproducto 8 kilo de oxígeno, que puede ser utilizado, en pequeña escala, en el sector de salud o, en gran escala, en industrias (IEA, 2019).

²⁵ Los electrolizadores se componen de grupos de celdas individuales (*stacks*) y equipos de balance de planta (BOP, por su sigla en inglés) que gestionan las entradas (electricidad y agua) y las salidas (hidrógeno y oxígeno) de cada *stack*. El tamaño y el número de celdas en un *stack* como el número de *stacks* y los equipos BOP en un sistema pueden variar en función de la configuración de ese sistema (USDOE, 2024b).

²⁶ Los SOEC también podrían operarse en modo inverso, como celdas de combustible, convirtiendo el hidrógeno de nuevo en electricidad, lo que significa que podría proporcionar servicios de equilibrio a la red en combinación con instalaciones de almacenamiento de hidrógeno (IEA, 2019).

²⁷ Como estos electrolizadores utilizan vapor de agua requieren una fuente de calor para producirlo. Este calor puede provenir del calor residual del proceso de producción de combustibles sintéticos (a partir del hidrógeno producido en la misma planta) o de plantas de energía nuclear, solar térmica o geotérmica (IEA, 2019).

Los electrolizadores de membrana de intercambio alcalino sólido o de membrana de intercambio aniónico (AEM, por su sigla en inglés) son una tecnología en desarrollo, menos madura que los SOEC. Ofrecerían la ventaja de costos de los ALK y la eficiencia de los PEM (Arcos y Santos, 2023; USDOE, sin fecha).

El hidrógeno producido mediante electrólisis puede generar cero emisiones de GEI, dependiendo de la fuente de electricidad utilizada. Cuando se evalúan las ventajas y la viabilidad económica de la producción de hidrógeno mediante electrólisis es necesario, entonces, tener en cuenta la fuente de la electricidad, su costo y eficiencia, así como las emisiones resultantes de la generación de electricidad. Debido a la eficiencia de conversión del proceso de electrólisis en la producción de hidrógeno, cada 100 g de CO₂/kWh asociados al suministro eléctrico dan lugar a casi 5 kg de CO₂ eq./kg de H₂. Esto significa que la intensidad de las emisiones del consumo eléctrico debe ser inferior a 200-240 g de CO₂/kWh para alcanzar el punto de equilibrio con la vía de los procesos de reformado con gas natural sin CCUS (IEA, 2024a). Desde el punto de vista ambiental, no tendría sentido producir hidrógeno de un electrolizador con electricidad de la red con una intensidad de emisiones superior a este umbral. Son pocos los países en el mundo que tienen una matriz de electricidad con una alta proporción de energía renovable y/o nuclear²⁸.

Además, certificar el uso de electricidad renovable y contabilizar las emisiones asociadas al consumo eléctrico podría resultar más difícil cuando se conecta un electrolizador a la red, y la demanda adicional de electricidad podría provocar un aumento de la generación basada en combustibles fósiles. Hoy en día, las configuraciones fuera de la red son habituales entre los proyectos propuestos, lo que simplifica considerablemente la contabilización de las emisiones de GEI. Al mismo tiempo, debido a su rápido tiempo de respuesta, los electrolizadores pueden proporcionar una mayor flexibilidad a corto plazo a la red, lo que permite la integración de las energías renovables, así como la flexibilidad estacional cuando se combinan con el almacenamiento a gran escala. Una configuración híbrida podría combinar lo mejor de ambas opciones, utilizando una pequeña parte de la electricidad de la red (con seguimiento de las emisiones de GEI) para proporcionar una capacidad firme y aumentar la utilización de los activos, al tiempo que se limita el aumento de los GEI (IEA, 2024a).

La energía nuclear puede ser otra fuente de electricidad para la producción de hidrógeno con muy bajas emisiones mediante electrólisis. Aunque las emisiones directas de una central nuclear son nulas, el ciclo del combustible nuclear, que incluye la extracción de uranio, la conversión, el enriquecimiento y la fabricación de combustible, genera emisiones de entre 2,4 y 6,8 g de CO₂ eq./kWh (IEA, 2024a). Para el caso de la tecnología de los electrolizadores SOEC, una planta de energía nuclear puede además proveer el calor requerido para este proceso, por ello, los reactores modulares pequeños también podrían desempeñar un papel importante en la electrólisis en el futuro (IEA, 2019)²⁹. La combinación de electrolizadores y plantas nucleares es una vía tecnológica todavía en desarrollo.

Por otro lado, dentro de los procesos fotoquímicos de separación del agua, destaca el fotoelectroquímico (PEC, por su sigla en inglés). En este proceso el hidrógeno se produce utilizando la luz solar y semiconductores especializados denominados materiales fotoelectroquímicos, que utilizan la energía lumínica para disociar directamente las moléculas. Se trata de una vía tecnológica a largo plazo, todavía en desarrollo en una etapa previa a la demostración, con un potencial de emisiones de gases de efecto invernadero bajas o nulas (USDOE, sin fecha)³⁰.

²⁸ Por ejemplo, sobre la base de EMBER (2025), 43 de 173 países en el mundo no superaron el umbral de 200 g de CO₂/kWh en 2023, de los cuales 8 son de América Latina y el Caribe. Los países de la región son: Paraguay (25), Costa Rica (25), Brasil (96), Uruguay (116), El Salvador (118), Belice (156), Ecuador (176) y Venezuela (180).

²⁹ Como se indicó en una nota al pie anterior, la energía nuclear puede también proveer calor para procesos termoquímicos de separación del agua en hidrógeno y oxígeno. Estas tecnologías están todavía en desarrollo en fase de prototipo (IEA, 2019; IEA, 2025).

³⁰ Los materiales semiconductores utilizados en el proceso PEC son similares a los utilizados en la generación de electricidad solar fotovoltaica, pero para las aplicaciones PEC, el semiconductor se sumerge en un electrolito a base de agua, donde la luz solar energiza el proceso de división del agua. Los reactores PEC pueden construirse en forma de paneles (similares a los paneles fotovoltaicos) como sistemas de electrodos o como sistemas de partículas a base de lodos (por ejemplo, óxido de titanio), por lo que en este último caso se los identifica como fotocatalizadores y no PEC, cada uno con sus propias ventajas y desafíos (USDOE, sin fecha).

Cuadro I.2
Procesos electroquímicos para producir hidrógeno

Color del hidrógeno	Proceso	Principales insumos	Principales reacciones	Principales productos	Madurez tecnológica	Emisiones ^a (kg CO ₂ eq./kg H ₂)	Costo ^b (US\$/kg H ₂)
Verde	Electrólisis (ALK)	Agua (H ₂ O) Electricidad con energía renovable Electrolito de hidróxido de sodio (NaOH) o potasio (KOH)	1. Ánodo 2. Cátodo 3. Total	$4OH^- \rightarrow O_2 + 2H_2O + 4e^-$ $2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$ $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$	Elevada, fase comercial consolidada	0	2,28-7,39
Verde	Electrólisis (PEM)	Agua pura (H ₂ O) Electricidad con energía renovable Electrolito de polímero sólido	1. Ánodo 2. Cátodo 3. Total	$2H_2O \rightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-$ $4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$ $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$	Elevada, fase comercial en desarrollo	0	2,28-7,39
Verde	Electrólisis (SOEC)	Vapor de agua (H ₂ O) Electricidad con energía renovable Electrolito de cerámica sólido	1. Ánodo 2. Cátodo 3. Total	$2H_2O \rightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-$ $4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$ $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$	Demostración	0	2,28-7,39
Amarillo	Ver verde	Ver verde, pero electricidad de la red	n. a.	n. a.	n. a.	Variable ^c	Variable ^d
Rosa	Ver verde	Ver verde, pero electricidad y calor de planta nuclear	n. a.	n. a.	Demostración	0,1-0,3	2,24-5,92 ^e

Fuente: Sobre la base de USDOE (sin fecha), Lanz y otros (2001b), Nikolaidis y Poullikkas (2017), Arcos y Santos (2023) e IEA (2024).

Nota: Eq. = equivalente; ALK = electrolizador alcalino; PEM = electrolizador de membrana de intercambio de protones; SOEC = electrolizador de óxido sólido.

^a Sobre la base de IEA (2024).

^b Sobre la base Arcos y Santos (2023).

^c Depende de la matriz de electricidad, pero es deseable que la intensidad de emisiones sea inferior al umbral de los procesos de reformado con gas natural sin CCUS.

^d Depende de la matriz de electricidad, pero estimaciones para EE. UU. y Europa tienen un rango de costo de 4,83-13,11 US\$/kg H₂.

^e Rango de costo que considera estimaciones para 3 tecnologías de electrolizadores (ALK, PEM y SOEC); n. a. = no aplica; n. d. = no disponible.

4. Procesos biológicos: sin color por ahora

Los microbios, como las bacterias y las microalgas, pueden producir hidrógeno mediante reacciones biológicas, utilizando la luz solar o materia orgánica. Estas vías tecnológicas se encuentran en fase de investigación y desarrollo, con algunos pequeños prototipos en curso, pero a largo plazo tienen potencial para la producción de H₂BE.

En los procesos fotobiológicos de producción de hidrógeno se utilizan microbios y luz solar para separar el agua en oxígeno e iones de hidrógeno. Los iones de hidrógeno pueden combinarse por vías directas o indirectas y liberarse en forma de gas hidrógeno. Los retos de esta vía incluyen las bajas tasas de producción de hidrógeno y el hecho de que la división del agua también produce oxígeno, lo que inhibe rápidamente la reacción de producción de hidrógeno y puede suponer un problema de seguridad cuando se mezcla con hidrógeno en determinadas concentraciones (USDOE, sin fecha).

Algunos microbios fotosintéticos utilizan la luz solar como impulsor para descomponer la materia orgánica y liberar hidrógeno. Esto se conoce como producción de hidrógeno por procesos de fotofermentación. Algunos de los principales retos de esta vía son la bajísima tasa de producción de hidrógeno y la baja eficiencia solar-hidrógeno, lo que la convierte en una vía comercialmente inviable para la producción de hidrógeno en la actualidad (USDOE, sin fecha).

Por su parte, en los procesos de conversión de biomasa microbiana se aprovechan la capacidad de los microbios para consumir y digerir biomasa y liberar hidrógeno. En los procesos de fermentación los microbios descomponen la materia orgánica para producir hidrógeno. La materia orgánica puede ser azúcares refinados, fuentes de biomasa cruda como el rastrojo de maíz e incluso aguas residuales. Dado que no se necesita luz, estos procesos se denominan a veces como de "fermentación oscura". Luego, en la **fermentación directa** de hidrógeno los microbios producen el hidrógeno por sí mismos. Estos microbios pueden descomponer moléculas complejas a través de muchas vías diferentes, y los subproductos de algunas de estas vías pueden combinarse mediante enzimas para producir hidrógeno. Se está estudiando cómo hacer que los sistemas de fermentación produzcan hidrógeno con mayor rapidez y rendimiento a partir de la misma cantidad de materia orgánica (USDOE, sin fecha).

5. Hidrógeno natural o blanco

Finalmente, cabe destacar al hidrógeno que se encuentra en la naturaleza como gas libre en capas de la corteza continental, en las profundidades de la corteza oceánica o en gases volcánicos, géiseres y sistemas hidrotermales (Arcos y Santos, 2023). Es una vía muy emergente de producción para la cual se ha demostrado interés con diferentes iniciativas de investigación y proyectos de exploración, pero en la actualidad no hay ningún yacimiento con factibilidad a escala comercial y la posibilidad de que lo haya en pocos años, antes del 2030, es incierta (IEA, 2024a y 2025)^{31 32}.

El hidrógeno natural parece estar presente en una amplia gama de formaciones rocosas y regiones geológicas y se cree que se genera a través de múltiples vías, como reacciones biológicas, actividad geotérmica, serpentización y radiólisis, entre otras, y las características del gas generado, como su pureza, dependen de la vía de generación (IEA, 2024a).

La exploración geológica del hidrógeno natural sigue principios similares a los de los hidrocarburos, pero, debido al limitado conocimiento de su potencial, en particular su generación, migración y, lo que es más importante, su acumulación en cantidades comercialmente viables es todavía muy incierto su costo de producción (IEA, 2025).

³¹ En América Latina se tienen algunas iniciativas de investigación y exploración en desarrollo. Por ejemplo, en Colombia se confirmaron reservas de hidrógeno del subsuelo en las cuencas de la Cordillera Oriental y Sinú-San Jacinto. En Uruguay se tiene previsto lanzar una ronda de licitaciones para la exploración geológica de hidrógeno a finales de 2025. En Brasil, Petrobras está invirtiendo en investigación exploratoria, iniciada en Bahía en 2023 y con planes de expansión (IEA, 2025).

³² El único yacimiento de hidrógeno documentado que se explota en el mundo se encuentra en Bourakébougou, Malí, con una producción de 5 toneladas por año (lo que equivale a 10 barriles de petróleo por año) (IEA, 2025).

C. ¿En qué se usa el hidrógeno?

El hidrógeno se ha empleado históricamente como insumo en procesos industriales, donde las refinerías junto con la industria química explican en buena parte su consumo. Específicamente, los principales usos actuales del hidrógeno son: 43% en la refinación de petróleo, 33% en producción de amoníaco (NH_3), 16,5% en la producción de metanol (CH_3OH) y 5,5% en la producción de hierro de reducción directa. Estas aplicaciones del hidrógeno son catalogadas usualmente como “tradicionales” no solamente por su dominancia histórica en la demanda, sino también por su origen, que está basado históricamente en procesos termoquímicos con combustibles fósiles sin mitigación de emisiones (IEA, 2019 y 2025)³³.

Pero existen aplicaciones “nuevas” para el hidrogeno donde puede ser un sustituto a los combustibles o las materias primas que estas insumen o ser un complemento al uso de la electricidad en otras aplicaciones. La mayor parte de las aplicaciones nuevas del hidrógeno todavía están en un nivel de madurez tecnológica previo a su prueba en entorno real o no tienen un desarrollo comercial a gran escala, pero se espera que los esfuerzos por reducir las emisiones y mejorar la seguridad energética impulsen su avance tecnológico y despliegue, especialmente para descarbonizar sectores o industrias difíciles de electrificar y/o desfosilizar y en los que otras tecnologías de bajas emisiones no están disponibles o son muy difíciles de implementar (IEA, 2019 y 2025).

De esta forma, el potencial que tiene el H₂BE comprende tanto a las aplicaciones tradicionales como a las nuevas. Estas nuevas aplicaciones, no obstante, todavía representan menos del 1% del consumo agregado del hidrógeno a nivel mundial. Además, la mayor parte del hidrógeno destinado a las nuevas aplicaciones, principalmente a la producción de biocombustibles, no ha provenido de procesos con bajas emisiones. El H₂BE se ha destinado a aplicaciones tradicionales, y mayormente se produjo con combustibles fósiles con tecnología de CCUS (IEA, 2025)³⁴.

1. Usos tradicionales

a) Industria química y de acero

En la actualidad, estas industrias participan con cerca del 56% de la demanda mundial de hidrógeno³⁵. Específicamente, el hidrógeno se consume para la producción de amoníaco (60%), de metanol (30%) y de hierro de reducción directa (10%) (DRI, su sigla en inglés)³⁶. Este consumo se concentra en China (35%), seguido por Medio Oriente (15%), India (10%), Estados Unidos (8%) y Europa (5%) y ALC (5%) (IEA, 2024a y 2025).

El H₂BE tiene el potencial de reemplazar al H₂AE en estas industrias para contribuir a la descarbonización de estas. No obstante, varios desafíos se presentan para hacer posible este cambio en cada una de las industrias, pero el que se repite en todos los casos es la brecha de costo entre el H₂BE y el H₂AE.

³³ Otras aplicaciones tradicionales del hidrógeno, pero que tienen una participación marginal, se encuentran en la industria electrónica, la de vidrio, la de alimentos y la de procesamiento de metales. Por su parte, el uso residual de gases de procesos industriales (por ejemplo, los gases de los hornos para producir coque —CGO, por su sigla en inglés— o los gases de los hornos de craqueo para producir olefinas, como etileno y propileno) contienen hidrógeno, además de otros gases, se utilizan para generar calor y electricidad, pero no se contabilizan en el consumo de hidrógeno que estima IEA (2025).

³⁴ Se estima que el H₂BE consumido en las refinerías alcanzó las 250 mil toneladas en 2024 (poco menos del 0,6% en esta industria) y más del 90% provino de procesos con combustibles fósiles con CCUS. En la industria química, de acero y otras, la producción de H₂BE alcanzó las 320 mil toneladas en 2024 (también poco menos del 0,6% del total en estas industrias) y el 85% provino de procesos con combustibles fósiles con CCUS. El hidrógeno basado en la electrólisis superó las 100 mil toneladas en 2024, lo que representa alrededor del 16,6% del total de H₂BE producido en 2024 (IEA, 2025).

³⁵ La mayor parte del hidrógeno que consume estas industrias es producido *in situ* —dentro o muy cerca de las mismas instalaciones de las plantas industriales. En estas industrias la captura de carbono es una práctica común, pero la mayor parte de los 150 Mtpa de CO₂ capturados se destinan a otras aplicaciones industriales como la producción de urea y finalmente terminan liberándose a la atmosfera (IEA, 2025).

³⁶ En menor medida, también se consume hidrógeno en la industria química para producir olefinas (etileno y propileno) y aromáticos (benceno, tolueno y xilenos mixtos) (IEA, 2019).

Amoníaco (NH_3)

Es un gas a temperatura ambiente que se produce mayormente con el proceso de Haber-Bosch (HB), que combina nitrógeno (del aire) e hidrógeno en un reactor a alta presión y temperatura con un catalizador de hierro³⁷. Si el hidrógeno proviene de la electrólisis del agua se le denomina eletroamoníaco (*e-ammonia*) (o amoníaco verde o renovable si el electrolizador funciona con una fuente renovable).

El amoníaco se utiliza en un 80% para la producción de fertilizantes nitrogenados, como urea, nitrato de amonio, sulfato de amonio, entre otros (IEA, 2019). El resto es para la producción de explosivos (nitrato de amonio), plásticos (urea-formaldehído) y otros diversos usos, como gas refrigerante, limpiador alcalino, tratamiento de fibras textiles, etc. (Vásquez y Salinas, 2019). Su costo de producción depende fuertemente de la fuente de energía utilizada en el proceso de HB y la vía de producción del hidrógeno.

En consideración de las nuevas aplicaciones del amoníaco, este puede utilizarse como portador de hidrógeno, combustible de transporte marítimo y para generar electricidad. El amoníaco respecto al hidrógeno tiene una mayor densidad de energía (50% superior) y una menor necesidad de condiciones extremas de presión y temperatura para su almacenamiento y transporte. Por ello, como portador de hidrógeno, puede utilizarse para almacenar y transportar de manera más fácil esta molécula en estado gaseoso o líquido para su posterior utilización. Asimismo, el transporte por ductos y marítimo de amoníaco es una tecnología madura y también existe la infraestructura (IEA, 2019). Pero, además del desafío de la brecha de costo, el costo de reconvertir y la pérdida de energía por reconvertir, está la necesidad de avance de la tecnología de craqueo de amoníaco para reconvertirlo a hidrógeno y nitrógeno. Según las vías tecnológicas en desarrollo, todavía se está en una etapa de demostración (craqueo con reformado) o incluso de prototipo (craqueo con membrana catalítica). Otro factor para considerar es que a diferencia del hidrógeno es tóxico para los seres vivos y al igual que este es inflamable, por lo que se deben tomar medidas para su manejo (IEA, 2019 y 2025).

El amoníaco como combustible para transporte marítimo está también en desarrollo. Este se podría utilizar puro o mezclado con otros combustibles (diésel) en motores de combustión interna. Si bien estos motores no emiten dióxido de carbono, emiten óxidos de nitrógeno, por lo que esta tecnología, que se encuentra en etapa de prototipo, debe considerar la mitigación de estos GEI. También se puede utilizar el amoníaco en sistemas que combinan su craqueo con celdas de combustibles de hidrógeno o directamente en sistemas de celdas de combustible de amoníaco (DAFC, por su sigla en inglés). Estas dos tecnologías también están en etapa de prototipo, pero por detrás de los motores de combustión interna (IEA, 2025).

Finalmente, el amoníaco puede ser utilizado para generar electricidad como combustible complementario en plantas de generación a carbón, lo que reduce las emisiones de GEI de estas plantas y cuya tecnología ha demostrado éxito y está entrando a una etapa de adopción. También se puede complementar con gas natural o hidrógeno, o sustituir a estos en un 100%, en plantas a gas (adaptadas o no) o directamente en plantas a amoníaco, lo que reduce notablemente las emisiones de GEI, pero estas tecnologías todavía están en etapa de prototipo. Similar nivel de maduración aplica a la DAFC para generación, la cual no emite dióxido de carbono (IEA, 2025).

Metanol (CH_3OH)

Es un líquido a temperatura ambiente que también se lo conoce como alcohol metílico. Se produce mayormente a través de procesos termoquímicos con combustibles fósiles, como los procesos de reformado y gasificación, de donde se obtiene un syngas rico en óxidos de carbono e hidrógeno el cual se sintetiza bajo presión en otro proceso con catalizador para obtener metanol (Vásquez y Salinas, 2019). También se produce a partir de la biomasa, con los procesos de gasificación e hidrogenación, lo que lleva a obtener biometanol. O, a partir de la electrólisis del agua que con la hidrogenación del dióxido de carbono se obtiene metanol sintético que, para diferenciarlo, se le llama electrometanol (*e-methanol*) (o metanol verde o renovable si el electrolizador funciona con una fuente renovable), pero esta tecnología todavía está en etapa de demostración³⁸ (IEA, 2025).

³⁷ Se estima que un 90% de la producción de amoníaco se realiza a través de este proceso (Vásquez y Salinas, 2019). Para la obtención del nitrógeno del aire se utiliza una unidad de separación del aire (ASU, por su sigla en inglés). La producción de amoníaco comprende una tecnología madura, de hace más de 100 años.

³⁸ La producción de metanol sintético requiere de una fuente de dióxido de carbono. Esta puede tener origen biológico o fósil y provenir de un sistema de CCUS, desde una industria que está generando y capturando las emisiones, o de un sistema de captura directa de aire (DAC, por su sigla en inglés). El sistema DAC ya se encuentra en una etapa comercial de madurez tecnológica.

El metanol es el alcohol más simple de todos y se utiliza para la producción de importantes productos químicos de base para varias industrias. Destacan ácido acético, formaldehído, metacrilato de metilo, metil terbutil éter y varios disolventes. También se lo utiliza en la producción de gasolina a partir de gas natural y carbón —proceso metanol a gasolina. Esta es una de las aplicaciones del metanol como combustible, ya sea mezclado en forma pura o utilizado tras una conversión adicional (por ejemplo, en éter metil-terc-butílico, como aditivo). Otra es cuando convertido en éter dimetílico (DME, por su sigla en inglés) se lo utiliza como combustible alternativo al diésel o al gas licuado de petróleo; además, se lo utiliza para producir biodiesel. Finalmente, a través de procesos alternativos al craqueo a vapor de naftas o al reformado catalítico, se utiliza para producir etileno y propileno —proceso metanol a olefinas— y benceno, tolueno y xilenos mixtos —proceso metanol a aromáticos. Estos procesos alternativos han abierto una vía para el metanol a químicos de alto valor. Por otra parte, destaca que el metanol es inflamable y tóxico, como los demás combustibles de petróleo, pero no es cancerígeno y es soluble en agua y biodegradable (IEA, 2019). El costo de producción del metanol también depende fuertemente de la fuente de energía utilizada en el proceso de producción para obtener el syngas rico en hidrógeno o, si se utiliza la vía de la electrólisis, el hidrógeno. Para esta última vía también se debe considerar la necesidad de disponer de una fuente de dióxido de carbono sostenible, lo que agrega complejidad y se traduce en un mayor costo respecto al amoníaco (IEA, 2025).

En consideración de las nuevas aplicaciones del metanol, este puede utilizarse como portador de hidrógeno y combustible para transporte marítimo y aéreo. El metanol respecto al hidrógeno tiene una mayor densidad de energía (80% superior) y, como líquido, al igual que los combustibles de petróleo, su almacenamiento y transporte es más fácil y menos costoso (IEA, 2019). Por ello, al igual que el amoníaco, como portador de hidrógeno, el metanol puede utilizarse para almacenar y transportar de manera más fácil esta molécula en estado líquido para su posterior utilización. Al igual que el amoníaco presenta las mismas ventajas respecto a la madurez de la tecnología de transporte y distribución y similares desafíos respecto a la brecha de costo, el costo de reconvertir y la pérdida de energía por reconvertir.

El metanol como combustible alternativo, principalmente, para transporte marítimo, con motores a combustión interna dual, es una tecnología madura. En estos motores se puede utilizar directamente la molécula o el combustible convencional. Esta tecnología para el transporte marítimo está más avanzada que la de amoníaco, aunque se proyecta que ésta última sería más costo-efectiva en el largo plazo (IEA, 2025). En el transporte aéreo, en cambio, la tecnología para el proceso de metanol a querosén de avión está en desarrollo en una etapa de prototipo (IEA, 2025).

Hierro de reducción directa

En la siderurgia, el hidrógeno se obtiene por lo general *in situ* —es decir, dentro o muy cerca de las instalaciones de las plantas que lo demandan—, como subproducto del calentamiento de carbón u otros combustibles³⁹. No obstante, este se utiliza principalmente para la producción de hierro metálico, mediante el proceso de reducción directa de hierro (DRI, por su sigla en inglés), donde el hidrógeno se emplea como agente reductor junto con óxidos de carbono (syngas procedente del reformado de gas natural o la gasificación de carbón)^{40 41}. El costo de energía constituye el principal factor de competitividad en esta industria. Posteriormente, el DRI se utiliza para producir acero en hornos de arco eléctrico (EAF, por su sigla en inglés) en una misma instalación, aunque también este puede convertirse en briquetas de hierro (HBI, por su sigla en inglés) para ser transportado para producir acero en otra instalación. Las briquetas son más compactas y fáciles de gestionar y almacenar, por lo tanto, de exportar que el DRI (IEA, 2021b y 2025).

³⁹ El gas de horno de coque (que se produce al calentar carbón a altas temperaturas), por ejemplo, contiene hidrógeno en gran medida (39-65%). Estos gases de combustión o gases residuales (WAG, por su sigla en inglés) se utilizan para diversos usos *in situ*, aunque también se pueden destinar a otras industrias o para el sector de energía (IEA, 2021).

⁴⁰ Además de acero, también se utiliza el hidrógeno para la producción de otros metales, como tungsteno, molibdeno y polvos especiales (Vásquez y Salinas, 2019).

⁴¹ La principal vía de producción de acero es por medio del "alto horno-horno básico de oxígeno" (BF-BOF, por su sigla en inglés), que produce hierro líquido (arrabio); no obstante, esta vía utiliza hidrógeno en una menor proporción, de 1-10%, que la vía por medio de la "reducción directa de hierro- hornos de arco eléctrico" (DRI-EAF, por su sigla en inglés) (IEA, 2021).

En consideración de las nuevas aplicaciones en la siderurgia, en términos generales, existen dos formas de utilizar H₂BE para la producción de acero. La primera, consiste en utilizar solamente, en un 100%, hidrógeno como agente reductor en la producción de DRI, sin utilizar y emitir de óxidos de carbono (es decir, sin gases de combustión o residuales como se realiza por medio de la vía tradicional). Esta tecnología está en desarrollo, en etapa de prototipo, por ahora. La segunda forma consiste en emplear el hidrógeno como insumo alternativo en la inyección de carbón de coque pulverizado para mejorar el rendimiento de los altos hornos convencionales. Esta tecnología está en etapa de demostración, sin embargo, no permite desplazar en un 100% las emisiones de óxidos de carbono de la combustión del carbón para la producción de acero, solo las reduce en un 20%, por lo que se prefiere la primera forma a largo plazo (Gischler *et al.*, 2023a; IEA, 2025).

Otros usos tradicionales

El hidrógeno también tiene otras aplicaciones industriales tradicionales que, pese a no poseer una gran cuota de mercado en la actualidad, destacan su versatilidad. Por ejemplo, se emplea en la hidrogenación de aceites vegetales líquidos para producir grasas semisólidas o sólidas (como margarinas), en el procesamiento de arenas bituminosas para producir combustibles como gasolina y diésel, en la industria del vidrio para producir vidrio de plano de alta calidad y en la de electrónica para procesar silicio de alta pureza y otros materiales (Vásquez y Salinas, 2019; IEA, 2019 y 2025).

b) Industria de refinado de petróleo

Las refinerías, con una participación de casi 44%, se posicionan como la segunda industria en importancia en la demanda mundial de hidrógeno⁴². El consumo se reparte entre Estados Unidos (23%), China (22%), Medio Oriente (14%), Europa (12%) e India (7%) y ALC (3%) (IEA, 2024a y 2025).

Las refinerías transforman el petróleo crudo en combustibles y materias primas químicas, esenciales para múltiples sectores de la economía. El hidrógeno desempeña un papel clave en las operaciones de refinación como materia prima, reactivo y fuente de energía para la transformación del petróleo crudo en aquellos productos (IEA, 2025).

Específicamente, el hidrógeno se utiliza en las refinerías de petróleo para el hidrotratamiento —que puede incluir la hidrodesulfuración (eliminación de azufre en los hidrocarburos)— y el hidrocrackeo de los productos derivados: el primero para eliminar impurezas, como el azufre o el nitrógeno, y el segundo para transformar las fracciones de petróleo más pesadas en productos más ligeros, como la gasolina o el diésel. Estos usos han cobrado mayor relevancia en el último tiempo debido al endurecimiento de las normas sobre el contenido de azufre en los combustibles (Vásquez y Salinas, 2019; IEA, 2025).

En consideración de las nuevas aplicaciones del hidrógeno y ante una potencial disminución de la actividad de refinación de combustibles fósiles por la transición energética y la creciente oferta de combustibles alternativos, las refinerías podrían utilizar sus capacidades para desarrollar soluciones innovadoras y más eficientes y sostenibles para mantener sus operaciones. Gracias a su infraestructura, experiencia técnica y capital humano, estas plantas están bien posicionadas para transformarse en centros de producción de combustibles de bajas emisiones —incluyendo biocombustibles, H₂BE y sus portadores, combustibles sintéticos— aprovechando además que la normas y estándares en desarrollo a nivel internacional sobre combustibles más limpios y sostenibles aumenta la necesidad de hidrógeno en procesos de refinación y/o en plantas petroquímicas. Las refinerías ya están comenzando a utilizar H₂BE como insumo para la producción de biocombustibles, como diésel renovable (HVO, por su sigla en inglés) y combustible de aviación sostenible (SAF, por su sigla en inglés) a partir de aceites y grasas residuales de biomasa, pero también combustibles sintéticos (IEA, 2025). Esta oportunidad para las empresas de

⁴² La mayor parte del hidrógeno consumido en las refinerías de petróleo es producido "*in situ*", como producción cautiva dedicada a partir combustibles fósiles sin mitigación de emisiones (45%) y como subproducto (35%), del reformado catalítico de nafta y craqueo a vapor. El resto (20%) proviene de comerciantes, que pueden ser productores de hidrógeno o estar vinculados con estos o ser intermediarios entre las plantas con excedentes y faltantes, que también se produjo predominantemente a partir de combustibles fósiles sin mitigación (IEA, 2025).

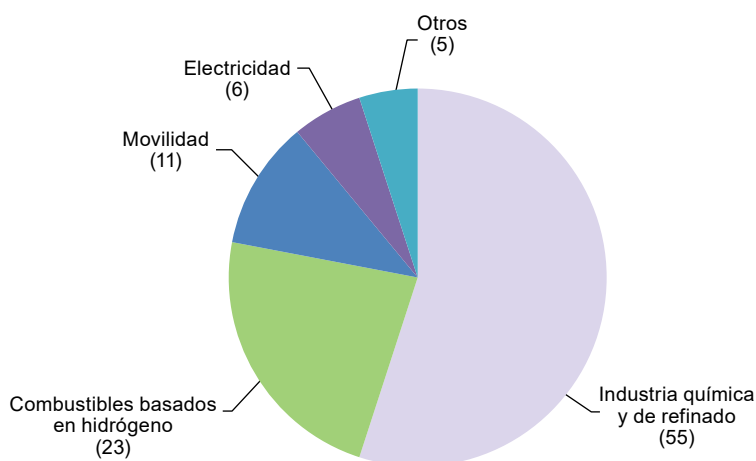
refinación de aprovechar sus capacidades para ampliar y diversificar su oferta de combustibles es válida también para las empresas nacionales de petróleo y gas natural, las cuales, por su escala, poseen, en general, activos dedicados a la refinación⁴³.

2. Usos nuevos

Las nuevas aplicaciones del hidrógeno refieren a las tradicionales, donde se utiliza H₂AE y se busca sustituirlo por H₂BE o se produce un portador de H₂AE y se busca sustituirlo por uno de H₂BE, y a las nuevas, donde el sector o la industria no se caracteriza por hacer uso de hidrógeno o producir un portador de este, pero es un sector o industria difícil de electrificar y/o desfosilizar y que tiene potencial de incorporar al H₂BE para hacer frente al desafío de la descarbonización.

Sobre la base de la información de anuncios de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones de IEA (2025), aquellos con decisión final de inversión en 2024 destinarían su producción de H₂BE en una mayor parte a sectores o industrias tradicionales, como la industria química y la de refinado (55%), pero también a aplicaciones nuevas, que en la actualidad no utilizan H₂BE y que su participación entre los principales consumidores de hidrógeno es marginal, como la industria de combustibles basados en hidrógeno (23%), el sector de transporte (11%) y el de electricidad (6%) (véase el gráfico I.1). Esta tendencia, de utilización del H₂BE tanto en las aplicaciones tradicionales como en las nuevas, se confirma con los proyectos que han logrado un acuerdo de compraventa firme (*firm offtake agreements*) entre 2021 y 2025. Estos proyectos de H₂BE con una demanda menos incierta indican como principal producto final los combustibles basados en hidrógeno que, en conjunto, suman la mayor parte (36%); le siguen los tradicionales: amoníaco para químicos (33%), hidrógeno en general (27%) y acero (4%) (véase el gráfico I.2).

Gráfico I.1
Mundo: inversión acumulada en producción de H₂BE por intención de uso, 2024
(En porcentajes, sobre la base de 7,9 mil millones de dólares)

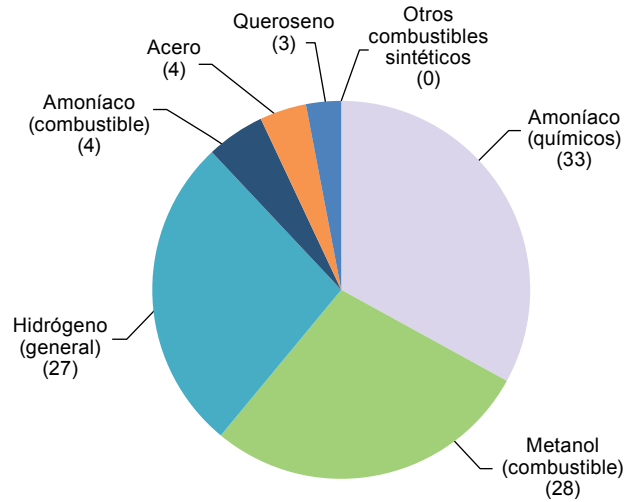


Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.

Nota: Los usos previstos en la categoría "Otros" incluye usos finales no revelados. Los valores de inversión corresponden a los gastos anualizados estimados en proyectos que habían tomado la decisión final de inversión a julio de 2025.

⁴³ Las empresas nacionales de petróleo y gas natural disponen de importantes capacidades, no solo productivas y tecnológicas, por lo que la oportunidad y el desafío, frente a la transición energética, no se limita a la diversificación de su oferta de combustibles, sino también a las distintas actividades que están realizando y los productos y servicios que proveen. Las empresas de petróleo y gas pueden devenir empresas nacionales de energía (véase capítulo VI. El aporte de los hidrocarburos para una transición económica y energética en CEPAL, 2024a).

Gráfico I.2
Mundo: acuerdos de compraventa firme acumulados de H₂BE por producto final, 2021-2025
(En porcentajes, sobre la base de 1,6 millones de toneladas)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.

Sobre la base de esta información de anuncios de proyectos (IEA, 2025) y las proyecciones de IEA (2024), las nuevas aplicaciones del hidrógeno se darían principalmente en los siguientes sectores e industrias: combustibles basados en hidrógeno, transporte, generación de electricidad, generación de calor y biocombustibles. El despliegue de cada uno de estos sectores o industrias se proyecta con diferente ritmo e intensidad en el tiempo, es decir, a corto, mediano y largo plazo, según el nivel de madurez tecnológica alcanzado por cada producto y sus complementos, la disponibilidad de la infraestructura requerida para su utilización (lo que incluye, según corresponda, las máquinas y los equipos para su manejo, transporte, almacenamiento y distribución) y las brechas de costo respecto a las tecnologías convencionales o alternativas.

Respecto al costo se debe considerar también la pérdida de eficiencia a la que están sujetos todos los vectores energéticos, como el hidrógeno y los combustibles fósiles. Estos sufren pérdidas de eficiencia cada vez que se producen, convierten o utilizan. En el caso del hidrógeno, estas pérdidas pueden acumularse a lo largo de las diferentes etapas de cada cadena de valor. Por ejemplo, tras convertir la electricidad en hidrógeno, transportarlo y almacenarlo, y luego volver a convertirlo en electricidad en una celda de combustible, la energía suministrada puede ser inferior al 30 % de la electricidad inicialmente utilizada. Esto hace que el hidrógeno sea más "caro" que la electricidad o el gas natural utilizados para producirlo. También justifica la minimización del número de conversiones entre portadores de energía en cualquier cadena de valor (IEA, 2019).

En ausencia de restricciones al suministro de energía, y siempre que se valoren las emisiones de carbono, la eficiencia puede ser en gran medida una cuestión económica, que debe considerarse a nivel de toda la cadena de valor. Esto es importante, ya que el hidrógeno puede utilizarse con una eficiencia mucho mayor en determinadas aplicaciones y tiene el potencial de producirse sin emisiones de gases de efecto invernadero. Por ejemplo, una celda de combustible de hidrógeno en un vehículo tiene una eficiencia de alrededor del 60 %, mientras que un motor de combustión interna de gasolina tiene una eficiencia de alrededor del 20 % (IEA, 2019).

Combustibles basados en hidrógeno

Estos agrupan, además de la propia molécula de hidrógeno (gaseosa o líquida), al amoníaco, metanol y los combustibles sintéticos. El hidrógeno puede utilizarse como combustible en motores de

combustión interna (H₂ICE, por su sigla en inglés), en celdas de combustibles (H₂FC, por su sigla en inglés) y turbinas. En los H₂ICE, que son adaptados para esta molécula o son de nueva generación, se puede utilizar puro o mezclado con otros combustibles (diésel o gas natural), pero su combustión emite óxidos de nitrógeno (y otros GEI cuando está mezclado). Las celdas de combustibles en motores eléctricos (H₂FCEV, por su sigla en inglés) son más eficientes que los H₂ICE y no generan emisiones de GEI, pero requieren hidrógeno puro. Las turbinas de las centrales a gas natural pueden ser adaptadas para utilizar una parte de hidrógeno, lo que permite reducir parcialmente las emisiones (Srna, 2023).

Los combustibles sintéticos, como la gasolina sintética, el diésel sintético, el querosén sintético, entre otros, se producen a partir del proceso de síntesis de Fischer-Tropsch (FTS, por su sigla en inglés) que hace reaccionar a temperatura controlada un syngas compuesto por hidrógeno y monóxido de carbono en un reactor con un catalizador de metales. El syngas puede resultar de la gasificación del carbón o la biomasa, del reformado de gas natural o de combinar hidrógeno producido a partir de la electrólisis del agua y carbono procedente de una fuente biogénica o del aire —capturado por medio de un sistema de CCUS o un sistema de captura directa de aire (DAC, por su sigla en inglés)⁴⁴ ⁴⁵. En este último caso, con la electrólisis del agua para obtener hidrógeno, al combustible sintético, para su diferenciación, se lo denomina electrocombustible (*e-fuel*) (o combustible sintético renovable si el electrolizador funciona con una fuente renovable)⁴⁶.

Los combustibles sintéticos tienen la ventaja de poder utilizarse directamente en las tecnologías de combustión existentes (motores de combustión interna, turbinas, etc.) y, mayormente, esto no requiere modificaciones o adaptaciones de las infraestructuras y las máquinas y equipos que se emplean para su uso. Por ejemplo, la gasolina sintética se puede utilizar para el transporte de carretera para pasajeros, el diésel sintético para el marítimo o el de carretera para carga pesada y el querosén sintético para el aéreo. Estos sintéticos pueden sustituir a sus equivalentes convencionales. Lo mismo para el metano sintético en reemplazo del gas natural licuado para el transporte marítimo o del gas natural para la generación de calor o electricidad. No obstante, su combustión solo tendría un impacto neutro en las emisiones de GEI si se utilizan electrocombustibles, lo cual genera controversia ya que también emiten óxidos de nitrógeno. Además, están los desafíos de la brecha de costo entre los combustibles sintéticos y los convencionales y la pérdida de eficiencia que es superior en los sintéticos. Los electrocombustibles podrían ser una opción para la descarbonización solo para determinadas aplicaciones donde el uso de directo de hidrógeno, baterías o celdas combustibles no es factible o comparativamente es superior en términos de sostenibilidad (como en el transporte aéreo o el marítimo).

Sector de transporte

La versatilidad del hidrógeno permite su utilización en diferentes modos de transporte (terrestre, marítimo, aéreo y espacial). En el transporte terrestre de carretera, el H₂BE se puede utilizar en vehículos con H₂ICE. Esta tecnología no es nueva, ha superado su etapa de demostración en vehículos de pasajeros con 4 ruedas (automóviles), pero no ha logrado avanzar en la etapa comercial. Entre las razones se destaca la mayor eficiencia de los H₂FCEV y de los vehículos eléctricos con baterías recargables (BEV, por su sigla en inglés), el limitado apoyo de los gobiernos para su despliegue frente a estas dos alternativas y la falta de infraestructura para el suministro de H₂BE (para su manejo, transporte, almacenamiento y distribución) (Srna, 2023). En cambio, se proyecta principalmente su utilización en el transporte terrestre de carga pesada (camiones), cuya tecnología está en etapa de demostración (IEA, 2025). Por su parte, la opción de utilizar H₂BE en H₂FCEV de 4 ruedas ha tenido mayor aceptación, pero, en comparación a los BEV, su eficiencia es menor y tienen un mayor costo. Por ello, los BEV son preferidos y se proyecta su despliegue

⁴⁴ En el proceso FTS se requiere monóxido de carbono por lo que el dióxido de carbono debe pasarse por un catalizador previamente para su utilización en la producción de combustibles sintéticos. Existe una tecnología en desarrollo para el proceso de FTS con dióxido de carbono, pero esta se encuentra todavía en una etapa de prototipo (IEA, 2025).

⁴⁵ El carbono biogénico está disponible en algunas industrias que lo emiten en volúmenes y concentraciones suficientemente elevados para su posible captura mediante sistemas de CCUS. Entre estas industrias se destaca la de biocombustibles (bioetanol y biogás), de pulpa y papel y de generación de electricidad con biomasa o residuos.

⁴⁶ El carbono incorporado en los combustibles sintéticos (y también en la urea) se libera finalmente en su uso final. Por lo tanto, para que estos combustibles sean sostenibles, el carbono debe ser biogénico o capturado directamente del aire. Si se utiliza carbono fósil, las emisiones totales se reducen, ya que este gas se utiliza dos (o más) veces, pero el sistema no puede alcanzar emisiones cero (IEA, 2024a).

para la descarbonización en este segmento. No obstante, en el transporte de carga pesada con H₂FCEV, la penetración de mercado ha sido más importante que la de los H₂FCEV con 4 ruedas y puede ser una mejor opción que los BEV de carga pesada, debido a que estos últimos requieren de baterías de gran tamaño y peso (dado la menor densidad de energía por unidad de masa de estas). Además, la tecnología de transporte de carga pesada con H₂FCEV es madura y se proyecta su utilización a futuro (IEA, 2025).

El transporte marítimo también se perfila como un sector importante para el desarrollo del hidrógeno, tanto por su rol como medio de transporte para el comercio de la molécula como por su rol como consumidor de combustibles basados en hidrógeno. Las alternativas de combustibles para este sector son: biocombustibles, hidrógeno y combustibles basados en hidrógeno. Algunas de estas alternativas, como el biodiésel y biometano, se pueden utilizar directamente sin modificaciones o adaptaciones de la tecnología de los buques⁴⁷. Pero estos biocombustibles tienen algunas limitaciones: una es la disponibilidad de biomasa sostenible, que es la materia prima; otra es el costo de producción (que se relaciona con esta disponibilidad de la materia prima); y la competencia con otros sectores. Por lo que la alternativa de combustibles basados en H₂BE es posible, ya que se espera que estos sean menos costosos y estén más disponibles, pero requieren que los buques y sus motores sean adaptados o modificados. En el caso del metanol de bajas emisiones, que puede ser metanol sintético (producido a partir H₂BE y carbono biogénico o capturado del aire) o biometano (producido con biomasa) sería el principal combustible de bajas emisiones en el corto plazo, ya que se considera una tecnología madura. No obstante, enfrenta la barrera de la disponibilidad dado que no es una materia prima que se comercialice como los combustibles fósiles y requiere en la actualidad una compra planificada. Por su parte, el amoníaco basado en H₂BE o el mismo H₂BE para este transporte, tanto como combustible directo en motores o para alimentar celdas de combustibles, presentan todavía desafíos, sus tecnologías aún están en desarrollo: salvo los buques con celdas de combustibles de H₂BE que están por salir de etapa de demostración, las otras 3 están todavía en prototipo. Estas dos alternativas, libres de carbono, sin embargo, son escalables y tiene mejores perspectivas en el largo plazo que el metanol de bajas emisiones, dada la limitación que puede encontrar la producción de este último, por la disponibilidad y el costo de biomasa sostenible o de carbono biogénico. En el caso de la utilización de H₂BE —versus amoníaco y metanol de bajas emisiones—, no obstante, se debe considerar que esto conlleva algunos desafíos técnicos, ya que se requiere de modificaciones y adaptaciones de la infraestructura portuaria y los buques para el manejo y almacenamiento de la molécula en estado líquido criogénico, lo que también tiene un mayor costo (Salinas y Vásquez, 2019; IEA, 2025). Es válido agregar que el Marco de cero emisiones de la Organización Marítima Internacional (*IMO Net-zero Framework*, por su denominación en inglés), aprobado en abril de 2025 y que entra en vigor en 2027, para determinados buques, podría acelerar la adopción de combustibles basados en H₂BE⁴⁸.

El transporte aéreo es otra modalidad que puede ser de importancia para el despliegue del hidrógeno. En la actualidad, el 99% del combustible utilizado en este transporte es netamente querosén de avión de origen fósil; el consumo de hidrógeno y combustibles basados en hidrógeno en el transporte aéreo es marginal (solo se demanda esta molécula para los procesos de refinación en la producción de querosén de avión de origen fósil o bio). No obstante, nuevos marcos normativos en apoyo a la utilización de combustible de aviación sostenible (SAF, por su sigla en inglés), como en la Unión Europea y el Reino Unido, podrían cambiar esta situación (IEA, 2025). Estas normas introducen obligaciones de mezcla y utilización de cuotas progresivas de SAF y SAF sintético basado en hidrógeno. Estos combustibles se pueden utilizar también directamente sin modificaciones o adaptaciones de la tecnología de los aviones. Por su parte, el uso del hidrógeno directo en los aviones, en celdas de combustibles o turbinas de gas, aún está en desarrollo, en etapa de prototipo. Al respecto, de nuevo, el manejo y almacenamiento de la molécula en estado líquido criogénico presenta requerimientos técnicos para la infraestructura aeroportuaria y los aviones que deben ser adaptados o modificados para el manejo y almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico (IEA, 2025).

⁴⁷ Se dice que son combustibles “drop-in” dado que su utilización no requiere que los vehículos, en este caso, los buques, tengan modificaciones o adaptaciones importantes. Por ejemplo, los motores diésel pueden funcionar con biodiésel y, similarmente, los motores que funcionan con gas natural licuado pueden funcionar con biometano (IEA, 2025).

⁴⁸ Para más información, véase: <https://www.imo.org/en/mediacentre/pressbriefings/pages/imo-approves-netzero-regulations.aspx>.

Sector de energía para viviendas y comercios

El H₂BE puede ser una fuente de energía para las viviendas y comercios, a través de celdas de combustibles para generar calor y electricidad. Es una tecnología madura, pero su utilización para esta demanda es muy limitada en la actualidad. La electrificación, la calefacción urbana a partir de otras fuentes y las energías renovables distribuidas (por ejemplo, a través de paneles solares fotovoltaicos) siguen estando muy por delante de las tecnologías que utilizan hidrógeno. No obstante, se explora la aplicación de hidrógeno para calefacción, climatización y calentamiento de agua para las edificaciones, a través de equipos de calderas de agua, bombas de calor o equipos híbridos. Es una tecnología todavía que, según el tipo de sistema, se encuentra en distintas etapas de desarrollo, pero que encuentra desafíos de adopción y viabilidad económica. Las tecnologías de calderas con hidrógeno y de bombas de calor con metano sintético son maduras, pero las bombas de calor con mezcla de hidrógeno y gas natural están en etapa de demostración (IEA, 2025).

Sector de generación eléctrica

El hidrógeno y amoníaco de bajas emisiones pueden convertirse en una importante fuente de flexibilidad para los sistemas eléctricos de bajas emisiones y son una de las pocas opciones disponibles para el almacenamiento de electricidad a gran escala y estacional, especialmente en sistemas eléctricos con una alta proporción de generación de electricidad con energía renovable variable. Aunque la capacidad instalada de generación eléctrica con hidrógeno o amoníaco todavía es muy pequeña (menos del 0,01% de la capacidad total en el mundo), se proyecta un crecimiento acelerado (IEA, 2025). En la actualidad, las celdas de combustible con hidrógeno o amoníaco y las turbinas de gas natural con mezcla de hidrógeno son tecnologías maduras y dominantes. Por su parte, las turbinas de hidrógeno y las plantas de carbón con mezcla de amoníaco están en una etapa final de demostración. En cambio, los sistemas híbridos de turbinas gas natural y celdas de combustibles, las turbinas de gas natural con mezcla de amoníaco y las turbinas de amoníaco están en una etapa de prototipo. Si bien la tecnología está avanzada, el hidrógeno y el amoníaco de bajas emisiones son portadores relativamente caros para la generación de electricidad, por lo que su adopción en este sector depende en gran medida de los esfuerzos de los gobiernos para cerrar la brecha de precios con las alternativas basadas en combustibles fósiles.

Otras industrias

El hidrógeno también se puede utilizar en la generación de calor de alta temperatura para industrias diferentes a la de refinado, química y acero, como la de alimentos y bebidas, aluminio, cemento, papel, vidrio, papel, etc. Las tecnologías para la utilización del hidrógeno en estas industrias están en distintas etapas de desarrollo y podrían reducir las emisiones de GEI en procesos muy intensivos en energía. No obstante, es importante tener en cuenta que, actualmente, para la generación de calor industrial, el H₂BE no se considera un reemplazo directo del gas natural (Gischler et al., 2023a).

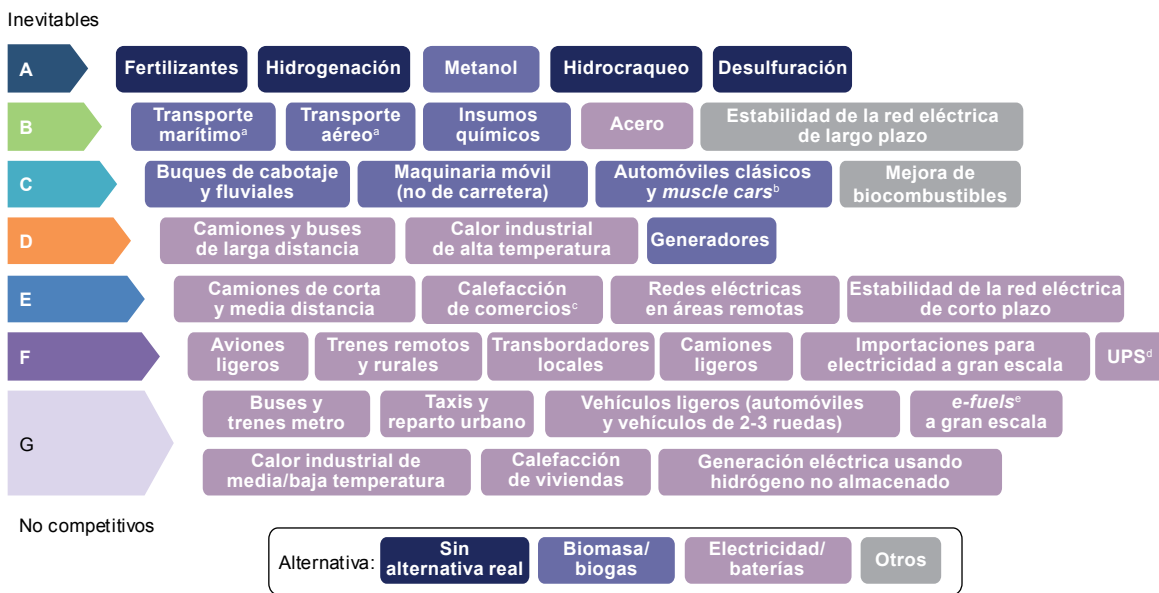
Por ejemplo, si bien el hidrógeno se ha utilizado en caldera de agua industriales (para generar vapor) desde hace muchos años, esto ha sido en industrias especializadas con experiencia en el uso y manejo de hidrógeno, como la industria de cloro-álcali. En la actualidad hay proyectos en demostración de calderas industriales con H₂BE para la industria de alimentos y bebidas y en la de papel; también hay proyectos en demostración de calderas industriales con amoníaco en lugar de hidrógeno o gas natural (IEA, 2024a). Así, en la industria del papel, el H₂BE puede reemplazar al gas natural en la generación de calor para procesos de secado del papel (Gischler et al., 2023a).

Por su parte, el H₂BE puede ser utilizado en hornos industriales, potencialmente en combinación con electricidad u otros combustibles. Hay proyectos en la industria del vidrio en hornos industriales donde se mezcla H₂BE con otros combustibles y en otros donde se utiliza solo hidrógeno. También se puede utilizar el H₂BE, solo o en mezcla con otros gases combustibles, en procesos que utilizan quemadores (IEA, 2024a). Así, en la industria de cemento, tiene el potencial de reducir hasta un 50% las emisiones de carbono al reemplazar una parte del carbón utilizado en los hornos de alta temperatura para la producción de clínker (insumo principal para la fabricación de cemento). En la industria del aluminio, el H₂BE tiene

potencial en los procesos de baja y alta temperatura utilizados en la refinación (calcinación) de alúmina y la fundición (refino) del aluminio. Ya hay un proyecto en demostración que utiliza un quemador de H₂BE para el proceso de calcinación (Gischler et al., 2023a; IEA, 2024a).

Como se evidencia, por su versatilidad como portador de energía y materia prima, el H₂BE ofrece un amplio potencial para su utilización en diferentes aplicaciones nuevas. En diagrama I.1 ayuda a sintetizar este potencial para sectores e industrias que tienen posibilidad de integrarlo en sus procesos. Estos se ordenan según el grado de competitividad (no solo de eficiencia) que tiene el H₂BE frente a otras alternativas con un horizonte hasta 2035 (Michael Liebreich/Liebreich Associates, 2023). Por ejemplo, esta clasificación permite visualizar qué aplicaciones del H₂BE en determinados sectores o industrias se presentan como la respuesta más probable para la descarbonización y que no podrían evitar su adopción —como en los fertilizantes (amoníaco), el metanol, la siderurgia o el transporte aéreo y marítimo—. Mientras que otras potenciales aplicaciones del H₂BE aparecen actualmente como una respuesta menos posible frente a otras alternativas —como en el transporte con vehículos ligeros, autobuses, trenes metro, calefacción de viviendas y comercios, etc.—. Esto no significa que una aplicación de H₂BE que hoy no es “competitiva” lo sea en el futuro y viceversa.

Diagrama I.1
Escalera del hidrógeno: sectores e industrias con potencial de adoptar el H₂BE



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Liebreich, M./Liebreich Associates, Clean HydrogenLadder, Versión 5.0. 2023. Concept credit: Adrial Hiel, Energy Cities. CC-BY 4.0.

^a Como amoníaco o metanol.

^b Combustibles sintéticos (*e-fuels*).

^c Como sistema híbrido.

^d UPS = sistema de alimentación ininterrumpida.

^e *E-fuels* = electrocombustibles; A = sin alternativas; B = alta probabilidad de cuota de mercado; C = probabilidad de cuota de mercado; D = posibilidad de cuota de mercado; E = posibilidad de cuota de mercado nicho; F = posibilidad de cuota de mercado nicho en algunas áreas geográficas; G = posibilidad incierta.

II. El mercado del hidrógeno en el mundo

A. Panorama mundial

1. Consumo de hidrógeno

El consumo mundial de hidrógeno se acercó a las 100 Mt en 2024. Esta demanda mundial ha tenido un crecimiento continuo en las últimas dos décadas que solo fue interrumpido por la pandemia del COVID-19⁴⁹. China se posiciona como el mayor consumidor a nivel mundial, responsable del 29% del consumo total. Le siguen América del Norte (16%), Medio Oriente (14%), India (10%) y Europa (7%). Así, el continente asiático da cuenta de más de la mitad de la demanda de hidrógeno en el mundo. Por su parte, América Latina y el Caribe (ALC) concentra apenas el 4% (véase el gráfico II.1) (IEA, 2025).

Las participaciones y el posicionamiento en el consumo de estas regiones y países prácticamente no se han alterado en los últimos años. La excepción es Medio Oriente, que sumó dos puntos porcentuales entre 2021 y 2024, por mayor refinación y producción de químicos, y consolidó su tercer lugar; e India, que también sumó casi dos puntos porcentuales en el mismo período, por mayor producción de acero, y superó a Europa, que ocupaba el cuarto lugar (IEA, 2025).

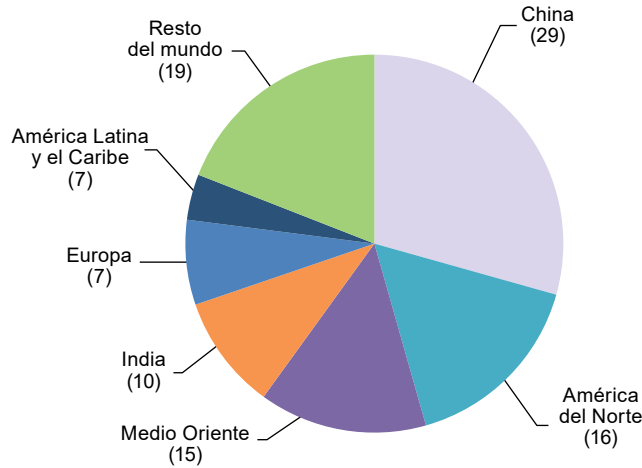
Respecto a lo anterior, tampoco las participaciones de los sectores o industrias que hacen uso del hidrógeno se han modificado. Estas siguen concentradas en las aplicaciones tradicionales: la industria de refinado de petróleo (43,7%), la química, principalmente para la producción de amoníaco y metanol, (50,0%) y la siderúrgica para la producción de acero a través del proceso de DRI-EAF (5,5%) (véase el gráfico II.2). En conjunto, estas aplicaciones tradicionales explican casi la totalidad de la demanda mundial, la cual sigue siendo abastecida mayoritariamente por H₂AE. El uso del hidrógeno en las aplicaciones nuevas es todavía marginal (0,8%); principalmente ha sido para la mejora de biocombustibles y menormente para transporte terrestre⁵⁰. No obstante, se debe destacar que el crecimiento del uso del hidrógeno en estas

⁴⁹ La IEA (2025) subraya que el crecimiento de la demanda mundial de hidrógeno ha sido impulsado principalmente por las dinámicas propias de la industria y no por las políticas públicas para la promoción del H₂BE. En consecuencia, no solo no se han registrado avances en mitigación de emisiones, sino que las emisiones directas de CO₂ asociadas a su producción han seguido aumentando hasta alcanzar 980 Mt en 2024. Esta estimación conservadora supera las emisiones anuales combinadas de Indonesia y Francia.

⁵⁰ Sobre la base de IEA (2024a y 2025), se calcula que el uso de hidrógeno en las aplicaciones nuevas se distribuyó en un 87% para mejora de biocombustibles y un 13% para transporte de carretera (con una participación de camiones de 60%, de buses de 28% y de automóviles 12%) y que el hidrógeno consumido por estas aplicaciones fue mayormente H₂AE.

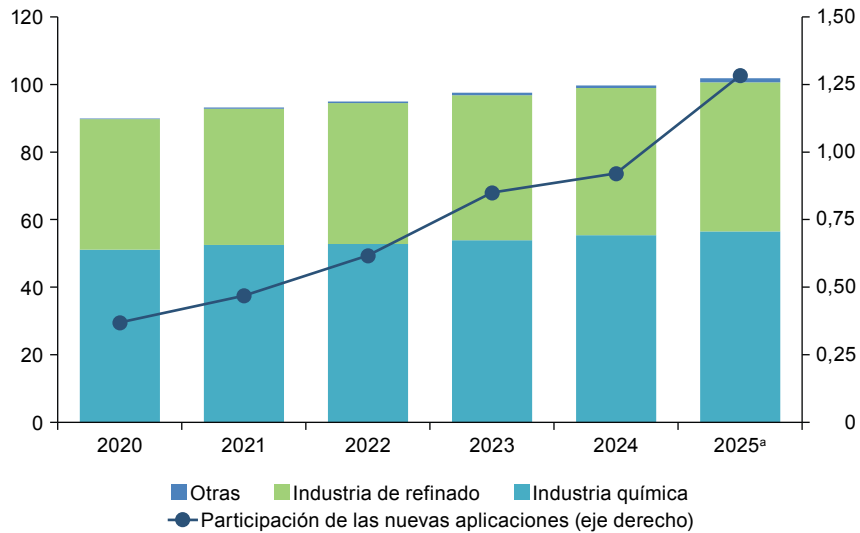
aplicaciones nuevas ha sido importante en términos relativos en los últimos años: su uso creció cerca de un 40% en 2023 y en un 10% en 2024, respectivamente, en relación con el año previo. Y, asimismo, se estima que en 2025 la participación de estas aplicaciones nuevas supere con creces el 1% (IEA, 2024a y 2025).

Gráfico II.1
Mundo (regiones y países seleccionados): demanda de hidrógeno por región o país, 2024
 (En porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de la IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.

Gráfico II.2
Mundo: consumo de hidrógeno por industria, 2020-2025
 (En millones de toneladas y en porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de la IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.

Nota: "Industria" incluye producción de amoníaco, metanol y hierro de reducción directa (DRI); "Otras" incluye transporte, generación de electricidad, producción de combustibles basados en hidrógeno, edificios y mejora de biocombustibles.

^a 2025 es una estimación basada en las tendencias observadas hasta julio de 2025.

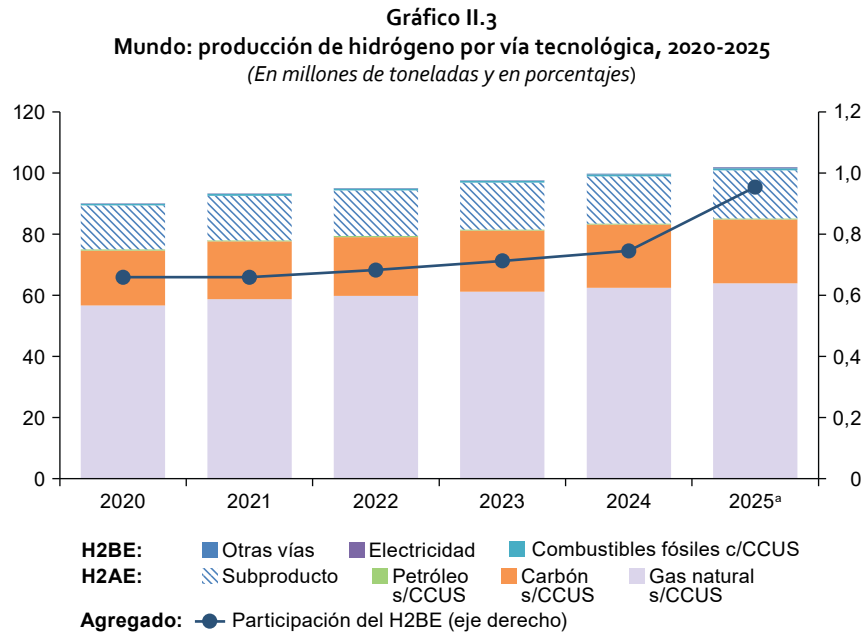
La baja utilización del H₂BE se debe a una combinación de factores, donde destaca la brecha de costo de producción entre el H₂BE y el H₂AE. Del mismo modo, el costo de utilizar H₂BE y sus portadores (como combustibles basados en hidrógeno) en aplicaciones nuevas en las que se puede sustituir combustibles

fósiles es más elevado que el costo de utilizar combustibles fósiles u otras opciones de energías limpias o de bajas emisiones. Estas brechas de costo, a su vez, están acompañadas de limitada disponibilidad de tecnologías de uso final en un nivel de madurez avanzado (etapa comercial), complejos marcos regulatorios y falta de infraestructura (IEA, 2025). Estos factores provocan incertidumbre y conducen a una baja creación de demanda. Se requiere, por lo tanto, apoyo de los gobiernos, pero sus esfuerzos deben ser integrales; es decir, cada una de las aristas debe ser abordada de manera articulada.

2. Producción de hidrógeno

La producción mundial de hidrógeno también casi alcanzó las 100 Mt, con una producción que se mantiene explicada casi en su totalidad por procesos con combustibles fósiles sin tecnología de CCUS. La producción de hidrógeno se dice que es cautiva ya que en las mismas instalaciones que este se produce también se consume. Por lo que la oferta mundial sigue una tendencia similar a la de la demanda mundial y se orienta casi en su totalidad al consumo interno, con un muy escaso comercio internacional, por lo que las participaciones en la contribución a la oferta se asimilan a las de la demanda: China (30%), Estados Unidos (15%), Medio Oriente (15%), India (10%), Europa (7%) y ALC (4%) (IEA, 2024a y 2025).

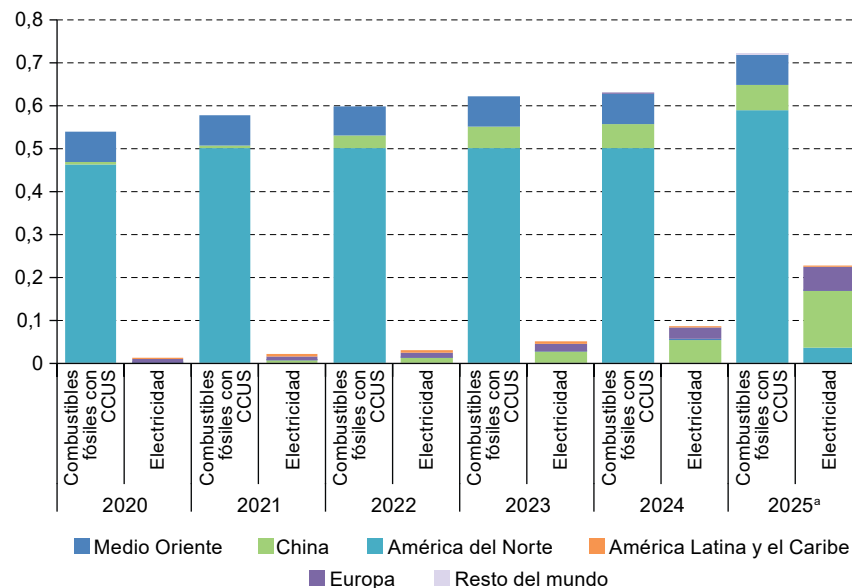
En cuanto a su matriz productiva, el hidrógeno continúa dependiendo en gran medida de los procesos termoquímicos con combustibles fósiles sin CCUS (véase el gráfico II.3). Los procesos con gas natural sin CCUS contribuyen con poco menos del 63% de la producción mundial de hidrógeno, siendo Medio Oriente el principal productor por esta vía, seguido por Estados Unidos y China. Luego, los procesos con carbón sin CCUS contribuyen con cerca del 21% del hidrógeno producido en el mundo. Esta vía se concentra casi exclusivamente en China y, menormente, en India. Adicionalmente, poco menos del 16% del hidrógeno se produce como subproducto de procesos en refinerías y la industria petroquímica (procesos de craqueo catalítico y craqueo a vapor) (IEA, 2024a y 2025).



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de la IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.
 Nota: CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; ROW = Resto del mundo. "Otras vías tecnológicas" incluye al hidrógeno producido a partir de biomasa y pirólisis de metano; "Subproducto" refiere al hidrógeno producido en unidades de craqueo catalítico de nafta y unidades de craqueo a vapor, que se utiliza posteriormente en la refinación.
^a Estimación para 2025, basado en las tendencias observadas hasta julio de 2025.

Por su parte, la producción de H₂BE ha crecido a mayor ritmo desde 2020, pero su participación en la producción mundial de hidrógeno se mantiene marginal⁵¹. Pasó de casi 0,6 Mt a 0,8 Mt entre 2020 y 2024, es decir un aumento de casi un tercio, pero representa menos del 1% de la producción mundial de hidrógeno (véase el gráfico II.4). Esta producción de bajas emisiones provino mayormente (85%) de un pequeño número de instalaciones ubicadas en América del Norte que utilizan procesos con combustibles fósiles y tecnología de CCUS, aunque solo con captura parcial⁵². El H₂BE producido con electrólisis del agua, por su parte, mostró un notable crecimiento del 60% en el último año, superando los 0,1 Mt, lo que fue impulsado por nueva capacidad instalada en China. La menor contribución de esta vía de producción del H₂BE (15%) evidencia que el despliegue de esta tecnología todavía encuentra desafíos. Al respecto, IEA (2025) señala que el sistema actual está profundamente anclado a las capacidades de producción existentes e infraestructuras establecidas, que representan altos costos hundidos. Por ello, para un cambio estructural se requerirán acciones de política ambiciosas.

Gráfico II.4
Mundo: producción de H₂BE por vía tecnológica y región o país, 2022-2025
(En millones de toneladas)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de la IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.

Nota: CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono.

^a Valor estimado para 2025, basado en proyectos anunciados que planificaron comenzar operaciones en 2025 y están al menos en la etapa de decisión final de inversión (FID, por su sigla en inglés).

Sobre lo expuesto se puede destacar que las regiones y países están privilegiando vías tecnológicas de producción del H₂BE según sus capacidades y acceso a recursos, lo que también se refleja en los esfuerzos de los gobiernos. De esta manera, América del Norte, con importantes recursos fósiles y capacidades y experiencia en su explotación, está dando prioridad a la producción de H₂BE a partir de los procesos que insumen estos recursos, mientras que China y Europa, con recursos fósiles limitados y dependientes de las importaciones de estos, están centrando sus esfuerzos en la producción con los procesos de electrólisis del agua (IEA, 2025).

⁵¹ De acuerdo con IEA (2025), el despliegue de las tecnologías para producir H₂BE enfrenta importantes barreras, ya que el sistema actual está profundamente anclado debido a los costos hundidos de las capacidades de producción existentes y la infraestructura establecida. Por ello, para un cambio estructural se requerirán acciones de política ambiciosas (IEA, 2025).

⁵² La captura de emisiones es parcial ya que se trata de plantas que fueron reconvertidas y que solo se capturan las emisiones de los procesos (reformado de gas natural y gasificación de carbón y petróleo). Se estima que de las 0,9-1,2 Mtpa de hidrógeno que producen estas plantas solo alrededor de 0,6 Mtpa es H₂BE (IEA, 2025).

3. Evolución de los proyectos de H₂BE en el mundo

IEA (2025), sobre la base de la información de anuncios de proyectos, estima que la producción mundial de H₂BE podría alcanzar las 37 Mtpa hacia 2030 (véase el gráfico II.5). Si bien esto significa un crecimiento de casi 50 veces la producción de H₂BE de 2024, un año atrás esta estimación era de 49 Mtpa, lo cual evidencia un importante ajuste en la cartera de proyectos. Esta situación se explica por las siguientes razones: i) el retraso de proyectos, con postergación de inicio hasta después 2030; ii) la puesta en pausa de proyectos de manera indefinida, en espera de que mejoren las condiciones del mercado o se revisen los estudios de viabilidad; y iii) la cancelación de proyectos de manera definitiva, lo que reduce parte de la capacidad de la cartera de proyectos⁵³. Esta coyuntura se interpreta como una maduración de la cartera de proyectos: los proyectos en etapas iniciales sin un modelo de negocio claro no pueden pasar a las etapas siguientes, mientras que aquellos con modelos de negocio sólidos y acceso a políticas de apoyo para reducir la brecha de competitividad en materia de costos pueden alcanzar etapas más avanzadas (IEA, 2025).

Las principales razones de la cancelación de proyectos que encuentra IEA (2025) se asocian a barreras regulatorias (cuestiones normativas y de permisos) (44%), desafíos económicos y falta de financiamiento (28%), desafíos técnicos (13%), falta de clientes potenciales (9%) y otras razones (22%)⁵⁴. Además, un 31 % de los proyectos cancelados estaban en sus etapas iniciales y mencionaron con cierta frecuencia como razones para la cancelación tener supuestos muy ambiciosos sobre la reducción de costos o demasiadas expectativas sobre el desarrollo del mercado. Por su parte, Hydrogen Council (2025) encuentra razones similares, como incertidumbre de política y mercado (38%), desafíos de financiamiento (27%), falta de acuerdos de compraventa firme (16%), costos elevados (7%), cuestiones de permisos y burocracia (7%), barreras tecnológicas (4%) y falta de infraestructura (2%)⁵⁵. También se identifica como un factor desafiante que exacerba las razones señaladas el entorno macroeconómico mundial, con altas tasas de interés, costos elevados de energía y equipos e implementación tardía de las políticas de apoyo (Hydrogen Council, 2025). Esta situación demuestra que, como suele suceder en industrias emergentes, la ola inicial de anuncios no se ajustaba a las condiciones reales del mercado y las políticas, lo que refuerza la idea de que la industria de H₂BE se está consolidando en torno a proyectos más maduros con modelos de negocio sólidos (IEA, 2025)⁵⁶.

Es importante agregar respecto a las razones señaladas, que se asocian con intervenciones de apoyo de los gobiernos, como políticas, regulaciones y permisos, algunos ejemplos que las explican. En los apoyos financieros que han sido anunciados se han detectado casos de proyectos que deben hacer frente a considerables retrasos e incertidumbre en cuanto a la elegibilidad, los plazos de implementación y el desembolso de los fondos. También que en algunos casos los apoyos se han suprimido, acordado o retrasado (ejemplo, con la Ley de Reducción de la Inflación (IRA, por su sigla en inglés) en Estados Unidos) o que los plazos de ejecución de los proyectos establecidos por las iniciativas de apoyo son difíciles de cumplir, lo que aumenta el riesgo de perder este apoyo si se retrasa la puesta en marcha de estos. Por otro lado, en las regulaciones también se han detectado que estas provocan incertidumbre, por los cambios políticos o las complejidades administrativas que estas insumen, lo que afecta el entorno de inversión. Sucede que las definiciones y los criterios de elegibilidad en las iniciativas de apoyo siguen evolucionando, y las

⁵³ Los principales obstáculos de las cancelaciones de proyectos estarían asociados a problemas regulatorios y económicos por incertidumbre (con la falta de claridad regulatoria como la principal causa), junto las complejidades en el financiamiento de proyectos, falta de clientes, etc. Esta situación demuestra que, como suele suceder en mercados emergentes, gran parte de la primera ola de anuncios carecía de alineación con las condiciones reales del mercado y las políticas, reforzando la idea de que el sector se está consolidando en torno a proyectos más maduros con modelos de negocio sólidos (Hydrogen Council, 2025; IEA, 2025).

⁵⁴ Estas razones de cancelación de proyectos se tomaron de una muestra de 32 proyectos cancelados en los últimos 12 meses, a partir de comunicaciones de los promotores o anuncios oficiales de los proyectos. Para cada proyecto se identificó una o más de una razón de cancelación (IEA, 2025).

⁵⁵ Estas razones de cancelación de proyectos se tomaron de una muestra de 52 proyectos cancelados en los últimos 18 meses, a partir de anuncios oficiales de los proyectos. Para cada proyecto se identificó una razón de cancelación (Hydrogen Council, 2025).

⁵⁶ Los proyectos con modelos de negocios sólidos combinan madurez técnica, realismo comercial y alineación con las ambiciones de los gobiernos (como la descarbonización y la seguridad energética), pero aun así requieren del apoyo de las políticas de los gobiernos para su desarrollo (IEA, 2025).

transiciones políticas pueden dar lugar a cambios bruscos en estas iniciativas. Además, algunas normas tienen requisitos demasiado estrictos (ejemplo, con la regla sobre combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO, por su sigla en inglés) de la Directiva de Energía Renovable (RED, por su sigla en inglés) de la Unión Europea) lo que podrían limitar la viabilidad de los proyectos y retrasar la decisión de inversión (IEA, 2025). La incertidumbre en las regulaciones se ve agravada por el hecho de que algunos marcos normativos y regulatorios para la producción de H₂BE no son exhaustivos o integrales (sino que están segmentados a lo largo de las cadenas de valor alrededor del H₂BE) o no están aprobados o no están reglamentados.

En esta consolidación del segmento de H₂BE, los proyectos que alcanzaron la etapa de decisión final de inversión (FID, por su sigla en inglés) o que ya están en construcción aumentaron en más de un 15% respecto al año anterior, a cerca de 3,2 Mtpa hacia 2030 (o 8,7% de la cartera), mientras que aquellos en la etapa de estudios de factibilidad cayeron un 7%, a 20,1 Mtpa hacia 2030 (54,3%). La mayor caída se presentó en los proyectos que están en etapas iniciales, los cuales disminuyeron en un 45%, a alrededor de 12,7 Mtpa hacia 2030 (34,3%) (véase el gráfico II.5). Por ello, la proporción de la producción potencial de los proyectos en etapa FID pasó del 6% a casi 9% de total de la cartera hacia 2030, lo cual refleja una vez más la maduración de la industria de H₂BE (IEA, 2025).

Una mirada de los proyectos anunciados que entraron en la etapa de FID permite tener una perspectiva de la evolución que tendrá la producción a corto plazo. La producción potencial que se adiciona para los proyectos en esta etapa superó por segundo año consecutivo el 1 Mtpa, pero se observa una diferencia en la tendencia tecnológica: el incremento de la producción potencial en 2022 estuvo explicado mayormente por proyectos basados en combustibles fósiles con CCUS y menormente con electrólisis; en 2023, cuando se adicionó un máximo de 1,1 Mtpa a la cartera de proyectos en etapa de FID, estuvo explicado por las dos vías, aunque con una leve diferencia a favor de los basados en combustibles fósiles con CCUS; y en 2024, en cambio, el incremento estuvo explicado mayormente por los proyectos con electrólisis (IEA, 2025). De esta manera, se observa que los proyectos con electrólisis están compensando el más lento avance en las etapas de los basados en combustibles fósiles con CCUS.

Este cambio en las tendencias tecnológicas de los proyectos que entran a la etapa de FID se refleja en los patrones geográficos. Históricamente, los proyectos basados en combustibles fósiles con CCUS que pasaron a la etapa de FID se concentran en América del Norte (con el apoyo de créditos fiscales federales en Estados Unidos y Canadá) y en Europa (particularmente en Países Bajos, bajo el respaldo de iniciativas de gobierno). En contraste, los proyectos con electrólisis que pasaron a la etapa de FID se han dado mayormente en China, que en los últimos tres años explica el 60% del incremento de la producción potencial en esta etapa (por medio de empresas estatales que ejecutan planes nacionales de hidrógeno renovable).

La consolidación también se puede analizar según la vía tecnológica. Los proyectos con electrólisis se redujeron en un 25%, a 28 Mtpa, mientras que los basados en combustibles fósiles con CCUS en un 20%, a 9 Mtpa⁵⁷. Asimismo, respecto a la participación de las regiones y países en la cartera de proyectos, Europa con 9,6 Mtpa sigue contando con la mayor participación en la producción potencial hacia 2030 (26%) —75% por electrólisis y 25% por combustibles fósiles con CCUS. Le sigue América del Norte con 7,9 Mtpa (20%) —29% por electrólisis y 71% por combustibles fósiles con CCUS; ALC con 6,1 Mtpa (16%) —100% por electrólisis; Australia con 4,4 Mtpa (12%) —91% por electrólisis y 9% por combustibles fósiles con CCUS; India con 2,2 Mtpa (6%) —99% por electrólisis y 1% por combustibles fósiles con CCUS; y China 1,9 Mtpa —97% por electrólisis y 3% por combustibles fósiles con CCUS (véase el gráfico II.5).

Con la consolidación de la industria la mayoría de estas regiones y países perdieron producción potencial. Destacan las reducciones en Europa (20%), ALC (15%) y América del Norte (10%)⁵⁸. No obstante, en China se tuvo incremento de 30% impulsado íntegramente por proyectos de electrólisis (IEA, 2025).

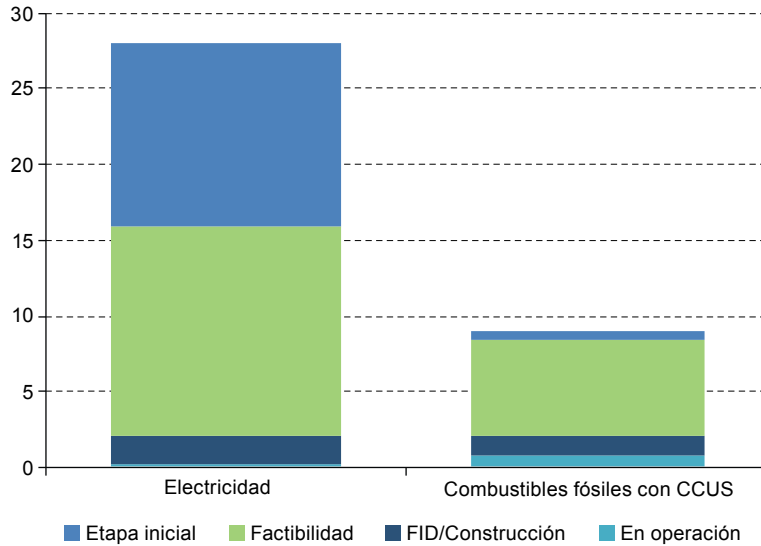
⁵⁷ Particularmente, los proyectos europeos basados en combustibles fósiles con CCUS sufrieron la mayor contracción respecto al último año. De las 9 Mtpa de producción potencial hacia 2030, 90% se explicaría por proyectos basados en gas natural con CCUS y el resto en proyectos basados en carbón o petróleo con CCUS (IEA, 2025).

⁵⁸ La reducción en América Latina y el Caribe de la producción potencial hacia 2030 se explica principalmente por el retraso del inicio o la puesta en pausa indefinida o la cancelación de más de la mitad de los proyectos en Chile. En contraste, en Brasil este potencial tuvo un incremento del 60% gracias al lanzamiento de un programa nacional de clústeres (*hubs*) de hidrógeno (IEA, 2025).

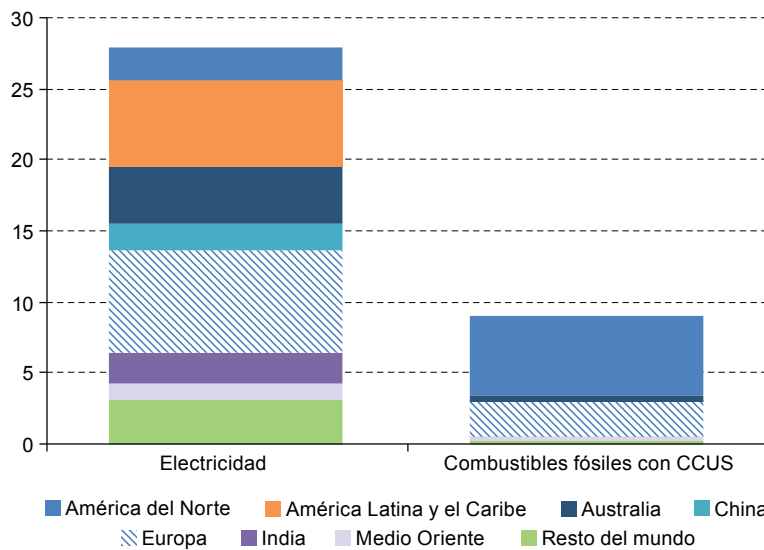
Gráfico II.5
Mundo (regiones y países seleccionados): producción potencial de H₂BE según proyectos anunciados
por vía tecnológica, etapa y región/país, 2030

(En millones de toneladas por año)

A. Por vía tecnológica y etapa



B. Por vía tecnológica y región/país



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos de Proyectos de producción e infraestructura de IEA (sin fecha b) (actualizada en septiembre de 2025).

Nota: CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; FID = decisión final de inversión; FID/Construcción incluye proyectos que han alcanzado la decisión final de inversión y aquellos que están en construcción; "Factibilidad" incluye proyectos que están siendo objeto de un estudio de factibilidad; "Etapa inicial" incluye proyectos en etapas tempranas de desarrollo, como aquellos para los que solo se ha anunciado un acuerdo de cooperación entre las partes interesadas; solo se incluyen proyectos anunciados que revelan un año de inicio de operación.

Más allá de la consolidación de esta industria, con un recorte de la producción potencial de la cartera de proyectos anunciados y el crecimiento de la producción potencial de la parte de la cartera en etapa de FID, a menos de 5 años para 2030, solo una porción de los proyectos iniciará operaciones para

ese año. Esta situación es especialmente crítica en los proyectos con electrólisis, donde más de la mitad de la producción potencial está retrasada respecto a su fecha de inicio, mientras que en los proyectos basados en combustibles fósiles con CCUS esta proporción asciende al 20%⁵⁹.

En consideración de lo anterior, IEA (2025) estimó una probabilidad para cada proyecto anunciado de H₂BE que inicie operaciones hacia 2030⁶⁰. De esta manera, se tiene que los proyectos actualmente en operación más los que tienen una probabilidad muy alta producirían cerca de 4 Mtpa hacia 2030 (11% del potencial de 37 Mtpa), aquellos con probabilidad alta 6 Mtpa (16%) y aquellos con probabilidad moderada 7 Mtpa (19%). Los proyectos en categoría de probabilidad baja e incierta representan cerca del 55% del potencial de producción de toda la cartera. Pero, si se separa la cartera por vía tecnológica, el potencial de producción de los proyectos con electrólisis con probabilidad baja e incierta representa alrededor de 68% mientras que en los proyectos basados en combustibles fósiles el potencial representa cerca de 44% (IEA, 2025). Así, los proyectos que al menos tienen probabilidad moderada suman una producción potencial hacia 2030 de 9 Mtpa en los proyectos con electrólisis y de 8 Mtpa en aquellos basados en combustibles fósiles con CCUS.

Por otra parte, es válido agregar que la cartera de proyectos de H₂BE y de combustibles basados en esta molécula revela una producción potencial para el mercado de exportación de alrededor de 16,5 Mt de hidrógeno equivalente (H₂ eq.), que es un 45% de la producción potencial de la cartera (véase el gráfico II.6). Esto revela la importancia que podrían tener las expectativas sobre el comercio de H₂BE en el impulso de los anuncios de proyectos, a pesar de la continua incertidumbre en torno al desarrollo de un mercado mundial de hidrógeno. Sin embargo, cerca de un 42% de la producción potencial de estos proyectos orientados a la exportación se encuentran todavía en etapa inicial y alrededor de un 53% está en etapa de estudio de factibilidad. Solo menos de un 5% del potencial (0,8 Mtpa H₂ eq.) procede de proyectos en etapa de FID/construcción o en operación. Esto es apenas un 19% de las inversiones comprometidas de toda la cartera, que suman una producción potencial de 4,2 Mtpa hacia 2030 y representan el 11% del total. Esto indicaría que los proyectos orientados a la exportación presentan por ahora menos probabilidades de avanzar a estas etapas avanzadas.

Asimismo, este potencial para exportación se sustenta predominantemente en la electrólisis (83%) y menormente en combustibles fósiles con CCUS (15%) (y el 2% restante corresponde a otras vías). En cuanto a la logística, el amoníaco se consolidaría como el principal portador para su transporte y comercio (83%) (y por hidroducto 10% y otros 7%)⁶¹. Esto significa que se requeriría una expansión a gran escala de la infraestructura para el manejo, transporte y almacenamiento de amoníaco en los puertos, lo que podría encontrar limitaciones físicas, normativas y de tiempo⁶².

Otro aspecto crítico es la baja certidumbre de demanda, dado que la mayor parte de la producción potencial para exportación no tiene un comprador firme (75%). De acuerdo con IEA (2025), solo uno de cada 4 proyectos orientados a la exportación ha identificado un comprador firme. Contar con este comprador, en general, es un factor clave para que el proyecto pase a la etapa de FID⁶³. Por último, más de la mitad de la producción potencial para exportación (54%) resultaría de proyectos de gran escala (superior a

⁵⁹ Por un lado, los plazos típicos de desarrollo de proyectos de H₂BE toman entre 3 y 6 años. Por otro lado, IEA (2025) advierte que los retrasos en los proyectos con electrólisis son importantes ya que, desde un inicio, se establecieron plazos muy ambiciosos o poco realistas para una tecnología que no se había desplegado a gran escala anteriormente; en comparación, los proyectos basados en combustibles fósiles con CCUS a gran escala llevan varios años en funcionamiento. Por lo que se estima que la mitad de los proyectos anunciados se enfrentan a retrasos en sus fechas de inicio en comparación con la fecha de operación comercial anunciada.

⁶⁰ IEA (2025) desarrolló una metodología de estimación de la producción considerando la probabilidad de que los proyectos anunciados inicien operaciones hacia 2030. Se establecieron 6 categorías según esta probabilidad: en operación, probabilidad muy alta, probabilidad alta, probabilidad moderada, probabilidad baja e incierto.

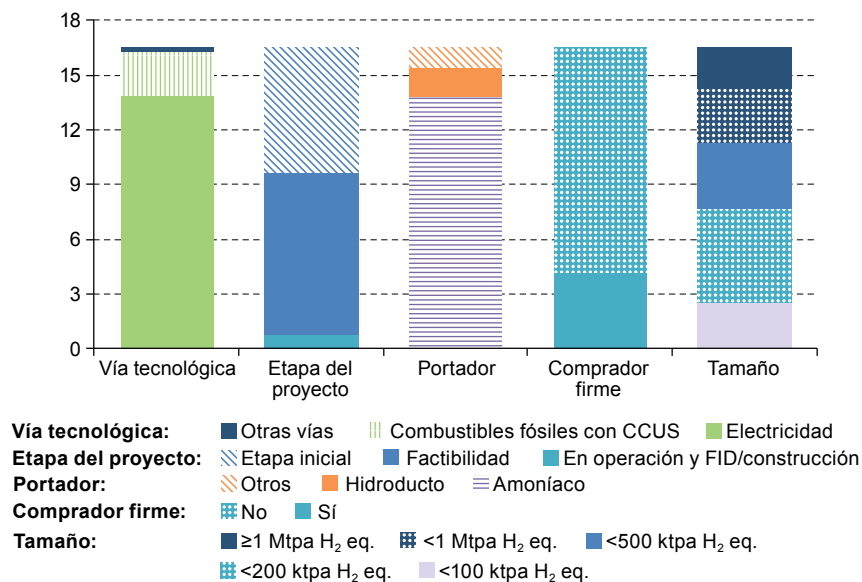
⁶¹ Es válido agregar que la producción potencial de 13,7 Mtpa H₂ eq. equivale a más de 75 Mtpa de amoníaco. Este volumen es significativo en comparación con la actual producción mundial de amoníaco (de aproximadamente 200 Mtpa), y es casi cuatro veces mayor que el amoníaco que se comercializa en la actualidad (20 Mtpa) (IEA, 2025).

⁶² También requeriría la creación de una nueva demanda sustancial, incluida la del craqueo de amoníaco, que aún se encuentra en las primeras etapas de avance tecnológico (demostración o prototipo) (IEA, 2025).

⁶³ A su vez, la incertidumbre regulatoria y la ausencia de claridad en las definiciones sobre combustibles de bajas emisiones pueden limitar los acuerdos de compraventa firme.

0,200 Mtpa H₂ eq.) y, a su vez, un cuarto de esta proporción corresponde a proyectos de escala gigante (superior a 1 Mtpa H₂ eq.). Es importante destacar de esta situación que los proyectos con orientación a las exportaciones tienden a ser de gran escala, ya que las infraestructuras dedicadas al comercio internacional solo son económicamente viables cuando se utilizan a esta escala⁶⁴. Estos proyectos junto a los pioneros suelen percibirse como de mayor riesgo, lo que dificulta el avance hacia la FID (IEA, 2025).

Gráfico II.6
Mundo: producción potencial de H₂BE para exportación según proyectos anunciados por vía tecnológica, etapa, portador, comprador y tamaño, 2030
(En millones de toneladas por año de hidrógeno equivalente)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos de Proyectos de producción e infraestructura de IEA (sin fecha b) (actualizada en septiembre de 2025).

Nota: CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono. FID = decisión final de inversión. Comprador firme = contraparte del vendedor o productor en acuerdo de compraventa firme.

ALC tiene una considerable participación en los proyectos orientados a la exportación: su producción potencial sería de 5,3 Mtpa H₂ eq. hacia 2030, lo que representa alrededor de 86% de su cartera total y poco menos de 32% de la cartera de comercio mundial. Pero, a diferencia de esta última, no tiene producción potencial en operación o en etapa de FID/construcción (53% está en etapa inicial y 47% en la de factibilidad) y cerca de 98% del potencial no tiene comprador firme (IEA, 2025).

Estas estimaciones de producción potencial hacia 2030 según la etapa de los proyectos con fecha de inicio o según la probabilidad de que estos inicien operaciones permiten calcular las brechas que habría respecto al consumo proyectado bajo distintos escenarios. Por ejemplo, en el escenario exploratorio más conservador de políticas declaradas (STEPS, por su sigla en inglés), se proyecta un consumo de H₂BE de 6,8 Mt, medido en H₂ eq., hacia 2030 (IEA, 2024b). La actual producción de H₂BE se debería multiplicar en 9 veces para responder a esta demanda (véase el gráfico II.7). Sobre la base de los proyectos anunciados, la producción potencial con aquellos en operación y en etapa de FID/construcción no alcanzaría para cubrir esta demanda, se necesitaría que un 13% (2,5 Mtpa) de los proyectos en factibilidad encuentren las condiciones de un modelo de negocio sólido que les permita avanzar con la decisión final de inversión y acelerar las etapas subsiguientes dado el tiempo de desarrollo que tiene un proyecto de H₂BE desde su construcción hasta su inicio de operación (de 3 a 6 años) y los pocos años que restan hasta el año objetivo. En consideración de la probabilidad de los proyectos, significa que se necesitaría que un 47% (2,8 Mtpa) de los proyectos con alta probabilidad puedan iniciar operaciones hacia 2030.

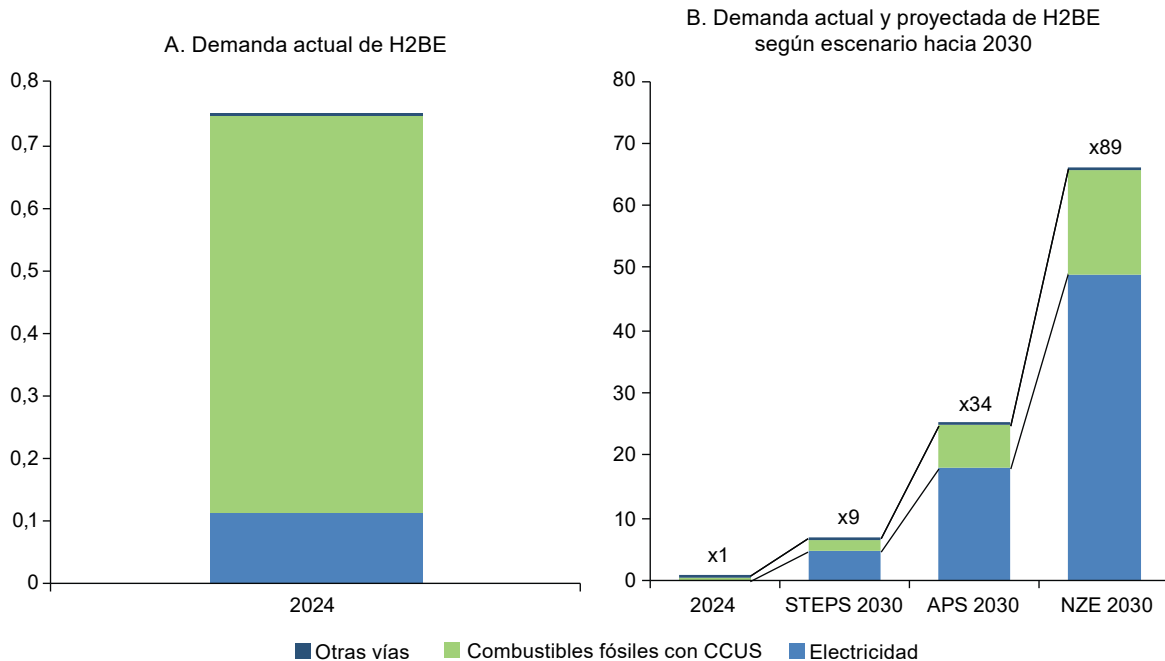
⁶⁴ Al respecto, los proyectos de gran escala como los pioneros se perciben como más arriesgados, lo que dificulta el avance hacia la FID.

En el escenario exploratorio de compromisos asumidos (APS, por su sigla en inglés), que es menos conservador que el anterior, se proyecta un consumo de H₂BE de 25,0 Mt (H₂ eq.) hacia 2030 (IEA, 2024b). La actual producción de H₂BE se debería multiplicar en 34 veces para responder a esta demanda (véase el gráfico II.7). Sobre la base de los proyectos anunciados, la producción potencial con aquellos en operación, en etapa de FID/construcción y de factibilidad no alcanzaría por poco para cubrir esta demanda, se necesitaría que un 6% (0,7 Mtpa) de los proyectos en etapa inicial pasen a las etapas subsiguientes, primero de factibilidad y luego de decisión final de inversión, lo que es un desafío aún mayor respecto al escenario anterior y lo señalado sobre los tiempos de desarrollo de un proyecto de H₂BE. Por ello, en consideración de la probabilidad de los proyectos, esta brecha parece mucho más difícil de cerrar, se necesitaría incluso que parte de los proyectos categorizados inciertos puedan iniciar operaciones.

En el escenario normativo de cero emisiones netas (NZE, por su sigla en inglés), que es un escenario mucho más ambicioso que los anteriores, se proyecta un consumo de H₂BE de 66 Mt (H₂ eq.) hacia 2030 (IEA, 2024b)⁶⁵. La producción actual se debería multiplicar en 89 veces para responder a esta demanda (véase el gráfico II.7). Toda la producción potencial de la cartera de proyectos hacia 2030, de 37 Mtpa, solo alcanzaría a cubrir un 56% de esta demanda.

Gráfico II.7
Mundo: requerimientos de oferta de H₂BE para responder a la demanda proyectada según escenarios, por vía tecnológica, 2024 y 2030

(En millones de toneladas por año de hidrógeno equivalente)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de la IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*, e IEA (2024b), *World Energy Outlook 2024*.

Nota: STEPS = Escenario de políticas declaradas; APS = Escenario de compromisos asumidos; NZE = Escenario de cero emisiones netas para 2050.

Asimismo, según el escenario que se considere, se proyecta que el H₂BE sería producido mayormente a partir de procesos con electrólisis (71% a 74% según el escenario), menormente a partir de procesos basados en combustibles fósiles con CCUS (25% a 28%) y marginalmente por otras vías. Asimismo, el comercio internacional de H₂BE representaría entre un 27% y un 30% de la demanda total hacia 2030

⁶⁵ El escenario NZE para 2050 muestra una senda para estabilizar las temperaturas promedio en el mundo en 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales. En este escenario se alcanza cero emisiones netas de carbono del sector energético a nivel mundial para 2050 sin depender de reducciones o compensaciones de emisiones de los otros sectores (IEA, 2024a).

(IEA, 2024b). Finalmente, destaca que la utilización del H₂BE para combustibles basados en hidrógeno y generación de electricidad crecería rápidamente hacia 2030, con una participación agregada de estas dos aplicaciones que pasaría de cero en la actualidad a entre 32% y 49% hacia 2030, según el escenario (IEA, 2024b).

Frente a los desafíos expuestos, que resultan en un lento crecimiento de la producción potencial de los proyectos con inversiones comprometidas, lo que se refleja en las brechas entre la oferta potencial de los proyectos anunciados y las proyecciones de demanda en los distintos escenarios, resulta claro que sin un fuerte y sostenido apoyo de los gobiernos no será posible el despliegue de esta industria para responder a los escenarios más conservadores y mucho menos para descarbonizar sectores e industrias difíciles de electrificar o desfosilizar en un horizonte temporal razonable en la lucha contra el cambio climático. Uno de los principales desafíos es la brecha de costo de producción entre el H₂BE y el H₂AE, la cual se traslada a los portadores y combustibles basados en H₂BE frente a los convencionales basados en combustibles fósiles. Esta brecha de competitividad influye también en el desarrollo de la demanda, la velocidad con la que se avanza en la madurez de las tecnologías de producción de H₂BE y de uso final de hidrógeno, así como en el desarrollo de la infraestructura necesaria para el despliegue de esta industria. Superar esta brecha de competitividad requiere de esfuerzos mucho más ambiciosos e integrales de los gobiernos. Así, a lo largo de las cadenas de valor alrededor del H₂BE, se requiere que el marco normativo y regulatorio sea exhaustivo o integral y otorgue certidumbre y claridad a la regulación, lo que debe estar acompañado por iniciativas que incentiven la creación de oferta y demanda y faciliten y reduzcan el costo y riesgo del financiamiento de la inversión. Por ello, se requiere conocer cómo se determina el costo del hidrógeno y qué factores tienen mayor o menor incidencia en este.

B. Costo del hidrógeno

1. ¿Cuál es el costo o precio del hidrógeno?

A diferencia de otras materias primas (*commodities*) con mercados regionales o mundiales maduros, como los mercados de cereales o metales que disponen de bolsas donde se comercializan física o virtualmente estos productos, el hidrógeno prácticamente no se comercializa a nivel internacional por lo que no existen bolsas que permitan conocer su precio de mercado como resultado directo de la interacción entre la oferta y la demanda. En la actualidad, el comercio de hidrógeno es netamente local e *in situ*. Esto es, el hidrógeno se produce dentro o muy cerca de las instalaciones donde se consume. A su vez, se dice que es una producción cautiva, ya que las plantas que lo producen mayormente lo consumen. De esta manera, hay cierta opacidad respecto al costo de producción del hidrógeno y no se tiene un precio de referencia de mercado para su comercialización. Conocer esto es clave en el contexto de desarrollo del H₂BE, dada la necesidad de cerrar la brecha de costo con el H₂AE y diferenciarlo de este. Además, la mejor información de precio facilita la inversión y el financiamiento.

Por ello, es válido distinguir los distintos enfoques que pueden considerarse para tener una referencia de su costo y precio (IEA, 2025).

- i) El **precio de mercado** refiere al valor real al que se intercambia un producto en una transacción comercial entre dos partes. En los mercados maduros, este precio es el resultado del equilibrio entre la oferta y la demanda, lo que refleja un mercado líquido con múltiples compradores y vendedores. En el caso del H₂BE, al ser una industria emergente, aún no se ha desarrollado un mercado de este tipo, por lo que, en sentido estricto, no es posible referirse a un precio de mercado. Las escasas transacciones que se producen suelen estar vinculadas a proyectos piloto, acuerdos bilaterales confidenciales o iniciativas con apoyo de gobierno, y son insuficientes para establecer una referencia de precios representativa. Además, los precios de mercado del hidrógeno están fuertemente condicionados por los marcos normativos y regulatorios, que definen la elegibilidad e influyen en la demanda. Por ejemplo, en algunas jurisdicciones, solo el hidrógeno que cumple criterios específicos de

sostenibilidad puede beneficiarse de ayudas o incentivos del gobierno. Estas definiciones podrían dar lugar a una demanda diferenciada y a señales de precios segmentadas en función del cumplimiento de clasificaciones específicas (IEA, 2025). Los mercados de gas natural licuado y de electricidad pueden servir de experiencia y ofrecer lecciones y mejores prácticas para desarrollar un sistema de fijación de precios transparente del hidrógeno. Estos sistemas requieren de infraestructura tanto tangible como intangible, lo que incluye un centro de información (virtual o físico) (World Bank, 2024).

- ii) Los **índices de precios** son referencias indicativas del valor teórico de mercado del hidrógeno, basadas en diversos supuestos. Aunque pueden no reflejar las transacciones reales, proporcionan señales útiles para los reguladores, los inversionistas y los participantes en el mercado. Supuestos como los precios de la electricidad, las configuraciones tecnológicas o los parámetros financieros pueden influir en su solidez y limitar la comparabilidad entre los distintos índices (IEA, 2025). Ya existen algunas iniciativas de índices, como el HYDRIX de la Bolsa Europea de Energía (EEX, por su sigla en inglés), que por ahora refleja el precio del hidrógeno renovable en Alemania⁶⁶; el IBHYX del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), que refleja el costo de producción del hidrógeno renovable en la península ibérica⁶⁷; el GreenHydrogen de la empresa Central European Gas Hub AG, que refleja el costo de producción del hidrógeno verde (H₂V) en Austria⁶⁸; y el HYCLICX de la iniciativa HyXchange, que refleja el costo de producción del hidrógeno renovable en los Países Bajos⁶⁹. Por su parte, S&P Global ofrece evaluaciones diarias de precios, que reflejan el costo de producción y el gasto de capital asociado a cada planta, para diversas vías de producción en Estados Unidos, Canadá, Japón, Países Bajos, Reino Unido, Australia y Medio Oriente⁷⁰. Una muestra de esta herramienta es el muro de precios del hidrógeno (Platts Hydrogen Price Wall) que hace disponible el precio mensual de cada planta en cada región que resulta de la estimación del costo promedio mensual de producción incluyendo el gasto de capital⁷¹.
- iii) El **costo de producción** refiere al gasto total incurrido para producir una unidad de hidrógeno, normalmente expresado en valores monetarios por kg de hidrógeno (por ejemplo, US\$/kg H₂) por unidad de hidrógeno producido (generalmente en kilogramos), lo cual permite analizar los principales componentes del gasto según la vía tecnológica utilizada (IEA, 2025). En el caso del hidrógeno producido en electrolizadores con electricidad de bajas emisiones, este costo depende principalmente del precio de la electricidad, el gasto de capital, el costo de capital y la eficiencia del electrolizador y su tasa de utilización. En el caso del hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles con CCUS, el costo de producción está dominado en gran medida por los costos del combustible y los precios del carbono. Otros factores que influyen en estas dos vías son el tamaño de la planta, el factor de capacidad y las tasas de aprendizaje de las tecnologías (como electrolizadores y CCUS) (Zhu, 2023). El costo de producción es un valor teórico que no tiene en cuenta los márgenes comerciales y no refleja el comportamiento real del mercado (IEA, 2025).

Por ahora, dado que todavía no hay mercados formales establecidos y la información de los índices se limita a algunos pocos países y vías tecnológicas, el costo de producción de hidrógeno es el que más se utiliza para estimar su precio. Esta información proviene de las plantas de producción de hidrógeno. Como se explicará seguidamente, este costo varía según la vía tecnológica y ubicación (región, país o área dentro de un país) de cada planta, ya que es altamente sensible al costo de los insumos energéticos (como combustibles fósiles o electricidad) (Zhu, 2023).

⁶⁶ Véase para más información: <https://www.eex-transparency.com/hydrogen>.

⁶⁷ Véase para más información: <https://greenenergy.mibgas.es/>

⁶⁸ Véase para más información: <https://www.cegh.at/en/greengas/cegh-greenhydrogen-index-specification/>

⁶⁹ Véase para más información: <https://hyxchange.nl/hyclix/>.

⁷⁰ Véase para más información: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/pricing-benchmarks/assessments/energy-transition/hydrogen-price-explained>.

⁷¹ Véase para más información: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/infographics/content-design-infographics/platts-hydrogen-price-wall>.

2. El costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

En la actualidad, el indicador más aceptado y utilizado para estimar el costo de producción del hidrógeno es el costo nivelado de hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés). Este representa el costo promedio de producir una unidad de hidrógeno (generalmente, por kilogramo) durante la vida útil de una planta con determinada tecnología (reformado, gasificación, electrólisis, etc.) y fuente de energía (combustibles fósiles o electricidad).

En términos simples, el LCOH se puede desagregar en dos grupos de gastos. Primero, los gastos de capital (CAPEX), por la inversión inicial, para desarrollar la planta y dejarla lista para operar, lo que comprende los gastos para adquirir el terreno y los equipos, construir la planta, instalar los equipos, etc. Esto incluye los servicios de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC, por su sigla en inglés) y también el reemplazo de equipos que tiene una vida útil inferior a la planta. Segundo, los gastos de operación (OPEX), que comprende a todos los gastos necesarios para la operación y el mantenimiento (O&M, por su sigla en inglés) de la planta, como materiales, energía, salarios, impuestos, seguros, etc. Estos suelen estimarse como un porcentaje del CAPEX (Li, Hao y Zhou, 2025; European Hydrogen Observatory, 2025). Un tercer grupo que puede considerarse son los ingresos por subsidios y venta de subproductos, pero esto depende de los objetivos de la estimación y su inclusión a veces genera controversia dado que estos ingresos varían según el país (por el apoyo del gobierno a la industria) y la vía tecnológica (Agora Industry, 2023). Para todos los grupos de gastos es clave incorporar el costo de capital. La ecuación 1 y el cuadro II.1 a continuación resumen esta información.

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{Q_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

En esta ecuación Q_t refiere a la cantidad de hidrógeno producido en el año t , N refiere a los años de vida útil del proyecto y r a la tasa de descuento.

Cuadro II.1
Costo nivelado de hidrógeno (LCOH): principales componentes

LCOH	Gastos de capital (CAPEX)	Inversión inicial en terreno, construcción, equipos, etc. para el desarrollo de la planta
	Gastos de operación (OPEX)	Todos los gastos necesarios para la operación y mantenimiento de la planta, como materiales, energía, salarios, seguros, impuestos, etc.

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Agora Industry (2023), Li, Hao y Zhou (2025), European Hydrogen Observatory (2025).

Esta ecuación es una simplificación de la metodología para estimar el LCOH que no da cuenta de la complejidad tecnológica de todos los procesos que intervienen en una planta de producción de hidrógeno. Por ello, no considera el detalle de todos los componentes del LCOH según la vía tecnológica y el alcance de la planta. Por ejemplo, en el caso de una producción basada en combustibles fósiles con CCUS, la planta puede insumir combustibles producidos en la misma instalación o comprarlos de un tercero, por lo que los componentes del costo serán diferentes en cada caso. En el caso de una producción con electrólisis, los componentes también difieren si la electricidad proviene de la red eléctrica o es generada en la misma instalación (con una fuente renovable), o si utiliza agua de la red o requiere desalinizar agua de mar.

Agora Industry (2023), al respecto, destaca que el LCOH es un indicador importante para los hacedores de política para evaluar la viabilidad económica de los proyectos de H₂BE, pero advierte que es crítico garantizar que los cálculos del LCOH se realicen de forma consistente, es decir, utilizando los mismos factores de costo, alcances y las limitaciones del proyecto. Si la selección de alcances y limitaciones no están claras en los diferentes estudios de proyectos, los hacedores de política pueden llegar a conclusiones erróneas. La recomendación es que se debe seguir un enfoque pragmático incluyendo los principales factores que tienen impacto en el costo. Asimismo, Agora Industry (2023) deja en claro que, aunque las estimaciones de LCOH abundan, son presentadas en estudios de alto nivel y son importantes para el debate público y de alto nivel sobre políticas, estas estimaciones tienden a subestimar los costos reales de implementación de los proyectos, por lo que deben dejar en claro sus alcances y limitaciones.

Los costos reales de un proyecto se basan en datos comerciales y pueden incluir una serie de componentes adicionales que normalmente no se incluyen en las estimaciones del LCOH, como los requisitos de infraestructura específicos del proyecto, los impuestos, las regalías, los pagos de concesiones y los requisitos de contenido local⁷². Por consiguiente, suelen ser más elevados que las estimaciones del LCOH. Por último, los precios del hidrógeno incluyen márgenes de utilidad que dependen de la dinámica de la oferta y la demanda en el mercado del hidrógeno, por lo que los precios son más elevados que los costos reales de los proyectos. El diagrama II.1 a continuación describe la diferencia entre el costo nivelado, el costo real y el precio de mercado del hidrógeno.

Diagrama II.1
Valoración del hidrógeno: del LCOH al precio de mercado



Indicador	Usuarios	Uso	Origen de los datos
Precio de mercado del hidrógeno	Productores y consumidores	Transacciones de los productos en el mercado	Comercial
Costo real del hidrógeno ^a	Promotores, desarrolladores e inversores	Logro de viabilidad económico-financiera en los proyectos ^b	Comercial (confidencial)
LCOH	Hacedores de políticas	Análisis de alto nivel en etapa de pre-factibilidad de los proyectos	De acceso público y trazable

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de Agora Industry (2023).

^a Por ejemplo, en un proyecto con electrólisis, el CAPEX puede ser entre un 20% y 50% más alto, según evidencia anecdótica.

^b Este ejercicio incluye otros factores determinantes del costo, como la duración de la construcción, la estructura de financiación, los impuestos, las regalías, los pagos por concesión, los riesgos de la cadena de suministro, los requisitos de contenido local, etc. El costo real de los proyectos también puede considerar flujos de ingresos como ingresos por la venta de subproductos (electricidad, oxígeno, calor, etc.) y apoyo de los gobiernos que reducen el CAPEX/OPEX.

Respecto al costo de capital, se debe destacar que este puede tener un gran impacto en el LCOH y por lo tanto en la viabilidad económica y decisión de inversión en un proyecto de H₂BE. Se utiliza para su cálculo el costo medio ponderado del capital (WACC, en inglés). Este es un indicador económico-financiero clave que funciona como *proxy* de la tasa de descuento utilizada para calcular el valor presente neto (VPN) de un proyecto. Específicamente, el WACC se compone de una tasa base libre de riesgo y de una prima por riesgo (como compensación para inversores por la incertidumbre del proyecto), donde esta última depende fuertemente de variables subyacentes a lo macroeconómico (como la tasa de interés, el riesgo país, el tipo de cambio, la estabilidad política y regulatoria), así como a factores locales del sector energético (como las regulaciones al mercado eléctrico y la oferta de insumos y equipamiento) y a otros aspectos específicos del proyecto (tales como el diseño, la construcción y puesta en operación, las certificaciones, los acuerdos de compraventa y otros vinculados a la estructura de capital propia como la tecnología y su rendimiento)

⁷² También puede incluir transporte y almacenamiento.

(Montague, Raiser y Lee, 2024). En consecuencia, en los proyectos de H₂BE —donde se utilizan tecnologías nuevas, en regiones o países con mayores riesgos macroeconómicos, con alta participación de capital propio, por el difícil acceso a financiamiento con deuda bajo condiciones competitivas en el largo plazo— el WACC suele ser mayor, lo que eleva el LCOH y puede determinar que un proyecto no avance de la etapa de prefactibilidad.

En definitiva, la consistencia, robustez, transparencia y trazabilidad del cálculo de las estimaciones del LCOH de los proyectos de H₂BE son esenciales para que las empresas y gobiernos tomen decisiones informadas sobre la viabilidad de estos proyectos y definan apoyos adecuados para promover el despliegue de la industria del H₂BE. Para seguir esta senda, se precisan esfuerzos de los gobiernos con iniciativas que reduzcan riesgos —de oferta y demanda— y faciliten el financiamiento. Por ejemplo, además de subsidios o subvenciones e instrumentos de financiamiento tradicional, se puede apoyar con contratos por diferencias (CfD, por su sigla en inglés), como propone Japón⁷³ ⁷⁴; con acuerdos de compra de hidrógeno (HPA, por su sigla en inglés), como propone República de Corea⁷⁵ ⁷⁶; con mandatos de uso progresivo de H₂BE en sectores o industrias difíciles de descarbonizar, como propone la Unión Europea⁷⁷; con asignación de un precio al valor del carbono dentro de un producto ya sea importado o producido, como propone también la Unión Europea⁷⁸; con créditos fiscales a la producción de H₂BE o a la captura y almacenamiento de carbono, como propone Estados Unidos⁷⁹; con créditos fiscales a la demanda sujeto a la compra, como propone Chile⁸⁰.

No obstante, es válido reconocer nuevamente que el LCOH es una subestimación del costo real y el precio de mercado, pues no considera factores locales específicos, como impuestos, regalías, pagos por concesiones, entre otros, y tampoco infraestructura requerida para el proyecto, como la de almacenamiento⁸¹ y transporte⁸². Los costos de almacenamiento y transporte pueden representar un

⁷³ Los contratos por diferencias (CfD), en el contexto del mercado del hidrógeno, son instrumentos financieros empleados para cubrir el diferencial de costos entre el H₂BE o su derivado (amoníaco, metanol, etc.) y el H₂AE o su derivado convencional. Estos contratos promueven la creación de demanda (acuerdos de compraventa firme) que otorgan solidez a los modelos de negocio y aumentan la posibilidad de obtención de financiamiento bajo mejores condiciones.

⁷⁴ Véase para más información: https://www.meti.go.jp/english/press/2024/0213_003.html.

⁷⁵ Los acuerdos de compra de electricidad (HPA) son contratos o cláusulas de largo plazo que fijan precio y cantidad de H₂BE entre la oferta y la demanda para el comercio futuro. Funcionan como los acuerdos de compra de electricidad (PPA, por su sigla en inglés). Estos acuerdos proporcionan estabilidad (en precio, cantidad, plazo, etc.) y certidumbre de mercado para la oferta y demanda, de modo que también otorgan solidez a los modelos de negocio y aumentan la posibilidad de obtención de financiamiento bajo mejores condiciones.

⁷⁶ Véase para más información: https://www.investkorea.org/iik-en/bbs/i-308/detail.do?ntt_sn=490795.

⁷⁷ Como se establece en la Directiva de Energía Renovable (RED, por su sigla en inglés). Véase para más información: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en.

⁷⁸ A través del Sistema de Comercio de Emisiones (ETS, por su sigla en inglés) y el Mecanismo de Ajuste Fronterizo de Carbono (CBAM). Véase para más información, respectivamente: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets/about-eu-ets_en; https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en.

⁷⁹ A través de los créditos 45V y 45Q de la Ley de Reducción de la Inflación (IRA, por su sigla en inglés). Véase para más información, respectivamente: <https://www.congress.gov/crs-product/IF12602>; <https://www.congress.gov/crs-product/IF11455>.

⁸⁰ A través del Proyecto de Ley de Fomento a la Industria del Hidrógeno Verde. Véase para más información: <https://www.hacienda.cl/noticias-y-eventos/noticias/comision-de-hacienda-de-la-camara-despacha-a-sala-el-proyecto-de-ley-de-fomento>.

⁸¹ Para el almacenamiento del hidrógeno, en la actualidad predominan los tanques —para gas presurizado o líquido criogénico—, una tecnología madura y adecuada para necesidades de corto plazo y pequeña escala (horas, en estaciones de recarga para vehículos; días-semanas, para consumo general frente a desbalances de oferta y demanda y en terminales de puertos para exportación). Para horizontes de largo plazo y mayores volúmenes (por ejemplo, para responder a cambios de estación, demanda de calor y resiliencia del sistema de energía), el almacenamiento geológico en cavernas salinas, yacimientos agotados de gas y petróleo o acuíferos ofrece economías de escala, alta eficiencia y bajos costos operativos y de terreno; el almacenamiento en cavernas de sal es una tecnología madura y se utiliza para gas natural, en cambio en yacimientos agotados y acuíferos es una tecnología en etapa de prototipo (IEA, 2019 y 2025).

⁸² Para el comercio intercontinental, el hidrógeno debe ser convertido en portadores líquidos, lo que implica incurrir en altos costos de conversión y reconversión que superan al costo del flete. Las principales opciones de transporte marítimo son: el hidrógeno líquido criogénico, que requiere enfriamiento a -253 °C con un alto consumo energético (25–35%); el amoníaco, con mayor densidad energética y establecido comercio internacional (aunque tóxico por fugas); y los Portadores Orgánicos Líquidos de Hidrógeno (LOHC, por su sigla en inglés), que se transportan a temperatura ambiente, son químicamente estables y adaptables a la infraestructura petrolera. El costo de conversión es el factor que impulsa la elección de la vía de transporte, siendo los LOHC la opción más costo-eficiente a distancias intermedias (0,6 US\$/kg H₂ para 1.500 km, por ejemplo) frente al amoníaco (1,2 US\$/kg H₂) e hidrógeno líquido (2 US\$/kg) (IEA, 2019; IRENA, 2022; Zhu, 2023). De esta forma, la elección óptima para el transporte se define por el equilibrio entre el volumen, la distancia y los costos asociados de su conversión y reconversión.

desafío significativo para la viabilidad económica y la competitividad de los proyectos de exportación de H₂BE, ya que estos costos, por transporte marítimo, pueden llegar a duplicar el costo de producción de los proyectos más competitivos. Estos costos no se deberían incluir en el LCOH, ya que varían de una región a otra y todavía no se conocen con precisión o se tiene muy poca información sobre estos, pero deben considerarse en el costo real de producción, ya que con el desarrollo del comercio internacional de H₂BE tendrán un impacto en el precio que paga el usuario final (Agora Industry, 2023; World Bank, 2024; IEA, 2025).

3. Comparación de costos por vía tecnológica

Como ya se ha anticipado, el LCOH presenta una amplia heterogeneidad que está intrínsecamente asociada tanto a la vía tecnológica que se utilice, la energía o materia prima que se insume y las emisiones de GEI que se generan en la producción de hidrógeno. El LCOH varía por región, país y proyecto (World Bank, 2024). Para efectos comparativos de las distintas opciones de producción y sus LCOH, tanto fuera como dentro la industria, se utilizan “colores” del hidrógeno, como los presentados en el capítulo I (véase la sección sobre ¿Cómo se produce el hidrógeno?).

En el LCOH del hidrógeno gris (H₂G), los factores que más influyen sobre este son el costo de capital y el precio del gas natural. De hecho, a nivel geográfico, este último es el principal factor diferenciador en los costos de producción del H₂G. Por un lado, regiones como Medio Oriente, la Federación de Rusia y América del Norte se benefician de bajos precios del gas natural debido a su abundante disponibilidad local, lo que se traduce en costos de producción más bajos. En ubicaciones con ventajas de producción el LCOH es de alrededor de 1 US\$/kg (World Bank, 2024). Por otro lado, países como China, India, Japón y República de Corea, que deben importar gas natural, enfrentan un costo más alto por el insumo importado, lo que eleva el LCOH del H₂G⁸³ (World Bank, 2024; IEA, 2019 y 2025).

En el caso del hidrógeno azul (H₂A), los costos de producción son levemente superiores a los del H₂G (y similares a los del hidrógeno negro/marrón) debido a que se utiliza la misma vía tecnológica y los mismos insumos, pero la inclusión de la tecnología de CCUS eleva su LCOH—al menos, con las tecnologías actuales. El LCOH del H₂A se sitúa entre 1,5 y 2 US\$/kg en ubicaciones con ventajas de producción, convirtiéndola en una de las opciones más atractivas de H₂BE en el corto plazo. Esto se ha acrecentado con el retorno de los precios del gas a niveles previos al inicio de la guerra entre Federación de Rusia y Ucrania, que ha hecho que su producción sea hasta un 60% menos costosa que la del hidrógeno verde (H₂V) (World Bank, 2024; IEA, 2019 y 2025).

Para el H₂V, en cambio, el costo de producción depende principalmente del costo de la electricidad renovable, del costo de los equipos—especialmente de los electrolizadores, cuyo rango de precios va desde menos de 500 US\$/kW en China hasta más de 2.000 US\$/kW en otros mercados— y también del costo de capital, que puede representar entre 30% y 50% del costo total de producción, lo que refleja las percepciones de riesgos sobre los proyectos de H₂V (World Bank, 2024). En las mejores ubicaciones y con supuestos optimistas, el LCOH del H₂V puede acercarse a 3 US\$/kg, pero el promedio actual se estima en torno a 5 US\$/kg (World Bank, 2024; IEA, 2025).

Si bien el H₂A y H₂V dominan hoy el centro de atención de la discusión tecnológica y de costos para el desarrollo de la industria del H₂BE, no constituyen las únicas opciones para la descarbonización de sectores o industrias difíciles. Existen otras vías emergentes que, aunque todavía se encuentran en etapas tempranas de desarrollo—desde estudios iniciales hasta pilotos y en demostración—, ofrecen un

⁸³ El precio del gas natural sufrió un aumento drástico durante 2022, a partir de la guerra entre la Federación de Rusia y Ucrania, lo que provocó que el LCOH del hidrógeno gris (H₂G) llegara en algunos casos hasta 8-9 US\$/kg (principalmente en las regiones importadoras netas de gas natural). No obstante, los precios del gas natural han disminuido considerablemente en los últimos dos años y están convergiendo con sus valores históricos.

abanico más amplio de posibilidades de H₂BE en términos de competitividad y reducción de emisiones de carbono. En esta línea, Arcos y Santos (2023), en su revisión bibliográfica y análisis, comparan los diversos colores de hidrógeno en términos de costos y emisiones (véase el cuadro II.2).

Cuadro II.2
Estimaciones del costo nivelado del hidrógeno (LCOH) y de las emisiones de carbono,
por color del hidrógeno, Arcos y Santos, 2023

Color del hidrógeno	Costo	Emisiones	
		(US\$/kg H ₂)	(kg CO ₂ /kg H ₂)
Gris		0,67-1,31	8,5
Azul		0,99-2,05 ^a	1,0-2,4
Turquesa		2	^b
Púrpura Rojo Rosa		2,18-5,92	0
Amarillo		4,83-13,11	^c
Verde		2,28-7,39	0

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos publicados por Arcos y Santos (2023).

^a En el hidrógeno azul, los rangos de costos y emisiones varían según si la producción es con carbón o gas natural: con carbón el rango de costos es de 1,6-2,05 US\$/kg H₂ y las emisiones de 2,4 kg CO₂/kg H₂ y con gas natural de 0,99-1,83 US\$/kg H₂ y 1 kg CO₂/kg H₂, respectivamente.

^b En el hidrógeno turquesa, su producción tiene como subproducto un carbono sólido y no genera GEI.

^c En el hidrógeno amarillo, el costo de producción y las emisiones dependen de la ubicación y la matriz de electricidad; el rango de costo considerado corresponde a la Unión Europea (en Estados Unidos este rango es de 6,06 - 8,81 US\$/kg H₂); la información sobre costos y emisiones de Arcos y Santos (2023) corresponde al periodo 2021-2022; n. d. = no disponible.

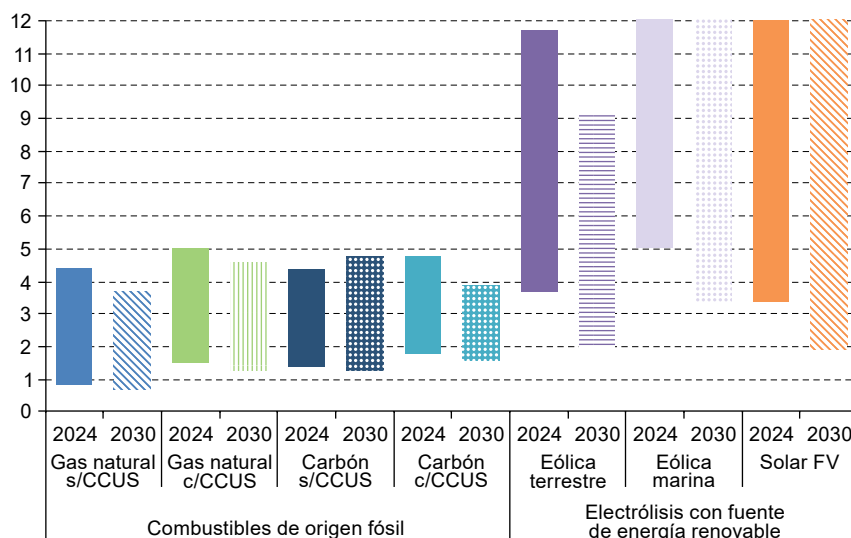
Aportando una mirada prospectiva, IEA (2025) proyecta los costos de producción hacia 2030 bajo el escenario STEPS y los compara con estimaciones de costos de 2024. Para este análisis considera las principales vías de producción en la actualidad: reformado con vapor de gas natural con y sin CCUS, gasificación del carbón con y sin CCUS y electrólisis con electricidad de 3 fuentes de energía renovable (solar fotovoltaica, eólica terrestre y eólica marina) (véase el gráfico II.8). En línea con los análisis anteriores, los menores costos de producción los tiene el H₂G en un rango de 0,8 a 4,4 US\$/kg, le sigue el hidrógeno negro (H₂N) en 1,4-4,4 US\$/kg, el H₂A con gas natural en 1,5-5 US\$/kg y con carbón en 1,8-4,8 US\$/kg y, al final, el H₂V con un rango mucho más amplio, de 3,4 a 23,9 US\$/kg, y que varía según la fuente de electricidad renovable⁸⁴. Se puede destacar que los rangos de costo del hidrógeno pueden variar, como sucedió con el costo del H₂G y el H₂A con gas natural durante el 2022, cuando el precio del gas natural aumentó rápida y notablemente con la guerra entre la Federación de Rusia y Ucrania, lo que llevó a que los máximos de estos rangos se acercaran a los 9 US\$/kg y 10 US\$/kg, respectivamente. Al respecto, en el caso del H₂V, se tiene que el costo de los equipos de producción ha aumentado en los últimos años debido a la inflación y al despliegue más lento de lo esperado de la tecnología. Esto significa que el costo mínimo del H₂V en 2024, alcanzado en China, se alineó en términos generales con el máximo del H₂G, alcanzado en la República de Corea y Unión Europea⁸⁵ (IEA, 2025).

⁸⁴ En 2024, el rango del H₂V con electricidad de fuente eólica terrestre es de 3,7-11,7 US\$/kg, el de fuente eólica marina de 5,0-19,3 US\$/kg y el de solar fotovoltaica de 3,4-23,9 US\$/kg (IEA, 2025).

⁸⁵ China cuenta con una ventaja importante en el costo de producción del H₂V gracias a los precios más bajos de la electricidad (derivados de un CAPEX y un costo de capital más bajos para las energías renovables) y a un CAPEX más bajos para los electrolizadores (tanto por el costo de la tecnología como por los costos de instalación), a pesar de problemas de eficiencia y bajo rendimiento de los electrolizadores de este país (IEA, 2025).

Gráfico II.8
Mundo: costo nivelado del hidrógeno (LCOH) de las principales vías tecnológicas de producción de hidrógeno, actual y proyectado, por proceso e insumo energético, 2024 y 2030

(En dólares por kilogramo de hidrógeno)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de la IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.

Nota: CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; c/ = con; s/ = sin; FV = fotovoltaica; los rangos de costo reflejan las diferencias regionales en los precios de los combustibles fósiles, los costos de las energías renovables, los precios del carbono, el CAPEX y OPEX, así como el costo de capital, pero no incluye el costo del agua; el gráfico tiene un tope de 12 US\$/kg H₂, aunque algunas vías tecnológicas de producción alcanzan valores más altos; las proyecciones hacia 2030 están basadas en el escenario de políticas declaradas (STEPS); las proyecciones hacia 2030 están basadas en el escenario de políticas declaradas (STEPS); véase para más información sobre los supuestos y la metodología IEA (2025).

En el corto plazo, en el escenario STEPS hacia 2030, se proyecta una reducción del costo de producción del hidrógeno en todas las vías tecnológicas, en especial para el H₂BE. En el caso del H₂A, su rango de costo sería de 1,3-4,6 US\$/kg con gas natural y 1,6-3,9 US\$/kg con carbón, es decir, los mínimos caerían 13% y 11%, respectivamente, respecto al 2024. Esto se explica por una oferta que supera a una demanda que reduce su dependencia de los combustibles fósiles, aunque está caída estaría compensada parcialmente por un incremento de los precios del carbono. En el caso del H₂V, su rango de costo sería de 1,9-16,6 US\$/kg, el rango se acortaría y su mínimo caería 44% respecto al 2024⁸⁶. Esta proyección se fundamenta principalmente en el despliegue a gran escala de los electrolizadores (junto con la mejora y la mayor innovación, lo que lleva a una disminución de los costos de esta tecnología) y la disminución continua de los costos de las energías renovables. Esto llevaría el rango de costo del H₂V cerca de los 2 US\$/kg en el caso de China. Otras regiones con un amplio potencial renovable y un bajo costo de capital, como Australia, Chile, Brasil, Medio Oriente y Estados Unidos, podrían mínimos en el rango de 3-4 US\$/kg (IEA, 2025).

Estas proyecciones son indicativas de que, si bien los costos del H₂BE se pueden reducir de manera notable por las economías de escala y el aprendizaje práctico del despliegue del H₂BE junto con la disminución continua de las energías renovables, la brecha de costo con el H₂AE no se cerraría lo suficiente en el corto plazo. Por supuesto, este escenario varía según la vía tecnológica y las condiciones de cada región o país⁸⁷.

⁸⁶ En 2023, el rango del H₂V con electricidad de fuente eólica terrestre sería de 2,0-9,1 US\$/kg, el de fuente eólica marina de 3,4-12,1 US\$/kg y el de solar fotovoltaica de 1,9-16,6 US\$/kg (IEA, 2025).

⁸⁷ Por ejemplo, en China la brecha de costo entre el H₂N y el H₂V sería próxima a 0,75 US\$/kg en 2030, en cambio en Europa, Estados Unidos, América Latina y el Caribe y Medio Oriente la brecha entre el H₂G y el H₂V sería de más del triple de la brecha en China. Por su parte, la brecha de costo con el H₂A sería mucho menor y en todos los casos por debajo de 1 US\$/kg.

Esto pone en evidencia una vez más la necesidad de apoyo de los gobiernos para el despliegue de la industria del H₂BE y la convergencia de costos. Por ejemplo, en el caso del H₂V, iniciativas para reducir el costo de la electricidad renovable, el costo de los electrolizadores y el costo de capital de los proyectos e internalizar las externalidades ambientales de las alternativas convencionales aparecen como determinantes para esto (World Bank, 2024 y 2025; IEA, 2025).

Pero ¿cuáles son los principales componentes del costo de producción del H₂BE de cada vía tecnológica? Esto es clave conocer para que los apoyos de los gobiernos estén orientados a que los costos aceleren su convergencia y el H₂BE sea competitivo frente al H₂AE.

4. El hidrógeno azul (H₂A)

El H₂A, como el H₂G, se produce a partir de hidrocarburos, como principal materia prima e insumo energético, utilizando procesos termoquímicos, como el reformado con vapor y la gasificación, cuyas tecnologías son maduras. A diferencia de la producción del H₂G incorpora la tecnología de CCUS, que también es madura, pero que se está innovando para reducir sustancialmente (más del 90%) las emisiones de GEI⁸⁸.

La principal barrera para la adopción a gran escala del H₂A frente a las alternativas fósiles convencionales sin CCUS es su mayor costo relativo, justamente por incorporar esta tecnología, que además tiene costos por el transporte, almacenamiento y monitoreo del carbono. No obstante, dentro de las opciones de H₂BE, el H₂A tiene el costo de producción más bajo y se espera que mantenga esta ventaja al menos hasta 2030 o incluso en el mediano plazo —lo que depende, entre otros factores, del despliegue del H₂V y de los mercados de carbono (Zhu, 2023; World Bank, 2024; IEA, 2025). Esta ventaja económica y la posibilidad de aprovechar la infraestructura, la mano de obra calificada y las relaciones comerciales existentes de las industrias del gas, carbón e H₂G hacen que el H₂A pueda ser facilitador para un despliegue temprano y con mayor impulso de la economía del H₂BE (IRENA, 2022; Zhu, 2023). No obstante, el H₂A, al estar basado en combustibles fósiles, presenta volatilidad de costos y precios y puede prologar la dependencia de las importaciones de estos combustibles para un país sin recursos fósiles. Asimismo, el H₂A enfrenta el riesgo de que se establezcan muy estrictas regulaciones a las emisiones de carbono y que activos con vida útil de esta industria y la de combustibles fósiles queden abandonados (IRENA, 2022).

A nivel mundial, en general, el H₂A basado en gas natural es el más económico, aunque el basado en carbón puede ser más competitivo en algunas ubicaciones de la producción (Zhu, 2023)⁸⁹. Por lo mismo, IEA (2025), sobre la base de los anuncios de proyectos, estima que la producción potencial basada en combustibles fósiles hacia 2030 estaría explicada en cerca de un 90% con gas natural (principalmente, con procesos de reformado con vapor y autotérmico) y el 10% con carbón y petróleo (con gasificación).

Por lo que es relevante revisar el estudio del Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE, 2023) que descompone el costo de producción del H₂A llevado a cabo con estos procesos de reformado (véase el cuadro II.3). De acuerdo con este análisis, el LCOH del H₂A se sitúa en torno a 1,69 US\$/kg con el proceso SR y a 1,64 US\$/kg H₂ con el ATR⁹⁰. En los dos procesos, el principal componente del costo es

⁸⁸ Véase el capítulo I para una breve explicación de estas tecnologías para producir hidrógeno.

⁸⁹ Para países que dependen fuertemente del carbón y son grandes productores y consumidores de hidrógeno, como China e India, este representa la fuente más barata y un suministro confiable y seguro para la producción de H₂A. Además, en estos países las plantas de hidrógeno y las instalaciones de CCUS se ubican comúnmente en clústeres (hubs) industriales, lo que permite economías de escala tanto en la producción como en el transporte y almacenamiento de H₂A y carbono (Zhu, 2023).

⁹⁰ Existen al menos 16 plantas de hidrógeno equipadas con tecnología de CCUS, pero operan con tasas de captura de carbono inferiores al 60%. Otras varias plantas, con tasas de captura superiores al 90%, se encuentran en una etapa inicial de desarrollo y tienen como objetivo iniciar operaciones a mediados o finales de la década de 2020. Estados Unidos representa casi la mitad de los proyectos de producción de hidrógeno anunciados con CCUS hacia 2030, Europa la cuarta parte y Canadá (que hoy representa la cuarta parte, siendo el segundo mayor productor) la sexta parte (USODE, 2023; IEA, 2025).

el combustible (gas natural) y este representa cerca del 50% del LCOH en los dos casos. Le siguen, los O&M (variable) y el CAPEX, pero con diferencias en la contribución de estos componentes al costo total para cada proceso. El primero es mayor en el proceso de ATR, por la unidad de separación de aire, y el segundo en el SR, por menor economía de escala (USDOE, 2023).

Cuadro II.3
Estados Unidos: descomposición del costo nivelado del H₂A basado en gas natural,
por proceso de reformado con vapor y autotérmico, 2023
(En porcentajes)

Componente del costo (LCOH)	SR con CCUS	ATR con CCUS
Capital	20,1	16,5
Operación y mantenimiento (fijo)	8,9	7,3
Operación y mantenimiento (variable)	14,8	22,6
Combustible (gas natural)	50,3	48,8
Transporte y almacenamiento de CO ₂ (CCUS)	5,9	5,5
Total (sin CCUS) (Dólares/kg H₂)	1,59	1,55
Total (con CCUS) (Dólares/kg H₂)	1,69	1,64

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base del Departamento de Energía de Estados Unidos (USDOE, 2023), Hydrogen Shot Technology Assessment: Thermal Conversion Approaches 2023.

Nota: SR = reformado con vapor; ATR = reformado autotérmico; CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; las estimaciones están en dólares de 2020; véase para más información sobre los supuestos y la metodología USDOE (2023).

No obstante, como se ha señalado en el capítulo, los avances tecnológicos y la innovación tienen el potencial de reducir los costos de producción. USDOE (2023) afirma que el costo del proceso de SR con CCUS podría caer a 1,40 US\$/kg H₂ y el del ATR con CCUS a 1,33 US\$/kg H₂ dado que existen potenciales reducciones de precios en la incorporación de tecnologías de CCUS asociadas a la intensificación de procesos y la integración de tecnologías con menor madurez. Además, se pueden abordar otras reducciones de los costos al considerar factores como escala de planta, escenarios de mercado, ubicación de planta, infraestructura de transporte y almacenamiento de carbono, así como venta de subproductos y valoración del carbono.

IEA (2019) coincide en que el principal componente del costo de producción del H₂G y el H₂A basado en gas natural es el combustible (en el H₂V, en comparación, es el costo de la electricidad renovable, como se indica más abajo). Agrega que el combustible puede representar entre 45% y 75% del costo de producción del H₂G, según la región o el país, lo que está asociado a si se trata de un productor/exportador o importador de gas natural; y, además, que la tecnología de CCUS conduce a un mayor costo de producción del H₂A basado en gas natural por aumentos, en promedio, del CAPEX de un 50%, del combustible de un 10% y del OPEX de un 100%; esto último, por el transporte y almacenamiento del carbono. En cambio, en el costo de producción del H₂N y el H₂A basado en carbón el principal componente es el CAPEX, lo que se explica por el menor precio del carbón respecto al gas natural. En el H₂N, el CAPEX representa cerca del 50% del costo de producción, mientras que el combustible contribuye entre 15% y 20%. Asimismo, con la incorporación de la tecnología de CCUS, se estima que el costo de producción de H₂A basado en carbón sería más alto por aumentos, en promedio, del CAPEX y del combustible de un 5% y del OPEX de un 130%.

5. El hidrógeno verde (H₂V)

El H₂V se produce a partir de electricidad generada con fuentes renovables y agua, utilizando el proceso de electrólisis. Hay tecnologías maduras de electrolizadores, como los alcalinos (ALK) y los de membrana de intercambio de protones (PEM), y otros que están todavía en etapa de demostración, como los de óxido sólido (SOEC) y los de membrana de intercambio aniónico (AEM)⁹¹. En la producción de H₂V, el costo de la electricidad renovable constituye el factor más determinante para su competitividad, dado que la electrólisis del agua es un proceso altamente intensivo en energía. Su LCOH está directamente vinculado al precio de este factor: con un precio inferior a 40 US\$/MWh, el costo de producción podría situarse por debajo de 4 US\$/kg, nivel que permite competir con el H₂A. En contraste, con un precio superior a 80 US\$/MWh, el costo podría elevarse por encima de 6 US\$/kg, lo que es una barrera económica para el despliegue de esta vía de producción del hidrógeno (IEA, 2025; Curcio, 2025).

Además de la electricidad, que tiene impacto en el OPEX, el electrolizador y su instalación, que tienen impacto en el CAPEX, son los componentes de peso en el costo de producción. USDOE (2024b), compara los principales componentes del CAPEX para las dos tecnologías de electrolizadores maduras (véase el cuadro II.4). En los dos casos, el conjunto de celdas (*stack*), que realiza el proceso de electrólisis, es el mayor componente del CAPEX, donde para el ALK representa casi la mitad, seguido por el equipo eléctrico (transformadores, rectificadores/inversores y otros) y el de purificación de hidrógeno. Estos dos equipos junto al resto de equipos son parte del balance de planta (BOP, por su sigla en inglés), que reúne los equipos auxiliares para el funcionamiento eficiente del electrolizador⁹².

Cuadro II.4
Estados Unidos: descomposición del CAPEX del costo de producción del H₂V,
por tecnología de electrolizador, 2024
(En porcentajes)

Componente del sistema	ALK	PEM
Celdas (<i>stack</i>)	48	30
Equipo eléctrico	19	21
Purificación de hidrógeno	17	17
Tuberías, instrumentación y estructura	12	13
Gestión de oxígeno	4	-
Suministro de agua	3	8
Presurización de hidrógeno	2	-
Gestión térmica	1	11

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base del Departamento de Energía de Estados Unidos (USDOE) (2024b), *Hydrogen Shot: Water Electrolysis Technology Assessment 2024*.
Nota: ALK = alcalino; PEM = membrana de intercambio de protones; véase para más información sobre los supuestos y la metodología USDOE (2024b).

USDOE (2024b) estima que actualmente el costo de producción de hidrógeno a partir de electrolizadores ALK es menor que en los PEM. Los equipos ALK tienen un menor costo, dado que su oferta está bien establecida, se fabrican con materiales baratos y tienen una mayor vida útil⁹³. Asimismo, propone estrategias para reducir considerablemente el costo de producción del hidrógeno por estas vías hacia 2030. Para ello, se requiere continua investigación, desarrollo, demostración y despliegue:

⁹¹ Véase el capítulo I para una breve explicación de estas tecnologías para producir hidrógeno.

⁹² El tamaño y el número de celdas en un *stack* como el número de *stacks* y el equipo BOP en un sistema pueden variar en función de la configuración de ese sistema.

⁹³ USDOE (2024b) estima el costo de los electrolizadores ALK y PEM en los rangos de 500-750 US\$/kW y 700-1100 US\$/kW, respectivamente, a precios de 2020. Este costo incluye el *stack* y el BOP pero no el costo de instalación. Con el costo de instalación los rangos se duplican a 1000-1500 US\$/kW y 1400-2200 US\$/kW, correspondientemente, a precios de 2020. El OPEX fijo se estima en 5% del costo de los electrolizadores sin instalación. Con electricidad de la red en Estados Unidos, se estima que el LCOH del hidrógeno estaría en los rangos de 5,0-5,5 US\$/kg con electrolizadores ALK y 6,0-7,2 US\$/kg con los PEM.

i) para reducir el costo de los equipos y sus componentes, mejorar su eficiencia y rendimiento y aumentar su vida útil; ii) para mejorar los procesos de fabricación de los equipos y aumentar el rendimiento y la escala de la producción de estos (con el objetivo de reducir los costos de fabricación y lograr economías de escala que reduzcan los costos de los electrolizadores); y iii) para optimizar la integración de los electrolizadores con fuentes de electricidad renovable y de bajo costo. Este último punto se relaciona con los otros factores clave del costo de producción del hidrógeno: el costo de la electricidad renovable y el factor de capacidad operativa de los electrolizadores.

IEA (2019) coincide en que los principales factores que inciden el costo de producción del H₂V son: el CAPEX, el costo de la electricidad, el factor de capacidad y la eficiencia de conversión. Cuando aumenta el factor de capacidad, el impacto del CAPEX en el LCOH disminuye, pero el impacto del costo de electricidad se incrementa. Por ello, se debe evaluar la factibilidad de disponer de una planta dedicada de generación de electricidad, de fuente renovable o nuclear, que sea alternativa a la red eléctrica. Esto ha promovido el desarrollo de clústeres de hidrógeno, donde los proyectos que hacen parte se pueden beneficiar de compartir infraestructura dedicada (además de proveedores, mano de obra, etc.).

Respecto al costo de la electricidad, se destaca que el costo nivelado de la energía (LCOE, por su sigla en inglés) de fuentes renovables al igual que las estimaciones del LCOH del H₂V varían enormemente por región y país, lo que depende de las ventajas comparativas para la generación de electricidad a partir de estas fuentes. Las principales diferencias de costos entre regiones y países se vinculan con i) la calidad de los recursos naturales, es decir, de las energías renovables (potencial eólico y solar); ii) el CAPEX por las plantas de energía renovable y de electrólisis; y iii) el costo de capital (WACC). El CAPEX y el WACC caerán eventualmente en el tiempo, a medida que se despliegue una mayor capacidad y se desarrolle una mayor experiencia (IRENA, 2022).

Por ejemplo, China tiene el costo de producción de H₂V más bajo en el mundo. Lo que se explica por disponer de importantes recursos en energía renovable y contar con una ventaja importante en la producción de H₂V gracias a los precios más bajos de la electricidad renovable (por tener más bajos CAPEX y costo de capital en los proyectos de energías renovables) y el menor CAPEX en los electrolizadores y su costo de instalación —China, al respecto, posee más del 60% de capacidad de producción de electrolizadores en el mundo (IEA, 2025)⁹⁴.

Por lo que el costo de instalación es otro factor por considerar en el costo de producción del H₂V. Más de la mitad del costo total de un electrolizador instalado corresponde al costo de EPC y de contingencia, que dependen totalmente de la ubicación del proyecto. IEA (2025) desglosa el CAPEX de instalación del electrolizador en: 15-20% por el costo del *stack*; 25-30% por el costo de los equipos de BOP; y 50-60% por el costo de EPC. Donde hay mayor potencial de reducción de costo a través de la innovación es en el *stack*, en cambio en los equipos de BOP las posibilidades son limitadas, ya que se trata de tecnologías maduras. En el EPC es más incierto este potencial de reducción de costo, pero se espera que esto sea posible a medida que las empresas de EPC adquieran mayor experiencia con el despliegue de esta industria.

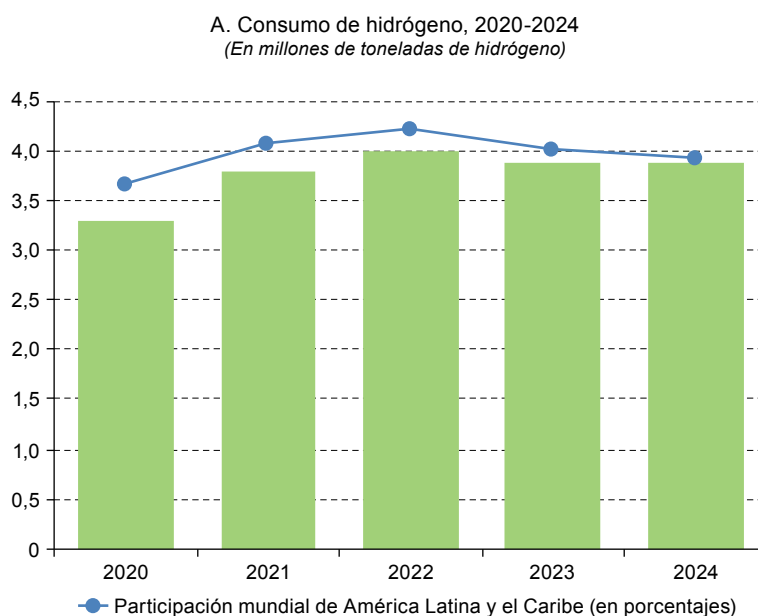
C. El potencial económico del hidrógeno en América Latina y el Caribe

1. El mercado del hidrógeno en la región

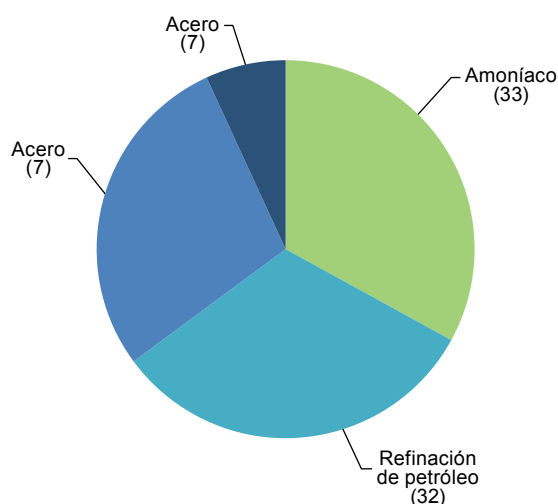
El consumo de hidrógeno en ALC se localiza principalmente en Trinidad y Tobago (37,5%), seguido por las cinco mayores economías de la región —Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México—. En el último año, la demanda agregada regional alcanzó las 3,9 Mt, lo que representa cerca del 4% del total mundial, concentrándose en las aplicaciones tradicionales: amoníaco (33%), refinamiento de petróleo (32%) y metanol (28%) y acero (7%) (véase el gráfico II.9) (IEA, 2024a).

⁹⁴ IEA (2025) estima que el costo de un electrolizador fabricado en China junto con el costo de instalación dentro de China está en el rango de 600-1200 US\$/kW. En cambio, el costo de un electrolizador fabricado e instalado fuera de China está en el rango de 2000-2600 US\$/kW. Por su parte, un electrolizador fabricado en China, pero instalado en otro país está en el rango de 1500-2450 US\$/kW.

Gráfico II.9
América Latina y el Caribe: consumo de hidrógeno, 2020-2024, y distribución del consumo por industria, 2023
(En millones de toneladas de hidrógeno y en porcentajes)



B. Distribución del consumo de hidrógeno por industria, 2023
(En porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de IEA (2024a), *Global Hydrogen Review 2024*, e IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.

Concretamente, Trinidad y Tobago lidera el consumo regional de hidrógeno debido a que su industria química lo utiliza para producir y exportar grandes cantidades de amoníaco y metanol (IEA, 2024a)^{95 96 97}.

⁹⁵ El 85% de la producción de amoníaco de la región fue desde Trinidad y Tobago, Brasil y Argentina.
⁹⁶ El consumo de gas natural para la producción de hidrógeno en la región, excluyendo a Trinidad y Tobago, oscila entre 3-14%. En cambio, en aquel país la proporción se magnifica: más del 40% de la demanda interna de gas natural se destina a hidrógeno (IEA, 2024a).
⁹⁷ A nivel comercial, Trinidad y Tobago es el principal exportador de metanol en el mundo, seguido por países como Arabia Saudita y Omán. Por el otro lado, China es el mercado más grande de metanol, concentrando cerca de un cuarto de las importaciones, seguido por India y Países Bajos. No obstante, cabe recalcar que la comercialización internacional es muy reducida, donde China es el principal productor y consumidor de este producto (IRENA, 2024)..

En contraste, el resto de los países de ALC utiliza el hidrógeno principalmente para la refinación de petróleo: un uso que ha disminuido en la última década, lo que se ha visto reflejado en la leve caída de la demanda total de hidrógeno en la región (IEA, 2024a)⁹⁸. Además, excluyendo a Trinidad y Tobago, la región es importadora neta de fertilizantes nitrogenados, comprando entre el 80% y el 85% de estos a mercados internacionales (IEA, 2024a y 2025)⁹⁹.

De la misma manera que sucede a nivel mundial, al ser una industria cautiva, la producción de hidrógeno en ALC se iguala a su consumo, y alcanzó las 4 Mt (cerca del 4% del total mundial) en 2024. De esta producción, casi el 90% se obtuvo mediante la vía tecnológica de SR con gas natural sin CCUS (H₂G), lo que genera emisiones anuales que superan las 30 Mt CO₂ eq. (IEA, 2024a y 2025). Por su parte, la producción de H₂BE se mantiene muy marginal, representando solo el 0,2% de la producción total de la región, y concentrándose plenamente en la vía de electrólisis.

En lo prospectivo, IEA (2024b) proyecta una demanda mundial de H₂BE con un aumento muy significativo bajo el escenario de compromisos asumidos (APS), que alcanzaría las 78 Mt hacia 2035 y se triplicaría desde ese año hasta las 260 Mt en 2050. Por su parte, América Latina y el Caribe seguiría una trayectoria aún más acelerada, con un consumo estimado (excluyendo exportaciones), que aumentaría de menos de 0,01 Mt a 3,3 Mt en 2035 y casi se cuadruplicaría desde ese año hasta 2050 para llegar a 12,2 Mt. No obstante, la composición de la demanda regional mostraría un retraso en la adopción de nuevas aplicaciones del hidrógeno, ya que estas alcanzarían apenas el 31% en 2035 y el 63% en 2050: cifras que se sitúan por debajo de los promedios mundiales proyectados, de 40% y 70% para los mismos años (IEA, 2024a).

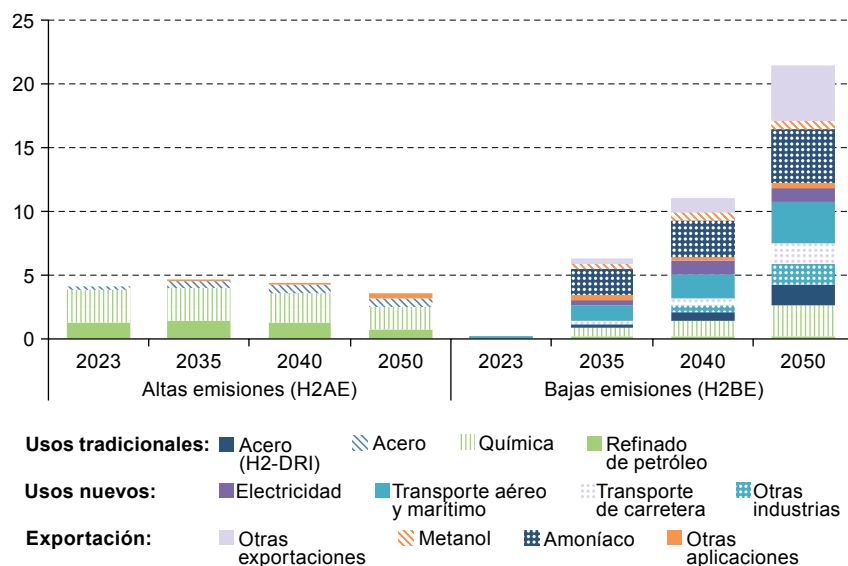
El aumento proyectado en la producción regional de H₂BE tendría un fuerte impulso desde el mercado exportador, representando entre el 40 y 50% de la demanda por H₂BE de la región (véase el gráfico II.10). La producción de H₂BE en ALC para exportaciones llegaría a las 3 Mt H₂ eq. en 2035 y superaría las 9 Mt H₂ eq. en 2050. Estas exportaciones se concentrarían en el amoníaco, como portador principal de hidrógeno, teniendo a Europa como destino principal, para su uso posterior en transporte marítimo y como combustible sintético para aviación (querosén). También hacia Japón y República de Corea, con aplicaciones similares en el transporte, a lo que se sumaría la generación eléctrica (IEA, 2024a).

En el escenario APS, el potencial exportador de la región supone no solo al despliegue de su industria de H₂BE también una eficaz y amplia implementación de políticas y marcos de regulación de los países importadores respecto al H₂BE. Esto se evidencia en el escenario más conservador de políticas declaradas (STEPS) de IEA (2024a), que refleja las medidas actualmente vigentes, donde las exportaciones de hidrógeno —y de sus derivados— desde ALC serían considerablemente más bajas con relación al escenario anterior, limitándose a 1,7 Mt H₂ eq. hacia 2035 y alcanzando solo cerca de 6 Mt H₂ eq. hacia 2050. En este contexto, la demanda respondería principalmente a los mandatos europeos para combustibles sostenibles en aviación y transporte marítimo, así como a las estrategias energéticas de Japón y República de Corea en el uso de amoníaco para la generación eléctrica (IEA, 2024a).

⁹⁸ La disminución en la refinación de petróleo y las restricciones de acceso a gas natural competitivo para la producción de amoníaco han sido clave en la caída del consumo de hidrógeno en la última década, con casos como el cierre de la producción de amoníaco en México o la operación limitada en Brasil (IEA, 2024a).

⁹⁹ En el mundo, cerca del 70% del amoníaco se utiliza para fabricar fertilizantes nitrogenados: esenciales para la agricultura. Esta cifra es similar para ALC, pero excluyendo a países como Trinidad y Tobago y Venezuela, puede aumentar a casi 80% (IEA, 2024a).

Gráfico II.10
América Latina y el Caribe: demanda y exportaciones de hidrógeno (y combustibles a base de hidrógeno)
por sector, bajo el escenario APS, 2023-2050
(En millones de toneladas de hidrógeno)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de la IEA (2024a), *Global Hydrogen Review 2024*.
 Nota: El suministro de combustible a buques internacional está incluido en el combustible de aviación y el combustible marítimo. Las exportaciones y la demanda de transporte por carretera, combustible de aviación y combustible marítimo, y generación de energía incluyen hidrógeno que se convierte en combustibles basados en hidrógeno. Para los combustibles basados en hidrógeno, la cantidad de hidrógeno equivalente (Mt H₂-eq) corresponde a los insumos de hidrógeno estequiométrico necesarios para producir dichos combustibles.

2. El potencial de los recursos energéticos de la región para el desarrollo del H₂BE

ALC posee importantes recursos naturales para el desarrollo de la industria del H₂BE. Por un lado, varios de sus países disponen de recursos fósiles, los explotan y han desarrollado una destacada industria de hidrocarburos y derivados. Las reservas de petróleo de la región representan el 19% de las reservas mundiales. Estas se concentran en la República Bolivariana de Venezuela (Venezuela), que con el 17,5% son las más grandes en el mundo, pero Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador, Guyana, México, Perú y Trinidad y Tobago también disponen y explotan este energético. La región produjo el 10% del petróleo del mundo en 2024¹⁰⁰. Respecto a la capacidad de refinación de la región, esta representa el 7,5% de la capacidad mundial y, a través de esta, produjo el 5,9% del petróleo refinado en el mundo en 2024, con Brasil (2,4%), México (1,1%) y Argentina (0,6%) como los países más activos en esta actividad (EI, 2025). Por su parte, la región posee y explota reservas de gas natural. Estas representan el 4,4% de las reservas mundiales, y, de igual manera que con el petróleo, Venezuela con el 3,3% concentra la mayor parte, aunque los países arriba indicados junto con el Estado Plurinacional de Bolivia (Bolivia) también disponen de reservas de gas natural y lo producen. La producción de gas natural de la región representó el 4,9% del total mundial, y los países más activos en esta actividad fueron Argentina (1,1%), México (0,9%), Venezuela (0,8%), Trinidad y Tobago (0,6%) y Brasil (0,6%) (EI, 2025).

La industria del petróleo y gas natural en la región, al estar ya establecida, con distintas capacidades desarrolladas, como productivas y tecnológicas, de infraestructura, de mano de obra, etc., ofrece una oportunidad para el impulsar desde esta industria, a través del H₂A, la del H₂BE. Es posible la adaptación de la tecnología de CCUS a las instalaciones de producción de H₂G, pero también a las de refinación

¹⁰⁰ Los principales países productores de petróleo de la región en 2024 fueron: Brasil (con el 3,6% de la producción mundial), México (2%), Argentina (1,3%), Venezuela (1%), Colombia (0,8%) y Guyana (0,6%) (EI, 2025). De esta producción, según las capacidades y condiciones de los países, una parte se destina al mercado interno para su procesado y refinamiento y otra es para el mercado de exportación (mayormente como petróleo crudo).

de combustibles fósiles o las de amoníaco, cuando se requiere un suministro importante y estable de hidrógeno y se liberan grandes cantidades de carbono (IEA, 2024a; World Bank, 2025)¹⁰¹. Además, como se ha explicado más arriba y se reitera para el caso de ALC a continuación, el costo de producción del H₂A es menor al del H₂V. Asimismo, varios países de la región han identificado en sus estrategias y marcos normativos y regulatorios relacionados con el hidrógeno, la posibilidad de producir y utilizar el H₂A en sus economías, tanto en aplicaciones tradicionales como nuevas.

Por otro lado, la región se destaca en el mundo por poseer la oferta total de energía con mayor participación de las energías renovables: con el 18,1% versus el 8,23% en el mundo (EI, 2025)¹⁰². Esto también sucede con la matriz de electricidad, donde las energías renovables participan con el 63,8%, en cambio en el mundo es el 30,2% (Organización Latinoamericana de Energía [OLADE], 2024). Al respecto, la capacidad instalada de generación eléctrica con fuentes renovables es mayor al 60% en unos cuantos países, como Belice (60,1%), Brasil (85,4%), Chile (64,0%), Colombia (69,8%), Costa Rica (89,1%), Ecuador (61,2%), El Salvador (61,3%), Guatemala (68,0%), Honduras (63,0%), Panamá (67,8%), Paraguay (100%) y Uruguay (77,6%) (OLADE, 2024). Esto demuestra que varios países de la región tienen el potencial de producir H₂V gracias a sus abundantes y competitivos recursos de energía renovables (Paredes, 2017; IEA, 2021c y 2024a; Gischler *et al.*, 2023b). Disponer de estos recursos ofrece una clara ventaja comparativa para el desarrollo del H₂V, ya que los precios de la electricidad renovable determinan, en gran medida, la viabilidad económica de estos proyectos.

Mientras la participación de las energías solar, eólica, de biomasa y geotermal en la generación de electricidad en la región es similar al promedio mundial (19,3% versus 15,9%), la de la energía hidráulica es muy superior (44,5% versus 14,2%) (OLADE, 2024). Estos importantes recursos hidroeléctricos ofrecen la ventaja de equilibrar en el corto plazo la producción de H₂V de los primeros proyectos de menor escala, mientras la demanda de electricidad sea relativamente baja. No obstante, en los proyectos de mayor escala, que se planifican con plantas de energía renovable dedicadas, también pueden conectarse a la red para garantizar un funcionamiento más fluido y una mejor gestión de la variabilidad de la producción de energía renovable. En el mediano y largo plazo, dado el número y el potencial productivo de los proyectos anunciados en H₂V, como se muestra en la próxima sección, la región necesitaría invertir en nueva capacidad de generación de electricidad, lo que llevaría a un despliegue sin precedentes de las energías solar fotovoltaica y eólica¹⁰³. Además, también se requeriría mejoras significativas en la transmisión de energía y la flexibilidad de la red para soportar el aumento de la capacidad, en especial en áreas que actualmente están algo aisladas o carecen de conexiones sólidas a la red¹⁰⁴. Al respecto, es importante señalar que los plazos de planificación y construcción de los principales activos de una red eléctrica, como las líneas de transmisión, suelen ser largos y normalmente superan los plazos de desarrollo de los proyectos de producción que se conectarán a ellos. Esto subraya la necesidad crítica de una planificación integral y temprana de las redes de transmisión de electricidad para facilitar al crecimiento potencial de los proyectos de H₂V, incluida una mayor integración energética regional (IEA, 2024a).

Los recursos naturales energéticos que posee la región ofrecen claras ventajas para producir H₂BE a un costo competitivo respecto a otras regiones y para reducir las brechas de costo con el H₂G. Sobre la base de estimaciones de IEA (2025), ciertas áreas de la región pueden producir H₂V o H₂A a un menor costo que en otras regiones del mundo (véase el gráfico II.11). Por ejemplo, una franja del rango del costo del H₂V en la región se encuentra por debajo del mínimo de Europa, Medio Oriente y Estados Unidos; igualmente, una franja del rango del costo del H₂A en la región está por debajo del mínimo de Europa o

¹⁰¹ Pero, como se explica en el capítulo I, existe riesgos de emisiones de carbono en las etapas anteriores —aguas arriba o intermedia— al proceso de producción de hidrógeno, pero para estas etapas las soluciones son bien conocidas y costo-efectivas (IEA, 2025; World Bank 2025).

¹⁰² Para este cálculo se considera la oferta total de energía hidráulica y de energía renovable no convencional. Respecto a la oferta total de energía renovable en el mundo, China es el país que más contribuye con el 28,5%, le sigue Estados Unidos con el 13,6% y Brasil con el 7,7%. Por otra parte, si se considera la participación de la energía nuclear en la oferta total de energía, su participación en la región es de 1,2%, en cambio en el mundo es del 5,2% (donde sobresale Europa con el 11,7% y América del Norte con el 9,6%) (EI, 2025).

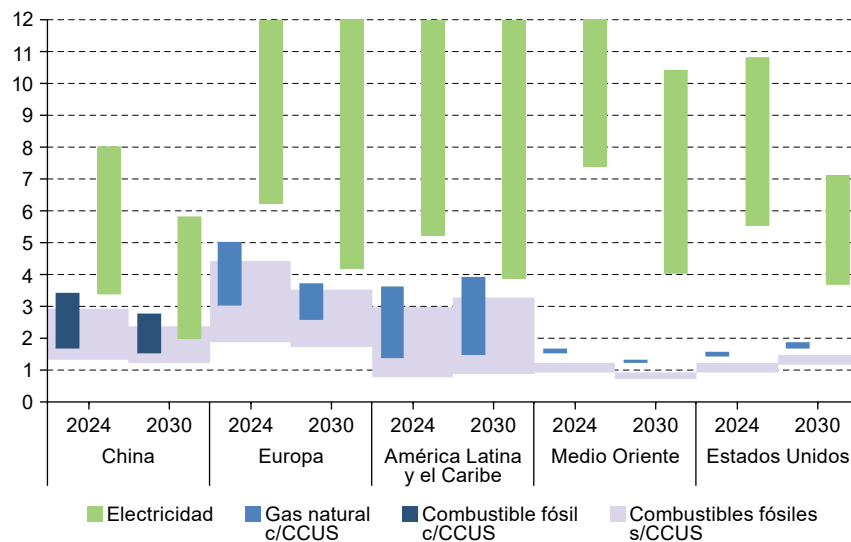
¹⁰³ En la región, los proyectos anunciados de H₂V de mayor escala se ubicarían en áreas con alto potencial solar y eólico, y los de menor escala cerca de grandes centrales hidroeléctricas (IEA, 2024a).

¹⁰⁴ Estas áreas también podrían beneficiarse del excedente de electricidad procedente de la energía solar fotovoltaica y eólica, minimizando las restricciones y maximizando el uso de los recursos.

en un nivel competitivo con Medio Oriente y Estados Unidos. Asimismo, en la región, la brecha de costo entre el H₂V y el H₂G es de 2,24 US\$/kg y el H₂A compite con el H₂G en la franja del rango del costo de 1,41 US\$/kg a 3,00 US\$/kg.

Bajo el escenario STEPS hacia 2030, estas franjas de ventaja disminuirían o desaparecerían, ya que las otras regiones podrían reducir en mayor medida las brechas de costo (véase el gráfico II.11). Así, la franja del rango del costo del H₂V en ALC que está por debajo del mínimo de Europa y Medio Oriente se haría mucho más pequeña y sería nula con Estados Unidos, cuyo costo mínimo sería inferior al de la región. No obstante, en la región, la brecha de costo entre el H₂V y el basado en combustibles fósiles sin CCUS se reduciría a 0,61 US\$/kg y el H₂A competiría con este en una franja del rango del costo levemente más alta, de 1,49 US\$/kg a 3,28 US\$/kg. Cabe destacar que China cerraría la brecha del costo entre el H₂V y basado en combustibles fósiles sin CCUS, y aunque esta brecha de costo se reduce en las otras regiones consideradas, en algunos casos sigue siendo elevada, como en Estados Unidos y Medio Oriente, de más de 2 US\$/kg y 3 US\$/kg, respectivamente. Para reducir la brecha, como lo indica IEA (2025), será necesario aumentar los precios del carbono¹⁰⁵.

Gráfico II.11
Mundo (regiones o países seleccionados): costo nivelado del hidrógeno (LCOH) de las principales vías tecnológicas de producción de hidrógeno, actual y proyectado, por región o país, 2024 y 2030
(En dólares por kilogramo de hidrógeno)

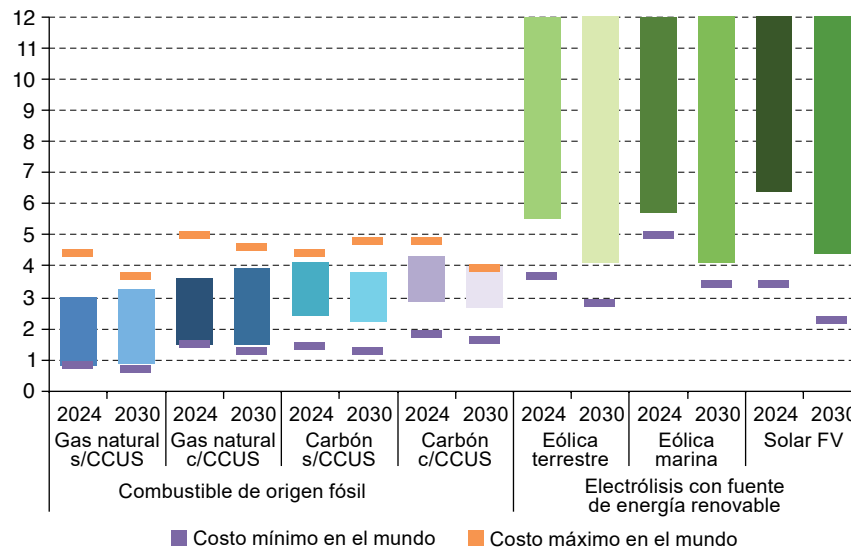


Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de la IEA (2025), *Global Hydrogen Review 2025*.
 Nota: CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; c/ = con; s/ = sin; las áreas grises representan el rango de costos de producción a partir de combustibles fósiles sin CCUS en cada región o país evaluado; el gráfico tiene un tope de 12 US\$/kg H₂, aunque algunas vías tecnológicas de producción alcanzan valores más altos; las proyecciones hacia 2030 están basadas en el escenario de políticas declaradas (STEPS); véase para más información sobre los supuestos y la metodología IEA (2025).

Dentro de la región, actualmente, el H₂A es la alternativa más competitiva para el desarrollo de H₂BE. Su rango se encuentra dentro del rango del costo del H₂A en el mundo y, precisamente, en la franja inferior de este, partiendo apenas por arriba del mínimo mundial (véase el gráfico II.12). No obstante, bajo el escenario STEPS hacia 2030, el costo del H₂V presenta el mayor potencial de reducción de costos a corto plazo. Si bien el LCOH del H₂V es significativamente más alto en la actualidad (en todas las fuentes de energía renovable), se proyecta que hacia 2030 sus costos podrían caer en cerca de un 30% promedio, aproximándose a los 4 US\$/kg en el mejor de los casos. Es válido resaltar que, para todas las vías de producción, el LCOH actual y proyectado en ALC está por encima del costo mínimo mundial (con China liderando en el costo del H₂V y Medio Oriente en el del H₂A).

¹⁰⁵ Por ejemplo, IEA (2025) estima que el precio del carbono debería ser para estos dos casos de 200 US\$/t CO₂ y 270 US\$/t CO₂, respectivamente.

Gráfico II.12
América Latina y el Caribe: costo nivelado del hidrógeno (LCOH) de las principales vías tecnológicas de producción de hidrógeno, actual y proyectado, por proceso e insumo energético, 2024 y 2030
(En dólares por kilogramo)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos de la IEA (sin fecha c), *Hydrogen Tracker*.
 Nota: CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; c/ = con; s/ = sin; FV = fotovoltaica; el gráfico tiene un tope de 12 US\$/kg H₂, aunque algunas vías tecnológicas de producción alcanzan valores más altos; las proyecciones hacia 2030 están basadas en el escenario de políticas declaradas (STEPS); para más información sobre los supuestos y la metodología, véase IEA (2025).

Desarrollar la industria del H₂BE en la región no solo permitiría avanzar en la transición energética con la descarbonización de sectores e industrias difíciles y dotando de mayor seguridad y resiliencia a los sistemas energéticos, sino que también impulsaría la agregación de valor, los encadenamientos, la innovación y la diversificación productiva. En esto, tanto las aplicaciones tradicionales como las nuevas ofrecen oportunidades a la región. Por ejemplo:

- En el desarrollo de una industria de fertilizantes basados en amoníaco de bajas emisiones para el sector agrícola, el cual tiene un peso considerable en las economías de varios de los países de la región. Además, actualmente, la región es importadora neta de fertilizantes (IEA, 2024a).
- En la industria siderúrgica, principalmente en Brasil, que posee las mayores reservas de mineral de hierro y concentra casi el 90% de su comercio en la región, para la producción de hierro metálico (DRI) y briquetas de hierro (HBI) a partir de procesos que incorporan el hidrógeno y sustituyen en un porcentaje o, mejor aún, en un 100% la utilización de gases combustibles o residuales con óxidos de carbono (IEA, 2024a).
- La producción de explosivos, a partir del amoníaco de bajas emisiones, para el sector minero, que también tiene un peso considerable en algunas economías de la región. Los explosivos también se utilizan en otros sectores, como el de la construcción, para obras civiles. En el sector de minería también se pueden incorporar el H₂BE como combustible para vehículos, máquinas y equipos pesados intensivos en energía (en motores eléctricos con celdas de combustible o híbridos que combinan con baterías recargables).
- En la producción de combustibles basados en H₂BE para el sector de transporte aéreo y marítimo, como los combustibles sintéticos bajos en emisiones, que se producen con H₂BE y una fuente de carbono sostenible. Estos combustibles bajos en emisiones para aviones

y buques son intensivos en carbono. La región posee abundantes recursos de carbono biogénico, procedentes de la industria de bioetanol y biogás (principalmente en Brasil) y de pulpa y papel (en Brasil, Chile y Uruguay), aunque también de cemento (en Brasil y México), que se pueden aprovechar para desarrollar esta industria de combustibles¹⁰⁶. Por una parte, La demanda de energía para el transporte aéreo en la región representa el 6% de la demanda mundial y se concentra en pocos países, mayormente en Brasil y México y, luego, Colombia, Argentina, Chile y Perú, y en pocos aeropuertos principales, lo que facilitaría el suministro de combustibles sostenible (IEA, 2024a). Asimismo, los combustibles sostenibles para la aviación (SAF), como bioquerosén y combustible sintético para aviones, pueden utilizarse directamente en estos vehículos aéreos (con ninguna o mínima modificación o adaptación) y permiten el uso de la infraestructura existente para su transporte, manejo, almacenamiento y distribución. Por otra parte, la demanda de energía para el transporte marítimo en la región representa el 5% de la demanda mundial y se concentra también en pocos países, mayormente en Brasil y Panamá y, luego, Argentina, Ecuador, México, Jamaica y Guatemala (IEA, 2024a). El fueloil y diésel explican en casi su totalidad esta demanda que podría ser cubierta por combustibles sintéticos bajos en emisiones, como el amoníaco y el metanol. Pero esto requiere de importantes inversiones, tanto en el desarrollo de la oferta de estos combustibles como en la infraestructura y los buques que sean compatibles (IEA, 2024a).

- En la industria de refinado, para aprovechar las capacidades existentes y los vínculos productivos de esta industria, aguas arriba —industria extractiva— y aguas abajo —industria química y de plástico, y producir H₂BE y sus portadores bajos en emisiones. Es también una oportunidad para las empresas nacionales de petróleo y gas, que están presentes en varios países de la región, son de gran tamaño, están integradas verticalmente en los distintos segmentos y poseen capacidades con economías de escala potenciales para liderar el despliegue de la industria del H₂BE¹⁰⁷.

No obstante, como se ha señalado en las secciones anteriores, la realización efectiva y plena de estas oportunidades en la región, lo que también se aplica a otras regiones en el mundo, requiere superar múltiples desafíos que se deben abordar, la mayor parte de estos, de forma integral y simultánea. Sucede que estos desafíos, en mayor o menor grado, se relacionan entre sí. Por ejemplo, las brechas de costo son una de las principales barreras y estas se relacionan con la madurez de las tecnologías y el despliegue de la industria, lo que se conecta con los desafíos de creación de oferta y demanda y de desarrollo de mercados, que a su vez se relaciona con los desafíos de regulación, financiamiento, infraestructura, mano de obra, etc. Lo que indica que la disponibilidad de abundantes recursos naturales es una condición necesaria pero no suficiente para el desarrollo de esta industria en los países de la región.

Asimismo, aunque es clave, tampoco es suficiente el apoyo de los gobiernos para dar impulso a esta industria, a través de incentivos fiscales, financieros y no financieros. Se requiere también el apoyo de los demás actores que participan en las cadenas de valor alrededor del H₂BE o tienen incidencia sobre estas o se ven impactados por estas, es decir, el sector privado, la academia y la sociedad civil, además del sector público. Dentro de la visión de políticas de desarrollo productivo de la CEPAL (2025), las iniciativas de articulación productiva, como las iniciativas clúster, permiten identificar y abordar estos desafíos simultáneos con una gobernanza colaborativa multiactor y multinivel, lo que contribuye a legitimar las decisiones de priorización sectorial y territorial; movilizar recursos de distintos territorios, y aplicar los principios de una gobernanza experimentalista, que pueden ser pertinentes para una industria emergente,

¹⁰⁶ El uso de carbono procedente de la industria de cemento no es neutral, pero es aceptada por algunas regulaciones como una medida transitoria para crear escala, reducir costos y desarrollar mercado mientras otras fuentes de carbono pasan a ser disponibles en escala y competitivas en costos (IEA, 2024a).

¹⁰⁷ Por ejemplo, incorporando sistemas de CCUS para producir H₂A o para desarrollar proyectos de H₂V de gran escala, ya que una refinería con una capacidad de 100 mil barriles por día podría requerir un electrolizador de 500 MW para satisfacer su demanda de hidrógeno (IEA, 2024a).

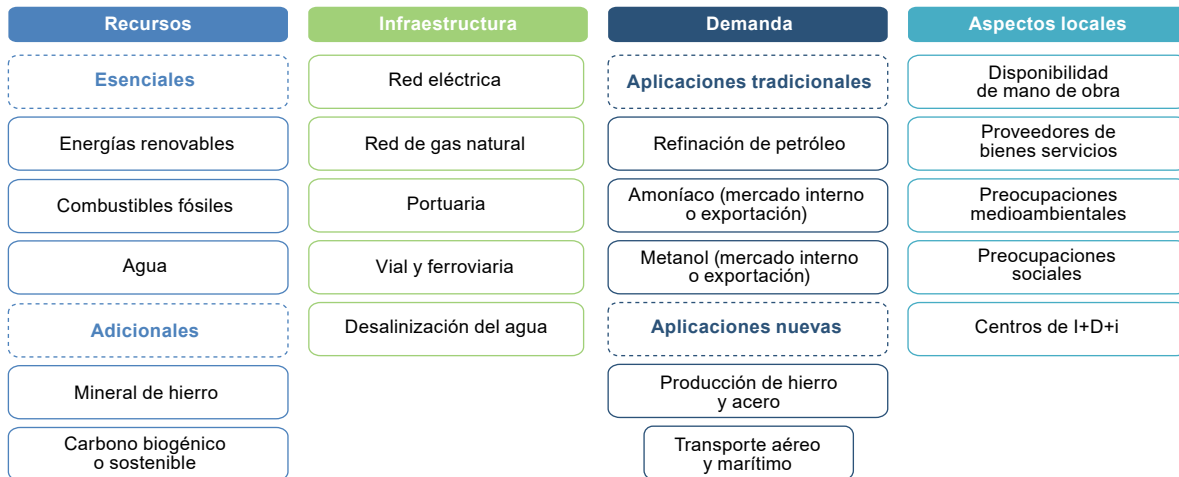
en evolución y, probablemente, cambiante como la del H₂BE^{108 109}. A diferencia de los clústeres naturales, donde las empresas de un mismo sector o de sectores relacionados y de apoyo tienden a aglomerarse geográficamente, por la mano “invisible del mercado”, como una estrategia de búsqueda de eficiencias para aprovechar lo que la teoría económica llama “economías de aglomeración marshallianas”, las iniciativas clúster introducen una dimensión de intencionalidad o de lo que se denomina “mano visible”, no solo para incrementar los beneficios de los clústeres naturales (de eficiencias colectivas por las economías de aglomeración), sino también para generar más valor agregado y acelerar el aprendizaje, la innovación y la productividad mediante procesos de colaboración y coordinación.

Al respecto, IEA (2024a) destaca que los clústeres (*hubs*) pueden actuar como nodos para el desarrollo de redes más amplias y ofrecen varias ventajas en esta etapa inicial de desarrollo del mercado al ubicarse las partes interesadas en una misma área geográfica, tales como:

- Creación de escala, al reunir la oferta y la demanda;
- mayor cooperación entre las partes interesadas, lo que permite acceder a una gama más amplia y diversa de conocimientos y experiencias;
- limitar la necesidad de nuevas infraestructuras de hidrógeno y permitir su uso compartido entre un grupo más amplio de partes interesadas, que también comparten los riesgos asociados a su desarrollo.

En general, estas ventajas se traducen en menores costos de producción y transporte, al maximizar la utilización de los activos y permitir economías de escala. La ubicación de los clústeres de hidrógeno es fundamental para aumentar sus posibilidades éxito. Se recomienda una evaluación con un enfoque integral que evalúe múltiples factores que tienen el potencial de habilitar o limitar el despliegue del H₂BE. Por ejemplo, la disponibilidad de recursos naturales, infraestructura, demanda —compradores o usuarios— y otros aspectos locales o de los territorios donde exista potencial. El diagrama II.2 a continuación identifica algunos de los elementos a considerar de estos 4 factores.

Diagrama II.2
Factores que afectan la potencial ubicación de clústeres de H₂BE



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de IEA (2024a), *Global Hydrogen Review 2024*.

¹⁰⁸ Las políticas de desarrollo productivo se entienden como los esfuerzos horizontales y verticales que apuntan directamente a la sofisticación, la diversificación y el cambio estructural virtuoso de los aparatos productivos, como vehículo para aumentar la productividad y lograr así un desarrollo más productivo, inclusivo y sostenible (CEPAL, 2024b). Es decir, se entiende a estas políticas, principalmente, como esfuerzos colaborativos entre múltiples actores de los sectores público, privado, académico y de la sociedad civil dirigidos al trabajo conjunto en agendas estratégicas con visión de futuro que propicien una transformación productiva de las economías en favor de un desarrollo sostenible e inclusivo (CEPAL, 2025).

¹⁰⁹ Una iniciativa de articulación productiva refiere a distintas modalidades de colaboración estratégica entre empresas e instituciones para el desarrollo productivo. Y las iniciativas clúster refieren a la acción mancomunada que emprende un conjunto de empresas e instituciones de apoyo que pertenecen a un mismo territorio y a diferentes eslabones de una cadena de valor (o varias cadenas relacionadas), y que desarrollan, a partir de una agenda estratégica elaborada conjuntamente, proyectos y acciones encaminados a mejorar la productividad y competitividad de las empresas de las aglomeraciones económicas y las cadenas de valor subyacentes (CEPAL, 2025).

Otro factor que es un desafío para la región, y otras regiones en desarrollo, es el costo de capital (WACC). En el H2A el principal componente del costo es el combustible fósil y en el H2V el costo de la electricidad renovable y el del electrolizador. Por lo que, si bien los costos de producción varían según la región y el país y el costo del H2A es más bajo que el H2V, el CAPEX en el H2V tiene una mayor participación en su costo total. Lo que significa que el costo de capital tiene un impacto más importante en el costo del H2V.

En la región esto es crucial ya que, como se presenta en la próxima sección, la vía de producción elegida por la casi totalidad de los proyectos anunciados en H2BE es la electrólisis. IEA (2024a) estima que, en el caso de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de electricidad, el costo de capital, en términos nominales, es en promedio entre 4 y 7 puntos porcentuales más alto para las economías emergentes. Por ejemplo, el costo de capital de la energía solar fotovoltaica, por ejemplo, fue del 10,5% al 12 % en Brasil y México en 2022, en comparación con el 4,1% al 5,2% en Alemania y los Países Bajos. Este mayor costo de capital significa un mayor costo de producción.

IEA (2024a) calcula que una diferencia de 6 puntos porcentuales en el costo de capital puede suponer un sobrecosto de aproximadamente 1 US\$/kg H₂. Si se supone que el costo de capital para las energías renovables en los mercados desarrollados es del 4%, los países de la región con recursos renovables de mejor calidad podrían ver mermada esta ventaja si el costo de capital fuera entre 4 y 8 puntos porcentuales más alto. Además, esto no tiene en cuenta los costos de conversión adicionales y las pérdidas de eficiencia necesarias para exportar el hidrógeno. Si también se tienen en cuenta estos costos, la diferencia en el costo de capital tendría que reducirse aún más para alcanzar el punto de equilibrio.

De nuevo, se hace necesario el apoyo de los gobiernos para reducir el costo de capital de los proyectos de H2BE, que se incrementa no solo por los riesgos del proyecto sino también por los riesgos relacionados al país donde se invierte. Los gobiernos, según sus capacidades, pueden disponer de diferentes estrategias para apoyar a los proyectos en sus distintas etapas de desarrollo para que puedan superar este desafío. IEA (2024a) considera que en las etapas iniciales es fundamental un marco regulatorio claro y que los instrumentos fiscales y financieros son importantes cuando se evalúa la rentabilidad de los proyectos en la etapa de factibilidad. Por su parte, las garantías de derecho de propiedad, la consistencia del marco normativo y la estabilidad fiscal y de incentivos son críticas en la etapa de operación. Esto reafirma lo señalado en las secciones anteriores: los marcos normativos y regulatorios son clave a lo largo de todas las etapas de los proyectos de H2BE y para apoyar el desarrollo de esta industria. Estos marcos deben ser claros, consistentes y, al mismo tiempo, exhaustivos.

3. El avance de los proyectos de H2BE: anuncios y prospecciones

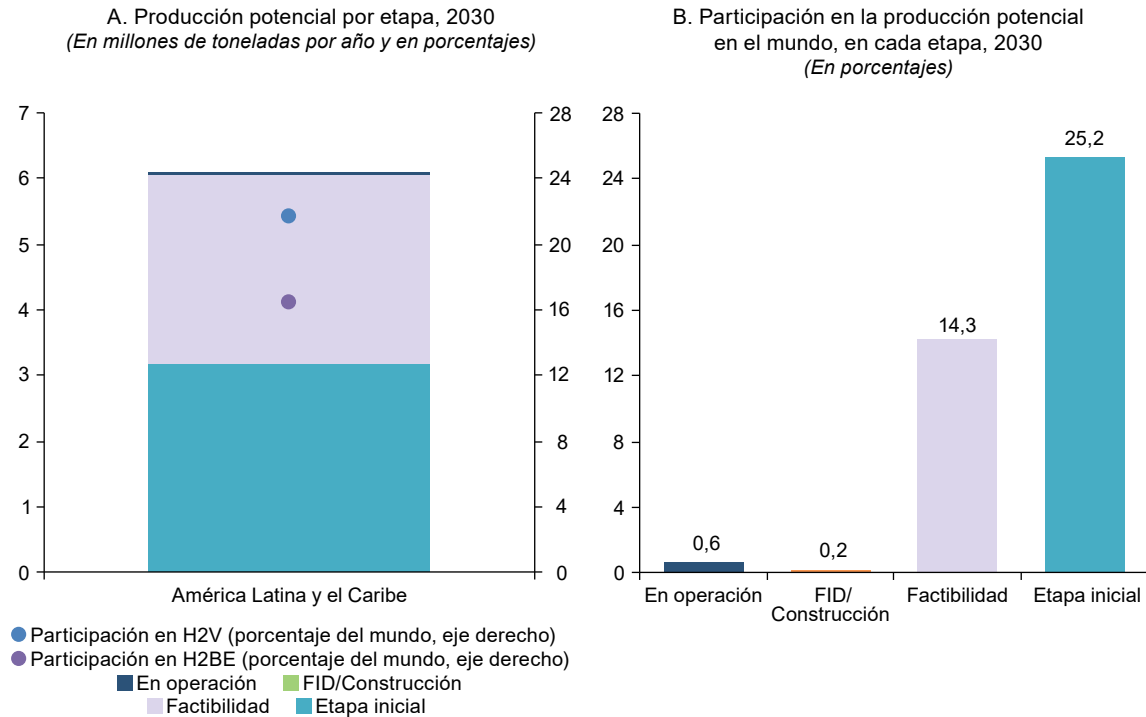
Si todos los proyectos de H2BE anunciados en ALC —con fecha de inicio de operaciones revelada— se materializaran, la producción potencial de la región podría alcanzar las 6 Mtpa hacia 2030, lo que representa el 15,6% de la producción potencial en el mundo (IEA, 2025). Esta participación, aunque importante, no revela el ajuste que tuvo la cartera de proyectos en el último año por la maduración de la industria de H2BE, donde las estimaciones previas de IEA (2024a) apuntaban a una producción potencial de la región y el mundo que superaría las 7 Mtpa y 49 Mtpa, respectivamente, hacia la misma fecha.

Pese a este ajuste, el volumen relativo de producción potencial de H2BE en la región se mantiene sumamente ambicioso¹¹⁰. La concreción de estos proyectos representaría una contribución significativa a la oferta agregada mundial hacia 2030, con una participación cercana al 22% en la producción mundial anunciada de hidrógeno con electricidad y de más del 16% en la producción mundial total de H2BE (lo que incluye tanto los proyectos con electrólisis como con combustibles fósiles con CCUS) (véase el gráfico II.13).

¹¹⁰ Por ejemplo, la producción potencial de 7 Mtpa que se calculaba para la región, que casi en su totalidad es con proyectos con electrólisis, requiere una capacidad instalada de electrolizadores cercana a los 90 GW, cuando la capacidad instalada en el mundo era de 2 GW en 2024 (IEA, 2024a y 2025).

Gráfico II.13
América Latina y el Caribe: producción potencial de H₂BE según proyectos
anunciados por etapa y participación en el mundo, 2030

(En millones de toneladas por año y en porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos de Proyectos de producción e infraestructura de IEA (sin fecha b) (actualizada en septiembre de 2025).

Nota: FID = decisión final de inversión; H₂BE = hidrógeno de bajas emisiones; H₂V = hidrógeno verde; "Participación en H₂BE" = porcentaje de participación de la región en la producción potencial de H₂BE en el mundo; "Participación en H₂V" = porcentaje de participación de la región en la producción potencial de H₂V en el mundo; solo se incluyen proyectos anunciados de H₂A y H₂V y que revelan un año de inicio de operación.

Asimismo, de los proyectos con producción potencial hacia 2030, cerca del 53% se encuentra en una etapa inicial de desarrollo, cuando en el mundo esto es poco más del 34%, y el 47% restante en etapa factibilidad, cuando en el mundo esto supera el 54%. Por lo que la materialización de los proyectos en la región aún es incipiente, ya que solo el 0,2% han alcanzado la etapa de FID (o se encuentran en construcción) o están en operación, muy por debajo del promedio mundial de 11,5%. Por lo que, respecto al promedio mundial, la producción potencial de H₂BE en ALC para entrar en operación en 5 años tiene una probabilidad baja o incierta y podría presentar un mayor retraso para alcanzar este objetivo¹¹¹.

Este retraso también se hace evidente al calcular la contribución de la región a la producción potencial mundial hacia 2030 en cada una de las etapas de los proyectos. La producción potencial de H₂BE de proyectos en operación y en FID/construcción de la región representan solo el 0,6% y 0,2% de la producción potencial mundial en estas etapas (véase el gráfico II.13). En cambio, la producción potencial de la región en etapa de factibilidad o inicial proyectos tiene una mayor participación, de 14,3% y 25,2%, respectivamente, en la producción potencial en el mundo.

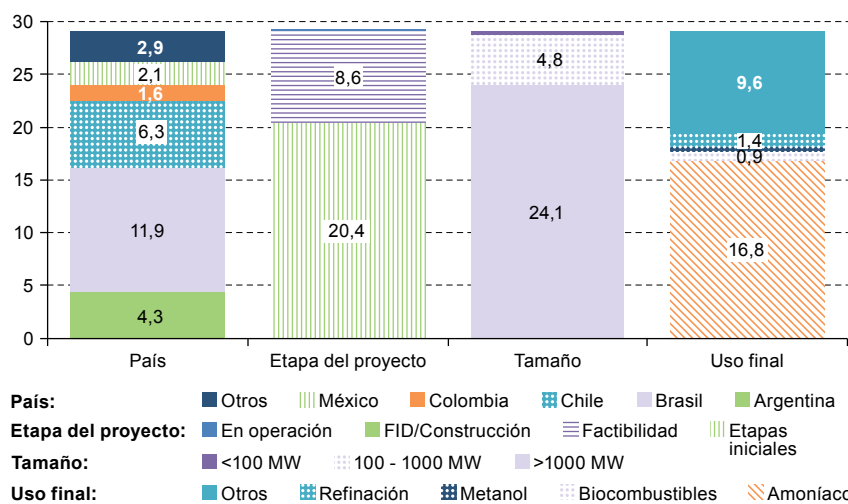
El desarrollo de los proyectos anunciados y en particular aquellos que tienen fecha de inicio de operaciones en 2030 plantea un desafío significativo en materia energética, ya que producir 6 Mtpa por la vía de la electrólisis requeriría aumentar en poco menos de un 20% la capacidad de generación eléctrica

¹¹¹ IEA (2025) estima que más de un tercio de la producción potencial de ALC se clasifica con una probabilidad baja o incierta de iniciar operaciones hacia 2030, lo que representa un porcentaje más elevado que en las otras regiones que solo se equipara con África.

de la región (IEA, 2024a)¹¹². Asimismo, si estos proyectos dependieran únicamente de plantas dedicadas de electricidad eólica y solar fotovoltaica (y no hidráulica) la generación de estas fuentes renovables debería incrementarse en 1,4 veces. En algunos países de la región esto implicaría al menos duplicar la generación de electricidad por estas fuentes en pocos años¹¹³. Como se ha señalado en la sección anterior, si se llevaran a cabo todos los proyectos anunciados, la región necesitaría en pocos años una inversión significativa para incrementar la capacidad de generación con energía solar fotovoltaica y eólica, mejorar la transmisión eléctrica y dotar de mayor flexibilidad a la red. No obstante, los amplios recursos hidroeléctricos de la región podrían ayudar a equilibrar la producción de hidrógeno con electrólisis en el corto plazo, especialmente mientras la demanda de electricidad sea relativamente pequeña, para apoyar el desarrollo de los primeros proyectos de hidrógeno con electrólisis.

La totalidad de proyectos de H2BE anunciados en la región hacia 2050, con fecha de inicio de operación revelada, suman una producción potencial de alrededor de 19,5 Mtpa¹¹⁴. No obstante, al considerar a todos los proyectos con y sin fecha de inicio de operación revelada, esta cifra asciende a 29,1 Mtpa (véase el gráfico II.14). Esta capacidad de producción potencial anunciada en la región, que equivale a casi el 13% de la capacidad de producción potencial total en el mundo, se explica casi en su totalidad por proyectos con electrólisis¹¹⁵.

Gráfico II.14
América Latina y el Caribe: producción potencial de H2BE según proyectos anunciados por país,
etapa, tamaño y uso final, 2050
(En millones de toneladas por año)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos de Proyectos de producción e infraestructura de IEA (sin fecha b) (actualizada en septiembre de 2025).

Nota: La capacidad total de producción agrupa todos los proyectos anunciados en ALC hacia 2050, incluso los de fecha de inicio indefinida, según la base de datos de proyectos de H2BE de la IEA. FID = decisión final de inversión.

¹¹² IEA (2024a) hace esta estimación para una producción potencial de H2BE de 7 Mtpa hacia 2030 y sobre la base de la capacidad de generación de electricidad de los países de la región en 2022.

¹¹³ Esto implicaría prácticamente duplicar la generación de electricidad de fuente eólica y solar fotovoltaica en Brasil y Uruguay y multiplicarla por 8 veces en Chile (IEA, 2024a).

¹¹⁴ En la región, la producción potencial de H2BE anunciada sin fecha de inicio de operación revelada representa el 32,8% del total. Asimismo, cerca del 91,3% de esta porción corresponde a proyectos en etapa inicial, frente al 75,8% del promedio mundial. Entre los países de la región, Brasil y Argentina son los que concentran más del 70% de la producción potencial sin fecha (con 3,7 Mt y 3,1 Mt, respectivamente). El resto se reparte entre Chile (13%), México (9%), Perú (3%) y Paraguay (2,1%).

¹¹⁵ Sobre la base de datos de Proyectos de producción e infraestructura de IEA (sin fecha b), solo hay 5 proyectos de H2BE por otras vías distintas a la electrólisis: un proyecto con reformado de gas natural con CCUS, en etapa inicial, en Brasil; uno con gasificación de biomasa con CCSU, en etapa inicial, en Colombia; y 3 con reformado de biocombustibles, en Brasil, uno en operación, otro en FID/construcción y otro en etapa inicial.

La distribución geográfica de la producción potencial de todos los proyectos anunciados no es uniforme. Brasil concentra el 40,8% de este potencial regional con 11,9 Mtpa, seguido por Chile (21,6%), Argentina (14,9%), México (7,3%) y Colombia (5,5%) de tal forma que estos 5 países explican, en conjunto, alrededor del 90% del total regional¹¹⁶. Otros países con contribuciones no marginales son: Perú (4,6%), Panamá (2,8%) y Paraguay (1,2%).

Las etapas de los proyectos muestran que la cartera de la región es naciente y por lo tanto su producción potencial es mayormente incierta. La producción potencial en etapa inicial representa el 70,3% con 20,4 Mtpa y aquellos en factibilidad el 29,7%. Por su parte, los proyectos en operación o en FID/construcción representan apenas 0,02 Mtpa, esto es, menos del 0,1% del total regional.

Además, predominan los anuncios de proyectos de gran escala en la región, que están orientados a la exportación y que para su avance a las etapas siguientes tienen un mayor grado de dependencia de la disposición de compradores firmes y del desarrollo de un mercado mundial de hidrógeno, lo cual se está retrasando (IEA, 2025). Estos proyectos de gran escala, asimismo, en los países en desarrollo, enfrentan mayores desafíos en financiamiento e infraestructura para estar en las mismas condiciones competitivas que otros mercados. Los proyectos medidos en gigavatios (de más de 1.000 MW) en la región representan el 82,7% de la producción potencial con 24,1 Mtpa, lo que supera al promedio mundial de 71,8%. Le siguen los proyectos de 100 a 1000 MW, que participan con el 16,5% de la producción potencial, y solo el 0,8% tendrían una escala de menos de 100 MW. No obstante, en la actualidad, los proyectos en operación o en etapa de FID/construcción en la región son de muy pequeña escala (menos de 5 MW), con algunas pocas excepciones, como la planta de hidrógeno de 25 MW de Industrias Cachimayo en Perú, para la fabricación de nitrato de amonio, fertilizantes y explosivos desde hace casi seis décadas, y el proyecto de 60 MW de Unigel en Brasil, actualmente en construcción de su primera fase para la producción de amoníaco a partir de 2026.

El uso final revelado por los proyectos anunciados destaca que el 57,9% de la producción potencial sería para la industria de amoníaco. Este producto, dadas sus características y aplicaciones respecto al hidrógeno, puede tener orientación tanto para el mercado externo como interno. Los otros usos finales son para la industria de refinado (4,9%), biocombustibles (3,0%) y metanol (1,4%). El 32,9% restante reúne aplicaciones de uso final no reveladas o con una participación marginal.

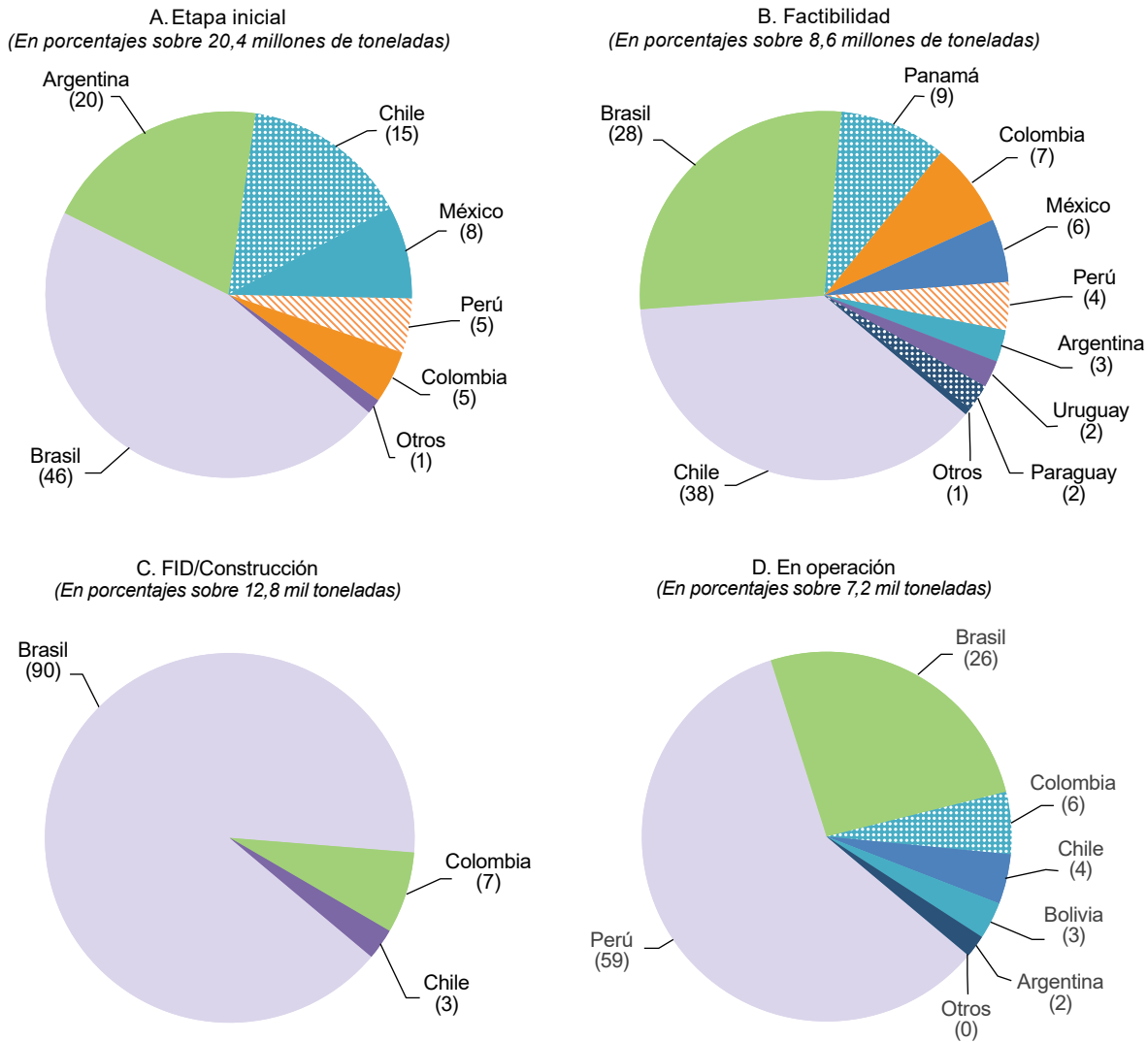
Cuando se separara por etapa de avance de los proyectos se tiene una mejor perspectiva de la participación de los países en la producción potencial de H₂BE en la región (véase el gráfico II.15). Como se indica más arriba, la mayor parte de la producción potencial de los proyectos se encuentra en etapa inicial (70,3%). El 87,0% de este potencial se explica por proyectos de escala de gigavatios (de más 1.000 MW) y el 12,5% por proyectos de escala mediana a grande (de 100 MW a 1.000 MW), y se ubica, principalmente, en Brasil, Argentina y Chile.

Por su parte, los proyectos en etapa de factibilidad reúnen casi todo el porcentaje restante de la producción potencial de la región (29,7%). Este potencial también se explica mayormente, con el 72,7%, por proyectos de escala gigante y menormente, con el 25,9%, por proyectos de escala mediana a grande (y, con el 1,5%, por proyectos pequeños), y se ubica, especialmente, en Chile, Brasil, Panamá y Colombia.

Los proyectos en etapa de FID/construcción y en operación tienen una representación marginal en la producción potencial de la región (0,1%). Este potencial, a diferencia de los proyectos en etapas anteriores, se explica por proyectos de escala pequeña.

¹¹⁶ Brasil experimentó un crecimiento sustancial en los proyectos de H₂BE anunciados en el último año, lo que se explica por la creación de nuevos clústeres de hidrógeno en 2024 (IEA, 2025). Este impulso resultó en una multiplicación de casi 6 veces su capacidad de producción potencial respecto a lo reportado previamente por IEA (2024a). Por su parte, Chile también incrementó notablemente su producción potencial, con un aumento de 1,8 veces la cifra reportada en 2024.

Gráfico II.15
América Latina y el Caribe: participación en la producción potencial de H₂BE
por etapa de los proyectos y por país, 2050
(En porcentajes)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de datos de Proyectos de producción e infraestructura de IEA (sin fecha b) (actualizada en septiembre de 2025).

Nota: FID = decisión final de inversión; FID/Construcción incluye proyectos que han alcanzado la decisión final de inversión y aquellos que están construcción; "Factibilidad" incluye proyectos que están siendo objeto de un estudio de factibilidad; "Etapa inicial" incluye proyectos en etapas tempranas de desarrollo, como aquellos para los que solo se ha anunciado un acuerdo de cooperación entre las partes interesadas; se incluyen proyectos anunciados que revelan o no un año de inicio de operación.

En resumen, América Latina y el Caribe presenta un importante potencial para el desarrollo del H₂BE. Esto se sustenta en sus recursos naturales, que le otorgan una ventaja competitiva en el costo de los energéticos, principalmente, con las energías renovables, pero también con los combustibles fósiles, por las capacidades desarrolladas en la industria de petróleo y gas natural. No obstante, como se evidencia con el número, el avance y la escala de los proyectos de la región, las expectativas iniciales puestas en esta industria emergente parecen ser bastante ambiciosas, al menos, en el corto plazo. Estas expectativas parecen subestimar los desafíos que deben superar los proyectos para materializarse.

Se observa una cartera regional con una alta participación de proyectos de gran escala, cuya producción potencial sería excedente en los mercados internos, por lo que la mayoría de estos tienen una orientación exportadora. Asimismo, la mayor parte de estos proyectos están en su etapa inicial y la otra parte no ha superado su etapa de factibilidad (ninguno de estos grandes proyectos, actualmente, ha avanzado a la etapa de FID o construcción). Por lo que es posible que varios de estos proyectos posterguen su fecha de inicio, otros pongan en pausa temporalmente y otro cancelen definitivamente su desarrollo.

Una estrategia para abordar varios de los desafíos que enfrentan estos proyectos y poder impulsar esta industria es la creación de clústeres de H₂BE en los territorios que posean o puedan desarrollar las capacidades requeridas (recursos naturales, infraestructura, demanda, etc.). Estas iniciativas de articulación productiva al aglomerar actores clave de una cadena o varias cadenas de valor alrededor del H₂BE ofrecen ventajas y oportunidades a los actores que favorecen el desarrollo de la industria. En el próximo capítulo se describen las estrategias y avances en materia normativa y regulatoria de los países de la región respecto al H₂BE y se identifican los esfuerzos de los gobiernos para impulsar esta industria a través de estas iniciativas de clúster u otras.

Para liberar plenamente este potencial, resulta imperativo establecer marcos normativos y regulatorios robustos que institucionalicen condiciones habilitantes que facilitan, entre otros factores, la disponibilidad y asignación eficiente de recursos, la celeridad en los permisos y, fundamentalmente, la promoción activa de la demanda. Estos marcos, junto con la cooperación regional e internacional, serán clave para configurar cadenas de valor regionales y mundiales que permitan desarrollar un mercado competitivo, seguro y sostenible de H₂BE.

En la configuración de marcos normativos robustos con una visión interjurisdiccional en la búsqueda de armonización, también resultan relevantes los sistemas de certificación, que constituyen una palanca para dinamizar la competitividad y credibilidad de los proyectos y sus productos. Al establecer parámetros verificables que garantizan el origen y la sostenibilidad, con imparcialidad, precisión y transparencia, facilitan el acceso a mercados exigentes y fomentan la atracción de inversiones en la cadena de valor del H₂BE. En la región se observan algunos avances nacionales y colectivos, que si bien aún incipientes, pueden constituir el puntapié inicial para la construcción de sistemas de certificación más integrados, que armonicen estándares, por ejemplo, de medición de emisiones, para un reconocimiento mutuo a nivel internacional (véase el recuadro II.1 ejemplos en la región).

Recuadro II.1
Sistemas de certificación de H₂BE en América Latina y el Caribe

La certificación refiere al proceso de evaluar si un producto cumple con un conjunto de criterios determinados, que pueden ser tanto obligatorios o vinculantes como también voluntarios. Los primeros buscan demostrar el cumplimiento de la legislación o la elegibilidad para incentivos, mientras que los segundos se utilizan sobre todo para informar el progreso asociado a ciertos objetivos y metas definidos. Un sistema de certificación engloba la gobernanza, la solicitud, la evaluación, el cumplimiento y la verificación de los certificados. Normalmente, el primer paso es la legislación y posteriormente se establece el sistema de certificaciones que trae aparejado los incentivos asociados a dicha legislación (IEA, 2024a).

Un sistema de certificación de H₂BE debe otorgar trazabilidad, incluyendo emisiones, tanto en su producción, transporte y distribución, y esto permite generar información confiable en los atributos del producto. Además, un sistema de certificación agrega valor, mejora los modelos de negocio, acelera la rentabilidad de los proyectos, disminuye riesgo de los compradores firmes y genera mayor confianza en los compradores, entre otras ventajas (Hartmann *et al.*, 2023).

Si bien las estructuras de los sistemas de certificación son flexibles y se adaptan a cada caso, ellos incluyen (de manera no exclusiva ni exhaustiva): los atributos vinculados a la certificación, la gestión de dichos atributos y la gobernanza del sistema (Hartmann *et al.*, 2023).

En la región, se evidencian algunos avances colectivos y nacionales para poder trabajar en un marco para la trazabilidad en las cadenas de valor vinculadas a la producción del H₂BE:

CertHiLAC

En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP28) de 2023, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) lanzaron CertHiLAC, un sistema de certificación para la producción de hidrógeno limpio y bajo en carbono en la región. Con el apoyo de ministros de energía de varios países, esto subraya el compromiso regional con una economía del hidrógeno limpia y baja en carbono. CertHiLAC garantizará la trazabilidad del producto, ofreciendo información detallada sobre la intensidad de carbono y la tecnología de producción, e incluirá atributos de sostenibilidad ambiental y social. El objetivo es facilitar las exportaciones de hidrógeno limpio a otras regiones. Ministros y Secretarios de Energía de Argentina, Estado Plurinacional de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Panamá, Paraguay, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Uruguay firmaron una declaración conjunta para la implementación de CertHiLAC (OLADE y BID, 2023).

Para garantizar la implementación efectiva del CertHiLAC, se ha creado un Grupo de Representantes del Sistema, compuesto por dos representantes de cada gobierno, que se encargará de emitir recomendaciones, establecer la gobernanza regional y nacional, y definir los actores del sistema. La OLADE actuará como ente coordinador del CertHiLAC, facilitando la colaboración entre los países y demás actores interesados (OLADE y BID, 2023).

CertHiLAC es el impulso a la economía de hidrógeno limpio a través de un sistema de certificación regional que ayudará a crear un entorno regulatorio favorable, fomentar la inversión y facilitar el intercambio de conocimiento. El CertHiLAC no solo beneficiará a los países firmantes, sino que también se convertirá en un estándar regional reconocido internacionalmente, fomentando la cooperación mundial en el mercado del hidrógeno limpio y de bajas emisiones. Este sistema de certificación, voluntario y adaptable, servirá como herramienta para alcanzar las metas de descarbonización y contribuirá significativamente a un futuro energético más sostenible para América Latina y el Caribe (Gischler y Daza, 2023).

El caso de Brasil

En noviembre de 2023, la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE, por su sigla en portugués) emitió los primeros certificados de hidrógeno renovable del país, validando su producción a partir de energía solar e hidráulica bajo estándares internacionales. Este esquema, aún de carácter voluntario, buscaba garantizar la trazabilidad y sostenibilidad del hidrógeno y fortalecer la confianza de los inversionistas (Cámara Brasileña de Comercialización de Energía Eléctrica [CCEE], 2023).

Posteriormente, con la Ley Nº 14.948/2024, se creó la Política Nacional de Hidrógeno Bajo en Carbono, el Sistema Brasileño de Certificación de Hidrógeno (SBCH) y el régimen tributario Rehidro, que ofrece incentivos fiscales durante cinco años a proyectos que produzcan o utilicen hidrógeno bajo en carbono. El SBCH está destinado a promover el uso sostenible del hidrógeno mediante la emisión de certificados que indiquen la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de su cadena productiva. El sistema es voluntario para los productores nacionales de hidrógeno y sus derivados, aunque quienes deseen certificar deben cumplir con las normas de gobernanza establecidas por el SBCH. Además, se prevé que un reglamento determine el reconocimiento de certificaciones extranjeras para el hidrógeno importado, a fin de garantizar su trazabilidad ambiental en el mercado brasileño (PRB, 2024b).

El caso de Chile

Chile avanza en una propuesta estratégica para contar con un sistema de certificación de sostenibilidad aplicable a hidrógeno, amoníaco y combustibles sintéticos, orientado a cumplir los requisitos de importación que están definiendo la Unión Europea, Japón y la República de Corea. La estrategia releva las exigencias normativas de la Unión Europea, el Reino Unido, Estados Unidos (California), Japón y la República de Corea —mercados objetivo— y contrasta estándares voluntarios que cubren dichos criterios. Además, examina la experiencia de Australia y Brasil como potenciales exportadores, con foco en el rol del Estado en la certificación (Clúster de Energía, 2025).

Esta hoja de ruta se enmarca en el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, particularmente en la Línea de Acción 18, "Apertura de mercados internacionales", que define dos hitos: la Acción 79, que encarga el diseño de un sistema nacional de certificación alineado con los destinos prioritarios, y la Acción 80, destinada a fortalecer RENOVA —el Registro Nacional de Energías Renovables del Coordinador Eléctrico Nacional— como plataforma de trazabilidad para el hidrógeno (MEC, 2024a). El diagnóstico del estado del arte destaca que Chile ya dispone de mecanismos para acreditar el origen renovable de la electricidad y contabilizar emisiones, y de una comunidad público-privada relevante para la gobernanza del esquema. Para asegurar el acceso a mercados, la propuesta plantea un sistema nacional regulado que reconozca esquemas voluntarios y cumpla al menos con los estándares de la Unión Europea (los más exigentes entre los analizados), lo que a su vez permitiría satisfacer los requisitos —aún en desarrollo— de Japón y la República de Corea (Clúster de Energía, 2025).

Fuente: Elaboración propia.

III. Planificaciones estratégicas y marcos normativos o regulatorios para el despliegue de la industria del H₂BE en América Latina y el Caribe

En el capítulo previo se mostró que la región dispone de una importante dotación de recursos naturales, probadas capacidades para su explotación y una amplia cartera de anuncios de proyectos de H₂BE. Sin embargo, la materialización de estos proyectos junto con el despliegue de la industria y de mercados de H₂BE y sus derivados en la región requiere superar varios desafíos. Algunos de estos se repiten y comparten con otras regiones, pero se perciben con mayor peso y volumen en una región con países en desarrollo. Entre estos desafíos, como se explicó, destaca la brecha de costo que se relaciona en menor o mayor grado con los demás. Una de las condiciones habilitantes para abordar varios de los desafíos y reducir esta brecha, que está a mano de los gobiernos y se puede implementar relativamente rápido, es disponer de documentos de planificación estratégica y marcos normativos y regulatorios sobre la industria del H₂BE. Sin una visión y regulación clara de la industria los proyectos no pueden planificar ni evaluar adecuadamente los riesgos y, por lo tanto, no pueden desarrollar un modelo de negocios sólido.

Esto viene a responder a lo relevado por IEA (2025) sobre los desafíos normativos y regulatorios en esta industria emergente. Si bien se reconoce que está en evolución, la regulación no es del todo adecuada para las distintas tecnologías e infraestructuras que se involucran desde la producción hasta el uso del H₂BE y sus portadores o derivados. Se identifican: piezas legales fragmentadas; definiciones y reglas poco claras, complejas o cambiantes; falta de sistemas de certificación armonizados; procedimientos para permisos lentos y complejos. Asimismo, Hydrogen Council (2025) refiere a una regulación incierta y cambiante. IRENA (2024), por su parte, señala que los marcos regulatorios son débiles y que hay incertidumbres regulatorias en sectores e industrias que se vinculan productivamente aguas arriba o aguas abajo.

Por lo que, en lo posible, sin atentar contra los principios de estos marcos para una “buena regulación”, estos deberían ser claros, simples, consistentes, precisos, estables y, a la vez, exhaustivos o integrales¹¹⁷. Esto último refiere a que deben considerar cada uno de los nodos de las cadenas de valor alrededor del H₂BE y sus derivados que se tengan por objetivo impulsar, lo que incluye a infraestructuras

¹¹⁷ Para más información sobre los principios de una “buena regulación”, véase OECD (2008), OECD Guiding Principles for Regulatory Quality and Performance, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/9789264056381-en>.

y sectores e industrias que se vinculan productivamente aguas arriba y aguas abajo. Estos marcos pueden ser especializados para los clústeres de H₂BE que reúnen a los diversos actores vinculados, lo cual puede lograrse con la experimentación regulatoria, como los *sandbox* regulatorios¹¹⁸. Al respecto, se recomiendan las ventanillas únicas (*one-stop shops*) que, además de servir temporalmente como base para la experimentación regulatoria, permiten mejorar la implementación regulatoria y reducir los costos de transacción¹¹⁹.

Un documento de planificación estratégica, como una hoja de ruta, si está construido en un proceso participativo multiactor y multinivel, al proveer una visión y un plan a futuro de un sector o una industria de un país para un horizonte de tiempo, permite a los tomadores de decisión y a las partes interesadas conocer el qué, por qué, cómo, quién, cuándo y dónde del sector o la industria de interés. Este documento ayuda a construir o adecuar el marco normativo y regulatorio para el sector o industria de interés según la política de desarrollo productivo del país y los objetivos que se tengan para ese sector o esa industria.

Varios países de ALC ya han hecho público documentos de planificación estratégica y algunos también han promulgado leyes sobre H₂BE y sus derivados. Los avances de los países en esta materia institucional, al igual que con la cartera de anuncios de proyectos, son heterogéneos. Los ritmos e intensidades difieren y esto lo confirma el indicador de la dimensión de “Políticas públicas, incentivos y regulaciones a nivel nacional respecto al H₂” del Índice de Hidrógeno para América Latina y el Caribe (Índice H₂LAC), que tiene como objetivo proporcionar una visión objetiva de la evolución de la economía del hidrógeno renovable (H₂V) y de bajas emisiones (H₂BE) en los países de la región¹²⁰. Los más avanzados en el indicador de “Políticas y regulaciones” son Brasil, Colombia y Uruguay.

A continuación, sobre la base de información de fuentes oficiales, se identifican los documentos de planificación estratégica y los marcos normativos y regulatorios relacionados con la industria del H₂BE de los países de ALC y se resume su información haciendo énfasis en los objetivos y alcances.

A. Argentina

Argentina incorporó explícitamente al H₂BE en los lineamientos del Plan de Transición Energética a 2030, posicionándose para abordar tres rutas tecnológicas clave gracias a su dotación de recursos y capacidades (Secretaría de Energía de Argentina [SEA], 2023). Para el H₂V, se destacan altos factores de capacidad para energías renovables —solar, eólica e hidroeléctrica— en las regiones de Cuyo, Noroeste y Patagonia; donde para este último, aprovechando su capacidad eólica, proyectan un LCOH de 1,7 US\$/kg en 2030 y con posibilidad de caer a 1,4 US\$/kg para 2050. Para el H₂R, Argentina dispone de capacidades adquiridas de infraestructura y capital humano en el sector nuclear, con proyectos clave como el CAREM: uno de los primeros reactores pequeños modulares en construcción en el mundo que puede ser aplicado a la producción rosa. En cuanto al H₂A, el país alberga la segunda reserva de gas no convencional más importante del mundo (situado en el yacimiento de Vaca Muerta), lo que facilita reconvertir instalaciones de H₂G mediante tecnologías de CCUS; esto se refleja en un LCOH de 1,1 US\$/kg proyectado para 2030 en adelante (SEA, 2023; Secretaría de Asuntos Estratégicos de Argentina [SAEA], 2023a).

El avance institucional en la cadena de valor del H₂BE se articula en torno a dos instrumentos principales: el marco regulatorio-normativo, y la planificación estratégica. En el plano regulatorio, el avance gira en torno a un proyecto de ley sectorial y a un marco fiscal transversal. El proyecto de Ley de Promoción del Hidrógeno Bajo en Emisiones y Otros Gases de Efecto Invernadero fue remitido al Congreso en mayo de 2023, con disposiciones sobre permisos, certificación de origen, transporte, almacenamiento,

¹¹⁸ Para más información sobre experimentación regulatoria, véase OECD (2024), OECD (2024), “Regulatory experimentation: Moving ahead on the agile regulatory governance agenda”, OECD Public Governance Policy Papers, No. 47, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/f193910c-en>.

¹¹⁹ Para más información sobre ventanillas únicas, véase OECD (2020), One-Stop Shops for Citizens and Business, OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/bob0924e-en>.

¹²⁰ Para más información, véase: <https://h2lacindex.com/es/#main>.

normas ambientales y procesos simplificados para inversiones prioritarias. Mientras se tramita, la Ley N° 27.742/2024 —que crea el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI)— aplica, entre otros sectores, al hidrógeno, y garantiza estabilidad fiscal para los proyectos, que sean aprobados y adhieran, por hasta 30 años, además de otros beneficios fiscales, sobre IVA, Impuesto a las Ganancias y aranceles de importación para proyectos superiores a 200 millones de dólares (SEA, 2024). Por otra parte, aunque todavía no existe un fondo nacional exclusivo para el H₂BE, actualmente las empresas pueden acceder a líneas de banca pública, programas multilaterales y esquemas provinciales para pilotos y consorcios tecnológicos.

En el plano de la planificación estratégica, la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno (ENH) del año 2023 fija un horizonte a 2050 y promueve el instrumento normativo (SAEA, 2023a). Entre sus metas, proyecta instalar 55 GW de capacidad renovable y 30 GW para la vía electrólisis, lo que implica multiplicar por 11 la generación renovable actual y más que duplicar la generación total de electricidad. Se busca producir 5 Mtpa hacia 2050, mediante una hoja de ruta que transita desde pilotos hasta un escalamiento industrial, orientada a mercados internos (20%) pero, mayormente, a externos (80%) (SAEA, 2023a). Las metas se complementan con iniciativas provinciales —especialmente en la Patagonia, como en Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego— y con consorcios como H₂ar, que articulan sector privado y academia para desarrollar capacidades técnicas y de I+D+i. Argentina apuesta por un enfoque multimodal (H₂V, H₂A, H₂R) y por derivados (*e-fuels* y amoníaco), orientados tanto a la industria doméstica —minería, agro, transporte pesado, *blending* en gasoductos— como a la exportación hacia la Unión Europea y Asia. Se subraya el potencial de importantes polos productivos para el país: la provincia de Mendoza y dos ciudades clave de la provincia de Buenos Aires, Bahía Blanca y Campana. De estas, Bahía Blanca destaca como uno de los principales centros petroquímicos y el único puerto del país con capacidad para despachar amoníaco. Por su parte, la provincia de Mendoza y la ciudad de Campana constituyen polos de producción de hidrógeno de gran importancia estratégica (SAEA, 2023a). Tanto el proyecto de ley como la estrategia nacional fueron elaboradas interministerialmente, con la participación de las provincias, del sistema científico-tecnológico y empresas, e incorpora una Evaluación Ambiental Estratégica para asegurar compatibilidad con objetivos climáticos y sociales (SAEA, 2023b).

De esta forma, la consolidación de un marco regulatorio definitivo, la puesta en marcha instrumentos de certificación y el establecimiento de un fondo público dedicado se perfilan como pasos esenciales para convertir los anuncios en inversiones firmes y posicionar al país como proveedor confiable de H₂BE en ALC.

B. Bolivia (Estado Plurinacional de)

Bolivia enmarca el desarrollo del H₂BE dentro de sus NDC, articulado con el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025 y el Plan Sectorial de Desarrollo Integral para Vivir Bien (PSDI) del Sector Energético 2021-2025, orientando una transición hacia una matriz energética más limpia con énfasis en industrialización y sustitución de importaciones. La visión oficial del Gobierno promueve proyectos de H₂V para usos energéticos y no energéticos —como el amoníaco y urea verdes—, previendo una gran demanda potenciada por los *e-fuels* domésticos (en pos de la sustitución de importaciones de diésel y gasolina), y con una proyección exportadora a Europa y Asia (Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia [MHEB], 2023). En 2024, se presentaron en Bolivia la Hoja de Ruta y la Estrategia Nacional para la Producción y Uso de Hidrógeno Verde y de Bajas Emisiones en Bolivia con un horizonte a 2050, junto con el anteproyecto de ley del H₂V, actualmente en tratamiento de la Asamblea Legislativa Plurinacional (Asamblea Legislativa Plurinacional de Bolivia (ALPB), 2023). Estos documentos fijan una trayectoria que va de pilotos universitarios a industrialización y eventual exportación hacia 2050.

En metas, la estrategia nacional plantea 1,1 GW de electrólisis para 2030 y 24,6 GW hacia 2050, con una producción de 1,6 Mtpa al final del período (MHEB, 2024b). Prioriza el H₂V y otros vectores de bajas emisiones para sustituir importaciones energéticas, apoyar industria química y transporte pesado, y eventualmente exportar derivados (como *e-metanol*). Las iniciativas piloto se focalizan en polos de Santa Cruz y Cochabamba, con participación de YPFB y centros de excelencia académica. A la fecha

no se registran inversiones privadas confirmadas ni un fondo nacional exclusivo para el hidrógeno; no obstante, se avanza en estructurar mecanismos financieros con banca multilateral para los primeros proyectos demostrativos (MHEB, 2024b).

En el ámbito legislativo y regulatorio, Bolivia no presenta aún un marco específico para el H₂V ni H₂BE aprobado, aunque existe un proyecto de ley de H₂V que se encuentra en tratamiento que incorpora el otorgamiento de beneficios económicos y tributarios para la investigación, la producción, la transformación, el transporte, la comercialización, la exportación, el uso y emprendimientos del H₂V como vector energético en sus diferentes aplicaciones y enfocados en el mercado. Además, se prevé un plan de incentivos y paquetes de ayudas para inversionistas y nuevos emprendimientos y el apoyo a las Entidades Territoriales Autónomas con aportes del Gobierno Nacional para incentivar la participación de las primeras en los proyectos de generación, distribución, comercialización y autogeneración a pequeña y gran escala y generación distribuida de energías (ALPB, 2023).

Por otra parte, el diagnóstico normativo de la Estrategia Nacional identifica barreras presentes en la actualidad que dificultan el despliegue de la cadena de valor del H₂V, tales como: ausencia de regulación actualizada de uso de agua; definiciones legales que limitan el transporte por ductos al gas natural, impidiendo el *blending*; falta de estándares de calidad para hidrógeno en redes; posibles restricciones del régimen de generación distribuida para proyectos de H₂V; y necesidad de reglamentos específicos de gestión de residuos (Ley N° 755) (MHEB, 2024b). En el plano habilitante, el Decreto Supremo N° 4857 (06/01/2023) incorporó el hidrógeno al sector energético y asignó al MHE y al Viceministerio de Energías Alternativas la formulación de la estrategia, regulación y ejecución de proyectos en toda la cadena (MHEB, 2024b). La estrategia nacional recomienda dar rango de ley al Plan Nacional de Hidrógeno Verde (o bien el dictamen de una ley sectorial integral para la regulación del H₂V) y habilitar un *sandbox* regulatorio —para proyectos piloto, sin comprometer inversiones mayores— para evaluar viabilidad de los usos del H₂V. En materia de promoción, sugiere que la pieza legal debería prever incentivos tributarios y financieros, que podrían instrumentarse por decreto para la importación de electrolizadores y equipos, junto con adecuaciones arancelarias (previo análisis del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP)). Aunque no contempla aplicar cuotas, mercados o CfD de carbono, se sugiere apalancar cooperación internacional para proyectos piloto, fortalecimiento de capacidades y transferencia tecnológica. Para *blending* con gas natural, se propone que YPFB lidere pruebas piloto con evaluación de materiales y riesgos de fragilización, incrementando gradualmente el porcentaje de hidrógeno conforme a estándares y experiencias mundiales (MHEB, 2024b).

C. Brasil

Brasil cuenta con una estrategia nacional de hidrógeno formalizada a través del *Programa Nacional do Hidrogênio* (PNH₂), lanzado en 2021 por el *Conselho Nacional de Política Energética* (CNPE) mediante la Resolución del CNPE N° 6/2021 y coordinado por el *Ministério de Minas e Energia do Brasil* (MMEB). El programa cumple la función de hoja de ruta nacional y se operacionaliza mediante planes trienales, siendo el vigente el *Plano de Trabalho Trienal 2023-2025* (MMEB, 2023). Su objetivo es desarrollar la economía del H₂BE en Brasil, promover polos industriales y portuarios (Pecém, Suape, Açú y Rio Grande) y posicionar al país como productor competitivo de hidrógeno de baja emisión de carbono (H₂BE) hacia 2035, que abarca hidrógeno renovable (H₂V), azul (H₂A) y otras rotas previstas por el PNH₂ y la Ley N° 14.948/2024 (Presidência da República do Brasil [PRB], 2024b). El PNH₂ contempla todas las vías tecnológicas —para H₂BE, como hidrógeno renovable (H₂V) o H₂A— y prioriza la integración de este vector en cadenas industriales existentes, como refinamiento, siderurgia, cemento, fertilizantes y petroquímica (MMEB, 2021 y 2023).

El programa no establece metas oficiales de capacidad o producción de hidrógeno, aunque identifica en su plan de trabajo trienal 2023-2025 un potencial técnico actual superior a 480 Mtpa y una cartera de proyectos anunciados que supera los 30 mil millones de dólares en inversiones estimadas (MMEB, 2023;

IEA, 2024a). En materia de gobernanza, el PNH₂ impulsa la coordinación entre el gobierno federal, los estados, la academia y el sector privado, con articulación internacional a través de la *Parceria Energética Brasil-Alemania* y del *Diálogo de Alto Nivel das Nações Unidas sobre Energia* (MMEB, 2021). Asimismo, el plan prevé el desarrollo de un *Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio* (SBCH₂), aún en fase de diseño.

El marco normativo se consolidó con la aprobación de las leyes N° 14.948/2024 y N° 14.990/2024, que establecen el *Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono* y la *Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono* (PHBC) (PRB, 2024a y 2024b). La Ley N° 14.948/2024 crea el *Regime Especial de Incentivos para la Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono* (REHIDRO), que otorga exenciones fiscales y aduaneras para la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno durante un período de cinco años (2025-2029). En complemento, la Ley N° 14.990/2024 estableció la creación de la PHBC—previamente incentivada en la ley anterior pero no aprobada—, que otorga créditos fiscales para productores y compradores de hidrógeno entre 2028 y 2032, mediante procedimientos competitivos y límites anuales de asignación (PRB, 2024a y 2024b). Ambos instrumentos (REHIDRO y PHBC) son específicos del sector. La articulación interinstitucional se realiza en el marco del PNH₂, mediante el *Comitê Gestor do PNH₂* y sus cinco *Câmaras Temáticas*, responsables de la implementación federal 2023-2025 (PRB, 2024a y 2024b).

En materia de certificación y estándares, la Ley N° 14.948/2024 mandata la creación del *Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio* (SBCH₂), a ser gestionado por la *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* (ANP)—otorgándole la facultad de autoridad pública a cargo, con las competencias regulatorias pertinentes—, con el objetivo de desarrollar el H₂BE (incluyendo su producción, extracción transporte, etc), asegurando su trazabilidad y el análisis del ciclo de vida del hidrógeno producido en el país. Este sistema se alinea con los marcos internacionales de certificación ambiental (ISO 19870:2023) y con las iniciativas regionales en desarrollo, como la CertHiLAC. Brasil evalúa la implementación de un esquema voluntario con un umbral preliminar de 7 kg CO₂ eq./kg H₂ como límite de referencia (IEA, 2025).

En cuanto a incentivos y financiamiento, además de los beneficios fiscales del REHIDRO (exenciones tributarias y aduaneras por 5 años a partir del 1 de enero de 2025) y del PHBC (que fija topes anuales de créditos fiscales para 2028-2032 de 1,7, 2,9, 4,2, 4,5 y 5,0 miles de millones de reales (PRB, 2024a)), Brasil cuenta con líneas de apoyo financiero a través del *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social* (BNDES) y la *Financiadora de Estudos e Projetos* (FINEP). Brasil prevé líneas reembolsables y apoyo a PD&I a través de BNDES y FINEP definidos en el *Plano de Trabalho Trienal 2023-2025* del PNH₂ (2023-2025), incluyendo la creación de líneas de crédito para toda la cadena de valor del hidrógeno y convocatorias de I+D (con recursos FNDCT/EMBRAPII) (MMEB, 2023). Además, la Ley N° 14.948 habilita el uso de títulos de deuda (Ley N° 12.431) por parte de beneficiarios del REHIDRO, y el PNH₂ incorpora el recurso de financiamiento mixto y cooperación con bancos de desarrollo y actores subnacionales. En lugar de asociaciones público-privadas genéricas, el PNH₂ contempla instrumentos de cooperación (acuerdos, convenios y acuerdos de asociación) para apalancar inversiones en infraestructura de I+D (PRB, 2024b).

Por último, los documentos oficiales no incluyen metas de precios ni costos de producción de hidrógeno. No obstante, estimaciones internacionales sitúan el LCOH del H₂V en Brasil entre 1,3 y 1,5 US\$/kg hacia 2030 y en 1,25 US\$/kg a 2040 (Boese Cortés y Soto, 2023).

D. Chile

Chile ha desarrollado la industria de H₂V, gracias a una estrategia temprana. La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, publicada en 2020, junto con el Plan de Acción 2023-2030 de Hidrógeno Verde, establecen un marco claro para posicionar al país como el mayor productor y exportador mundial de H₂V hacia 2030 (Ministerio de Energía de Chile [MEC], 2020a y 2024a). La visión estratégica combina la descarbonización de la economía nacional con la generación de una nueva industria exportadora de gran escala, aprovechando el potencial renovable de clase mundial en energía solar en el norte y eólica en el sur (IEA, 2024a).

La gobernanza institucional del sector está encabezada por el Consejo Interministerial de Hidrógeno Verde, coordinado por el MEC y compuesto por el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo de Chile (MEFTC), Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) y otros organismos públicos, además de un Comité de Desarrollo de la Industria de Hidrógeno Verde que supervisa la implementación del Plan de Acción (MEC, 2024a). En IEA (sin fecha b) se encuentran más de 52 proyectos registrados, todos por la vía de electrólisis (H₂V). La estrategia nacional no fija meta de costos específica, pero realiza proyecciones indicativas. No obstante, sí establece la meta general para 2030 de ser el productor de H₂V más barato del mundo: para dicha fecha, se proyecta un LCOH del H₂V ubicado potencialmente en el rango de 0,95 y 1,4 US\$/kg, dependiendo de la región; mientras, hacia 2050 se espera llegar a valores entre 0,65 y 0,9 US\$/kg (MEC, 2021 y 2022). Por otra parte, la estrategia nacional tampoco fija una meta vinculante de producción, pero establece objetivos indicativos: alcanzar 5 GW de capacidad de electrólisis operativa en 2025 y 25 GW al 2030, con una expansión progresiva hasta 2050 (MEC, 2020a). Chile prioriza el desarrollo de hidrógeno renovable (H₂V) a partir de energías solar y eólica, con foco en industrias intensivas en carbono (minería, acero, cemento, fertilizantes y transporte pesado). En 2021, el Ministerio de Energía y CORFO lanzaron un fondo de 50 millones de dólares para apoyar proyectos de electrólisis mayores a 10 MW, destacando iniciativas distribuidas a lo largo del país, entre las cuales se incluyen proyectos en Antofagasta, como HyEx (de Enaex-Engie) para la producción de amoníaco verde; en Magallanes, como Haru Oni (de HIF Global) para la producción de *e-fuels*; en el Biobío, como H₂V CAP (de la Siderúrgica Huachipato) en Talcahuano para la producción de acero verde; y los *hubs* de Atacama y la Bahía Quintero (MEC, 2021; HIF Global, 2023; Boese, Cortés y Soto, 2023; La Tercera, 2023).

En el plano regulatorio, Chile aún no dispone de una ley específica para el hidrógeno, aunque el Plan de Acción 2023-2030 contempla la elaboración de un marco legal de incentivos tributarios con aplicación diferenciada para la región de Magallanes, actualmente en tramitación legislativa (BNamericas, 2025; Renewables Now, 2025). El proyecto considera créditos fiscales para compradores firmes y mecanismos de apoyo a la demanda, con un régimen plurianual estimado en 2.800 millones de dólares. En cuanto a financiamiento, el Fondo Público Inicial de CORFO (2021) asignó 50 millones de dólares para proyectos de más de 10 MW por la vía de electrólisis (hasta 30 millones de dólares por proyecto), (MEC, 2020b; ACERA, 2021; Revista Electricidad, 2021). Posteriormente, se sumaron instrumentos para manufactura y centros tecnológicos de electrolizadores (CORFO, 2024) y el Programa Tecnológico Estratégico (PTEC) Hidrógeno (CORFO, 2025). En paralelo, la UE-BEI-KfW anunció un paquete de hasta 216,5 millones de euros, canalizado vía CORFO, para impulsar proyectos de hidrógeno renovable (EEAS, 2025).

Chile avanza en un sistema nacional de certificación de sostenibilidad para hidrógeno, amoníaco y combustibles sintéticos, alineado con requisitos de la Unión Europea y de Japón y la República de Corea. (Clúster de Energía, 2025). El Plan de Acción 2023-2030 encarga elaborar la propuesta (Acción 79) y fortalecer RENOVA como plataforma de trazabilidad (Acción 80). La propuesta estratégica recomienda un esquema regulado que reconozca estándares voluntarios, con registro electrónico y MRV robusto, y define etapas de implementación 2025-2030 (Clúster de Energía, 2025). En paralelo, se impulsa la participación en esquemas regionales como CertHiLAC para interoperabilidad y acceso a mercados.

El H₂V forma parte central de la Estrategia de Carbono Neutralidad 2050 y de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) de Chile, donde se prevé que contribuya a alrededor del 24 % de la reducción total de emisiones necesarias para alcanzar la neutralidad de carbono al 2050 (MEC, 2023). En suma, Chile combina una estrategia robusta, un marco institucional articulado, incentivos financieros en expansión y cooperación internacional activa, consolidándose como el país más avanzado de América Latina en el desarrollo del H₂V.

E. Colombia

Colombia ha definido una hoja de ruta clara para el desarrollo del H₂BE, con un énfasis especial en el H₂V, a través de la Hoja de Ruta del Hidrógeno (2021) y el marco normativo establecido por la Ley N° 1715/ 2014 (y modificaciones posteriores) que promueve el uso de fuentes renovables no convencionales de energía y otorga incentivos fiscales para proyectos de estas renovables y de hidrógeno (Ministerio de Minas y Energía de Colombia [MMEC], 2021).

La estrategia colombiana se estructura en torno a tres ejes: i) descarbonización del transporte pesado y de la industria, ii) integración del hidrógeno en redes de gas y producción de derivados (amoníaco, metanol, *e-fuels*), y iii) desarrollo de exportaciones hacia mercados en Asia y Europa (World Bank, 2025). La gobernanza involucra al MMEC, a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Hidrógeno Colombia, al sector privado y cooperación internacional (BID, GIZ, Banco Mundial) (MMEC, 2021).

Las metas oficiales son alcanzar al menos 50 ktpa de H₂A y entre 1 y 3 GW de capacidad instalada de electrólisis para 2030, con un potencial de producción de hasta 1 Mtpa de H₂V hacia 2050, dependiendo de la evolución de la demanda interna y las exportaciones. Actualmente, se identifican entre 26 iniciativas en distintas etapas de desarrollo (IEA, sin fecha b), principalmente asociadas a la producción de H₂V y H₂A, con proyectos destacados en La Guajira (aprovechando el alto potencial eólico y solar, con velocidades de viento en la costa que duplican el promedio mundial, y con una radiación solar un 60% más alta que el promedio mundial) y en otras regiones con disponibilidad solar e hidroeléctrica (Boese Cortés y Soto, 2023).

En cuanto a las metas de costos, la hoja de ruta fija la intención de alcanzar un LCOH de 1,7 US\$/kg para el H₂V a 2030, basándose en proyecciones que indican una pronta transición al H₂BE en el país. Estima que para 2030 los costos del H₂A rondan los 2,4 US\$/kg, alcanzando a estar dentro del rango del H₂G, de entre 2,2 y 3 US\$/kg, por lo que sería una opción viable a corto plazo y mediano plazo para la descarbonización de sectores industriales importantes. Sin embargo, se proyecta que hacia 2050 los costos del H₂A se mantengan invariantes debido a que la potencial reducción de costos de las tecnologías de CCUS se vería compensada por el aumento de precios del combustible fósil. En cambio, el H₂V se presenta como una alternativa viable a largo plazo. Se proyecta que este alcance entre 1,7 y 3,7 US\$/kg para 2030 y entre 1,5 y 2,4 US\$/kg a 2050, consolidándose como la opción más económica al largo plazo (MMEC, 2021; Boese Cortés y Soto, 2023).

En términos de factibilidad, las metas de capacidad a 2030 representan un salto significativo respecto a la situación actual, donde la capacidad instalada de electrólisis es marginal y los proyectos en operación son de escala piloto. El desafío principal radica en acelerar la construcción de infraestructura renovable y de transporte, así como introducir un sistema de certificación de hidrógeno (IEA, 2024a).

El financiamiento proviene de una combinación de inversión pública inicial y fondos multilaterales, con interés creciente del sector privado en alianzas estratégicas para producción y exportación. El marco normativo otorga beneficios como deducción del impuesto de renta, exclusión de IVA y exención de aranceles para bienes asociados a proyectos de generación con fuentes renovables no convencionales (MMEC, 2021).

Colombia ha priorizado aplicaciones en minería, transporte pesado y exportación de derivados, integrando el hidrógeno en su estrategia de transición energética y en las metas de reducción de emisiones para cumplir con su NDC (World Bank, 2025).

F. Costa Rica

En el año 2022, el país lanzó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica (2022-2050), liderada por el Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica (MINAECR), con el objetivo de posicionar al país como un *hub* regional de producción y uso de hidrógeno en transporte, industria y exportación (MINAECR, 2022). La estrategia incorpora metas indicativas al 2030: entre 150 y 500 MW de electrólisis instalada y en desarrollo —con posibilidad de proyectos de exportación—, superar las 20 ktpa de producción, y alcanzar una demanda entre 16 y 18 ktpa y entre 2 y 4 ktpa en el sector de transporte —con foco inicial en transporte pesado— e industrial, respectivamente (MINAECR, 2022; Boese Cortés y Soto, 2023). El país cuenta con condiciones habilitantes para H₂BE. Estas metas se vinculan con las capacidades energéticas renovables existentes, dado que Costa Rica ya cuenta con una matriz eléctrica con más del 99,9% de generación renovable (principalmente hidroeléctrica), lo que facilita la producción de H₂BE sin requerir grandes expansiones inmediatas de generación (MINAECR, 2022).

La estrategia se desarrolla en el marco normativo habilitado por el Decreto Ejecutivo N° 43095-MINAE-H (2021), que declara de interés público el desarrollo de la economía del hidrógeno y establece lineamientos para su implementación. Además, en cuanto a instrumentos, la estrategia actualiza la lista de bienes exonerados del art. 38 de la Ley N° 7.447 e incluye equipos para producir hidrógeno (exenciones fiscales y aduaneras aplicables a componentes y sistemas vinculados al hidrógeno). A nivel regulatorio, la política pública encarga a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) avanzar en condiciones tarifarias para el aprovechamiento de excedentes del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en producción de hidrógeno, como parte del paquete habilitante de la estrategia (señales para habilitar pilotos/primeras inversiones) (MINAECR, 2022). En paralelo, la Directriz N° 002 del MINAECR define un plan de acción interinstitucional para investigación, producción y comercialización de hidrógeno, reconociendo brechas normativas que requieren normalización técnica y alineamiento con estándares internacionales para seguridad y calidad a lo largo de la cadena (MINAECR, 2022).

Sobre certificación o estándares, no existe aún un sistema nacional de certificación o garantías de origen operativo; la Directriz N° 002 y la estrategia priorizan avanzar en normas técnicas (por ejemplo, convergencia con estándares ISO/INTE) para viabilizar proyectos y la futura interoperabilidad internacional (MINAECR, 2022). En incentivos y financiamiento, se identifican exoneraciones (Decreto 43095-MINAE-H) y mecanismos de cooperación y financiamiento con organismos multilaterales para pilotos y primeras inversiones; no se observan en los textos oficiales créditos fiscales al productor o comprador ni CfD específicos para hidrógeno a la fecha.

En costo de producción (LCOH), la Estrategia entrega bandas indicativas: en 2025 el H₂V con eólica se ubica entre 2,8 y 3,1 US\$/kg y usando excedentes del SEN en el rango de 2,1 y 3,9 US\$/kg.; la senda proyecta descenso de costos al 2030 y 2050, con eólica ocurriendo como opción más competitiva respecto del uso de red en el horizonte de planeación (MINAECR, 2022).

G. Ecuador

Ecuador dispone de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde, publicada en 2023 por el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador (MEME) con apoyo del BID. El plan, que representa tanto la hoja de ruta como la estrategia nacional del H₂V, exige un despliegue de capacidad de energías renovables 2 GW para 2030 y, posteriormente, de 6 GW en 2040. Este incremento en la generación de energía limpia es esencial para suplir la capacidad proyectada en electrólisis, la cual se establece en 1 GW para 2030, 3 GW para 2040 y 6 GW para 2050. En paralelo, este alinea el desarrollo con objetivos de mitigación —reducciones de GEI de 15,7% en 2030 y 36% en 2040— y prioriza inicialmente el abastecimiento de mercados domésticos (movilidad, industria, generación, *blending*) con potencial exportador de derivados a mediano y largo plazo hacia Asia, Europa y las Américas (MEME, 2023).

En el plano normativo e institucional, el documento reconoce que aún no existe un marco específico para producción, transporte, almacenamiento, hidrogeneras y usos finales; propone elaborar una ley y su reglamentación, clarificar competencias y permisos sectoriales, y definir estándares de seguridad e interoperabilidad. Para acelerar el aprendizaje regulatorio, sugiere un *sandbox* para pilotos y demostraciones antes del escalamiento comercial (MEME, 2023).

Respecto de certificación y estándares, la Hoja de Ruta plantea diseñar un sistema de garantías de origen para electricidad renovable, H₂V y derivados, con trazabilidad, medición y verificación, buscando plena interoperabilidad internacional sin cargas administrativas excesivas; la implementación podría recaer en la autoridad reguladora sectorial (MEME, 2023).

En incentivos y financiamiento, el enfoque es construir un paquete habilitante: PPA y subastas, líneas de crédito especiales, uso de bonos verdes, fortalecimiento de mercados de carbono y retiro progresivo de subsidios a combustibles fósiles. No se identifica un fondo nacional exclusivo; se privilegia el

apalancamiento con banca multilateral y cooperación para pilotos, primeras inversiones e I+D+i. También se consideran alianzas público-privadas para infraestructura, condicionadas a viabilidad económica y regulación sectorial (MEME, 2023).

En costos, el documento oficial modela una trayectoria decreciente del LCOH conforme descienden CAPEX y mejoran factores de planta: entre 2,36 y 3,26 US\$/kg en 2030 (según tecnología y localización), alrededor de 1,71 y 1,66 US\$/kg en 2040 y posteriormente descendiendo al rango de 1,27 y 0,89 US\$/kg en 2050. Además, reporta referencias localizadas para 2023 (por ejemplo, 3,1 US\$/kg hidro en Pichincha; 3,2 US\$/kg eólico en Loja; 3,7 US\$/kg biomasa en Esmeraldas). Se trata de valores técnicos para planificación, no de metas de precio (MEME, 2023).

En el plano territorial, la Hoja de Ruta identifica centros de producción potenciales según LCOH, disponibilidad de recursos, logística y acceso a puertos y portuaria, como base para futuros polos y cadenas de exportación. Entre las áreas destacadas figuran provincias con buenos perfiles solar-eólicos e infraestructura eléctrica existente (MEME, 2023).

Ecuador se encuentra en fase de habilitación temprana: según la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde (MEME, 2023), la Fase 1 (2023—2025) se limita a estructurar y aprobar al menos dos pilotos, mientras que los primeros proyectos a escala comercial se proyectan para 2026—2030; en consecuencia, a 2025 el documento no reporta FID privados a escala comercial (MEME, 2023). La bancabilidad depende—siempre según el MEME—de un marco regulatorio y de fomento claro, transparente y estable, del uso de incentivos (tributarios y de promoción) para reducir costos, y de la coordinación público-privada con expansión de infraestructura; el propio documento señala que los costos actuales pueden disminuir bajo un esquema de incentivos adecuado (MEME, 2023).

H. México

México está en etapa de definición de su marco para el hidrógeno. En 2024, la Secretaría de Energía de México (SENERM) difundió 11 lineamientos para ordenar la agenda regulatoria, de certificación y de habilitadores, mientras la industria subrayó la ausencia de una estrategia nacional y la necesidad de acelerar su preparación (Milenio, 2024; Petroquimex, 2024). En 2025, SENERM avanzó en la elaboración del Plan Nacional de Hidrógeno Renovable (H₂R) mediante talleres con actores públicos y privados; a la fecha, el documento oficial no ha sido emitido (Milenario, 2024; Petroquimex, 2024). Paralelamente, el sector privado publicó la Estrategia Industrial de Hidrógeno Limpio de México 2024 con propuestas para estandarización, incentivos y desarrollo de cadenas locales (Asociación Mexicana de Hidrógeno [AMH₂], 2024).

En el marco regulatorio, México aún no cuenta con una ley sectorial específica para hidrógeno; el vector se inserta en la Ley de Planeación y Transición Energética (LPTE) y su andamiaje de planeación. La LPTE define “hidrógeno renovable” y lo incorpora entre las tecnologías limpias/acciones de planeación energética, habilitando su impulso desde la política pública, (Gobierno de México, 2025). Los lineamientos de SENERM priorizan “construir el marco regulatorio y normativo” para producción, comercialización y exportación de hidrógeno y desarrollar un esquema de certificación de origen reconocido internacionalmente, con coordinación público-privada y participación de banca de desarrollo (Petroquimex, 2024; Milenio, 2024).

México no dispone de incentivos fiscales específicos para el hidrógeno. En 2024 la SENERM anunció lineamientos con 11 acciones para impulsar el hidrógeno; se trata de instrumentos no normativos que delinean agenda regulatoria y de certificación mientras avanza el trabajo hacia una hoja de ruta/plan nacional con horizonte 2025 (Petroquimex, 2024). En portafolio de proyectos, la AMH₂ reportó 18 proyectos por 21 mil millones de dólares presentados a SENERM a fines de 2024 (Industry and Energy Magazine, 2024; Milenio, 2024). Entre los casos emblemáticos destaca Pacífico Mexinol (Topolobampo, Sinaloa) complejo de metanol de baja huella que prevé 6,1 kt/d de metanol combinando H₂ verde y metanol azul con CCUS—incluye LOI de venta con MGC, acuerdo de comercialización con Macquarie y desarrollo conjunto con

International Finance Corporation (IFC)—(IFC, 2023; Transition Industries, 2024). IFC y Transition Industries anunciaron en 2023 un acuerdo para co-diseñar y estructurar un proyecto de cero emisiones de metanol a escala mundial que integra hidrógeno renovable (H₂V) y CCUS (H₂A) (IFC, 2023).

En costos de producción, los documentos oficiales no fijan metas de LCOH. Estimaciones técnicas independientes sitúan la competitividad exportadora hacia 2030 en torno a 2,57 US\$/kg a California (Estados Unidos) y 6,0 US\$/kg a Europa (GIZ, sin fecha).

I. Panamá

Panamá publicó en 2023 su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados (ENHIVE), que fija la visión de posicionar al país como “ruta global” de H₂V y derivados aprovechando su localización y plataforma logística (Secretaría Nacional de Energía de Panamá [SNEP], 2023). La ENHIVE se sostiene en las Resoluciones de Gabinete N° 93/2020 y N° 139/2022, que declaran el hidrógeno de interés nacional y orientan la acción interinstitucional (Consejo de Gabinete de Panamá [CGP], 2020 y 2022). Además, establece metas progresivas hacia 2050. Para 2030, se busca que el 5% de la oferta nacional de *bunkering* provenga de H₂V y/o sus derivados, con una meta de producción local de 500 ktpa. Las metas se incrementan sustancialmente para 2040, buscando que el 30% del *bunkering* sea de H₂V y alcanzando una producción de 2 Mtpa. Adicionalmente, se espera que el 20% de los vehículos de transporte de carga pesada y maquinaria utilice este vector energético. Finalmente, para 2050, la meta de *bunkering* asciende al 40%, y se incluye al sector aéreo, proyectando que el 30% de la oferta de energéticos para aviación (incluyendo al SAF, como al querosén sintético) provenga de H₂V y/o sus derivados. Además, el uso en transporte pesado debe alcanzar el 30% (SNEP, 2023). El enfoque de convertirse en un *hub* logístico (de producción, importación, exportación y despacho marítimo-aéreo) de H₂V y/o sus derivados, se alinea con señales internacionales, condicionando la concreción de proyectos a demanda, certificación y logística, ámbitos donde el país busca diferenciarse (SNEP, 2023 y 2024).

En instrumentos y regulación, la estrategia prioriza lineamientos para *bunkering* y aviación, reglas de *blending* y seguridad portuaria/aeronáutica, e incentivos (exenciones y regímenes especiales en zonas libres) sujetos a reglamentación secundaria. Si bien no existe una ley sectorial específica a la fecha, la ENHIVE promueve la inserción del H₂V y sus derivados en el anteproyecto de ley de Reforma del Marco Legal del Sector Eléctrico, que busca otorgar a la SNEP la potestad de fijar criterios para la regulación técnica y la certificación de la cadena de valor, entre otras cosas (SNEP, 2023). En gobernanza, la estrategia dispone coordinación interministerial y trabajo con el sistema portuario-aeronáutico y reguladores, además de cooperación con organismos multilaterales (por ejemplo, con el BID) para pilotos e infraestructura (SNEP, 2023). Próximos pasos críticos incluyen reglamentar incentivos y procedimientos (*bunkering*, *blending* y seguridad), definir esquemas de demanda —como combustibles sostenibles de aviación— y avanzar en certificación de origen para garantizar la viabilidad financiera y acceso a mercados (SNEP, 2023; IEA, 2025).

J. Paraguay

En 2025, Paraguay presentó la Estrategia Nacional para la Economía de Hidrógeno Verde, que actúa como hoja de ruta nacional para habilitar demanda temprana (transporte e industria), fortalecer capacidades (normalización, infraestructura, capital humano) y posicionar al país como proveedor regional apalancado en su matriz eléctrica 100% renovable y de bajo costo. La estrategia enlaza el estudio precursor de 2021 “Hacia la ruta del hidrógeno verde en Paraguay” con un nuevo paquete de medidas y líneas de acción, y prevé el desarrollo de *hubs* y corredores logísticos vinculados a puertos y a la hidrovía como base para industrias y productos verdes (por ejemplo, fertilizantes) y para la conexión con mercados internacionales. (Viceministerio de Minas y Energía de Paraguay [VMMEP], 2021a y 2025).

El andamiaje institucional se encuentra en construcción: al momento no existe una ley sectorial específica en vigor, y la estrategia encarga preparar un anteproyecto de ley de hidrógeno y su regulación secundaria para producción, transporte, seguridad y trazabilidad. La gobernanza se concibe interinstitucional, liderada por el VMMEP y articulada con ANDE, PETROPAR, MIC, academia y sector privado, con un plan de gobernanza y un sistema de monitoreo y evaluación a cargo del VMMEP (VMMEP, 2025).

La meta principal a 2030 es reducir en un 20% el consumo nacional de hidrocarburos, aumentar en un 60% el uso de energías renovables y producir 1.168 toneladas de H₂V en el marco del Proyecto Piloto Nacional, lo que sustituiría 7,4 millones de litros de gasolina y evitaría 21.170 toneladas de carbono. Este piloto contempla la instalación de tres plantas de electrólisis (en Asunción, Ciudad del Este y Encarnación), hidrogeneras, flota pública y logística alimentada con H₂V, y un programa de formación de más de 60 técnicos especializados (VMMEP, 2025).

Se está desarrollando un sistema de certificación de origen y normas técnicas alineado con estándares internacionales (ISO, UE, IRENA) para garantizar trazabilidad y acceso a mercados exigentes (Boese Cortés y Soto, 2023). En incentivos y financiamiento aún no hay instrumentos fiscales específicos vigentes; la Estrategia plantea diseñarlos (exenciones, depreciación acelerada e instrumentos financieros) y atraer cooperación y banca de desarrollo para pilotos y primeras inversiones.

En términos del LCOH, el país posee una ventaja para el H₂V por su base hidroeléctrica de bajo costo. Proyecciones oficiales sitúan valores indicativos de 1,55 US\$/kg en 2030 y 1,18 US\$/kg en 2050 bajo despliegues eficientes y mayor participación renovable adicional (VMMEP, 2025). En ese marco, la propia estrategia estima que, con acceso a electricidad de bajo costo (escenario marginal), el LCOH podría ubicarse entre 1,2 y 1,7 US\$/kg en 2050, volviendo competitivo al país en la región (VMMEP, 2025).

K. Perú

Perú se encuentra en una etapa de despliegue inicial con un *Playbook* nacional de hidrógeno y metas indicativas en construcción. El marco legal se ancla en la Ley N° 31.992/2024 de Fomento del Hidrógeno Verde, que regula incentivos, obligaciones y objetivos para proyectos de H₂V (I+D, producción, uso, exportación, almacenamiento, certificación y contratación pública), con reglamentación en desarrollo para *blending*, permisos ambientales y estándares industriales (Congreso de la República de Perú [CRP], 2024). Las metas operativas plantean una producción de 31 ktpa en 2030, 100 ktpa en 2040 y 355 ktpa en 2050, siguiendo etapas de adopción que van desde los usos tradicionales —como los fertilizantes y refinerías— hasta usos nuevos —para la minería, transporte y, posteriormente, *blending* y exportación— (Asociación Peruana del Hidrógeno [APH], 2022).

Según datos relevados del *Playbook* presentado, como orientador del futuro plan nacional, la industria del H₂V puede ser un motor de empleo y diversificación de perfiles: se estiman, al menos, 22 mil puestos entre 2030 y 2040, y entre 87 y 94 mil entre 2040 y 2050, articulando experiencia de petróleo, gas e industria con nuevas competencias tecnológicas. Además, Perú dispone de capital humano y antecedentes pioneros —como Industrias Cachimayo, que produjo hidrógeno por electrólisis (H₂V) desde 1965— que pueden acelerar soluciones locales (APH, 2022). En términos de costos, las proyecciones oficiales del H₂V en el país apuntan a una considerable disminución, pasando de 2,6 US\$/kg para 2030 a entre 1 y 1,3 US\$/kg hacia 2050 (APH, 2021; Boese, Cortés y Soto, 2023).

El *Playbook* identifica que los principales centros de consumo potencial están en la costa y el sur, por su concentración minera y manufacturera, mientras que las zonas con mayor capacidad renovable para producir H₂V se ubican en el sur, norte y centro. La escala de demanda es clave para la competitividad: visibilizar/crear polos consumidores puede justificar múltiples *hubs* de producción por departamento; en territorios con menor demanda, conviene priorizar pilotos e I+D sobre aplicaciones. En todos los casos, el avance dependerá del desarrollo de alianzas público-privadas y centros de conocimiento que ordenen la expansión territorial de la cadena de valor (APH, 2022).

En materia de incentivos, la Ley N° 31.992/2024 prevé beneficios económicos y tributarios para la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del H₂V como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones, certificaciones verdes, prioridad en concursos estatales e incentivos específicos para consorcios innovadores y exportadores (CRP, 2024). En financiamiento, se contemplan instrumentos de apoyo estatal (sin fondo exclusivo a la fecha), y financiamiento internacional garantizado por políticas, planes y normativa complementaria (CRP, 2024).

En la implementación territorial se identifican iniciativas vinculadas a polos mineros del sur y norte, con *blending* en redes de gas, integración con exportación y pilotos portuarios en desarrollo. El enfoque tecnológico prioriza al H₂V orientado a refinería, fertilizantes, minería, transporte y *blending*, con miras a reemplazar la demanda nacional de H₂G y construir una plataforma exportadora a mediano plazo, además de suplir la demanda doméstica (Green Hydrogen Organisation [GH₂], sin fecha). Se estima una cartera privada potencial entre 2 y 3 mil millones de dólares a 2040, con consorcios público-privados en formación (Condori, 2025). La concreción dependerá de la pronta operativización del reglamento, la puesta en marcha de esquemas de compraventa firme y la estandarización de certificación y permisos.

L. República Dominicana

República Dominicana avanza en una fase preparatoria del hidrógeno renovable: en 2024 el Ministerio de Energía y Minas de República Dominicana (MEMRD), con apoyo de la GIZ, publicó el primer insumo técnico para delinear una Estrategia Nacional de Hidrógeno Renovable, que identifica aplicaciones (industria y movilidad pesada, mezclas en gas y derivados), zonas con mayor potencial (Cibao Noroeste y Enriquillo) y brechas regulatorias; el estudio no fija metas oficiales de capacidad o producción (GIZ, 2024). En el plano normativo aún no existe una ley específica de hidrógeno; mientras se elabora el marco sectorial, son aplicables incentivos generales de la Ley 57-07 sobre energías renovables (exenciones y otros beneficios), hoy bajo revisión/actualización institucional (Consejo Nacional de Energía [CNE], 2012; MEMRD, 2025a).

El liderazgo institucional corresponde al MEMRP, en coordinación con CNE y otras entidades públicas. Sin embargo, todavía no se ha constituido un consejo interministerial dedicado exclusivamente al hidrógeno. En el plano regional, la República Dominicana firmó en la COP28 (2023) la declaración de intención para implementar CertHiLAC, el sistema latinoamericano de certificación de hidrógeno impulsado por la OLADE y el BID, convirtiéndose en 2025 en el primer país caribeño en aprobar su diseño final (OLADE y BID, 2023; MEMRP, 2025b).

El portafolio de proyectos es incipiente pero diverso. Destacan tres iniciativas: i) la inyección de hidrógeno en hornos de la planta de cemento CEMEX en San Pedro de Macorís (2022), primer proyecto de este tipo en el país (Energía a Debate, 2024); ii) el anuncio de la empresa italiana EN.IT de construir un complejo de 350 MW en La Romana, con capacidad para producir hasta 46 ktpa de H₂V, sujeto a FID en 2026 (H₂ Business News, 2023); y iii) la modernización de la central San Felipe de 470 MW para operar con mezclas de gas natural e hidrógeno mediante turbinas de (GE Vernova, 2024). Aunque no define formalmente *hubs* específicos, el estudio prioriza polos potenciales en Cibao Noroeste y Enriquillo por combinación de recurso renovable e infraestructura.

El insumo GIZ—MEMRD estima un LCOH para el H₂V (FV y eólico) en el rango de 6,32 y 8,42 US\$/kg en 2030, y entre 4,77 y 6,36 US\$/kg en 2040, con costos entregados como el hidrógeno líquido en puerto importador hacia 2040, dentro de un margen del orden de 6,59 y 9,17 US\$/kg según ruta y destino. El propio estudio advierte que, sin incentivos y reducción de costos, el país no será competitivo como exportador (GIZ, 2024).

M. Trinidad y Tobago

Trinidad y Tobago desarrollo la Hoja de Ruta para una Economía de Hidrógeno Verde (*The Roadmap for a Green Hydrogen Economy in Trinidad and Tobago*) 2022-2065, elaborada por el Ministerio de Energía e Industrias Energéticas de Trinidad y Tobago (MEEITT) y la National Energy Corporation (NEC), con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este documento establece una visión de largo plazo para transformar la matriz energética y reforzar la competitividad de su sector petroquímico mediante la sustitución progresiva del H₂G por H₂V. La hoja de ruta plantea tres fases. i) creación de habilitadores y demostraciones tempranas; ii) escalamiento con primeras plantas utilitarias renovables e inicio de producción de H₂V; y iii) liderazgo regional con sustitución progresiva del H₂G en la petroquímica y expansión exportadora de derivados (amoníaco, metanol, hidrógeno líquido) (Jugessur *et al.*, 2022).

La visión técnica de largo plazo contempla hasta 57 GW de capacidad eólica marina instalada, equivalente a 25 GW netos de potencia para electrólisis y una producción de 4 Mtpa de H₂V; de ese volumen, alrededor de 1,5 Mtpa se destinarían a abastecer la demanda existente de amoníaco y metanol del complejo de Point Lisas, con el saldo orientado a nuevos mercados (Jugessur *et al.* 2022). Esta planificación se apoya en pilotos iniciales —como NewGen en Point Lisas y un parque solar de 112 MW desarrollado por bp, Shell y Lightsources bp— que permiten construir capacidades, validar modelos de negocio y preparar el andamiaje regulatorio (Jugessur *et al.*, 2022).

En gobernanza, el proceso lo conduce el MEEITT en conjunto con la NEC y con estrecha articulación público-privada, priorizando en la primera fase el diseño de políticas, marco regulatorio y estudios de recurso eólico marino, además de demostraciones de uso final y desarrollo de capital humano (BID y NEC, 2022). En financiamiento, la hoja de ruta identifica como fuentes a explorar el clima financiero, mercados de carbono, inversión privada y recursos nacionales, con foco en catalizar los primeros proyectos y de-riesgar el escalamiento (Jugessur *et al.*, 2022).

La sustitución del H₂G (estimada en 1,7 Mtpa en la industria petroquímica) por H₂BE es un objetivo explícito; el hito de reemplazo total podría alcanzarse alrededor de 2052 en el escenario propuesto, con eventuales etapas intermedias apoyadas en H₂A con CCUS como vía transicional antes del predominio del H₂V (Jugessur *et al.*, 2022).

En costos, el documento estima un LCOH de 5,8 US\$/kg en 2030, reduciéndose a 3,6 US\$/kg en 2050; bajo supuestos de aprendizaje tecnológico, optimización de costos renovables y cadenas locales, el LCOH podría bajar a 3,6 US\$/kg en 2030 y 2,7 US\$/kg en 2050 (Jugessur *et al.*, 2022).

La IEA (2024a) menciona a Trinidad y Tobago como uno de los polos de amoníaco de América Latina y el Caribe —junto con Brasil y Argentina concentran más del 85% de la producción regional— y subraya que el país exporta cerca del 80% de su producción, posicionándolo como referente petroquímico y potencial oferente de H₂BE y derivados.

N. Uruguay

Uruguay cuenta con una hoja de ruta específica y vigente para hidrógeno verde y derivados. La versión 2023 fija una visión a 2040 con metas cuantificadas —producción cercana a 1 Mt/año, 18 GW de nueva capacidad renovable y 9 GW de electrólisis— y explícitamente presenta estos objetivos como tentativos y revisables conforme avance la política pública (Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay [MIEMU], 2023). En costos, el propio documento estima un LCOH en el rango de 1,2 y 1,4 US\$/kg hacia 2030 bajo escenarios de alta competitividad eólico y solar, con sensibilidad regional e “isócronas” que confirman heterogeneidad territorial (MIEMU, 2023). El país parte, además, de una “matriz eléctrica con muy alta participación renovable”, identificada como ventaja estructural para la segunda transición energética y el desarrollo exportador de derivados (MIEMU, 2023).

La gobernanza es coordinada por el MIEMU mediante el Programa H₂U, institucionalizado por la Resolución Presidencial 294/2022, y un Grupo Interinstitucional que integra, entre otros, a la UTE, la ANCAP, la ANP, a Uruguay XXI, la ANII, MA, MEF, MTOP y al Laboratorio Tecnológico Uruguayo (LATU) (MIEMU, 2022 y 2023). Este arreglo articula cinco ejes habilitantes—capacidades, regulación, inversiones, infraestructura y diálogo ciudadano— como parte del capítulo de política pública de la hoja de ruta (MIEMU, 2023).

En materia regulatoria, la hoja de ruta identifica la necesidad de profundizar normas para trazabilidad de emisiones, seguridad y permisos, así como ajustes en habilitadores sectoriales (uso de suelo, logística, agua y carbono biogénico), coherentes con el enfoque gradual construir para aprender del programa H₂U (MIEMU, 2022 y 2023). En certificación y estándares, se incorpora al LATU como pilar de la gobernanza técnica y se prevé avanzar en esquemas de certificación de origen y contabilización de emisiones compatibles con mercados de destino, en particular la Unión Europea (Boese Cortés y Soto, 2023; MIEMU, 2023).

Sobre incentivos y financiamiento, no se establecen instrumentos fiscales específicos a la fecha; la estrategia prioriza crear condiciones habilitantes —reglas claras, infraestructura común, señales de demanda y fortalecimiento de capacidades— para movilizar inversión privada y cooperación durante las fases de demostración, escalamiento y exportación (MIEMU, 2023). Uruguay ha trabajado con el Puerto de Róterdam en estudios para perfilarse como productor-exportador de hidrógeno y derivados, y orienta su inserción hacia Europa (y Estados Unidos), según su hoja de ruta y el análisis de competitividad por mercados de destino (MIEMU, 2023).

IV. Reflexiones finales

La economía del hidrógeno de bajas emisiones (H₂BE) es una oportunidad para los países de ALC no solo para la descarbonización de sus sectores e industrias difíciles de electrificar o desfosilizar, y contribuir a la lucha contra el cambio climático en el mundo, sino también para avanzar en sus transiciones energéticas y transformaciones productivas. El desarrollo de esta industria requiere, por un lado, de energías bajas en emisiones que favorecen la seguridad, soberanía y resiliencia energética y, por otro lado, de capacidades productivas y tecnológicas en sectores o industrias que se vinculan con el H₂BE y sus portadores, a lo largo de sus cadenas de valor, que favorecen la agregación de valor e innovación, así como la articulación y diversificación productiva.

La región cuenta con una destacada dotación de recursos naturales, sólidas capacidades para su explotación y una matriz de electricidad con una alta participación de fuentes renovables que le otorgan ventajas para desarrollar esta industria y aprovechar la oportunidad que ofrece. Estas ventajas han generado muchas expectativas no solo entre actores de ALC también de otras regiones, lo que se evidencia en el número de proyectos anunciados y la importante producción potencial que tendría la región en unos años si estos proyectos se materializan. Los gobiernos de la región también han sido parte de los actores que han reaccionado y esto lo han hecho con distintos esfuerzos para sentar las bases sobre las que se busca impulsar a esta industria emergente. Se han identificado 14 países con documentos de planificación estratégica de la industria, bajo variados formatos, con distintos alcances y en diferentes estados de avance. Por su parte, estos países también han demostrado algunos avances en materia de normativa y regulación de la industria, aunque, de igual manera que con la planificación estratégica, estos son heterogéneos y, además, se percibe en general que lo hacen a menor ritmo e intensidad que en otras regiones del mundo.

No obstante, las ventajas naturales que se disponen, las expectativas generadas y los esfuerzos de los gobiernos, por ahora, demostrados no parecerían ser suficientes para que buena parte de los proyectos anunciados en la región se concreten. En el mundo, esta industria emergente no solo es técnicamente compleja, sino que también se enfrenta a múltiples desafíos en las distintas dimensiones de la sostenibilidad: económica, ambiental, social e institucional.

Los desafíos que deben sortear los proyectos de la región en esta industria empiezan, por ejemplo, con el desarrollo del modelo de negocio cuyo producto, el H₂BE, tiene un costo de producción más elevado

que su competencia, el H₂AE, y, por lo tanto, cuya demanda todavía es mayormente incierta. Encontrar un modelo viable y sostenible en este escenario sin el apoyo de los gobiernos puede ser muy complejo. Por lo general, un proyecto de H₂BE debe dar cuenta de estos otros desafíos: un financiamiento con condiciones favorables muy limitado y con un costo de capital relativamente más elevado; se obliga a una regulación que, como está en evolución, está fragmentada, es compleja y tiene zonas grises, lo que provoca incertidumbre; los procedimientos para la obtención de permisos son correctamente burocráticos, dadas las especificidades técnicas de los proyectos y sus tecnologías, pero exigen esfuerzos de gestión de tiempo y recursos extraordinarios de las partes (proyecto y autoridad); requiere de una infraestructura que no está disponible o no es lo suficientemente adecuada, lo que reduce la competitividad del producto; debe responder a procesos de consulta de la sociedad (de las comunidades y de los pueblos indígenas) que si no son transparentes y significativos, lo que requiere también de recursos y capacidades de las partes (proyecto, sociedad civil, autoridad, otras), pueden derivar en conflictos socioambientales; etc.

En este documento no se han abordado todas las dimensiones y sus desafíos, sino que se ha hecho centro sobre lo económico e institucional destacando aquellas barreras que se manifiestan como más importantes a considerar inicialmente para dar impulso a la industria del H₂BE en la región.

A. Persiste una brecha de costo que limita la competitividad del H₂BE

El primer y más visible desafío es la brecha de costo entre el H₂BE y el H₂AE que continúa siendo significativa, se traslada a los portadores o derivados y actúa como un desincentivo a la inversión, del lado de la oferta y la demanda. Esto afecta su adopción, principalmente en las nuevas aplicaciones. Si bien los costos del H₂A y el H₂V han disminuido en los últimos años, también lo ha hecho el del H₂AE, por lo que el H₂A mantiene una brecha de entre 1,3 a 1,7 veces y el H₂V de entre 2,5 y 7,6 veces, según la región del mundo. Esto depende, principalmente, como se ha explicado, del costo del combustible fósil, de la electricidad renovable, del electrolizador, del capital, así como de la escala del proyecto.

Por lo que estas brechas no son homogéneas y algunos de los factores que influyen en estos costos son nacionales, como el costo del combustible fósil, en el caso del H₂A, o de la electricidad renovable, en el caso del H₂V. Esto tiene que ver con la ubicación geográfica, el acceso a recursos naturales y las capacidades de explotación o aprovechamiento de estos recursos. Otros factores nacionales que tiene una incidencia importante en el costo de producción y, por lo tanto, en la competitividad del H₂BE de la región son el costo de capital y la infraestructura económica. Los componentes del costo del capital incluyen una prima de riesgo país, para compensar al inversor o financista por riesgos macroeconómicos, políticos, regulatorios, sociales y estructurales de un determinado país, que hace que el costo del financiamiento de los proyectos sea generalmente mayor en los países en desarrollo. El costo de capital, además, influye en la decisión de inversión, ya que con este se evalúa la rentabilidad de los proyectos. Por su parte, no disponer de una adecuada infraestructura para el funcionamiento de un sector o una industria también se traduce en un mayor costo y menor competitividad para el producto o servicio.

Por otro lado, también la brecha tecnológica y de conocimiento son factores que afectan el costo de producción. Esto incluye el conocimiento y la experiencia que se requieren para construir las plantas e instalar los equipos, así como para su operación y mantenimiento. La región depende de la importación de estas tecnologías, por lo que está sujeto a la transferencia tecnológica y de conocimiento que se produce a medida que se desarrollan los proyectos en sus países (esto es, aprender haciendo, mientras se hace y después de hacer). Por lo que la región tiene un camino largo por recorrer para alcanzar la masa crítica de proyectos en operación que permita reducir costos a través de economías de escala, tanto internas, a medida que los proyectos crecen en escala, y externas, a medida que los proyectos crecen en número y se aglomeran conformando iniciativas de articulación productiva con otros actores.

Asimismo, varias de las tecnologías, relacionadas con la producción, el transporte, manejo, almacenamiento y uso del H₂BE y sus portadores, todavía están en desarrollo e incluso aquellas que han

alcanzado la etapa de maduración para su aceptación en el mercado están bajo procesos de innovación. Por lo que sus costos pueden disminuir como ha sucedido desde hace algunos años con las tecnologías de las energías eólica y solar fotovoltaica. Esto depende de los esfuerzos de innovación en los países productores de estas tecnologías y de la continuidad en el despliegue de la industria y los mercados del H₂BE en el mundo que, como se ha explicado, han estado sujeto al apoyo de los gobiernos.

B. Los marcos normativos y regulatorios para la industria de H₂BE todavía están en desarrollo

Un segundo desafío clave radica en que, pese a que la mayoría de los países de ALC ha publicado documentos de planificación estratégica sobre H₂BE, casi ninguno tiene un marco normativo y regulatorio específico. Actualmente, sus marcos están basados en piezas normativas que se promulgaron para sectores o industrias relacionadas (transición energética; energías renovables; electricidad; etc.) o si se refieren al H₂BE no tienen rango de ley. Solo Brasil y Perú, por ahora, tiene leyes específicas promulgadas.

Al respecto, lo que se observa, tanto en la región como en el mundo, es que estos marcos generalmente están fragmentados y no dan cuenta de cada uno de los nodos de las cadenas de valor alrededor del H₂BE. Esto deja zonas grises que generan incertidumbre y dificultan, al menos, la planificación, el financiamiento y la toma de decisiones, tanto de los actores del lado de la oferta como de la demanda. Asimismo, se han identificado definiciones y reglas poco claras, complejas o cambiantes y procedimientos para permisos lentos y complejos.

Por otra parte, aunque son numerosos los sistemas de certificación, así como los estándares, sobre la intensidad de emisiones del H₂BE y de sus portadores en el mundo, a nivel nacional, regional e internacional, falta armonización entre estos, en particular, respecto al alcance de la medición de emisiones, la intensidad de emisiones, la fuente de energía y la tecnología de producción para cada producto. Asimismo, tanto la gobernanza de estos sistemas como los actores que participan de esta son disímiles entre los sistemas. La iniciativa regional CertHiLAC busca dar respuesta a estos desafíos.

Además, la regulación entre los países difiere por lo que, en ausencia de estándares y sistemas de certificación comunes, resulta complejo establecer corredores transfronterizos o cadenas de valor regionales de H₂BE y de sus portadores.

C. La falta de clústeres (*hubs*) limita el desarrollo de proyectos y la conformación de la industria de H₂BE

El desarrollo de clústeres intencionados de H₂BE, como iniciativa de articulación productiva que aglomera actores de esta industria y de sectores e industrias que se vinculan con ésta, es clave para dar impulso a los proyectos anunciados. En la región, muchos de los proyectos de H₂BE se encuentran en territorios con escasa articulación productiva territorial, lo que reduce su competitividad y la posibilidad de que puedan avanzar en su etapa de desarrollo o, estando en operación, crecer en escala.

Ante la falta de densidad productiva en los territorios no se producen las economías de aglomeración, que permiten sinergias entre los actores y mayores eficiencias en sus procesos. En los clústeres se comparten infraestructura, proveedores, conocimientos, etc. lo que lleva a reducciones de costos. Además, mediante procesos de colaboración y coordinación se puede crear más valor agregado y acelerar el aprendizaje, la innovación y la productividad.

Asimismo, los clústeres tienen el potencial, en el corto y mediano plazo, de facilitar el desarrollo de una escala de industria del H₂BE y sus portadores para el mercado interno, a partir de aglomeraciones existentes o nuevas de empresas en sectores o industrias difíciles de electrificar y/o desfosilizar con

capacidades instaladas y demandas establecidas en los países. Y, a medida que se construyen y se cierran brechas de capacidades y el mercado mundial se despliega, en el mediano y largo plazo, los clústeres también tienen el potencial de consolidar la industria con una mayor escala para el mercado externo.

Al respecto, en la región no se aprovechan debidamente los clústeres naturales que conforman las empresas de petróleo y gas natural junto con las empresas de refinado y de petroquímica y otras industrias para el desarrollo del H₂A. Al respecto, las empresas nacionales de petróleo y gas, que en general están integradas verticalmente y están diversificando su cartera de activos con energías renovables para devenir empresas nacionales de energía, también se les presenta la oportunidad de incorporar al H₂BE y ser un referente en esta industria en los países con recursos naturales fósiles y renovables.

Sin clústeres, los países de la región corren el riesgo de no materializar una parte de la cartera de proyectos anunciados o solo posicionarse con algunos proyectos exportadores, sin desarrollar todo el potencial de las aglomeraciones de empresas y de los vínculos productivos con cadenas de valor de productos para mercados internos y regionales con alta demanda potencial, como, por ejemplo, el sector agrícola (fertilizantes), el minero (combustibles y explosivos) y el de transporte (combustibles).

D. La infraestructura es insuficiente o inadecuada para la industria de H₂BE

Finalmente, un cuarto desafío estructural es la insuficiencia de infraestructura energética, logística y de transporte en los territorios con mayor potencial para la producción de H₂BE. Regiones con abundantes recursos renovables —como el sur de Argentina y Chile, el norte de Chile, el noreste de Brasil o los llanos de Colombia— suelen caracterizarse por su lejanía respecto de los grandes centros económicos de los países y su limitada o inadecuada infraestructura —redes de transmisión eléctrica, redes de gas natural, carreteras, puertos, redes de agua, etc.

Estos déficits se traducen en costos adicionales y menor competitividad: los proyectos deben incluir inversiones paralelas en estas brechas de infraestructura, lo que incrementa los plazos y el gasto de capital (CAPEX). Por su parte, la infraestructura energética existente fue diseñada para un modelo energético centralizado y basado en combustibles fósiles. En este contexto, los países enfrentan la doble tarea de modernizar infraestructuras tradicionales y crear nuevas adaptadas al hidrógeno y sus portadores, priorizando aquellas inversiones que permitan un uso compartido y multipropósito de las instalaciones (por ejemplo, infraestructura portuaria con terminales marítimas e intermodales adaptadas para el transporte, manejo, almacenamiento de amoníaco, combustibles sintéticos y metanol).

E. Los esfuerzos de los gobiernos y colectivos son clave para el desarrollo de la industria del H₂BE

Por los desafíos presentados, el rol activo de los gobiernos en la región y el mundo es clave para el desarrollo de esta industria emergente. Las tendencias indican que el avance de los proyectos de H₂BE es lento y que la mayor parte de estos tiene una probabilidad baja o incierta de que puedan pasar a la etapa de operación en 2030. Por ello, no se respondería a las proyecciones de demanda en el escenario de compromisos asumidos (APS) y, por supuesto, mucho menos a las del escenario de cero emisiones netas (NZE) (IEA, 2025).

Los países de la región deben determinar si la industria del H₂BE es impulsora y, por tanto, debe ser priorizada en el marco de sus políticas de desarrollo productivo. En la actualidad, hacer prioritizaciones productivas se refiere a escoger un sector o industria no tanto para subsidiar o proteger, sino para desarrollar, apoyando los esfuerzos autogestionados de los actores clave, fundamentalmente del sector privado, en actividades o territorios específicos y priorizados. Una forma recomendada de realizar una

priorización es mediante la elaboración e implementación de agendas sectoriales a través de iniciativas clúster, cuyos costos de operación no son elevados, y donde el financiamiento necesario, que sí puede ser considerable, reside en el reto de financiar los proyectos que estos sistemas señalen como prioritarios para el logro de sus objetivos de crecimiento, competitividad y productividad (CEPAL, 2024b).

Esta propuesta responde a la industria del H₂BE que puede desarrollarse a través de clústeres intencionados (en este caso, se trataría de aglomeraciones nuevas) o naturales (aglomeraciones existentes, como las que conforman empresas de petróleo y gas o de energía, empresas de refinado y petroquímica, etc.), por los beneficios y las ventajas que ofrecen estas aglomeraciones de empresas de sectores e industrias que se vinculan productivamente.

La localización estratégica de las iniciativas clúster de H₂BE es determinante para su viabilidad y sostenibilidad. En ALC, donde la heterogeneidad territorial es amplia, la selección de áreas para el desarrollo de clústeres debe considerar simultáneamente la disponibilidad y calidad de los recursos naturales (energéticos y hídricos), la existencia de infraestructura adecuada, la disponibilidad de mano de obra calificada, la proximidad a los mercados (internos o externos), entre otros factores. Una planificación territorial estratégica permitiría aprovechar con creces las ventajas naturales de cada país o región, potenciar los beneficios y las ventajas de los clústeres para las empresas que lo conforman de los diferentes sectores e industrias, evaluar posibles impactos de los clústeres y las empresas sobre la sostenibilidad de los territorios e identificar barreras y brechas en los territorios para el desarrollo de los clústeres.

Al respecto de esto último, la gobernanza experimentalista de los clústeres permite abordar estas barreras y brechas, como las señaladas en materia de normativa y regulación e infraestructura, a través de esfuerzos colectivos en el marco de la política de desarrollo productivo y en coordinación con las otras políticas nacionales de cada país. Estos esfuerzos deben conducir a construir las condiciones habilitantes para que los proyectos de H₂BE y portadores se desarrollen bajo la observancia de marcos normativos y regulatorios para una “buena regulación”, por lo que estos deberían ser, según lo identificado en la bibliografía consultada, claros, simples, consistentes, precisos, estables y, a la vez, exhaustivos o integrales. También se deben desarrollar con la disponibilidad de una infraestructura adecuada, de calidad y eficiente, para responder a las necesidades de esta industria y de aquellos sectores e industrias que se vinculan con servicios de infraestructura sin sobrecostos o ineficiencias que reducen la competitividad de los proyectos.

Es válido destacar que las normativas y regulaciones deben estar complementadas, lo que se ha evidenciado con los documentos de planificación estratégica de los países de la región, con objetivos y metas nacionales explícitos de producción, consumo —mercado interno y de exportación—, costos, empleo, etc., con análisis del rol del H₂BE en la economía, la transición energética (junto con la seguridad, soberanía y resiliencia energética) y la descarbonización de sectores e industrias difíciles de electrificar o desfosilizar.

También estos esfuerzos deben procurar que los desarrollos de clústeres de H₂BE en los territorios no generen impactos ambientales y sociales negativos, por lo que se requiere, ex ante y ex post, de adecuados sistemas de evaluación de impacto ambiental y procesos de consulta y concertación basados en la participación, la transparencia y el acceso a la información a la sociedad en su conjunto, que permita crear y sostener un vínculo de confianza (para la posible obtención de una “licencia social para operar”). Y, a la vez, se deben promover impactos positivos en estas dimensiones, como la generación de empleo local, la compra de bienes y servicios locales, la creación de valor compartido, etc.

Por otra parte, los beneficios y ventajas de los clústeres con la eficiencia colectiva tienen el potencial de reducir costos y riesgos, mediante economías externas y acciones conjuntas, y acelerar la formación de un mercado interno confiable para productores y consumidores de H₂BE y sus portadores. Los clústeres de H₂BE pueden actuar como núcleos de empleo, proveedores, conocimiento e información e innovación, atrayendo inversiones y fortaleciendo capacidades locales. No obstante, también se requieren esfuerzos colectivos para reducir la brecha de costo de producción del H₂BE respecto al H₂AE.

Estos esfuerzos pueden estar orientados a acelerar la curva de aprendizaje al promover la formación, el intercambio de conocimientos y experiencias, facilitar la difusión de buenas prácticas y la transferencia tecnológica. También los esfuerzos se pueden dirigir a diseñar e implementar incentivos fiscales, financieros y no financieros temporales tanto para la oferta como la demanda. Las experiencias con estos incentivos en las economías que lideran el despliegue de la industria del H₂BE pueden servir de referencia: Estados Unidos, Japón, República de Corea y la Unión Europea. China es un caso especial dado que las empresas estatales han tenido un rol importante en las inversiones para el desarrollo de esta industria, pero también su gobierno nacional y los provinciales han aplicado subsidios y otros incentivos.

Los esfuerzos para reducir el costo de capital son más complejos, ya que dependen de las condiciones de estabilidad económica, política, regulatoria y social del país que influyen en la prima por el riesgo país, por lo que de base es fundamental contar, como se han indicado más arriba, con un plan estratégico y un marco normativo y regulatorio claro y consistente para la industria, además de garantías para los derechos de propiedad y estabilidad fiscal y de incentivos que otorguen mayor certidumbre al equilibrio económico de los proyectos. Luego, los esfuerzos pueden orientarse a estrategias e instrumentos financieros y no financieros que reduzcan los riesgos de inversión. Para ello, no solo se requiere el apoyo de los gobiernos también de las instituciones financieras internacionales, como los bancos multilaterales de desarrollo, e instituciones financieras nacionales, como los bancos de desarrollo, que ofrecen este tipo de estrategias e instrumentos.

Por ejemplo, para los componentes del riesgo país se pueden establecer garantías de crédito. Por su parte, para apoyar el financiamiento de los proyectos están las subvenciones, los subsidios, los incentivos fiscales, el financiamiento intermedio (*mezzanine*), el financiamiento concesional, la combinación de financiamiento público-privado (*blended finance*), entre otras alternativas. Cada una tiene sus ventajas y desventajas y algunas son más necesarias y efectivas en ciertas etapas del proyecto y pueden estar o no asociadas a emisiones de carbono, cuotas u otros elementos. Entre los instrumentos no financieros que permiten reducir el costo de capital, destacan el apoyo al intercambio de conocimientos, el desarrollo de capacidades y la asistencia técnica en el diseño de políticas y normativas sobre temas ambientales y sociales (IEA, 2024a). También, la simplificación de los procesos de permisos y de consultas y las ventanillas únicas para resolver estos procesos.

Asimismo, también se pueden buscar opciones de estrategias entre las empresas para el financiamiento y reducir el costo de capital. Por ejemplo, financiamiento con garantías reales del proyecto o de empresas relacionadas con el proyecto, con una estructura de financiamiento de proyecto (*project finance*) o con participaciones en el patrimonio del proyecto, a través de consorcios, de compradores y otros actores.

Además, está la posibilidad de participación del Estado en los proyectos, por medio de asociaciones público-privada o incluso la inversión directa. Estas opciones pueden ser catalizadoras y evitar la selección prematura de “ganadores” a la vez que permiten, a través de la experimentación competitiva, la maduración de la industria. En paralelo, el apoyo a sectores o industrias que se identifiquen como pioneros, como aquellos intensivos en hidrógeno (industria de refinado, química u otras) puede reducir riesgos, dado que cuentan con una demanda establecida y con infraestructura relativamente lista para su uso. En este sentido, las empresas nacionales de petróleo y gas en los países de la región tienen la oportunidad de ser un actor decisivo en el impulso de iniciativas de H₂BE, de acuerdo con sus estrategias de transición y las estrategias energéticas de estos países.

Finalmente, para impulsar la creación de demanda y la adopción de H₂BE, los esfuerzos pueden estar concentrados en el establecimiento de cuotas, mandatos, contratos por diferencia, compras públicas, entre otros instrumentos. Aquí el rol del Estado en la coordinación de actores públicos y privados puede ser determinante. Al priorizar, por ejemplo, cuotas o mandatos de H₂BE para *blending* en las redes de gas o la compra pública de productos de bajas emisiones (por ejemplo, de acero producido con DRI basado en H₂BE en proyectos de infraestructura pública), los gobiernos pueden absorber parte de la brecha, dar señales de mercado y crear un estándar de referencia. Los sistemas de certificación serán

igualmente esenciales para diferenciar productos en mercados internacionales, facilitar el pago de primas por productos bajos en emisiones y garantizar la trazabilidad de la producción. Con estas medidas, la política de demanda no solo dinamiza el consumo interno, sino que también posiciona a los países como proveedores confiables en las cadenas de valor.

Para que los apoyos de los gobiernos, en sus esfuerzos y los esfuerzos colectivos, sean efectivos y la apuesta por la industria del H₂BE se materialice con éxito estos deben conocer con más precisión y detalle los factores internos y externos a la industria que afectan, por ejemplo, sus costos de producción y competitividad. Es decir, los gobiernos deben tener capacidades profesionales específicas para una evaluación integral del potencial que tiene esta industria y la de sus portadores o derivados para contribuir tanto a la descarbonización de los sectores e industrias difíciles o la transición energética como a la transformación productiva de sus economías. Estas capacidades profesionales específicas les permiten identificar y evaluar las condiciones habilitantes como las brechas y los desafíos para el desarrollo de esta industria. Pero también se requieren, además de liderazgo, capacidades institucionales en materia de desarrollo productivo para el diseño, la administración, el monitoreo y la evaluación del apoyo de los gobiernos a esta u otras industrias. Es decir, de las capacidades de las instituciones para hacer políticas, gestionar las transformaciones y que estas se produzcan. Estas son las capacidades técnicas, operativas, políticas y prospectivas (capacidades TOPP) (CEPAL, 2024b y 2025).

F. Las capacidades TOPP para el desarrollo de la industria del H₂BE

El fortalecimiento de las capacidades institucionales es uno de los puntos centrales para superar las tres trampas del desarrollo que limitan las posibilidades de progreso de América Latina y el Caribe: baja capacidad para crecer y transformar, alta desigualdad y baja movilidad y cohesión social, y capacidades institucionales débiles y de gobernanza poco efectiva. La tercera trampa limita la formulación e implementación de políticas públicas transformadoras, a la vez que debilita la autoridad y legitimidad de las instituciones para conducir cambios estructurales. En este contexto, el enfoque de gestión de las transformaciones —y, en particular, el de las capacidades TOPP— adquiere una relevancia estratégica, al abordar de forma deliberada las disfuncionalidades institucionales y de gobernanza que perpetúan dicha trampa (Salazar-Xirinachs y Boeninger Sempere, 2025).

El marco de capacidades TOPP constituye un nuevo paradigma analítico-operativo para comprender, evaluar y fortalecer las capacidades institucionales desde una lógica funcional, estratégica y situada. Su principal aporte es que agrega al foco tradicional del análisis del desarrollo en el “qué” hacer, un foco igualmente importante en el “cómo” hacerlo. Estas capacidades no se conciben como atributos estáticos, sino como funciones dinámicas, interdependientes y estratégicamente articuladas, que permiten a las instituciones diseñar políticas públicas de calidad, ejecutarlas con eficiencia, sostenerlas en el tiempo y adaptarlas frente a entornos cambiantes. Es así que: las capacidades técnicas permiten formular diagnósticos complejos y diseñar políticas públicas coherentes y con base empírica; las capacidades operativas habilitan la articulación interinstitucional, la gestión eficaz de recursos, la ejecución programática y el seguimiento sistemático de procesos y resultados; las capacidades políticas son esenciales para articular coaliciones, gestionar conflictos, generar legitimidad y asegurar continuidad en las políticas, más allá de los ciclos político-electorales; y las capacidades prospectivas permiten anticipar riesgos y oportunidades, analizar tendencias emergentes y orientar la acción pública de manera estratégica y de largo plazo (Salazar-Xirinachs y Boeninger Sempere, 2025).

Si la industria del H₂BE y sus portadores o derivados fuera priorizada por el Estado como impulsora de la economía y sus gobiernos (a nivel nacional y subnacional) apoyaran su desarrollo mediante esfuerzos propios y colectivos, como ejemplo, se proponen las siguientes capacidades TOPP que las instituciones de los países de la región podrían desarrollar o fortalecer con este objetivo (véase el cuadro IV.1).

Cuadro IV.1

Ejemplo de capacidades TOPP para el desarrollo de la economía del H2BE en América Latina y el Caribe

Capacidades	Capacidades para desarrollar o fortalecer por las instituciones
Técnicas	<ul style="list-style-type: none"> - Conocimientos técnicos especializados sobre las cadenas de valor alrededor del H2BE y sus portadores. - Revisión sistemática de marcos normativos y regulatorios sobre las cadenas de valor del H2BE y sus portadores. - Conocimientos sobre instrumentos (incentivos) fiscales, financieros y no financieros para fomentar la inversión en la creación de oferta y demanda de H2BE y sus portadores y el desarrollo de infraestructura para estas industrias. - Conocimientos sobre sistemas de certificación, estándares técnicos y estándares de seguridad del H2BE y sus portadores.
Operativas	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema de monitoreo de la ventanilla única para los permisos y consultas sobre el desarrollo de proyectos de H2BE y sus portadores. - Portal en línea de los sistemas de certificación del H2BE y sus portadores. - Coordinación interinstitucional para la ejecución de proyectos integrados (energía, transporte, industria). - Indicadores de gestión de recursos públicos y privados destinados a través de instrumentos (incentivos) al desarrollo de proyectos e infraestructura de H2BE y sus portadores.
Políticas	<ul style="list-style-type: none"> - Campañas de información para posicionar al H2BE y sus portadores como industria impulsora que contribuye a la transición energética y el desarrollo sostenible. - Creación de espacios de gobernanza multinivel y multiactor para consensuar políticas, programas, planes y proyectos, así como, propiciar la creación de clústeres de H2BE. - Acuerdos para promoción de asociaciones público-privadas y cooperación internacional para transferencia tecnológica y financiamiento. - Portal de datos abiertos sobre evaluaciones e impactos ambientales y sociales de los proyectos de H2BE y sus portadores.
Prospectivas	<ul style="list-style-type: none"> - Redes de expertos para detectar oportunidades y riesgos tecnológicos del desarrollo de la industria del H2BE y sus portadores. - Modelos de simulación de escenarios para evaluar potenciales impactos económicos, sociales y ambientales y futuros alternativos del desarrollo de la industria del H2BE y sus portadores. - Planes nacionales de desarrollo de la industria del H2BE y sus portadores con horizontes a corto, mediano y largo plazo. - Mesas prospectivas con los distintos sectores (público, privado, academia, sociedad civil) sobre los planes y estrategias para el desarrollo de la industria del H2BE y sus portadores.

Fuente: Elaboración propia.

Bibliografía

- Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA). (2021). *Gobierno abre licitación internacional para desarrollar plantas de hidrógeno verde en Chile* [en línea]. Disponible en: <https://www.acer.cl/gobierno-abre-licitacion-internacional-para-desarrollar-plantas-de-hidrogeno-verde-en-chile/> (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2019). *The Future of Hydrogen*. París, International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Licence: CC BY 4.0.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2021a). *Ammonia Technology Roadmap*, París, International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2021b). *Global Hydrogen Review 2021*. París, International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>, Licence: CC BY 4.0.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2021c). *Hydrogen in Latin America*. París, International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>, Licence: CC BY 4.0.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2023a). *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity*. París, International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>, Licence: CC BY 4.0.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2023b). *Why clearer terminology for hydrogen could unlock investment and scale up production*. París, International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/commentaries/why-clearer-terminology-for-hydrogen-could-unlock-investment-and-scale-up-production>
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2024a). *Global Hydrogen Review 2024*, París, International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>, Licence: CC BY 4.0.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2024b). *World Energy Outlook 2024*, París, International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>, Licence: CC BY 4.0.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (2025). *Global Hydrogen Review 2025*, París, International Energy Agency (IEA). Disponible en <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>. Licence: CC BY 4.0.
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (s/f a), *Carbon Capture Utilisation and Storage* [en línea], International Energy Agency (IEA), Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage> [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- Agencia Internacional de Energía (IEA). (s/f b), *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database* [base de datos en línea], International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database> [fecha de consulta: 15 de octubre de 2025], Licence: CC BY 4.0.

- Agencia Internacional de Energía (IEA). (s/f c), *Hydrogen Tracker* [en línea], International Energy Agency (IEA). Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-tracker> [fecha de consulta: 15 de octubre de 2025], Licence: CC BY 4.0.
- Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AGCID) (2025), *30 profesionales de Chile se capacitan en Hidrógeno Verde gracias al Programa Euroclima LAC* [en línea], Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo, 7 enero 2025. Consulta: 3 nov. 2025. Disponible en: <https://www.agcid.gob.cl/noticias/2486-30-profesionales-de-chile-se-capacitan-en-hidrogeno-verde-gracias-al-programa-euroclima-lac>
- Agora Industry (2023), *Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful* [en línea], Disponible en: <https://www.agora-energiawende.org/publications/levelised-cost-of-hydrogen>
- Arcos, J.M.M. y Santos, D.M.F. (2023). *The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production*. Gases, vol. 3, N° 1, pp. 25-46. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/gases3010002>
- Asamblea Legislativa Plurinacional de Bolivia (ALPB). (2023). *Ley de Fomento y Promoción del Desarrollo de la Industria del Hidrógeno Verde (PL 170-23)*. Disponible en: https://apisi.senado.gob.bo/images/9d5f2of2-413a-488e-bacd-126b527b2f85_1730319002.pdf
- Asociación Mexicana de Hidrógeno (AMH2). (2024). *Estrategia industrial de hidrógeno limpio de México 2024. Resumen ejecutivo*. Asociación Mexicana de Hidrógeno. Disponible en https://h2mex.org/wp-content/uploads/ERM_Estrategia_de_Hidrogeno-Resumen-Ejecutivo-Distribucion-Oct-2024.pdf
- Asociación Peruana del Hidrógeno (APH). (2021). *Potencial del hidrógeno verde en el Perú: Estudio final*. Disponible en: https://h2.pe/uploads/20210908_H2-Peru_Estudio-final.pdf
- Asociación Peruana del Hidrógeno (APH). (2022). *Playbook: Bases y recomendaciones para la elaboración de la Estrategia de Hidrógeno Verde en el Perú — Resumen ejecutivo*. Disponible en: <https://h2.pe/uploads/PLAYBOOK-1.3.1.4-2.pdf>
- Aydan, Ö. (2019), *Rock Mechanics and Rock Engineering: Volume 2: Applications of Rock Mechanics - Rock Engineering (1st ed.)*, CRC Press, Disponible en: <https://doi.org/10.1201/9780367822309>
- Battery University (s/f a), "BU-214: Summary Table of Lead-based Batteries" [en línea], Battery University. Disponible en <https://batteryuniversity.com/article/bu-214-summary-table-of-lead-based-batteries> [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- Battery University (s/f b), "BU-216: Summary Table of Lithium-based Batteries" [en línea], Battery University. Disponible en <https://batteryuniversity.com/article/bu-216-summary-table-of-lithium-based-batteries> [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- Beylis, G. y Lozano Gracia, N. (2025). *De la abundancia a la gestión inteligente de los recursos naturales: Oportunidades para América Latina y el Caribe en la transición energética*. Washington, DC: Banco Mundial. Disponible en: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099061225141516499/pdf/P179222-0911b1b3-ee7-4502-a66c-ff90d8d87b62.pdf>, Licencia: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO.
- BNamericas. (2025). *Chile: government presents hydrogen tax incentives bill* [en línea]. Disponible en: <https://www.bnamericas.com/en/news/chile-government-presents-hydrogen-tax-incentives-bill> (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).
- Boese Cortés, I. y Soto, I. (2023). *Renewable Hydrogen in Latin America and the Caribbean: Opportunities, Challenges, and Pathways*. Santiago, LAC Green Hydrogen Action, H2 Chile. Disponible en: https://h2news.cl/wp-content/uploads/2024/05/2023-Renewable-Hydrogen-in-Latin-America-and-The-Caribbean_Opportunities-Challenges-and-Pathways.pdf
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (2023). *CCEE emite primeiras certificações para hidrogênio renovável produzido no Brasil* [Press release]. <https://www.ccee.org.br/-/ccee-emite-primeiras-certificacoes-para-hidrogenio-renovavel-produzido-no-brasil-pela-edp-e-por-furnas>
- Clúster de Energía. (2025, julio). *Propuesta estratégica de sistema de certificación de hidrógeno y derivados en Chile*. Noticias 4e Chile. Recuperado de: <https://4echile.cl/publicaciones/propuesta-estrategica-de-sistema-de-certificacion-de-hidrogeno-y-derivados-en-chile/>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2024a), *Panorama de los recursos naturales en América Latina y el Caribe, 2023, 2024*(LC/PUB.2024/4), Santiago, 2024.

- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2024b). *Panorama de las Políticas de Desarrollo Productivo en América Latina y el Caribe*, 2024 (LC/PUB.2024/15-P), Santiago, 2024.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2025). *Panorama de las Políticas de Desarrollo Productivo en América Latina y el Caribe*, 2025: ¿cómo salir de la trampa de baja capacidad para crecer? (LC/PUB.2025/14-P).
- Comisión Nacional de Energía (CNE, 2024). Declaraciones en la VI Ministerial de la ECPA, Santiago, Gobierno de Chile.
- Comisión Nacional de Energía. (2012). *Ley núm. 57-07 sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales. Reglamento Decreto 202-08* (3.ª ed.). CNE. Disponible en: <https://cne.gob.do/wp-content/uploads/2025/06/Ley-No-57-07.pdf>
- Condori, Z. (2025). *¿Es un desierto en el sur de Perú el próximo hub de energías limpias de América Latina?* Ecoming Grupo. <https://ecomingrupo.com/es-un-desierto-en-el-sur-de-peru-el-proximo-hub-de-energias-limpias-de-america-latina/>
- Congreso de la República de Perú (CRP). (2024). *Ley N.º 31992: Ley de Fomento del Hidrógeno Verde*. Lima: Diario Oficial *El Peruano*, Perú, 23 de marzo de 2024. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2273433-1>
- Congreso de la República de Colombia (2014). *Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*, Bogotá, Diario Oficial de la República de Colombia, 13 de mayo de 2014.
- Consejo de Gabinete de Panamá (CGP). (2020). *Gaceta Oficial Digital*, N° 29163-B. Disponible en: https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29163_B/GacetaNo_29163b_20201126.pdf
- Consejo de Gabinete de Panamá (CGP). (2022). *Gaceta Oficial Digital*, N° 29687-B. Disponible en: https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29687_B/GacetaNo_29687b_20221222.pdf
- Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). (2024). *Electrolizadores: manufactura y centros tecnológicos* [comunicado, en línea]. Disponible en: https://corfo.cl/sites/cpp/nacional/17_05_2024_electrolizadores/ (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025)
- Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). (2025). *PTEC Hidrógeno — Programa Tecnológico Estratégico* [comunicado, en línea]. Disponible en: https://postulaciones.corfo.cl/sites/cpp/sala_de_prensa/nacional/13_03_2025_ptec_hidrogeno (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).
- Curcio, E. (2025). *Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 128, 473—487. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.013>
- Dalena, F., Senatore, A., Basile, M., Knani, S., Basile, A. y Iulianelli, A. (2018). "Advances in Methanol Production and Utilization, with Particular Emphasis toward Hydrogen Generation via Membrane Reactor Technology. *Membranes*", 8 (4), 98. <https://doi.org/10.3390/membranes8040098>
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE). (2023). *Hydrogen Shot Technology Assessment: Thermal Conversion Approaches*. U.S. Department of Energy. Disponible en: https://netl.doe.gov/projects/files/HydrogenShotTechnologyAssessmentThermalConversionApproaches_120523.pdf
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE). (2024a). *Department of Energy Hydrogen Program Plan*. U.S. Department of Energy. Disponible en: <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/hydrogen-program-plan-2024.pdf>
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE). (2024b). *Hydrogen Shot: Water Electrolysis Technology Assessment*. U.S. Department of Energy. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot-water-electrolysis-technology-assessment>
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE). (s/f). *Hydrogen Production Processes* [en línea]. U.S. Department of Energy. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-processes> [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- EEAS — Delegación de la Unión Europea en Chile (2025). *Chile: la UE, el BEI y KfW financiarán proyectos de hidrógeno renovable en Chile con hasta 216,5 millones de euros* [en línea], disponible en: https://www.eeas.europa.eu/delegations/chile/chile-la-ue-el-bei-y-kfw-financiarán-proyectos-de-hidrógeno-renovable-en-chile-con-hasta-2165_es (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).

- El Universal Oaxaca. (2024). "Anuncian proyectos de hidrógeno y fertilizantes en el Istmo", 4 de octubre. Disponible en: <https://oaxaca.eluniversal.com.mx/estatal/alistan-consulta-en-oaxaca-para-poner-en-marcha-planta-que-producira-hidrogeno-verde/> (Consulta: 30 oct. 2025).
- Energía Estratégica. (2025). *La Secretaría de Energía de México avanza en el primer Plan Nacional de Hidrógeno Renovable*, 12 de septiembre de 2025. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/la-secretaria-de-energia-de-mexico-avanza-en-el-primer-plan-nacional-de-hidrogeno-renovable/> (consulta: 29 de octubre de 2025).
- Energy Iceberg. (2021). *China's Electrolysis Market: Would it Repeat Solar' Success Story?*
- Energy Institute. (EI, 2025). *Statistical Review of World Energy, 2025*, 74th edition.
- European Central Bank. (s/f). [en línea]. Disponible en: https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html [fecha de consulta: 15 de octubre de 2025].
- Euro Chlor. (2023). "Hydrogen from chlor-alkali production" [en línea], Euro Chlor. Disponible en <https://www.eurochlor.org/publication/hydrogen-from-chlor-alkali-production/> [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- European Hydrogen Observatory. (2025). *LCOH calculator: Manual. Update 2025 (v3.1)* [en línea]. Disponible en: https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2025-05/Manual%20-%20LCOH%20calculator_Update%202025_v3_1.pdf.
- European Hydrogen Observatory. (s/f). [base de datos en línea]. Disponible en: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/datasets> [fecha de consulta: 15 de octubre de 2025].
- Fan, Z., Sheerazi, H., Bhardwaj et al. (2022). Hydrogen Leakage: A Potential Risk for the Hydrogen Economy [en línea], Columbia University, Center on Global Energy Policy. Disponible en https://www.energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/file-uploads/HydrogenLeakageRegulations_CGEP_Commentary_070722_o.pdf [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- Fuel Cell & Hydrogen Energy Association (FCHEA). (s/f). *Hydrogen in industrial applications* [en línea]. Fuel Cell & Hydrogen Energy Association. Disponible en: <https://fchea.org/learning-center/hydrogen-in-industrial-application> [fecha de consulta: 17 de septiembre de 2025].
- GE Vernova. (2024). GE Vernova announces first H-Class order in the Caribbean, GE Vernova News, December 16. Disponible en: <https://www.gevernova.com/news/press-releases/ge-vernova-announces-first-h-class-order-caribbean>. [consulta: 7 de noviembre de 2025].
- Gischler, C., Anaya, F., Ramírez, M., Urquizo, M., Parra, C., Gonzalez, J., Colaferro, P., Inglese, J.L., Pareja, R. y Pinilla, C. (Gischler et al.). (2023a). *Acelerando la descarbonización de la industria pesada en América Latina y el Caribe: nota introductoria*. Disponible en: <https://doi.org/10.18235/0005322>
- Gischler, C., Boeck Daza, E. F., Galeano, P., Ramírez, M., Gonzalez, J., Cubillos, F., Hartmann, N., Pradelli, V., Márquez, J. S., Gutiérrez, J. A., Juárez Hermosillo, J. G., Alonso Rodríguez, C., Souilla, L., & Rabinovich, J. (Gischler et al.). (2023b). *Unlocking Green and Just Hydrogen in Latin America and the Caribbean*. Disponible en: <https://doi.org/10.18235/0004948>
- Gischler, C. y Daza, E. (2023). *CerthILAC: Sistema de certificación de hidrógeno limpio para América Latina y el Caribe*. Blog Energía BID. <https://blogs.iadb.org/energia/es/certhilac-sistema-de-certificacion-de-hidrogeno-limpio-para-america-latina-y-el-caribe/>
- GIZ. (2024). *Hacia una estrategia de hidrógeno renovable en República Dominicana: Explorando el horizonte, dinámicas, viabilidad y perspectivas futuras*. Santo Domingo, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y Ministerio de Energía y Minas (MEMRD).
- GIZ. (s/f). Hidrógeno verde en México: El potencial de la transformación (presentación H2Uppp/SEMABICCE).
- Gobierno de Costa Rica (2021), *Decreto Ejecutivo N° 43095-MINAE-H: Declara de interés público el desarrollo de la economía del hidrógeno*, San José, publicado en *La Gaceta*, N° 218, 11 de noviembre de 2021.
- Gobierno de México. (2015). *Ley de Transición Energética*. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/112838/Ley_de_Transicion_Energetica.pdf. [fecha de consulta: 5 de noviembre de 2025]
- Gobierno de México. (2025). *Ley de Planeación y Transición Energética*.
- Gobierno de México. (2024). *Plan Nacional de Desarrollo 2025-2030*. Ciudad de México. Documento elaborado por la Oficina de la Presidencia y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
- Goita, E.G., Beagle, E.A., Nasta, A.N. et al. (2025). "Effect of hydrogen leakage on the life cycle climate impacts of hydrogen supply chains", *Communications Earth & Environment*, vol. 6, N° 160. Disponible en <https://doi.org/10.1038/s43247-025-02141-3>

- Green Hydrogen Organisation (GH2). (2022). *The Green Hydrogen Standard*. Disponible en: https://gh2.org/sites/default/files/2022-05/GH2_Standard_2022_A5_11%20May%202022_FINAL_REF%20ONLY%20%281%29.pdf
- Green Hydrogen Organisation (GH2). (s/f). *Perú | Green Hydrogen Vision* [Página web]. Recuperado de <https://gh2.org/countries/peru> [fecha de consulta: 9 de octubre de 2025]
- H2 Business News (2023). "EN.IT y República Dominicana planean un centro de producción de hidrógeno verde de 350 MW" [en línea], H2 Business News. Disponible en <https://h2businessnews.com/planean-un-centro-de-produccion-de-hidrogeno-verde-de-350-mw-en-republica-dominicana/> [fecha de consulta: 8 de septiembre de 2025].
- H2Terminals. (s/f). *Contract for difference (CfD)* [en línea]. Disponible en: <https://h2terminals.com/contract-for-difference-cfd/>. [fecha de consulta: 15 de octubre de 2025].
- Hartmann, N., Pradelli, V., Márquez, J. S., Gischler, C., Boeck Daza, E. F., & Galeano, P. (2023). Guide for the Implementation of a Hydrogen Certification System in Latin America and the Caribbean. <https://doi.org/10.18235/0005315>
- HIF Global. (2023). *HIF Global submits environmental permit for Cabo Negro e-Fuels facility in Chile, 6 de octubre de 2023* [en línea]. Disponible en: <https://hifglobal.com/media/news-description/2023/10/06/hif-global-submits-environmental-permit-for-cabo-negro-e-fuels-facility-in-chile> (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).
- Hydrogen Council. (2025). *Global Hydrogen Compass 2025: Industry progress and lessons learned from the first wave of mature clean hydrogen projects*. Disponible en: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2025/09/Hydrogen-Council-Global-Hydrogen-Compass-2025_Final.pdf [fecha de consulta: 9 de septiembre de 2025].
- Industry & Energy Magazine. (2024). "AMH2 propone 18 proyectos de hidrógeno limpio", 18 de diciembre. Disponible en: [en línea]. <https://energymagazine.mx/2024/12/amh2-propone-18-proyectos-de-hidrogeno-limpio/>. Consulta: 29 oct 2025.
- International Finance Corporation (IFC) (2023). "IFC and Transition Industries announce agreement to develop net-zero world-scale methanol project in Mexico". Disponible en <https://www.ifc.org/en/pressroom/2023/ifc-and-transition-industries-announce-agreement-to-develop-net-zero-world-scale-methanol-project-in-mexico> (Consulta: 30 oct. 2025).
- Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO, 2020). *Norma Técnica 002 / INTE/ISO 19880-1:2020. Estaciones de abastecimiento de hidrógeno*, San José.
- IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf
- IRENA. (2024). *Global trade in green hydrogen derivatives: Trends in regulation, standardisation and certification*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA_Green_hydrogen_derivatives_trade_2024.pdf
- IRENA. (s/f). *Renewable power purchase agreements for green hydrogen*. Disponible en <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-hydrogen/11-Renewable-power-purchase-agreements-for-green-hydrogen>. [fecha de consulta: 15 de octubre de 2025].
- Jugessur, S., Low, Q. X., Gischler, C., Bonzi Teixeira, A. C., Thomas, C., Lessey-Kelly, T., Ramgattie, A., & Maynard, M. (2022). The roadmap for a green hydrogen economy in Trinidad & Tobago. Inter-American Development Bank. <https://publications.iadb.org/en/roadmap-green-hydrogen-economy-trinidad-and-tobago>
- Kumar, R., Kumar, A. y Pal, A. (2022). "Overview of hydrogen production from biogas reforming: Technological advancement", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, N° 82, pp. 34831-34855. Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.059>
- LaTercera/Badal, I. (2023). *HIFyEnelGreenPowerreingresanaatrámiteambientalmegaproyectoedólicoenMagallanes por US\$ 500 millones, 14 de diciembre de 2023* [en línea]. Disponible en: <https://www.latercera.com/pulso-pm/noticia/hif-y-enel-green-power-reingresan-a-tramite-ambiental-megaproyecto-eolico-en-magallanes-por-us500-millones/DDVFR4Y6PBEO3YRGF7EV6SHWY/> (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).

- Lanz, A., Heffel, J. y Messer, C. (2001a). "Module 1: Hydrogen Properties", Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies, California, College of the Desert y SunLine Transit Agency.
- Lanz, A., Heffel, J. y Messer, C. (2001b). "Module 2: Hydrogen Use", Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies, California, College of the Desert y SunLine Transit Agency.
- Lean Hydrogen (s/f). "¿Sabías que la Economía del Hidrógeno tiene unos 50 años?" [en línea], Lean Hydrogen. Disponible en <https://leanhydrogen.com/50-anios-de-economia-de-hidrogeno/> [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- Li, Y., Hao, J. y Zhou, Y. (2025). "Economic analysis of different hydrogen production routes under a CO₂ pricing mechanism — a levelized cost of hydrogen-based study". *Int. J. Hydrogen Energy* May 2025. 128, 47—67, Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.185>
- Maple, M.J. (2023). "Is hydrogen a greenhouse gas?" [en línea], DNV. Disponible en <https://www.dnv.com/article/is-hydrogen-a-greenhouse-gas--243214/> [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- McKinsey & Company (2024). *Global Energy Perspective 2024*, septiembre de 2024, disponible en: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>
- Milenio. (2024). *SENER se pronuncia respecto al uso de hidrógeno verde en México*. Disponible en: <https://www.milenio.com/negocios/sener-se-pronuncia-respecto-al-uso-de-hidrogeno-verde-en-mexico> [fecha de consulta: 5 de noviembre de 2025].
- Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica (MINAECR). (2022). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica 2022-2050*. San José. Documento elaborado con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y consultoría técnica de NTT Data Europe & LATAM. Disponible en: <https://minae.go.cr/energia/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas de Ecuador (MEME). (2023). *Hoja de ruta del hidrógeno verde en Ecuador*. Quito, Ministerio de Energía y Minas. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Hoja-de-Ruta-del-Hidrogeno-Verde-en-Ecuador.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas de República Dominicana (MEMRP) (2025a). República Dominicana trabaja en la modernización de las leyes de energía para acelerar la transición energética, 3 de abril. Disponible en: <https://mem.gob.do/republica-dominicana-trabaja-en-la-modernizacion-de-las-leyes-de-energia-para-acelerar-la-transicion-energetica/>. [Consulta: 29 oct. 2025].
- Ministerio de Energía y Minas (MEMRP) (2025b). "RD participa en la 17ª edición del Foro de Energía Renovable del Caribe" [en línea], Gobierno de República Dominicana. Disponible en <https://mem.gob.do/republica-dominicana-participa-en-la-17a-edicion-del-foro-de-energia-renovable-del-caribe-2025-en-miami> [consulta: 8 de septiembre de 2025].
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2020a). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*, Santiago. Documento elaborado con apoyo de McKinsey & Company, CORFO y la cooperación de GIZ, en el marco de mesas técnicas, interinstitucionales y consulta pública.
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2020b). *Gobierno presenta la estrategia nacional para que Chile sea líder en hidrógeno verde* [en línea], disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-presenta-la-estrategia-nacional-para-que-chile-sea-lider-mundial-en-hidrogeno-verde> (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).
- Ministerio de Energía de Chile (MEC). (2020a). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Documento elaborado con apoyo de McKinsey & Company, CORFO y la cooperación de GIZ, en el marco de mesas técnicas, interinstitucionales y consulta pública. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Ministerio de Energía de Chile (MEC). (2020b). *Gobierno presenta la estrategia nacional para que Chile sea líder en hidrógeno verde* [en línea]. Santiago de Chile. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-presenta-la-estrategia-nacional-para-que-chile-sea-lider-mundial-en-hidrogeno-verde> (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).
- Ministerio de Energía de Chile (MEC). (2021). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde — Chile's Green Hydrogen Strategy and Investment Opportunities* (presentación, junio de 2021). Santiago de Chile. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_h2_strategy_chile.pdf
- Ministerio de Energía de Chile (MEC). (2022). *Hidrógeno verde: Un proyecto país*. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_hidrogeno_abril.pdf

- Ministerio de Energía de Chile (MEC). (2024a). *Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030*. Santiago de Chile. Documento oficial del Comité Estratégico de Hidrógeno Verde. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/plan_de_accion_hidrogeno_verde_2023-2030_3.pdf
- Ministerio de Energía de Chile (MEC). (2024b). *Efectos del hidrógeno verde en materiales, cap. 4*. [en línea]. Santiago de Chile. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/usach-dps-armada_2024_efectos_del_hidrogeno_verde_en_materiales.pdf
- Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia (Estado Plurinacional de) (MHEB). (2023). *Plan sectorial de desarrollo integral para vivir bien: Sector energético 2021—2025*. La Paz, Ministerio de Hidrocarburos y Energías, impresión: Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en: https://energypedia.info/images/8/8f/PSDI_SECTOR_ENERGETICO_2021-2025.pdf
- Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia (Estado Plurinacional de) (MHEB). (2024a). *Hoja de ruta para la producción y uso de hidrógeno verde y de bajas emisiones en Bolivia*. La Paz, Ministerio de Hidrocarburos y Energías, impresión: Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en: <https://www.mhe.gob.bo/wp-content/uploads/2024/11/HojaRutaHidrogenoLW.pdf>
- Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia (Estado Plurinacional de) (MHEB). (2024b). *Estrategia nacional para la producción y uso de hidrógeno verde y de bajas emisiones en Bolivia*. La Paz, Ministerio de Hidrocarburos y Energías, impresión: Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en: <https://www.mhe.gob.bo/wp-content/uploads/2024/11/EstrategiaHidrogenoLW.pdf>
- Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEMU). (2022). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay*. Documento elaborado por el Grupo Interinstitucional de Hidrógeno Verde, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en: https://h2lac.org/wp-content/uploads/2022/06/H2_final_14jun221138_digital-comprimido.pdf
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEMU). (2023). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y derivados en Uruguay*. Documento elaborado por el Grupo Interinstitucional de Hidrógeno Verde y Derivados, con la colaboración de diversos ministerios, empresas públicas y el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en: https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/Hoja%20de%20ruta%20H2%20Uruguay_final.pdf
- Ministerio de Planificación del Desarrollo de Bolivia (Estado Plurinacional de) (MPDB). (2021). *Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025: "Reconstruyendo la economía para vivir bien, hacia la industrialización con sustitución de importaciones"*. Disponible en: https://observatorioplanificacion.cepal.org/sites/default/files/plan/files/PDES_2021-2025a_compressed_o.pdf
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MMEC). (2021). *Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia*, Bogotá. Documento elaborado con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), División de Energía y Cambio Climático y Sostenibilidad.
- Ministério de Minas e Energia Do Brasil (MMEb) (2021). *Proposta de Diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)*. Brasília: MME.
- Ministério de Minas e Energia Do Brasil (MMEb) (2023). *Plano de Trabalho Trienal do Programa Nacional do Hidrogênio — PNH2 (2023—2025)*. Brasília: MME/EPE.
- Montague, C., K. Raiser y M. Lee. (2024). *Bridging the clean energy investment gap: Cost of capital in the transition to net-zero emissions*, OECD Environment Working Papers, No. 245, OECD Publishing, Paris. Disponible en: <https://doi.org/10.1787/1ae47659-en>
- Nikolaidis, P. y Poullikkas, A. (2017). "A comparative overview of hydrogen production processes", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 597-611. Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>
- Revista Electricidad (2021). CORFO abre convocatoria para desarrollar proyectos de hidrógeno verde en Chile [en línea], disponible en: <https://www.revistaei.cl/corfo-abre-convocatoria-para-desarrollar-proyectos-de-hidrogeno-verde-en-chile/> (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).
- Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, 2008). *OECD Guiding Principles for Regulatory Quality and Performance*, OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/9789264056381-en>
- Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, 2020). *One-Stop Shops for Citizens and Business*, OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy, OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/bob0924e-en>

- Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, 2024). "Regulatory experimentation: Moving ahead on the agile regulatory governance agenda", OECD Public Governance Policy Papers, No. 47, OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/f193910c-en>
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2023). Sistema de Certificación CertHiLAC.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (2024). Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024, Quito, Organización Latinoamericana de Energía.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (2024). *Chile, la Unión Europea y OLADE elaborarán hoja de ruta para la certificación del hidrógeno renovable en América Latina y el Caribe* [en línea], Boletín de Prensa, Organización Latinoamericana de Energía. Consulta: 3 nov. 2025. Disponible en: <https://www.olade.org/noticias/chile-la-union-europea-y-olade-elaboraran-hoja-de-ruta-para-la-certificacion-del-hidrogeno-renovable-en-america-latina-y-el-caribe/>
- Paredes, J. R. (2017). *La red del futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*. <https://doi.org/10.18235/0000937>
- Pennsylvania Aggregates & Concrete Association. (PACA, 2025). *Cement kilns in a green hydrogen economy*. <https://www.pacaweb.org/blog/cement-kilns-in-a-green-hydrogen-economy>
- Petroquimex. (2024). "Publica SENER lineamientos sobre hidrógeno limpio; falta una estrategia nacional, dice la industria". Disponible en: <https://petroquimex.com/publica-sener-lineamientos-sobre-hidrogeno-limpio-falta-una-estrategia-nacional-dice-la-industria/>. Consulta: 29 oct. 2025.
- Poder Ejecutivo (2024). *Decreto 749/2024: Reglamentación del Título VII — Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) — Ley N.º 27.742*. Ciudad de Buenos Aires, Poder Ejecutivo Nacional, República Argentina.
- Presidência da República, Casa Civil (PRB), Secretaria Especial para Assuntos Jurídicos (2024a). Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024: Institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC) e altera a Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024, Brasília, Presidência da República. Disponible en https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/14990.htm
- Presidência da República (PRB), Casa Civil, Secretaria Especial para Assuntos Jurídicos (2024b). Lei Nº 14.948, de 2 de agosto de 2024: Institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono; dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono; institui incentivos para a indústria do hidrogênio de baixa emissão de carbono; institui o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro); cria o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC); e altera as Leis nºs 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 9.478, de 6 de agosto de 1997, Brasília, Presidência da República. Disponible en https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/14948.htm
- P. Phogat, B. Chand, R. Shreya, S.S. Jha (2025). "Hydrogen and methanol fuel cells: A comprehensive analysis of challenges, advances, and future prospects in clean energy". *Int. J. Hydrogen Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.02.133>
- Renewables Now (2025). *Chile proposes USD 2.8bn in tax incentives to boost green H2 industry* [en línea], disponible en: <https://renewablesnow.com/news/chile-proposes-usd-28bn-in-tax-incentives-to-boost-green-h2-industry-1280417/> (fecha de consulta: 29 de octubre de 2025).
- Salazar-Xirinachs, J. M. (2024). *Repensar, reimaginar, transformar: los "qué" y los "cómo" para avanzar hacia un modelo de desarrollo más productivo, inclusivo y sostenible*, Revista CEPAL, (141)
- Salazar-Xirinachs, J. M. y Boeninger Sempere, A. (2025). *Capacidades institucionales técnicas, operativas, políticas y prospectivas (TOPP) para la gestión de las transformaciones: fundamentos para un nuevo paradigma* (LC/T.S.2025/56). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- Secretaría de Asuntos Estratégicos de Argentina (SAEA). (2023a). *Estrategia nacional para el desarrollo de la economía del hidrógeno*. Buenos Aires. Presidencia de la Nación. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf
- Secretaría de Asuntos Estratégicos de Argentina (SAEA). (2023b). *Evaluación ambiental estratégica: Síntesis de resultados preliminares*. Buenos Aires. Presidencia de la Nación. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/09/resultadospreliminarseae2023.pdf>
- Secretaría de Energía de Argentina (SEA). (2023). *Plan Nacional de Transición Energética a 2030* [Anexo a la Resolución 517/2023]. Gobierno de la República Argentina. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/infoleg/res517-386321.pdf>

- Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNEP). (2023). *Resolución N.º MIPRE-2023-0015577, de 28 de abril de 2023 (pone a disposición del público la versión preliminar de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá — ENHIVE)*. Disponible en: https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29771_B/98196.pdf
- Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNEP). (2024, enero). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá* [presentación]. Disponible en: <https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/01/Estrategia-H2-Verde-PA.pdf>
- Shaw, W.J., Kidder, M.K., Bare, S.R. et al. (2024). "A US perspective on closing the carbon cycle to defossilize difficult-to-electrify segments of our economy", *Nature Reviews Chemistry*, vol. 8, pp. 376—400. Disponible en <https://doi.org/10.1038/s41570-024-00587-1>
- Srna, Ales (2023). "Is there a place for H2 internal combustion engines?", presentación en H2IQ Hour: Overview of Hydrogen Internal Combustion Engine (H2ICE) Technologies, U.S. Department of Energy Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office [en línea] <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/february-h2iq-hour-overview-hydrogen-internal-combustion-engine-h2ice-technologies> [fecha de consulta: 1 de septiembre de 2025]
- Transition Industries / Business Wire (2024). "Transition Industries LLC y Mitsubishi Gas Chemical anuncia la carta de intención para un acuerdo de venta de metanol a largo plazo de proyecto Pacífico-Mexinol en Sinaloa, México", 31 de octubre. Disponible en: <https://www.businesswire.com/news/home/20241031519119/es> (Consulta: 30 oct. 2025).
- Vásquez, R., y Salinas, F. (2019). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile (2a ed.)*, Ministerio de Energía de Chile, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Disponible en: https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/Tecnolog%C3%ADas-del-hidr%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf
- Viceministerio de Minas y Energía de Paraguay (VMMEP). (2021a). *Hacia la ruta del hidrógeno verde en Paraguay: Marco conceptual*. Asunción: Gobierno de Paraguay
- Viceministerio de Minas y Energía de Paraguay (VMMEP). (2021b). Propuesta de innovación: Proyecto piloto "Hacia la ruta del hidrógeno verde en Paraguay". Asunción: Gobierno de Paraguay.
- Viceministerio de Minas y Energía de Paraguay (VMMEP). (2025). *Estrategia Nacional para la Economía de Hidrógeno Verde en Paraguay*, Asunción. Documento elaborado por Alberto González-Salas Mosquera, Noé Augusto Afonso Pérez y Jaime Sánchez-Blanco Boyer (Deloitte Strategy, Risk & Transactions, S.L.U.), con revisión de Gustavo Casal (VMME), Verónica R. Prado (BID) y Sergio Arguello (BID). Disponible en: https://mopc.gov.py/uplmoogeib8eefou3ooze4y/2025/07/Estrategia_Hidrogeno_verde.pdf
- Wetegrove, M., Duarte, M.J., Taube, K., Rohloff, M., Gopalan, H., Scheu, C., Dehm, G. y Kruth, A. (2023), "Preventing Hydrogen Embrittlement: The Role of Barrier Coatings for the Hydrogen Economy", *Hydrogen*, vol. 4, pp. 307-322. Disponible en <https://doi.org/10.3390/hydrogen4020022>.
- World Bank. (2024). "Scaling Hydrogen Financing for Development". Washington, D.C., World Bank Group. Disponible en: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099022024121527489/pdf/P1809201780da10e518c061a2e73041a6fc.pdf>
- World Bank. (2025). "Green Hydrogen in Latin America and the Caribbean", Report N° 201939, vol. 1, Washington, D.C., World Bank. Disponible en: <https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/099060225142533687>
- World Nuclear Association (2020). "Heat Values of Various Fuels" [en línea], World Nuclear Association. Disponible en <https://world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/heat-values-of-various-fuels> [fecha de consulta: 1 de julio de 2025].
- Ordaz, Y. (2024). "AMH2 presenta 18 proyectos de hidrógeno limpio a Sener, con inversión de 21 mil mdd", *Milenio*, 17 de diciembre. Disponible en: <https://www.milenio.com/negocios/amh2-presenta-18-proyectos-hidrogeno-limpio-sener-21-mil-mdd>. [Consulta: 29 oct. 2025].
- Zhu, Q. (2023). "The hydrogen economy and the role for coal". International Centre for Sustainable Carbon, Disponible en: <https://www.sustainable-carbon.org/report/hydrogen-economy-and-the-role-for-coal-ciab-report/>

Este documento tiene por objetivo describir de manera sintética la industria del hidrógeno y el papel que puede cumplir el llamado hidrógeno de bajas emisiones para descarbonizar sectores o industrias difíciles de electrificar o desfosilizar. Con este propósito, se abordan las propiedades de este vector energético, sus variados tipos (o colores), sus procesos de producción (o vías tecnológicas) y sus principales aplicaciones en la actualidad y aquellas que se prevén a futuro. Posteriormente, se explora el panorama del mercado del hidrógeno a nivel mundial, presentando datos de consumo, producción y comercio, y se examinan la cartera de proyectos anunciados y las proyecciones de demanda. Además, se analiza el costo del hidrógeno de bajas emisiones según las vías tecnológicas empleadas. También se presentan y evalúan algunas de las principales ventajas de los países de América Latina y el Caribe para producir hidrógeno de bajas emisiones, lo que se complementa con un examen de los esfuerzos de los Gobiernos en materia de planificación estratégica, normativa y regulación para impulsar esta industria. En las conclusiones se ofrecen reflexiones y recomendaciones para contribuir a una agenda de desarrollo productivo que tenga a la industria del hidrógeno bajo en emisiones como impulsora.



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)
www.cepal.org

Acceso a la versión digital



<https://bit.ly/CEPAL2025-106S>