

Revisión de casos de producción de hidrógeno bajo en carbono

Yulika Fernanda Quintana Carbal

Trabajo de Grado para Optar el Título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía
Eléctrica

Director

Iván David Serna Suárez

Doctor en Ingeniería

Codirector

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctora en ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones - E3T

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi pareja, mi padre y mis abuelos, por su apoyo y amor de manera incondicional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1 Revisión de casos de producción de hidrógeno bajo en carbono.....	13
1.1. Planteamiento del problema.....	13
1.2. Justificación	13
1.3. Objetivos	15
1.3.1. Objetivo general.....	15
1.3.2. Objetivos específicos	15
2 Marco Referencial.....	16
2.1. Marco conceptual.....	16
2.2. Concepto de hidrógeno bajo en carbono.....	17
2.2.1. Clasificación cromática: El arcoíris del hidrógeno	18
2.3. Principales tecnologías de producción de hidrógeno bajo en carbono	20
2.3.1. Electrólisis del agua, hidrógeno verde, amarillo y rosa	20
2.3.2. Reformado de metano con vapor y captura de carbono, hidrógeno azul.....	22
2.3.3. Pirólisis térmica del metano, hidrógeno turquesa	23
2.3.4. Gasificación de biomasa con CCS, hidrógeno verde-negativo.....	23
2.3.5. Hidrógeno geológico natural, hidrógeno blanco.....	24
2.3.6. Costos nivelados y madurez tecnológica	25
2.4. Estado actual del hidrógeno bajo en carbono a nivel mundial.....	26
2.4.1. Producción y demanda global	26
2.4.2. Capacidad instalada de electrólisis y proyectos.....	27

2.4.3.	Estrategias nacionales y liderazgo regional	27
2.4.4.	Colombia: Estado del ecosistema nacional de hidrógeno	29
2.4.5.	Barreras estructurales globales	30
3	Metodología de selección y análisis de casos.	32
3.1.	Tipo y diseño de investigación	32
3.2.	Población y muestra	32
3.3.	Criterios de selección de los casos de estudio	33
3.3.1.	Criterios de inclusión	33
3.3.2.	Criterios de exclusión	35
3.4.	Variables de análisis consideradas	36
3.4.1.	Variable 1: Tecnológica	36
3.4.2.	Variable 2: Económica	36
3.4.3.	Variable 3: Medioambiental	37
3.4.4.	Variable 4: Regulatoria y de política pública	37
4	Revisión de casos de producción de hidrogeno bajo en carbono a nivel mundial....	38
5	Análisis comparativo del desarrollo de proyectos en las regiones a nivel mundial..	73
5.1.	América	73
5.2.	Asia.	76
5.3.	África	78
5.4.	Europa	81
5.5.	Oceanía	83
5.6.	Contraste Global	86
6	Conclusiones y recomendaciones	87

7	Referencias Bibliográficas	89
---	----------------------------------	----

Tabla de Figuras

Figura 1. <i>Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en América.</i>	39
Figura 2. <i>Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en Asia.</i>	45
Figura 3. <i>Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en Africa.</i>	52
Figura 4. <i>Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en Europa.</i>	59
Figura 5. <i>Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en Oceanía</i>	66

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Síntesis comparativa de la clasificación cromática.</i>	19
Tabla 2. <i>Caracterización de cinco proyectos de hidrógeno verde, hidrógeno bajo en carbono y e-combustibles en el continente americano</i>	40
Tabla 3. <i>Caracterización de cinco proyectos e iniciativas de hidrógeno verde en el continente asiático.</i>	46
Tabla 4. <i>Caracterización de cinco proyectos e iniciativas de hidrógeno verde en el continente africano.</i>	53
Tabla 5. <i>Caracterización de cinco proyectos e iniciativas de hidrógeno verde en el continente europeo.</i>	60
Tabla 6. <i>Caracterización de cinco proyectos e iniciativas de hidrógeno verde y e-combustibles en Oceanía.</i>	67
Tabla 7 . <i>Barreras y oportuniades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en el continente americano.</i>	75
Tabla 8. <i>Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en el continente asiático</i>	77
Tabla 9. <i>Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en África.</i>	79
Tabla 10. <i>Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en Europa.</i>	82
Tabla 11. <i>Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en Oceanía</i>	84

Tabla 12. <i>Matriz comparativa de la barrera crítica, la oportunidad distintiva y el factor determinante de viabilidad por continente</i>	86
--	----

Resumen

Título: Revisión de casos de producción de hidrógeno bajo en carbono*

Autor: Yulika Fernanda Quintana Carbal**

Palabras Clave: hidrógeno bajo en carbono, transición energética, hidrógeno verde, descarbonización, energías renovables, tecnologías de producción, sostenibilidad.

Descripción:

La generación de hidrógeno bajo en carbono es vital para la descarbonización global y la transición energética, fundamental en la lucha contra el cambio climático. Este estudio tiene la intención de examinar y comparar instancias de producción de hidrógeno bajo en carbono en todas las regiones, enfatizando sus dimensiones tecnológicas, económicas, ambientales, regulatorias e infraestructurales.

El enfoque empleó un marco cualitativo descriptivo-analítico, complementado con una revisión bibliográfica y un estudio de caso múltiple. La muestra de investigación comprendió iniciativas documentadas de producción de hidrógeno de 2019 a 2026, abarcando 25 casos de diversas regiones, incluyendo América, Europa, Asia, África y Oceanía.

Los hallazgos revelan que, dentro del universo específico de la producción de hidrógeno bajo en carbono, es decir, excluyendo la producción convencional basada en combustibles fósiles que aún concentra más del 95 % del hidrógeno generado a nivel mundial, la electrólisis impulsada por energía renovable constituye la tecnología predominante en los proyectos nuevos, en la inversión en investigación y desarrollo, y en las iniciativas analizadas en este estudio. No obstante, métodos alternativos como el hidrógeno azul, turquesa, rosa y blanco continúan siendo relevantes, particularmente en contextos donde la infraestructura de gas natural preexistente o la disponibilidad de energía nuclear facilitan rutas de transición menos costosas en el corto plazo.

*Trabajo de Grado

**Facultad de ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica Telecomunicaciones. Director Iván David Serna Suárez. Codirector María Alejandra Mantilla Villalobos.

Abstract

Title: Review of Low-Carbon Hydrogen Production Cases*

Author: Yulika Fernanda Quintana Carbal**

Key Words: low-carbon hydrogen, energy transition, green hydrogen, decarbonization, renewable energy, production technologies, sustainability.

Description:

Low-carbon hydrogen production is vital for global decarbonization and the energy transition, which are fundamental in the fight against climate change. This study aims to examine and compare instances of low-carbon hydrogen production across all regions, emphasizing their technological, economic, environmental, regulatory, and infrastructural dimensions.

The approach employed a descriptive-analytical qualitative framework, complemented by a literature review and a multiple case study. The research sample comprised documented hydrogen production initiatives from 2019 to 2026, encompassing 25 cases from diverse regions, including the Americas, Europe, Asia, Africa, and Oceania.

The findings reveal that, within the specific universe of low-carbon hydrogen production—that is, excluding conventional fossil fuel-based production, which still accounts for more than 95% of global hydrogen production—electrolysis powered by renewable energy is the predominant technology in new projects, research and development investment, and the initiatives analyzed in this study. However, alternative methods such as blue, turquoise, pink, and white hydrogen remain relevant, particularly in contexts where pre-existing natural gas infrastructure or the availability of nuclear power facilitate less costly transition routes in the short term.

*Bachelor Thesis

**Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director Iván David Serna Suárez. Codirector María Alejandra Mantilla Villalobos.

Introducción

En el transcurso de las últimas décadas, la creciente urgencia de mitigar los efectos del cambio climático mediante la reducción sustancial de las emisiones de gases de efecto invernadero, ha catalizado una extensa búsqueda de alternativas energéticas más sostenibles que puedan adoptarse a escala mundial. En este contexto particular, el hidrógeno bajo en carbono se ha perfilado como una de las opciones más prometedoras e innovadoras disponibles para contribuir de manera significativa a los ambiciosos esfuerzos de descarbonización que se requieren dentro de diversos sectores industriales y sistemas de transporte que, de manera inherente, enfrentan considerables desafíos a la hora de realizar la plena transición a la electrificación (IEA, 2024b).

El interés y el entusiasmo mundial en torno al hidrógeno bajo en carbono han crecido notablemente en los últimos años, atribuible principalmente a su capacidad para servir como medio eficiente de almacenamiento de energía, a su potencial para absorber los excedentes de generación eólica y solar que de otro modo se perderían por las limitaciones de la red eléctrica, permitiendo así una mayor incorporación de fuentes renovables variables al sistema energético sin comprometer su estabilidad, y a su capacidad para disminuir significativamente la dependencia de los combustibles fósiles tradicionales, que han dominado durante mucho tiempo el panorama energético. En la actualidad, numerosos países de todo el mundo han desarrollado activamente estrategias nacionales integrales y proyectos innovadores con el objetivo expreso de producir diversas formas de hidrógeno, incluido el hidrógeno verde, azul y turquesa, junto con otras variantes de bajas emisiones, todas las cuales se alinean con la meta general de lograr los objetivos de neutralidad de carbono estipulados en los acuerdos internacionales sobre cambio climático (IEA, 2025; Management Solutions, 2024).

No obstante, a pesar de los importantes avances tecnológicos y un marcado aumento de las inversiones dirigidas hacia esta floreciente industria, la expansión y escalamiento de la producción de hidrógeno bajo en carbono enfrenta una multitud de desafíos que están intrínsecamente vinculados a diversos factores como los costos de producción, la infraestructura de transporte y almacenamiento requerida, la disponibilidad y accesibilidad de recursos de energía renovable, y el establecimiento de marcos regulatorios adecuados que puedan apoyar efectivamente esta transición (Fernandes, 2025). Estas condiciones multifacéticas contribuyen al surgimiento de disparidades sustanciales entre las diferentes regiones y países, particularmente en lo que respecta al ritmo de implementación de proyectos y el nivel de madurez que se ha logrado dentro de este sector.

En consecuencia, esta monografía tiene como objetivo realizar un análisis de casos representativos de producción de hidrógeno bajo en carbono en diversas regiones geográficas del mundo, con el propósito explícito de identificar las tecnologías específicas que se utilizan, los factores críticos que facilitan el desarrollo de esta industria, y las barreras primarias que dificultan su expansión más amplia. Al emprender este análisis integral, la investigación busca proporcionar elementos relevantes de examen que permitan una comprensión más profunda del estado actual del sector del hidrógeno bajo en carbono y la miríada de oportunidades que presenta para avanzar en la transición energética global hacia un futuro más sostenible.

1 Revisión de casos de producción de hidrógeno bajo en carbono

1.1. Planteamiento del problema

El creciente interés por el hidrógeno bajo en carbono como alternativa para la descarbonización energética ha impulsado el desarrollo de diferentes proyectos a nivel mundial (IEA, 2025). La puesta en marcha de estos proyectos puede estar condicionada por factores técnicos, económicos, regulatorios, entre otros, que son determinantes en el avance de los países o regiones a nivel mundial. Teniendo en cuenta lo anterior, esta monografía está enfocada en realizar una revisión de casos concretos de generación de hidrógeno bajo en carbono con mayor grado de madurez que permita analizar tecnologías implementadas, avances en las diferentes zonas geográficas.

1.2. Justificación

El hidrógeno es un elemento clave para la descarbonización de diferentes sectores económicos a nivel mundial, y representa un factor relevante en la lucha contra el cambio climático y en la transición energética. Actualmente, en la zona del continente asiático se presenta el mayor avance en proyectos de producción teniendo en cuenta los proyectos operativos y la capacidad instalada. Por su parte, África presenta avances iniciales, aunque con un potencial muy alto debido a los recursos que poseen para generación de energías renovables (IEA, 2025) (IRENA, 2024). El Global Hydrogen Review 2025 evidencia que el desarrollo del hidrógeno bajo en carbono avanza de manera diferente entre regiones, concentrándose principalmente en aquellos proyectos que han alcanzado la decisión final de inversión, se encuentran en construcción o ya están en operación,

sin embargo, indica que aunque hay numerosos proyectos y que se encuentran aumentando las iniciativas, hay un desarrollo desigual entre regiones teniendo en cuenta aquellos donde se ha alcanzado la decisión final de inversión (IEA, 2025). Por lo anterior, es necesario realizar una visión general del estado actual del hidrógeno bajo en carbono a nivel mundial, analizando los proyectos desarrollados en diferentes regiones. Este análisis no solo permite comprender su papel como vector energético, sino también su relevancia como insumo o materia prima en diversos procesos industriales y contribuye a una comprensión integral de las limitaciones, avances y oportunidades asociadas al desarrollo y despliegue en las diferentes regiones.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Realizar una revisión de casos de producción de hidrógeno bajo en carbono con el fin de analizar el nivel de desarrollo de las tecnologías implementadas, considerando factores tecnológicos, económicos, medioambientales, regulatorios y de infraestructura en diferentes regiones del mundo.

1.3.2. Objetivos específicos

Identificar casos representativos de producción de hidrógeno bajo en carbono a nivel mundial, priorizando aquellos con mayor nivel de avance en diferentes regiones.

Caracterizar los casos seleccionados en términos de tecnologías empleadas y factores tecnológicos, económicos, medioambientales y regulatorios asociados a su desarrollo.

Analizar comparativamente los proyectos seleccionados con el fin de identificar barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en distintos contextos.

2 Marco Referencial

2.1. Marco conceptual

El hidrógeno bajo en carbono ha ganado protagonismo en el panorama energético internacional como un vector energético con capacidad para contribuir a la descarbonización de los sistemas energéticos, en especial en sectores donde la electrificación directa presenta limitaciones técnicas o económicas. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, el hidrógeno de bajas emisiones incluye aquellas rutas de producción que reducen de manera significativa las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los procesos convencionales basados en combustibles fósiles y constituye un insumo o materia prima clave para la industria (IEA, 2025). El desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno bajo en carbono no depende únicamente de la tecnología, sino también de condiciones económicas, ambientales y regulatorias. Factores como los costos de inversión, el acceso a financiamiento, la disponibilidad de recursos renovables, la cercanía a centros de demanda y la existencia de políticas públicas de apoyo influyen de manera determinante en la viabilidad de los proyectos. En este sentido, los informes internacionales evidencian un despliegue desigual del hidrógeno bajo en carbono a nivel mundial, con mayor concentración de proyectos maduros en regiones con marcos regulatorios sólidos y mercados energéticos desarrollados (IEA, 2025). La revisión de casos de producción de hidrógeno bajo en carbono permite identificar el nivel de madurez tecnológica, las tendencias regionales y el impacto potencial de estos proyectos en la descarbonización del sistema energético global, proporcionando una base analítica para evaluar el estado actual y las perspectivas de este vector energético e insumo industrial en el entorno mundial.

2.2. Concepto de hidrógeno bajo en carbono

El hidrógeno (H_2) es el elemento más abundante y ligero del universo; su átomo está formado por un protón y un electrón y es estable en forma molecular (H_2). Físicamente es incoloro, inodoro e inflamable, y arde con llama prácticamente invisible el hidrógeno no se encuentra de forma libre en cantidades significativas en la naturaleza, habitualmente aparece combinado con otros elementos como oxígeno y carbono, lo que exige procesos de separación para su obtención. Su valor energético volumétrico es superior al de los combustibles fósiles convencionales, aunque su baja densidad representa un desafío logístico (Ministerio de minas y energía, s/f; Vásquez & Salinas, 2019).

Ahora bien, el concepto de *hidrógeno bajo en carbono* designa al hidrógeno cuya producción se realiza mediante procesos que minimizan las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) expresadas en kilogramos de CO_2 equivalente por kilogramo de H_2 producido ($kg\ CO_2eq/kg\ H_2$). Esta definición abarca un espectro tecnológico amplio, que incluye rutas electrolíticas alimentadas con fuentes de energía renovable no convencional (FNCER), rutas fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), y rutas basadas en biocombustibles con captura de carbono (Ministerio de minas y energía, s/f).

El Consejo Nacional de Política Económica y Social de Colombia (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), 2025), en el borrador de la *Política Nacional de Hidrógeno*, adopta esta concepción y señala que el hidrógeno de bajas emisiones puede sustituir el hidrógeno de origen fósil actualmente utilizado en refinerías y producción de amoníaco, y tiene el potencial de canalizar grandes volúmenes de energía para descarbonizar sectores de difícil electrificación, como la industria cementera, siderúrgica, el transporte de carga pesada y la aviación mediante combustibles sostenibles.

La Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, 2023) en su informe *Towards Hydrogen Definitions Based on their Emissions Intensity*, propuso reemplazar las etiquetas cromáticas por una taxonomía basada en la intensidad de emisiones. La IEA argumentó que el uso de colores o calificativos enmascara distintos niveles de emisiones potenciales, dependiendo de la fuente eléctrica utilizada, la tasa de captura de CO₂ aplicada, o las emisiones fugitivas de metano en la cadena de suministro del gas natural. Un marco cuantitativo basado en la intensidad de carbono permite mayor transparencia regulatoria y facilita la certificación internacional.

Incer-Valverde et al., (2023), en su artículo "*Colors*" of Hydrogen: Definitions and Carbon Intensity, publicado en *Energy Conversion and Management*, documentaron la evolución del denominado “arcoíris del hidrógeno”: un sistema de clasificación cromática en el que cada color representa una vía de producción con distinta intensidad de carbono. Según estos autores, la necesidad de categorizar las rutas de producción se hizo inevitable una vez que el interés por el hidrógeno como vector de descarbonización creció aceleradamente a escala global.

2.2.1. Clasificación cromática: El arcoíris del hidrógeno

La clasificación por colores se ha consolidado como herramienta conceptual tanto en la literatura académica como en los marcos regulatorios y en la comunicación institucional. El Ministerio de minas y energía, presenta en su plataforma *Ecosistema H2 Colombia* una clasificación que distingue ocho colores: verde, blanco (o natural), rosa/violeta, negro/café, amarillo, azul, turquesa y gris, cada uno con su tecnología de producción, fuente de energía y rango de emisiones directas. A continuación, se presenta una síntesis comparativa basada en las fuentes consultadas:

Tabla 1.*Síntesis comparativa de la clasificación cromática.*

Color	Tecnología	Intensidad carbono	Fuente de energía	Rol
Verde	Electrólisis del agua más FNCER	0,6-1,4 kg CO ₂ eq/kg H ₂	Solar, eólica, geotérmica, biomasa	Largo plazo sostenible
Azul	Reformado de metano (SMR) más CCUS	0,8-4,8 kg CO ₂ eq/kg H ₂	Gas natural más captura de CO ₂	Solución transición
Turquesa	Pirólisis térmico del metano (TDM)	1,9-4,8 kg CO ₂ eq/kg H ₂	Gas natural (carbono sólido subproducto)	Escalamiento industrial
Rosa/Violeta	Electrólisis más energía nuclear	0,3-0,6 kg CO ₂ eq/kg H ₂	Nuclear	Depende expansión nuclear
Blanco	Hidrógeno geológico natural	0,37-1,50 kg CO ₂ eq/kg H ₂	Procesos geológicos naturales	Etapa exploratoria
Gris	Reformado de metano (SMR) sin captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en ingles)	7,5-13 kg CO ₂ eq/kg H ₂	Gas natural	No bajo en carbono
Negro y Café	Gasificación del carbón	18-25 kg CO ₂ eq/kg H ₂	Carbón (bituminoso/lignito)	Más contaminante

Nota: Las emisiones del hidrógeno verde (0,6-1,4 kg CO₂eq/kg H₂) corresponden a emisiones directas de producción; considerando toda la cadena de suministro, el rango se amplía a 0,7-2,8 kg CO₂eq/kg H₂.

Esta clasificación ha comenzado a ser cuestionada en la literatura más reciente. La International Energy Agency, (2023) señala que los umbrales cromáticos no son universales y varían según la legislación nacional. En Colombia, el Ministerio de minas y energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible trabajan en la definición de un umbral cuantitativo nacional de intensidad de emisiones que permita la interoperabilidad con mercados internacionales y facilite la regulación (Ministerio de minas y energía, s/f)

2.3. Principales tecnologías de producción de hidrógeno bajo en carbono

Las tecnologías de producción constituyen el eje técnico central del debate sobre el hidrógeno bajo en carbono. La literatura del período 2019-2026 las clasifica principalmente en dos grandes familias: (a) rutas electrolíticas alimentadas con fuentes de energía renovable, y (b) rutas termoquímicas a partir de combustibles fósiles con captura de carbono. Adicionalmente, emergen rutas intermedias como la pirólisis del metano, la gasificación de biomasa con CCS y la electrólisis nuclear (Chica et al., 2020).

2.3.1. *Electrólisis del agua, hidrógeno verde, amarillo y rosa*

La electrólisis es el proceso mediante el cual una corriente eléctrica descompone el agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Cuando la electricidad proviene exclusivamente de fuentes de energía renovable no convencional (solar, eólica, geotérmica, biomasa), el producto se denomina *hidrógeno verde*. Cuando proviene de la red eléctrica con mezcla de fuentes, se denomina *hidrógeno amarillo*, y cuando proviene de energía nuclear, *hidrógeno rosa o violeta* (Ministerio de minas y energía, s/f)

Las tres principales tecnologías de electrólisis de agua son (Chica et al., 2020; Incer-Valverde et al., 2023; Ministerio de minas y energía, s/f):

- **Electrólisis Alcalina (ALK por sus siglas en inglés):** Tecnología más madura, con décadas de experiencia industrial. Utiliza una solución electrolítica de KOH o NaOH entre ánodo y cátodo separados por un diafragma. Representó el 75% de la fabricación mundial de electrolizadores en 2024 (Chica et al., 2020). Opera de forma continua con alta fiabilidad, aunque tiene menor flexibilidad para adaptarse a la variabilidad de las renovables. Los electrolizadores alcalinos representaban el 60% de la capacidad instalada global al cierre de 2022 (Management Solutions, 2024).

- **Electrólisis de Membrana de Intercambio Protónico (PEM por sus siglas en inglés):** Compacta y de alta pureza del hidrógeno producido. Tiene mayor flexibilidad operativa y responde mejor a la variabilidad de fuentes renovables, lo que la hace idónea para instalaciones acopladas directamente a parques eólicos o solares fotovoltaicos. Representó aproximadamente el 30% de la capacidad instalada global en 2022 (Management Solutions, 2024).
- **Electrólisis de Óxido Sólido (SOEC por sus siglas en inglés):** Opera a alta temperatura (~700-1000 °C) y por ello tiene mayor eficiencia térmica. Especialmente adecuada para aplicaciones industriales de gran escala donde existen fuentes de calor residual disponibles. Es la tecnología menos madura entre las tres; si bien representó una fracción menor del mercado global de electrólisis al cierre de 2025, la IEA (2025) proyecta que los fabricantes experimentarán una expansión significativa en su capacidad de producción hacia 2030, impulsada por las metas de descarbonización industria.

Vásquez & Salinas, (2019) identificaron una oportunidad estratégica en la producción de hidrógeno solar mediante electrólisis PEM en el Desierto de Atacama, aprovechando las altas irradiaciones solares del norte del país y la posibilidad de reducir los costos nivelados del hidrogeno (LCOH siglas en ingles) con el sobredimensionamiento del electrolizador respecto a la capacidad instalada solar. Este análisis pionero estableció el potencial de la región andina para la producción de hidrógeno verde competitivo.

Para Colombia, el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), (2025) identifica nodos regionales de alta viabilidad para la producción de hidrógeno por electrólisis, considerando factores de capacidad de planta, costos de instalación y costos nivelados de la electricidad renovable. Los recursos solares en la Guajira, la eólica de alta variabilidad en la costa Caribe, y la disponibilidad de biomasa en zonas agroindustriales se perfilaron como fuentes primarias para el hidrógeno verde colombiano.

2.3.2. *Reformado de metano con vapor y captura de carbono, hidrógeno azul*

El reformado de metano con vapor (SMR, por sus siglas en inglés) es el método dominante de producción de hidrógeno a escala industrial. En este proceso, el gas natural (principalmente metano, CH_4) reacciona con vapor de agua a alta temperatura (700-1000 °C) en presencia de un catalizador, produciendo hidrógeno y dióxido de carbono. Cuando el CO_2 generado se captura y almacena geológicamente o se utiliza en procesos productivos mediante sistemas CCUS, el producto se denomina *hidrógeno azul* (Aldana Rivera & León Peñuela, 2022)

La Fundación Heinrich Böll (Aldana Rivera & León Peñuela, 2022) advierte que el hidrógeno azul es controvertido en la literatura especializada, pues su beneficio neto climático depende críticamente de tres factores: (1) la tasa de captura efectiva de CO_2 (que debe superar el 90% para ser considerado realmente bajo en carbono), (2) el control de las emisiones fugitivas de metano en toda la cadena de suministro del gas natural, y (3) la disponibilidad y seguridad de los sitios de almacenamiento geológico de CO_2 .

En el artículo *Tecnologías del Hidrógeno* publicado en el *Boletín del Grupo Español del Carbón*, (Chica et al., 2020), se documentó el desarrollo a escala TRL 4-5 del proceso *Ca/Cu*, una tecnología avanzada que combina reformado de metano y absorción de CO_2 con CaO en presencia de un catalizador de reformado y un ciclo redox CuO/Cu . Este proceso permite obtener corrientes de H_2 de hasta 95% de pureza volumétrica con eficiencias de captura de CO_2 superiores al 95%, a costos entre un 7-9% inferiores a los del proceso de Reformado de Metano con Vapor (SMR, por sus siglas en inglés) convencional acoplado a la absorción con Metildietanolamina (MDEA). Este trabajo ilustra el esfuerzo investigador europeo por escalar tecnologías de hidrógeno azul de mayor eficiencia (Chica et al., 2020).

El CONPES, en la Política Nacional de Hidrógeno, señala que el reformado de metano con CCUS requiere el desarrollo de infraestructura de transporte y almacenamiento de CO₂ capturado, aspecto que Colombia aún no ha desarrollado. Adicionalmente, la brecha de costos entre el hidrógeno azul y el hidrógeno gris (SMR sin captura) sigue siendo una barrera para la inversión privada sin incentivos públicos explícitos (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), 2025).

2.3.3. Pirólisis térmica del metano, hidrógeno turquesa

La pirólisis térmica del metano (TDM, Thermal Decomposition of Methane) es un proceso emergente en el que el gas natural se descompone a alta temperatura en hidrógeno y carbono sólido, sin producción directa de CO₂ gaseoso. El carbono sólido resultante (en forma de negro de humo, grafito o nanotubos de carbono, dependiendo del catalizador utilizado) puede tener valor comercial como material en industrias avanzadas (Chica et al., 2020)

El Grupo Español del Carbón documentó diversas investigaciones entre estas como la de Lazaro et al., (2008) sobre la descomposición catalítica de hidrocarburos ricos en metano, produciendo además materiales de carbono nanoestructurado de tipo fishbone (con catalizadores de Ni) y nanotubos de carbono (con catalizadores de Fe). Esta tecnología elimina la necesidad de infraestructura de almacenamiento geológico de CO₂, pero su viabilidad económica depende en gran medida del valor comercial del carbono sólido obtenido, que aún no tiene mercados consolidados a gran escala (Chica et al., 2020).

2.3.4. Gasificación de biomasa con CCS, hidrógeno verde-negativo

La gasificación de biomasa, eventualmente combinada con captura y almacenamiento de carbono (CCS), representa una ruta que puede producir hidrógeno con emisiones netas negativas

(BioCCS). En este proceso, la biomasa residual o cultivos energéticos se gasifican para producir un gas de síntesis (syngas) rico en hidrógeno. Chica et al., (2020) describieron el concepto de *Gasificación Mejorada de Biomasa* (SEG, Sorption Enhanced Gasification), demostrado a escala TRL 5, que utiliza vapor como agente gasificante y la circulación interna de CaO para proporcionar el calor necesario y capturar el CO₂ in situ.

El CONPES identifica la biomasa como uno de los potenciales recursos energéticos de Colombia para la producción de hidrógeno, particularmente en regiones con agroindustria intensiva (residuos de palma, caña de azúcar, biogás de rellenos sanitarios), aunque señala la necesidad de estudios de viabilidad técnica y análisis de ciclo de vida para cada ubicación específica (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), 2025).

2.3.5. *Hidrógeno geológico natural, hidrógeno blanco*

El hidrógeno blanco o natural es aquel que se produce de manera espontánea a través de procesos geológicos en la corteza terrestre, y puede encontrarse en yacimientos naturales similares a los de gas natural. Sus emisiones directas son prácticamente nulas (0,37-1,50 kg CO₂eq/kg H₂), aunque pueden presentarse emisiones fugitivas durante la perforación y explotación. Su exploración y producción se realiza mediante pozos exploratorios y de producción someros o convencionales, según la profundidad del reservorio (Ministerio de minas y energía, s/f)

El CONPES reconoce el hidrógeno geológico como uno de los tipos de hidrógeno de bajas emisiones con potencial para Colombia, si bien señala que su exploración es incipiente y requiere marcos técnicos, normativos y de seguridad específicos que aún no han sido desarrollados en el país (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), 2025).

2.3.6. *Costos nivelados y madurez tecnológica*

La competitividad económica de las diferentes tecnologías de producción es determinante para su despliegue a escala. El CONPES presenta una comparación de los costos nivelados de hidrógeno (LCOH) para 2023 y proyecciones hacia 2030, señalando que:

- El hidrógeno gris (SMR sin CCS) tiene los menores costos actuales, siendo la referencia de precio contra la cual se comparan todas las demás rutas.
- El hidrógeno azul (SMR más CCUS) tiene costos moderadamente superiores al gris, pero muy inferiores al verde en la mayoría de contextos actuales, especialmente donde el gas natural es abundante y barato.
- El hidrógeno verde (electrólisis más renovables) tiene hoy los mayores costos, pero su curva de aprendizaje es pronunciada: la IEA proyecta que en regiones con bajo LCOE de renovables (como Chile o la Guajira colombiana) podría alcanzar competitividad hacia 2030 (International Energy Agency [IEA], 2021).

Para Colombia específicamente, el CONPES identificó los principales nodos de producción de hidrógeno verde por electrólisis, estableciendo factores de capacidad de planta, costos totales de instalación y LCOE de electricidad renovable para 2023 como base de las proyecciones de costo hasta 2030, elemento central para determinar la viabilidad de proyectos piloto e inversiones privadas.

Management Solutions, (2024) con base en datos de la IEA, documentó que en 2022 solo el 0,1% de la producción mundial de hidrógeno se realizó mediante electrólisis; sin embargo, ese año se anunciaron aproximadamente 600 proyectos con una capacidad combinada superior a 160 GW, lo que refleja la aceleración del interés global por escalar la producción electrolítica.

2.4. Estado actual del hidrógeno bajo en carbono a nivel mundial

El estado global del hidrógeno bajo en carbono entre 2022 y 2026 se caracteriza por una marcada tensión entre la aceleración de los anuncios de proyectos e inversiones y la lentitud de la implementación efectiva. La brecha entre las intenciones declaradas y las decisiones finales de inversión (FID) constituye el reto estructural más documentado en la literatura del período.

2.4.1. Producción y demanda global

Según la IEA, (2024a) la demanda global de hidrógeno alcanzó 95 Mt en 2022, 97 Mt en 2023 y casi 100 Mt en 2024, con una tasa de crecimiento anual de aproximadamente 2-3%. Esta demanda continúa concentrada en aplicaciones tradicionales:

- Refinación de petróleo: más de 41 Mt en 2022, aproximadamente 43 Mt en 2023. Es el principal sector consumidor.
- Industria química: producción de amoníaco (aproximadamente 60% del consumo industrial no-refino), metanol (aproximadamente 30%) y reducción directa de hierro para acero (aproximadamente 10%).
- Transporte: sector de menor participación actual, pero con el mayor crecimiento relativo. En 2022, el uso de hidrógeno para transporte por carretera creció un 45% respecto a 2021 (Management Solutions, 2024).

La producción sigue dominada por combustibles fósiles sin captura: en 2022, el 62% provenía de gas natural sin CCUS y el 21% del carbón, mientras que la electrólisis representaba apenas el 0,1% del total global (Management Solutions, 2024).

Fernandes, (2025) citando datos del Centro Paulista de Estudios de Transición Energética (CPTEn), destaca la alarmante brecha existente en 2024: de los 49 Mt/año de proyectos anunciados para 2030, solo 3,4 Mt/año tenían FID (Decisión final de inversión) garantizada, representando

menos del 5% del objetivo del escenario de emisiones netas cero (NZE) de la IEA, que establece en 70 Mt/año la demanda necesaria de H₂BC para 2030. El autor concluye que el objetivo de 2030 está comprometido y que es urgente la acción firme del estado para mitigar riesgos y acelerar las decisiones de inversión.

2.4.2. Capacidad instalada de electrólisis y proyectos

Management Solutions, (2024) documenta la evolución de la capacidad electrolítica global: al cierre de 2022, la capacidad instalada alcanzó casi 700 MW (un aumento del 20% respecto a 2021), con los electrolizadores alcalinos (ALK) representando el 60% y los PEM aproximadamente el 30% de la capacidad instalada. Se proyectaba que la capacidad podría triplicarse en 2023, llegando a 2 GW, asumiendo que todos los proyectos en curso se concretaran según lo planeado.

Según datos de la IEA, (2024a), la capacidad instalada de electrolizadores alcanzó 1,4 GW al cierre de 2023 y 5 GW para finales de 2024. Los proyectos anunciados sugieren que la capacidad podría crecer hasta 520 GW hacia 2030, aunque solo el 4% ha alcanzado FID o está en construcción. La capacidad de fabricación de electrolizadores se duplicó en 2023 hasta alcanzar 25 GW/año, con China concentrando el 60% de esa manufactura global.

Además, Fernandes, (2025) subraya que un proyecto típico de H₂BC puede tardar de 4 a 6 años en completarse, con casi dos decenas de pasos rigurosos desde la concepción hasta la operación comercial, lo que explica la brecha entre anuncios y realizaciones.

2.4.3. Estrategias nacionales y liderazgo regional

El interés global por el hidrógeno bajo en carbono se ha traducido en una proliferación de estrategias nacionales. La Fundación Heinrich Böll registró que para octubre de 2022 más de 30

países contaban con estrategias de política pública del hidrógeno o estaban en proceso de elaborarlas (Aldana Rivera & León Peñuela, 2022). Hacia 2024, según la IEA, 61 países habían publicado estrategias nacionales, la mayoría mencionando el uso de electricidad renovable para producción por electrólisis (IEA, 2025).

En América del Norte, los incentivos de la Ley de Reducción de la Inflación de EE.UU. (IRA) han impulsado la región a liderar la capacidad de hidrógeno azul comprometida. El Departamento de Energía (DOE) anunció 7.000 millones de dólares para siete Centros Regionales de Hidrógeno Limpio (H2Hubs). China lidera en manufactura de electrolizadores (60% de la capacidad instalada global en 2024) y en proyectos de hidrógeno verde operativos. La Unión Europea impulsa el Plan REPowerEU, que fija el objetivo de 10 Mt de producción interna de hidrógeno renovable para 2030, más 10 Mt de importaciones (IEA, 2024a).

En América Latina, Management Solutions, (2024) estimó que la producción de hidrógeno vía electrólisis podría alcanzar aproximadamente 6 Mt para 2030 según los proyectos anunciados, con Chile liderando (45% de la producción electrolítica regional proyectada), seguido de Brasil y Argentina (30% en conjunto). La región cuenta con condiciones privilegiadas de recursos renovables, pero enfrenta retos de infraestructura, financiamiento y marcos regulatorios.

La Fundación Heinrich Böll advirtió tempranamente que el potencial de América Latina para convertirse en exportadora de hidrógeno verde no está exento de riesgos socioambientales y de derechos humanos. Señalaron la necesidad de evitar que los territorios con mayor potencial renovable se conviertan en “zonas de sacrificio” similares a las experimentadas con la minería de gran escala, exigiendo procesos robustos de consulta previa, diligencia debida y participación comunitaria (Aldana Rivera & León Peñuela, 2022).

2.4.4. Colombia: Estado del ecosistema nacional de hidrógeno

Colombia presenta un incipiente pero creciente ecosistema de hidrógeno bajo en carbono. El CONPES diagnosticó que el país registra deficientes niveles de desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, limitando su capacidad para avanzar en procesos de descarbonización y reindustrialización (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), 2025). Los principales problemas identificados son:

- Escasa inversión en proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, agravada por los altos costos de producción y la brecha frente al hidrógeno gris de origen fósil.
- Demanda nacional no desarrollada para usos finales de H₂BC, con insuficientes análisis costo-beneficio integrales y ausencia de un plan regional y sectorial de sustitución de combustibles fósiles.
- Infraestructura insuficiente de transporte, almacenamiento y distribución, sin estrategia de planeación integral a largo plazo para el CO₂ capturado ni para el hidrógeno.
- Baja cohesión del marco regulatorio, normativo y de gobernanza, con limitada incorporación del enfoque socioambiental.
- Déficit de capacidades industriales y de capital humano para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno.

Sin embargo, el país ha avanzado con instrumentos como la Política de Transición Energética (CONPES 4075 de 2022), la Política Nacional de Reindustrialización (CONPES 4129 de 2023), la Hoja de Ruta del Hidrógeno de 2021 (Minenergía, 2022), y la creación del Ecosistema H₂ Colombia liderado por el MinEnergía, plataforma que articula actores académicos, empresariales, gubernamentales y de cooperación internacional (GIZ, Alemania, Unión Europea). Las metas definidas en la hoja de ruta representan el horizonte de planificación estratégica que la

política nacional de hidrógeno busca materializar (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), 2025).

Aldana Rivera & León Peñuela, (2022) advirtieron que Colombia enfrenta una tensión irresuelta entre la urgencia de avanzar en la transición energética y los riesgos de reproducir lógicas extractivistas en nuevos territorios, especialmente en regiones como La Guajira, donde confluyen el mayor potencial de energía renovable del país y comunidades indígenas con derechos territoriales y culturales que deben ser preservados.

2.4.5. Barreras estructurales globales

La literatura del período 2022-2026 converge en identificar un conjunto de barreras que explican la lentitud del despliegue efectivo del hidrógeno bajo en carbono a escala global:

- **Costos de producción:** El hidrógeno verde sigue siendo 2 a 4 veces más caro que el hidrógeno gris en la mayoría de regiones. La diferencia de precio entre H_2BC y H_2 de fuentes fósiles es la principal barrera para el desarrollo de un mercado sostenible (Fernandes, 2025).
- **Incertidumbre de demanda:** Las aplicaciones emergentes (acero verde, aviación sostenible, transporte de carga pesada) no han escalado al ritmo necesario para generar señales de mercado predecibles. Solo el 1% de la demanda global corresponde a aplicaciones innovadoras (IEA, 2025).
- **Ambigüedad regulatoria y certificación:** La divergencia entre los esquemas de certificación nacionales y regionales genera inseguridad jurídica para los inversionistas (International Energy Agency, 2023).
- **Infraestructura:** La ausencia de redes de transporte y distribución de hidrógeno (gasoductos dedicados, buques criogénicos, terminales de amoníaco verde) limita la

viabilidad comercial de los proyectos en la mayoría de países (Management Solutions, 2024)

- **Agua y tierra:** La electrólisis a gran escala requiere volúmenes significativos de agua purificada. Estudios de Nature Communications (Tonelli et al., 2023, citados en (Fernandes, 2025)) muestran que los límites de disponibilidad de agua y tierra en zonas con alto potencial renovable pueden restringir la escala de producción.
- **Plazos de ejecución:** Un proyecto típico de H₂BC tarda entre 4 y 6 años en completarse, lo que hace que el objetivo de 2030 sea prácticamente inalcanzable para los proyectos que aún no tienen FID confirmada (Fernandes, 2025).

A pesar de estas barreras, la IEA, (2025) proyecta que la producción de hidrógeno de bajas emisiones podría multiplicarse por cinco hacia 2030, alcanzando 4,2 Mt/año con los proyectos ya confirmados, con potencial de llegar a 6 Mt adicionales si se implementan políticas efectivas de estímulo a la demanda. Esta trayectoria es comparable con las primeras fases de expansión de tecnologías como la energía solar fotovoltaica o la eólica.

3 Metodología de selección y análisis de casos.

3.1. Tipo y diseño de investigación

La presente monografía corresponde a una investigación de tipo descriptivo-analítica de enfoque cualitativo, orientada a la realización de una revisión sistemática de casos de producción de hidrógeno bajo en carbono a nivel mundial. El diseño metodológico se fundamenta en el modelo de revisión sistemática de literatura (RSL), adaptado a la naturaleza de estudio de casos, el cual permite identificar, seleccionar, evaluar y sintetizar información proveniente de fuentes documentales primarias y secundarias para caracterizar el estado de madurez tecnológica del hidrógeno bajo en carbono en diferentes contextos geográficos (Hernandez Sampiere et al., 2014)

La investigación se enmarca como un estudio de revisión de casos múltiples dado que analiza un conjunto de proyectos representativos de producción de hidrógeno bajo en carbono distribuidos en cinco territorios geográficos: América, Asia, África, Europa y Oceanía. Según (Yin, 2018), el estudio de casos múltiples permite realizar comparaciones entre unidades de análisis similares, fortaleciendo la validez externa de los hallazgos y permitiendo identificar patrones convergentes o divergentes entre contextos.

3.2. Población y muestra

La población de estudio está constituida por el conjunto de proyectos de producción de hidrógeno bajo en carbono documentados en la literatura científica y en bases de datos especializadas en energía e hidrógeno, correspondientes al periodo 2019-2026. La delimitación temporal se fundamenta en el periodo de mayor aceleración del interés global por el hidrógeno bajo en carbono, marcado por la proliferación de estrategias nacionales, anuncios de proyectos y publicaciones científicas especializadas (IEA, 2025).

La muestra se determinó mediante un muestreo intencional no probabilístico, seleccionando 25 casos de estudio (5 casos por cada territorio geográfico: América, Asia, África, Europa y Oceanía). La selección se realizó a partir de una base de datos de 654 artículos candidatos, obtenidos mediante un proceso sistemático de búsqueda bibliográfica y encadenamiento de citas. De este universo, se identificaron 50 artículos de alta relevancia, los cuales constituyeron la fuente principal para la identificación de los casos de estudio.

3.3. Criterios de selección de los casos de estudio

La selección de los casos de estudio se fundamentó en un proceso de filtrado secuencial que integró criterios de inclusión, criterios de exclusión y variables de análisis operacionalizadas. Este procedimiento garantizó la representatividad, comparabilidad y rigor científico de los 25 casos seleccionados (5 casos por cada uno de los cinco territorios geográficos: América, Asia, África, Europa y Oceanía).

3.3.1. Criterios de inclusión

Los criterios de inclusión establecieron las condiciones mínimas que debía cumplir un proyecto de producción de hidrógeno para ser considerado candidato a caso de estudio. Estos criterios se organizaron en cinco categorías:

- Criterio tecnológico-emisiones. El proyecto debía corresponder a una ruta de producción de hidrógeno bajo en carbono, definida conforme a los umbrales de intensidad de emisiones establecidos por la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, 2023). Se incluyeron las siguientes categorías de hidrógeno: verde (electrólisis con fuentes renovables, 0,6-1,4 kg CO₂eq/kg H₂), azul (reformado de metano con CCUS, 0,8-4,8 kg CO₂eq/kg

H₂), turquesa (pirólisis térmico del metano, 1,9-4,8 kg CO₂eq/kg H₂), rosa o violeta (electrólisis con energía nuclear, 0,3-0,6 kg CO₂eq/kg H₂), y blanco (hidrógeno geológico natural, 0,37-1,50 kg CO₂eq/kg H₂).

- Criterio geográfico. El proyecto debía estar ubicado físicamente en uno de los cinco territorios geográficos delimitados: América (incluyendo América del Norte, Centroamérica, América del Sur y el Caribe), Asia (incluyendo Asia Oriental, Asia del Sur, Asia Sudoriental, Asia Central, Asia-Pacífico, Medio Oriente y Norte de África [MENA], y la Comunidad de Estados Independientes [CIS]), África (incluyendo África Subsahariana y África del Norte, exceptuando MENA que se agrupa en Asia), Europa (incluyendo la Unión Europea, el Espacio Económico Europeo, Europa Occidental, Oriental y los Balcanes), y Oceanía (incluyendo Australia, Nueva Zelanda, Melanesia, Micronesia y Polinesia).

- Criterio de madurez tecnológica y estado de desarrollo. El proyecto debía contar con evidencia documentada de madurez tecnológica mínima TRL 6 (Technology Readiness Level 6: demostración de sistema en entorno relevante) o superior, conforme a la escala del Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S. Department of Energy, 2022). Alternativamente, se aceptaron proyectos que contaran con decisión final de inversión (FID, Final Investment Decision), estuvieran en fase de construcción o en operación comercial, independientemente de su TRL documentado. Esta condición aseguró que los casos seleccionados tuvieran viabilidad técnica y financiera demostrable, más allá de la etapa conceptual.

- Criterio de disponibilidad de información. El proyecto debía contar con información documentada verificable sobre al menos cuatro de las cinco dimensiones de análisis definidas (tecnológica, económica, medioambiental, regulatoria e infraestructura). La información debía provenir de fuentes primarias o secundarias de alta credibilidad: artículos científicos

indexados en bases de datos (Scopus, Web of Science, ScienceDirect), informes técnicos de organismos internacionales (IEA, IRENA, Banco Mundial, OCDE), reportes de consultorías especializadas (Management Solutions, McKinsey, BloombergNEF), o documentos oficiales de gobiernos nacionales y estrategias de hidrógeno.

- Criterio temporal. El proyecto debía contar con información actualizada al periodo 2022-2026, coincidente con la fase de aceleración global del hidrógeno bajo en carbono y la proliferación de estrategias nacionales, FID y proyectos en construcción. Se priorizaron proyectos con datos de 2024-2026 para garantizar la vigencia de la información sobre costos, capacidades y estados de desarrollo.

3.3.2. Criterios de exclusión

Los criterios de exclusión permitieron descartar proyectos que, aunque potencialmente relevantes, no cumplían con los estándares de rigor, comparabilidad o representatividad requeridos para el estudio:

- Exclusión por intensidad de emisiones. Se excluyeron todos los proyectos de producción de hidrógeno gris (reformado de metano sin captura de carbono, SMR sin CCS) e hidrógeno negro o café (gasificación de carbón), dado que sus intensidades de emisiones (7,5-25 kg CO₂eq/kg H₂) exceden los umbrales máximos establecidos para hidrógeno bajo en carbono (4,8 kg CO₂eq/kg H₂), conforme a la taxonomía de emisiones de la IEA (International Energy Agency, 2023) y la clasificación del Ministerio de Minas y Energía de Colombia (s. f.).
- Exclusión por estado de desarrollo temprano. Se excluyeron proyectos en fase exclusivamente conceptual, de anuncio preliminar o de pre-FID (pre-decisión final de inversión),

que no contaran con evidencia documentada de avances en diseño de ingeniería, permisos ambientales, licencias de construcción, acuerdos de financiamiento o contratos de *offtake*. Esta exclusión se justificó porque dichos proyectos no permiten evaluar la madurez tecnológica ni la viabilidad real de implementación.

- Exclusión por duplicidad o redundancia. Se excluyeron proyectos reportados en múltiples fuentes con información sustancialmente idéntica, conservando únicamente la fuente de mayor profundidad analítica y actualización temporal. Asimismo, se excluyeron proyectos subsidiarios o de escala piloto no representativa dentro de un mismo hub o cluster de hidrógeno, priorizando el proyecto principal o de mayor capacidad.

3.4. Variables de análisis consideradas

Las variables de análisis constituyen las dimensiones medibles mediante las cuales se pretende caracterizar y comparar cada caso de estudio.

3.4.1. Variable 1: Tecnológica

Esta variable caracteriza la ruta tecnológica de producción de hidrógeno y su nivel de madurez dentro de cada proyecto estudiado.

3.4.2. Variable 2: Económica

Esta variable evalúa la viabilidad financiera y los costos asociados a la producción de hidrógeno en cada caso puesto en análisis.

3.4.3. Variable 3: Medioambiental

Esta variable cuantifica el impacto ambiental de la producción de hidrógeno dentro de cada territorio donde se encuentra ubicado el proyecto, determinando si el proyecto a ayudado o empeorado la situación ambiental.

3.4.4. Variable 4: Regulatoria y de política pública

Esta variable evalúa el entorno institucional que facilita o limita el desarrollo del proyecto, identificando primeramente si dentro del país hay alguna estrategia nacional con respecto a la producción de hidrogeno bajo en carbono.

4 Revisión de casos de producción de hidrogeno bajo en carbono a nivel mundial

El hidrógeno limpio ha transitado, en años recientes, de la fase experimental hacia la implementación industrial a escala comercial. Este tránsito no responde a una trayectoria en línea recta o homogénea, sino que se despliega con particularidades técnicas, financieras y regulatorias claramente diferenciadas según el contexto geográfico en el que se desarrolla cada iniciativa. Cada territorio, comprendiendo sus propias condiciones geológicas, hídricas, políticas y de mercado, ha configurado una aproximación particular al vector energético, combinando procesos de electrólisis, sistemas de captura y secuestro de carbono, síntesis de amoníaco y, en algunos casos, gasificación de biomasa, lo cual da lugar a un panorama tecnológico heterogéneo y, en consecuencia, de alto valor analítico.

El presente capítulo pretende examinar, de manera organizada veinticinco casos representativos distribuidos en 5 casos por continente, que ilustren como distintas tecnologías están aportando distintas configuraciones tecnológicas como el almacenamiento geológico en cavernas de sal o la reducción directa de mineral de hierro mediante hidrógeno, a la meta compartida de descarbonizar sectores industriales de difícil abatimiento. Algunos de estos proyectos se encuentran ya en fase de producción comercial, otros atraviesan procesos de estructuración financiera, y un grupo reducido enfrenta, es necesario señalarlo con precisión, pausas operativas o tensiones de orden social que condicionan su viabilidad futura. La caracterización de cada caso se aborda desde cuatro dimensiones analíticas constantes, a saber, la tecnológica, la económica, la ambiental y la regulatoria, lo que permite establecer comparaciones metodológicamente consistentes entre realidades tan distantes entre sí como Namibia y Nueva Zelanda.

Figura 1.

Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en América.

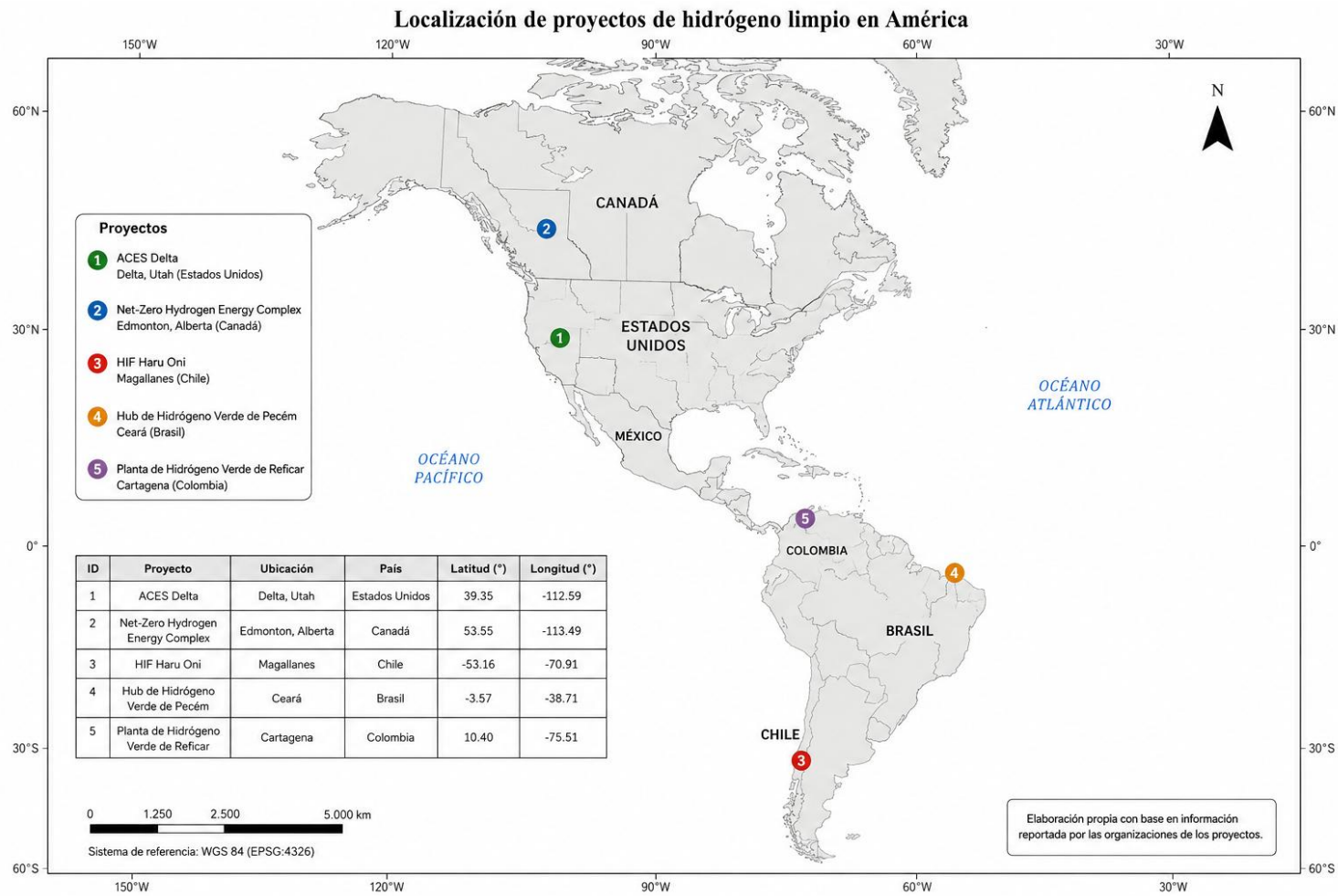


Tabla 2.

Caracterización de cinco proyectos de hidrógeno verde, hidrógeno bajo en carbono y e-combustibles en el continente americano

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y leyes
1. ACES Delta <i>Delta, Utah</i> (Estados Unidos) Hidrógeno verde + almacenamiento estacional en cavernas de sal	Electrolisis a gran escala con bancos de electrolizadores PEM/alcalinos (20-200 MW) alimentados con energía eólica y solar. Almacenamiento geológico natural a través de cavernas de sal profundas (solution-mined) con capacidad superior a 300 GWh para respaldo estacional. Reconversión técnica mediante turbinas de ciclo combinado (IPP Renewed) con mezcla inicial 30 % H ₂ / 70 % gas natural, hacia 100 % H ₂ en 2045. <i>(ACES Delta, s. f.-a, s. f.-b; Black & Veatch, s. f.; Mitsubishi Power Americas, 2022)</i>	La inversión y capital del proyecto es un préstamo de USD 504,4 millones de la Oficina de Programas de Préstamos (LPO) del DOE y USD 650 millones de capital privado (Haddington Ventures / Chevron). Reducción del LCOH: optimización del costo nivelado del hidrógeno vía economías de escala. Aprovechamiento de excedentes: evita pérdidas por vertimiento (curtailment) al convertir el excedente renovable del oeste en combustible químico. <i>(ACES Delta, 2022; Chevron, 2023; Mitsubishi Power Americas, 2022)</i>	Descarbonización de red: sustitución paulatina de generación a carbón y gas fósil en la Gran Cuenca (Great Basin). Baja huella superficial: el almacenamiento subterráneo reduce drásticamente la ocupación territorial. Gestión hídrica: reto del consumo de agua de alta pureza para electrólisis en clima semiárido. <i>(ACES Delta, s. f.-a, s. f.-b)</i>	Marco federal (EE. UU.): Inflation Reduction Act (IRA), Sec. 45V, con crédito fiscal de hasta USD 3,00/kg; Energy Policy Act (EPAct 2005, Título 17 del DOE) y Clean Air Act (CAA). Marco estatal (Utah): Utah Admin Code R647 (minería de solución, DOGM) y Utah Safe Drinking Water Act (programa UIC de la UDEQ para protección de acuíferos). <i>(ACES Delta, 2024; Chevron, 2023)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y leyes
2. Net-Zero Hydrogen Energy Complex <i>Edmonton, Alberta (Canadá)</i> Hidrógeno azul con captura de carbono (Air Products)	Reformado autotérmico (ATR): reemplaza al SMR tradicional y permite una tasa de captura directa de CO ₂ superior al 95 %. CCUS: conexión a red de poliductos para almacenamiento geológico de CO ₂ en Alberta. Cogeneración 100 % H ₂ : unidad térmica de autoconsumo eléctrico que elimina emisiones indirectas. Unidad de licuación: 30 t/día de H ₂ líquido conectadas a un ducto regional de 55 km. <i>(Air Products, 2021, 2024, s. f.)</i>	Estructura de capital: inversión de entre CAD 1.600 y 4.600 millones entre sus fases. Financiamiento público: aporte de CAD 475 millones de los gobiernos federal y provincial (Emissions Reduction Alberta). Acuerdos de compra (offtake): contrato de suministro a largo plazo con Imperial Oil para diésel renovable. Empleo: 2.500 puestos directos e indirectos durante la construcción. <i>(Air Products, 2021; Canadian Energy Centre, 2023; House of Commons Standing Committee on Finance, 2025)</i>	Balance neutro de carbono: compensación del aproximado 5 % residual de emisiones inyectando electricidad limpia excedente a la red de Alberta. Alcance 3 en transporte: sustitución directa de diésel por H ₂ líquido en flotas pesadas. Control de metano: exigencia de control de emisiones fugitivas en el upstream de gas natural. <i>(Air Products, 2021, 2024; House of Commons Standing Committee on Finance, 2025)</i>	Marco federal (Canadá): Clean Hydrogen Investment Tax Credit (CH-ITC, cobertura del 30-50 % del CAPEX), Clean Fuel Regulations (CFR) y Estrategia Nacional de Hidrógeno. Marco provincial (Alberta): regulación TIER para el mercado de carbono y marco de tenencia de almacenamiento geológico de CO ₂ (CCUS Tenure Framework). <i>(Air Products, 2021, 2024; Canadian Energy Centre, 2023; House of Commons Standing Committee on Finance, 2025)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y leyes
3. HIF Haru Oni <i>Magallanes (Chile)</i> Primera planta comercial de e-combustibles del mundo	Parque eólico dedicado: aerogenerador Siemens Gamesa de 3,4 MW con factor de capacidad superior al 70 % en la Patagonia. Electrólisis PEM: electrolizador Siemens Energy alimentado 100 % con energía eólica. Captura directa de aire (DAC): captura de CO ₂ atmosférico (Global Thermostat) y de fuentes biogénicas. Síntesis MTG: conversión catalítica (ExxonMobil) de e-metanol en gasolina sintética de alto octanaje. <i>(HIF Global, s. f.-a, s. f.-b; Porsche, 2022; Siemens Energy, 2022)</i>	Inversión inicial: aproximadamente USD 74 millones para la planta piloto demostrativa. Consorcio multilateral: liderado por HIF Global junto a Porsche AG, Siemens Energy, ExxonMobil, Enel, Enap y Gasco. Subvención internacional: EUR 8,2 millones del Ministerio de Economía de Alemania (BMWK). Comprador único (offtaker): Porsche AG, para pruebas, centros de experiencia y automovilismo deportivo. <i>(HIF Global, s.f.-a; Porsche, 2022; Siemens Energy, 2022)</i>	Combustible drop-in neutro: el CO ₂ emitido por el motor equivale al CO ₂ previamente capturado de la atmósfera. Desalación de agua de mar: evita el consumo de acuíferos continentales de agua dulce. Sin impurezas fósiles: gasolina sintética libre de azufre y de compuestos aromáticos complejos. <i>(HIF Global, s. f.-a, s. f.-b; Porsche, 2022; Siemens Energy, 2022)</i>	Marco nacional (Chile): Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (2020) y aprobación ambiental mediante Declaración de Impacto Ambiental (DIA) en el SEIA. Marco internacional (UE): exención de los e-fuels en la prohibición de motores de combustión al 2035 y criterios de sostenibilidad RFNBO de la Directiva RED II/III. <i>(HIF Global, s. f.-a, s. f.-b; Porsche, 2022; Siemens Energy, 2022)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y leyes
4. Hub de Hidrógeno Verde de Pecém <i>Ceará (Brasil)</i> Complejo industrial y portuario orientado a la exportación	Electrólisis a escala GW: proyección superior a 6 GW de capacidad instalada de electrólisis al 2030. Matriz renovable integrada: parques eólicos onshore y offshore y plantas solares fotovoltaicas del Nordeste brasileño. Síntesis de amoniaco verde: reactores Haber-Bosch que facilitan el transporte marítimo del vector energético. Infraestructura compartida: hidrodutos, redes de salmuera y terminales de carga criogénica de uso común. <i>(Complexo do Pecém, 2021, 2022)</i>	Gobernanza (joint venture): propiedad compartida entre el Estado de Ceará (51 %) y el Puerto de Róterdam (49 %). Inversión proyectada: más de 30 memorandos de entendimiento (MoU) firmados, que superan los USD 30.000 millones. Bajo LCOH: costo estimado de producción entre USD 1,50 y 2,00 por kg de H ₂ hacia 2030. Zona franca (ZPE): exenciones tributarias especiales a la exportación. <i>(Complexo do Pecém, 2021, 2022)</i>	Desalación y reutilización: uso de agua de mar desalinizada por ósmosis inversa para resguardar el recurso hídrico potable. Corredor de exportación verde: suministro directo a la industria siderúrgica y química europea. Planificación industrial: zonificación ambiental unificada en la ZPE para minimizar la fragmentación de hábitats. <i>(Complexo do Pecém, 2021, 2022)</i>	Marco nacional y estatal (Brasil): Lei do Hidrogênio Verde (Ley N.º 14.948/2024, régimen REHIDRO), Estrategia Estatal de Ceará e incentivos de la ZPE. Marco internacional (UE): cumplimiento del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM) y certificación de adicionalidad RFNBO según la Directiva RED II/III. <i>(Complexo do Pecém, 2021, 2022)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y leyes
5. Planta de Hidrógeno Verde de Reficar Cartagena (Colombia) Piloto de Ecopetrol integrado a la refinería	Electrólisis PEM piloto: electrolizador de 50 kW (Eneco Tech / Dalenys). Alimentación solar fotovoltaica: arreglo dedicado de 270 paneles solares dentro del complejo. Uso industrial directo: inyección del H ₂ verde (aproximado 20 kg/día) en los procesos de hidrotratamiento para remoción de azufre en diésel y gasolina. (Ecopetrol, 2022; Ministerio de Minas y Energía [MME], 2022)	Inversión piloto: aproximadamente USD 1,3 millones orientados al aprendizaje operativo y tecnológico. Sustitución de insumos: reemplazo paulatino de H ₂ gris para reducir la exposición a la volatilidad del precio del gas natural. Eje industrial Caribe: configuración del hub Mamonal-Cartagena como nodo de producción y exportación intermodal. (Ecopetrol, 2022; MME, 2022)	Mitigación directa de GEI: reducción de 14 a 15 toneladas anuales de CO ₂ eq en la fase piloto. Combustibles de alta calidad: diésel con menos de 10 ppm de azufre, con disminución de SO ₂ y material particulado vehicular. Aprovechamiento de aguas: integración con la planta de tratamiento de agua industrial de Reficar. (Ecopetrol, 2022; MME, 2022)	Marco nacional (Colombia): Ley de Transición Energética (Ley 2099 de 2021: deducción de renta del 50 %, exención de IVA y depreciación acelerada), Hoja de Ruta del Hidrógeno (2021) y Decreto 1476 de 2022. Licenciamiento: supervisión del Plan de Manejo Ambiental ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). (Ecopetrol, 2022; MME, 2022)

Nota: LCOH = costo nivelado del hidrógeno; CCUS = captura, uso y almacenamiento de carbono; ATR = reformado autotérmico; PEM = membrana de intercambio protónico; DAC = captura directa de aire; MTG = methanol-to-gasoline; RFNBO = combustibles renovables de origen no biológico; ZPE = zona de procesamiento de exportaciones; GEI = gases de efecto invernadero.

Figura 2.

Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en Asia.

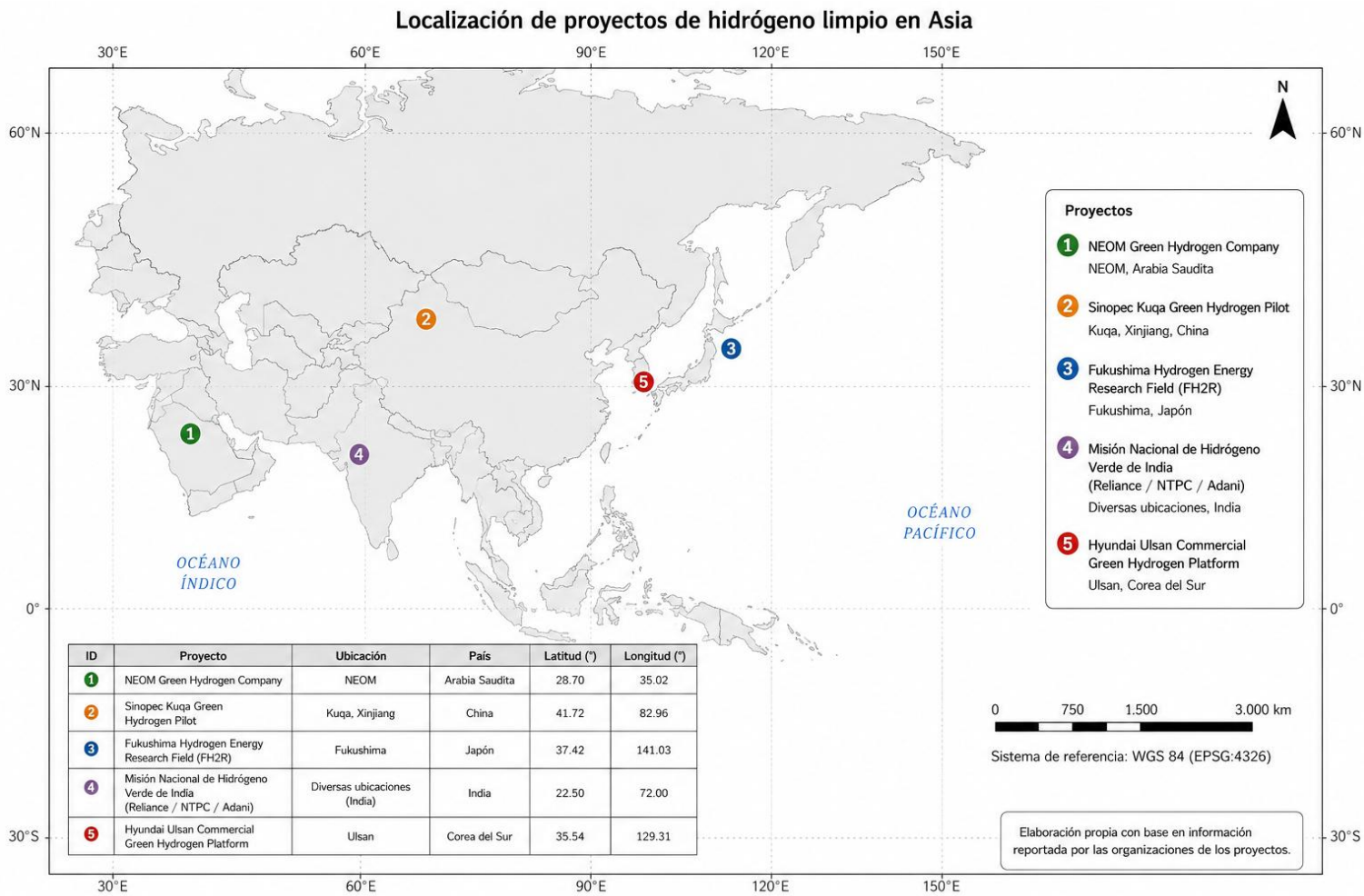


Tabla 3.

Caracterización de cinco proyectos e iniciativas de hidrógeno verde en el continente asiático.

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y político
1. NEOM Green Hydrogen Company (NGHC) <i>Oxagon, NEOM (Arabia Saudita)</i> Mayor complejo de hidrógeno verde a escala comercial del mundo; exportación vía amoníaco	Generación renovable dedicada: 4 GW fuera de la red nacional, con aproximadamente 2,2 GW fotovoltaicos (más de 5,6 millones de paneles) y aproximadamente 1,6 GW eólicos en tierra (257 turbinas). Electrólisis alcalina avanzada: planta de 2 GW suministrada por thyssenkrupp nucera, con capacidad de hasta 600 t/día de hidrógeno verde, más desalinización de agua de mar. ASU y síntesis de amoníaco: unidad de separación de aire de Air Products y bucle de síntesis de Topsoe para producir 1,2 millones de t/año de NH ₃ verde. Logística y cracking: muelle exclusivo de exportación en Oxagon y reconversión de amoníaco en los puertos de destino para liberar H ₂ puro. <i>(Air Products, s. f.; NEOM Green Hydrogen Company [NGHC], s. f.)</i>	Inversión total: aproximadamente USD 8.400 millones en la empresa conjunta constituida en partes iguales por ACWA Power, Air Products y NEOM. Estructura financiera: project finance sin recurso por USD 6.100 millones con participación de más de 20 bancos locales e internacionales. Offtake a 30 años: Air Products actúa como contratista EPC, integrador y comprador único del 100 % de la producción, lo que elimina el riesgo de demanda. LCOE competitivo: el bajo costo del kWh solar y eólico regional sitúa el costo unitario entre los más bajos del mercado mundial. <i>(Air Products, s. f.; NGHC, s. f.)</i>	Descarbonización global: mitigación estimada de 5 millones de t de CO ₂ al año al sustituir combustibles fósiles en sectores hard-to-abate. Gestión hídrica: extracción sustancial de agua de mar desalinizada; el rechazo de salmuera y su impacto en ecosistemas marinos exige altos estándares de protección. Huella cero emisiones: toda la energía motriz y térmica proviene de fuentes renovables dedicadas, garantizando la clasificación estricta de hidrógeno verde. <i>(Air Products, s. f.; NGHC, s. f.)</i>	Saudi Vision 2030: pilar de la diversificación económica saudí para pasar de exportador de petróleo a líder mundial de exportación de energía limpia. Certificación de origen: cumplimiento de las directivas RED II y RED III de la UE y de normativas asiáticas sobre adicionalidad y huella de carbono, requisito para acceder a incentivos en destino. Geopolítica de la transición: posiciona al Golfo Pérsico como actor dominante de las nuevas cadenas globales de suministro de energía limpia. <i>(Air Products, s. f.; NGHC, s. f.)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y político
2. Sinopec Xinjiang Kuqa Green Hydrogen Pilot <i>Kuqa, Xinjiang (China)</i> Primer proyecto fotovoltaico de hidrógeno verde de clase 10.000 t de China	Central fotovoltaica dedicada: 300 MW instalados con una generación estimada de 618 millones de kWh anuales aprovechando la irradiación de Xinjiang. Electrólisis alcalina (AWE): planta de electrólisis de agua con capacidad nominal de 20.000 t anuales de hidrógeno verde. Almacenamiento y transporte: tanques esféricos de 210.000 m ³ estándar y red de tuberías con flujo de 28.000 m ³ estándar por hora. Uso final (downstream): sustitución directa de hidrógeno gris en la refinería Sinopec Tahe Refining & Chemical. <i>(Sinopec, 2023a, 2023b)</i>	Inversión: aproximadamente 3.000 millones de yuanes (unos USD 470 millones). Offtaker interno: Sinopec es simultáneamente productor y consumidor final en su propia filial, lo que elimina el riesgo comercial de demanda. CAPEX frente a rendimiento: capital competitivo por la manufactura local, aunque el LCOH se ve presionado por los desafíos de eficiencia a carga parcial (operación cercana al 20 % de la capacidad nominal en 2023). <i>(Sinopec, 2023a, 2023b)</i>	Descarbonización de la refinación: reducción estimada de 485.000 t de CO ₂ al año al desplazar la electricidad y el gas natural usados en la producción de hidrógeno. Paradoja de aplicación: emplea un vector totalmente limpio para facilitar el procesamiento de combustibles fósiles, enfoque pragmático de transición en industrias hard-to-abate. <i>(Sinopec, 2023a, 2023b)</i>	Metas del “doble carbono”: respuesta directa a la política estatal china de alcanzar el pico de emisiones antes de 2030 y la neutralidad de carbono en 2060. Rol de las empresas estatales: Sinopec asume el riesgo tecnológico como brazo ejecutor del Estado y absorbe costos de aprendizaje que el sector privado evitaría. Soberanía tecnológica: localización de los equipos principales y materiales críticos, junto con la solución de cuellos de botella de producción flexible ante fluctuación renovable. <i>(Sinopec, 2023a, 2023b)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y político
3. Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) <i>Namie, Fukushima (Japón)</i> Planta piloto de demostración Power-to-Gas para balanceo de red	Planta fotovoltaica e interconexión: 20 MW sobre 180.000 m ² con conexión bidireccional a la red de Tohoku para absorber excedentes no gestionables. Electrólisis de 10 MW: unidad desarrollada por Toshiba, la mayor de su tipo alimentada por renovables al momento de su inauguración, con hasta 2.000 m ³ de H ₂ por hora (aproximadamente 1.200 t anuales). Control dinámico Power-to-Gas: sistema que predice la demanda de la red y ajusta la tasa de electrólisis en tiempo real para regulación de frecuencia sin degradar el electrolizador. Midstream y distribución: compresión y almacenamiento en tanques de alta presión, con logística en camiones y contenedores a cargo de Iwatani para estaciones FCEV y calderas industriales. <i>(NEDO, 2020; Toshiba Energy Systems & Solutions, 2020)</i>	Financiación pública de I+D: subvencionado casi en su totalidad por el gobierno central japonés a través de NEDO. Servicios de red como ingreso: explora un modelo en el que la planta cobra por servicios complementarios de ajuste (ancillary services) además de la venta de la molécula de H ₂ . Subsidio a la demanda inicial: el mercado de movilidad de celda de combustible aún incipiente obliga a apoyo público en compresión y transporte para competir con los fósiles. <i>(Ministry of Economy, Trade and Industry [METI], 2023; NEDO, 2020)</i>	Energía cero emisiones: elimina las emisiones de carbono al operar con electricidad fotovoltaica propia y renovable certificada de la red. Evita el vertimiento: transforma el exceso de generación eléctrica en almacenamiento químico de largo plazo en lugar de desperdiciarlo (curtailment). <i>(NEDO, 2020)</i>	Estrategia Básica de Hidrógeno: alineado con las metas del METI para posicionar a Japón como “Sociedad del Hidrógeno” pionera. Reconstrucción de Fukushima: componente identitario de revitalización de la zona afectada por el accidente nuclear de 2011, convertida en centro de innovación en energías limpias. Seguridad de gas a alta presión: cumplimiento de la High Pressure Gas Safety Act para almacenamiento y transporte vial de hidrógeno. <i>(METI, 2023; NEDO, 2020)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y político
4. Misión Nacional de Hidrógeno Verde (NGHM) <i>India (Reliance, Adani y NTPC)</i> Política pública nacional con hubs regionales y parques integrados	Renovables a gran escala: proyección de aproximadamente 125 GW de capacidad dedicada exclusivamente a hidrógeno hacia 2030, con giga-factorías de Reliance en Jamnagar y parques híbridos de Adani en Khavda (Gujarat). Fabricación local de electrolizadores: promoción de tecnologías alcalina y PEM subvencionadas por el programa SIGHT para reducir la dependencia de cadenas de suministro externas. Vectores químicos: conversión a amoníaco y metanol verdes para almacenamiento, transporte marítimo y exportación. Aplicaciones downstream: refinación, fertilizantes, acero verde y pilotos de NTPC en movilidad FCEV y mezcla de H ₂ en redes de gas natural. <i>(Adani New Industries Ltd. [ANIL], 2023; Ministry of New and Renewable Energy [MNRE], 2023; NTPC Limited, 2023; Reliance Industries Limited [RIL], 2023)</i>	Presupuesto público: 19.744 millones de rupias (aprox. USD 2.400 millones) como asignación inicial de la misión. Programa SIGHT: 17.490 millones de rupias en incentivos divididos en manufactura local de electrolizadores y producción por kg de H ₂ verde. Meta de LCOH: costo objetivo inferior a USD 1,50-2,00 por kg gracias a los bajísimos costos de instalación solar. Inversión y sustitución: expectativa de más de USD 100.000 millones en inversión total y reducción de importaciones fósiles superior a 1 lakh crore de rupias para 2030. <i>(MNRE, 2023; NITI Aayog, 2022)</i>	Mitigación masiva: reducción proyectada de cerca de 50 millones de t de emisiones anuales de GEI hacia 2030. Estrés hídrico: la localización de megaproyectos en regiones áridas como Gujarat y Rajasthan convierte la desalinización y su impacto en costas y acuíferos en un reto crítico. Estándar nacional: definición de hidrógeno verde con límite de 2 kg de CO ₂ eq por kg de H ₂ producido, promediado en 12 meses. <i>(MNRE, 2023; NITI Aayog, 2022)</i>	Exención de tarifas ISTS: exoneración de cargos de transmisión interestatal durante 25 años para proyectos renovables destinados a hidrógeno verde. Mandatos de consumo (RFO): regulaciones propuestas para imponer porcentajes mínimos de consumo de H ₂ /NH ₃ verde en fertilizantes, refinerías y siderurgia. Autonomía energética: vinculación con la agenda Aatmanirbhar Bharat para reducir la vulnerabilidad ante la volatilidad de los hidrocarburos importados. <i>(MNRE, 2023; NITI Aayog, 2022)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y político
5. Hyundai Ulsan Commercial Green Hydrogen Platform (HTWO) <i>Ulsan (Corea del Sur)</i> Manufactura de electrolizadores PEM y pilas de combustible	Electrolizadores PEM: primera línea de producción masiva de electrolizadores de membrana de intercambio protónico de Corea del Sur, con localización nacional cercana al 90 % en la fabricación de stacks. Pilas de combustible: capacidad proyectada de 30.000 sistemas anuales, con mejoras sustanciales en densidad de potencia y durabilidad estructural. Manufactura avanzada: robótica de asistencia al operario, automatización de procesos y monitoreo predictivo de riesgos de seguridad operacional. Ecosistema multimodal: suministro a vehículos de pasajeros (NEXO), camiones pesados (XCIENT), autobuses, maquinaria de construcción y embarcaciones. <i>(Hyundai Motor Group, 2025; Korea Certification, 2025)</i>	Capital privado: inversión de 930.000 millones de KRW (aprox. EUR 558 millones) financiada por el grupo Hyundai dentro de su estrategia HTWO. Economías de escala: la cota de 30.000 unidades anuales busca abaratar el costo unitario hasta alcanzar paridad frente a motores diésel pesados. Diversificación de clientes: acuerdos de suministro externo (MoU con fabricantes como KGM Commercial y operadores de transporte) para asegurar volumen de demanda. <i>(Construction News Ireland, 2025; Hyundai Motor Group, 2025)</i>	Reconversión industrial: reutilización de los terrenos de una antigua planta de transmisiones de combustión interna, reduciendo la ocupación de suelo nuevo (brownfield retooling). Transición cero emisiones: sustitución de manufactura pesada tradicional por producción de sistemas de energía sin emisiones. Electrólisis de alta pureza: los electrolizadores PEM generan hidrógeno limpio sin emisiones secundarias ni residuos contaminantes. <i>(Hyundai Motor Group, 2025)</i>	Plan Maestro de Economía del Hidrógeno: alineación con las metas del gobierno surcoreano para liderar la movilidad y los sistemas de energía de celda de combustible. Certificación KGS: cumplimiento de los estándares de seguridad e inspección de la Korea Gas Safety Corporation para equipos de hidrógeno a alta presión. Ulsan Hydrogen City: coordinación con el gobierno municipal para interconectar la fábrica con la red urbana de tuberías de hidrógeno y los puertos comerciales. <i>(Hyundai Motor Group, 2025; Korea Certification, 2025)</i>

Nota: ASU = unidad de separación de aire; AWE = electrólisis alcalina de agua; PEM = membrana de intercambio protónico; FCEV = vehículo eléctrico de celda de combustible; LCOH = costo nivelado del hidrógeno; LCOE = costo nivelado de la energía; EPC =

ingeniería, aprovisionamiento y construcción; ISTS = sistema de transmisión interestatal; SIGHT = Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition; RFO = obligación de consumo renovable; GEI = gases de efecto invernadero

Figura 3.

Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en Africa.

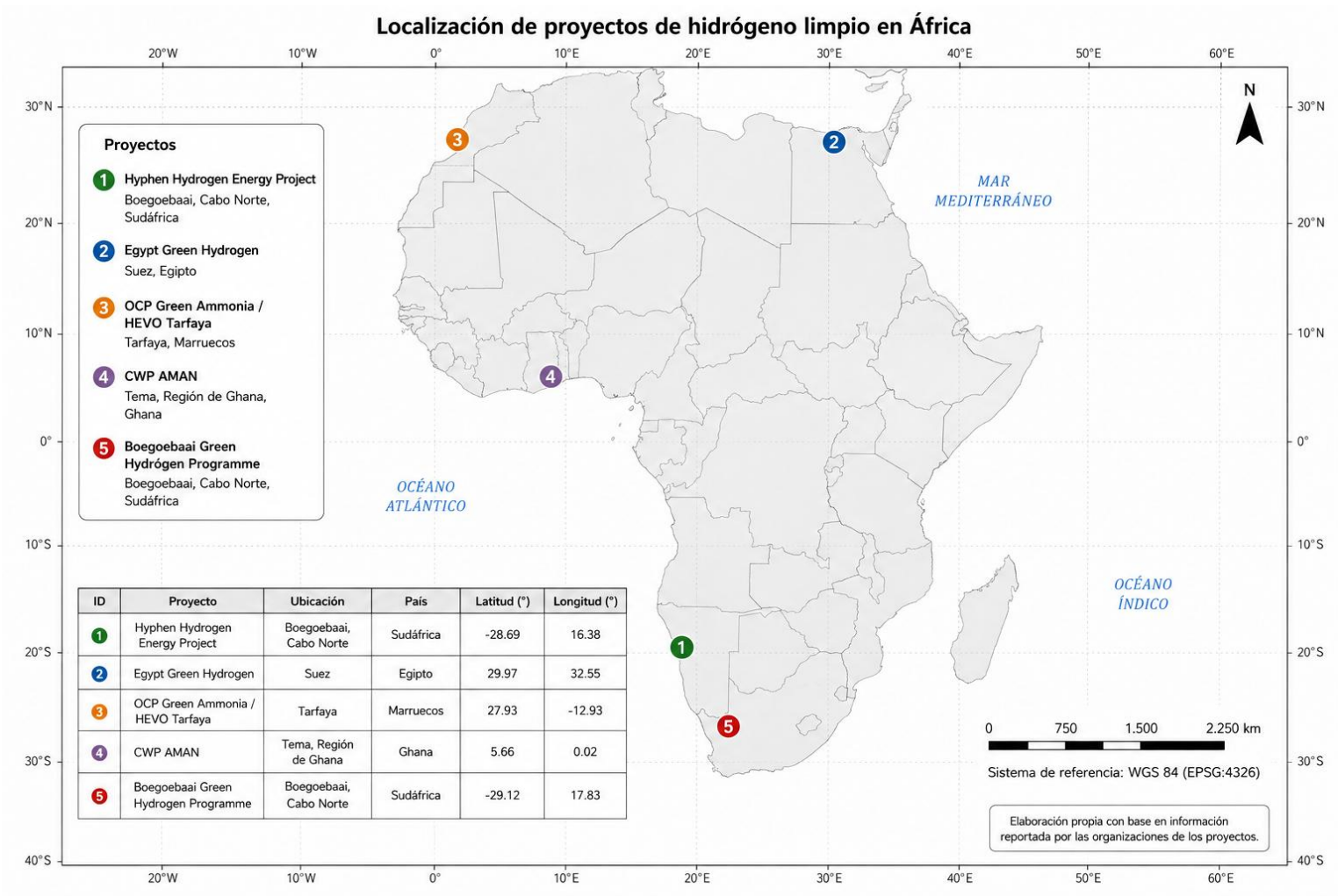


Tabla 4.

Caracterización de cinco proyectos e iniciativas de hidrógeno verde en el continente africano.

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
1. Hyphen Hydrogen Energy Project <i>Parque Nacional Tsau //Khaeb, Lüderitz (Namibia)</i> Megaproyecto integrado de hidrógeno y amoníaco verde para exportación	Generación renovable híbrida: aproximadamente 5 GW combinados de parques eólicos terrestres y plantas fotovoltaicas, aprovechando una de las mejores radiaciones y vientos constantes del planeta. Desalinización: planta de ósmosis inversa en la península de Lüderitz que produce agua ultrapura sin presionar las fuentes de agua dulce locales. Electrólisis a gran escala: capacidad agregada de aproximadamente 3 GW (1,5 GW en la Fase 1) con tecnología PEM o alcalina. Síntesis Haber-Bosch: unidades de separación de aire y reactores de amoníaco líquido, vector más eficiente para el transporte marítimo que el H ₂ gaseoso o criogénico. Infraestructura común (CUI): ductos de hidrógeno, agua y salmuera, líneas de alta tensión, almacenamiento masivo y expansión del puerto de Lüderitz. <i>(Hyphen Hydrogen Energy, s. f.; Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos [OCDE], 2023a)</i>	Escala de la inversión: aproximadamente USD 10.000 millones, cifra cercana a la totalidad del PIB anual de Namibia, lo que convierte al proyecto en un motor macroeconómico crítico. Propiedad y capital: desarrollado por Hyphen (consorcio entre Nicholas Holdings y ENERTRAG); el Gobierno de Namibia tiene una opción de participación accionaria del 24 % vía el fondo soberano Welwitschia. Orientación exportadora: 1 Mtpa de amoníaco verde en la Fase 1 (hacia 2028) y 2 Mtpa en la Fase 2 (hacia 2030), destinados a Europa -en especial Alemania- y Asia. Desarrollo socioeconómico (SED): compromisos de contratación y capacitación local, más suministro de excedentes de energía a la red nacional y agua potable a Lüderitz y Aus. <i>(Hyphen Hydrogen Energy, s. f.; OCDE, 2023a)</i>	Ubicación sensible: el área de concesión (aproximadamente 4.000 km ²) está dentro del Parque Nacional Tsau //Khaeb, hotspot de biodiversidad del bioma del Karoo Suculento con flora y fauna endémica frágil. Impacto marino y costero: la captación de agua de mar, la descarga de salmuera y la expansión portuaria cerca de las Áreas Marinas Protegidas de las Islas de Namibia amenazan ecosistemas marinos y avifauna. Beneficio climático global: reducción sustancial de emisiones al sustituir amoníaco fósil en fertilizantes e industria química. Proceso ESIA: evaluación ambiental y social dirigida por la consultora SLR, con zonificación rigurosa y planes de mitigación en las zonas de mayor valor biológico. <i>(Hyphen Hydrogen Energy, s. f.; OCDE, 2023a)</i>	Acuerdo FIA (2023): acuerdo de factibilidad e implementación firmado en mayo de 2023 entre el Gobierno de Namibia e Hyphen, con concesión a 40 años y marcos operativos, fiscales y territoriales. Synthetic Fuels Act: ley específica en elaboración para regular producción, seguridad, régimen tributario y licencias de exportación de combustibles sintéticos. Certificación internacional: cumplimiento de RED II y RED III de la UE para RFNBO, acreditando trazabilidad de cero emisiones. <i>(Hyphen Hydrogen Energy, s. f.; OCDE, 2023a)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
2. Estrategia y hub de hidrógeno verde de Egipto <i>Zona Económica del Canal de Suez, SCZONE (Egipto)</i> Nodo de exportación y bunkering verde entre Europa, África y Medio Oriente	Generación renovable: parques solares y eólicos masivos en el Golfo de Suez, desierto occidental y Sinaí (proyecto EDF/Zero Waste de 420 km² cerca de Ras Shukeir y megaproyecto solar de 3,1 GW en el sur del Sinaí). Electrólisis PEM y alcalina: proyecto pionero Egypt Green Hydrogen (100 MW en Ain Sokhna, de Fertiglobe, Scatec y el Fondo Soberano de Egipto), con planes de hasta 27 GW de electrólisis hacia 2030. Derivados y bunkering: síntesis Haber-Bosch de amoníaco renovable para transporte marítimo y suministro de combustible limpio a los buques que cruzan el Canal de Suez. Desalinización dedicada: plantas de ósmosis inversa que abastecen los electrolizadores sin impactar la cuenca del Nilo, mitigando la escasez hídrica del país. <i>(Green Hydrogen Organisation [GH2], s. f.; Sovereign Fund of Egypt [TSFE], s. f.)</i>	Ventaja geoestratégica: el Canal de Suez moviliza cerca del 12 % del comercio marítimo mundial, lo que habilita el mercado de combustible marino verde y bajos costos de flete hacia Europa. Inversión extranjera: más de 20 acuerdos marco y MoU con Scatec, BP, EDF Renewables, Masdar, TAQA Arabia, Voltalia y DEME; se estiman entre USD 10.000 y 22.000 millones necesarios para 2030. Contratos de offtake: acuerdo de Fertiglobe con el programa alemán H2Global (EUR 397 millones para suministrar amoníaco verde a Europa entre 2027 y 2033) y contratos con Yara Clean Ammonia. Financiamiento concesional: participación del Fondo Soberano de Egipto (TSFE) junto a créditos de BERD, BEI y Banco Mundial, y fondos del pacto mediterráneo con la UE. <i>(GH2, s. f.; TSFE, s. f.)</i>	Agua y salmuera: por el elevado estrés hídrico, los proyectos dependen exclusivamente de desalinización; la disposición de salmuera concentrada es crítica para los ecosistemas del Mar Rojo y el Mediterráneo. Descarbonización marítima e industrial: sustitución de combustibles marinos pesados en el tránsito del canal y suministro de insumos limpios a fertilizantes y siderurgia local. Uso del suelo: vastas extensiones desérticas que exigen evaluaciones de impacto sobre biodiversidad endémica y corredores de aves migratorias. <i>(GH2, s. f.; TSFE, s. f.)</i>	Ley N.º 2 de 2024: incentivos al hidrógeno verde con crédito fiscal del 33 % al 55 % sobre ingresos, IVA del 0 % para exportaciones y maquinaria, y reducciones del 25 % al 30 % en tarifas portuarias y usufructo de suelo industrial. Gobernanza centralizada: Consejo Nacional para el Hidrógeno Verde y sus Derivados (2023), presidido por el Gabinete de Ministros, para agilizar licencias y coordinar ministerios. Alineación con la UE: certificación ISCC PLUS y actos delegados de RED II/RED III sobre emisiones de ciclo de vida, requisito de exportabilidad al mercado europeo. <i>(GH2, s. f.; TSFE, s. f.)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
3. OCP Green Ammonia / HEVO Tarfaya <i>Tarfaya (Marruecos)</i> Descarbonización de la mayor industria mundial de fertilizantes	Parque renovable dedicado: complejo eólico y solar de aproximadamente 3,8 GW (2,6 GW eólicos y 1,2 GW solares) en la costa atlántica del sur de Marruecos. Desalinización: ósmosis inversa con capacidad de hasta 60 millones de m ³ anuales, que alimenta la electrólisis sin afectar fuentes hídricas continentales. Electrólisis masiva y HEVO: módulos PEM/alcalinos de gran escala, más la tecnología HEVO de Fusion Fuel, que miniaturiza electrolizadores PEM acoplados a paneles de concentración fotovoltaica (CPV). Síntesis Haber-Bosch renovable: reactores acoplados a unidades de separación de aire (ASU) que capturan nitrógeno atmosférico para producir amoníaco verde. <i>(Ammonia Energy Association, 2023; Global Forum on Sustainable Energy [GFSE], 2021, 2024)</i>	Sustitución de importaciones: OCP gastaba cerca de USD 2.000 millones anuales en amoníaco gris derivado de gas natural; la producción local la protege de la volatilidad del precio del gas. Plan de inversión verde: Tarfaya forma parte del programa de USD 13.000 millones de OCP, con aproximadamente USD 7.000 millones asignados al complejo. Escalamiento modular: 200.000 t anuales de amoníaco verde hacia 2026, 1 millón de t para 2027 y 3 millones de t anuales para 2032. Exportaciones estratégicas: el proyecto paralelo HEVO Ammonia Morocco (aproximadamente USD 850 millones) busca colocar excedentes en mercados europeos como Alemania a través de comercializadores como Vitol. <i>(Ammonia Energy Association, 2023; GFSE, 2021, 2024)</i>	Desalinización con licencia social: ante sequías recurrentes, OCP sobredimensiona sus plantas desalinizadoras para suministrar agua potable y de riego a municipios vecinos como Tarfaya y Laayoune. Gestión de salmuera: la descarga marina exige estudios rigurosos de dispersión para proteger los ecosistemas pesqueros del Atlántico sur. Descarbonización de fertilizantes: evita millones de toneladas de CO ₂ asociadas a la producción de amoníaco por reformado de metano con vapor. <i>(Ammonia Energy Association, 2023; GFSE, 2024; RES4Africa Foundation, 2022)</i>	Hoja de ruta nacional: la política marroquí fija marcos de integración industrial local, facilitación de tierras públicas y priorización de la economía del hidrógeno. Offre Maroc: mecanismo estatal que coordina la asignación de suelo público, incentivos fiscales y conexión a infraestructura portuaria e industrial para macroproyectos. Cluster GreenH2: ente público-privado del Ministerio de Transición Energética que articula estándares, permisos ambientales y certificaciones RED II/RED III para exportar a la UE. <i>(Ashurst, 2023; GFSE, 2024; RES4Africa Foundation, 2022)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
4. Proyecto AMAN (CWP Global) <i>Norte de Mauritania</i> Ecosistema industrial autosuficiente escala multigigavatio	Generación híbrida: 30 GW planificados (18 GW eólicos y 12 GW solares) en el Sahara mauritano. Electrólisis masiva: capacidad agregada de 15 GW con tecnología PEM y/o alcalina. Desalinización: plantas de ósmosis inversa en la costa atlántica que evitan el uso de acuíferos locales. Síntesis y almacenamiento: módulos Haber-Bosch acoplados a ASU para producir aproximadamente 10 millones de toneladas anuales de amoníaco verde de transporte criogénico. Infraestructura de exportación: ductos, tanques criogénicos, líneas de alta tensión y terminales portuarias dedicadas. <i>(CWP Global, 2021, s. f.; OCDE, 2023b)</i>	Magnitud del CAPEX: costo total estimado de USD 40.000 millones, cerca de cuatro veces el PIB de Mauritania. Impacto macroeconómico: podría incrementar el PIB nacional entre 40 % y 50 % en la década de 2030 mediante ingresos de exportación y diversificación industrial. Empleo y contenido local: miles de empleos directos e indirectos y oportunidades para proveedores locales e infraestructura secundaria, como agua potable comunitaria. Financiamiento multilateral: dependencia de esquemas de blended finance, garantías de crédito a la exportación y banca multilateral, dada la calificación soberana del país. <i>(CWP Global, 2021; OCDE, 2023b)</i>	Uso del suelo desértico: concesión de aproximadamente 8.500 km ² en zonas áridas, lo que reduce conflictos con áreas agrícolas o densamente pobladas. Recursos hídricos: uso exclusivo de agua de mar desalinizada, con la descarga de salmuera como principal aspecto a gestionar. Descarbonización global: evitaría decenas de millones de toneladas de CO ₂ al año al sustituir amoníaco fósil en sectores hard-to-abate. Estudios EIAS: evaluación de corredores de aves migratorias en la costa atlántica, en particular el Parque Nacional del Banco de Arguin. <i>(CWP Global, 2021; OCDE, 2023b)</i>	Acuerdo marco (FWA): firmado entre CWP Global y el Gobierno de Mauritania en 2021-2022, fija bases legales, acceso al suelo y estabilidad fiscal. Estrategia nacional: marco de políticas y código de energía renovable para posicionar al país como principal nodo de hidrógeno verde de África Occidental. Certificación internacional: alineación con los actos delegados RED II/RED III de la UE y el estándar de la Green Hydrogen Organisation (GH2). <i>(CWP Global, 2021; OCDE, 2023b)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
5. Boegoebaai Green Hydrogen Programme <i>Richtersveld, Cabo Norte (Sudáfrica)</i> Hub greenfield de exportación liderado por Sasol, NCEDA y Transnet	Parques renovables con BESS: hasta 10 GW proyectados de eólica y solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías. Electrólisis a gran escala: 5 GW de electrolizadores PEM y alcalinos para producir unas 400.000 t anuales de hidrógeno verde. Amoníaco y almacenamiento criogénico: unidades ASU y reactores Haber-Bosch, con tanques especiales previos a la exportación. Desalinización: ósmosis inversa dedicada que evita presionar las frágiles reservas subterráneas del desierto de Namaqualand. Puerto y corredor ferroviario: construcción desde cero de un puerto de aguas profundas con muelles de amoníaco y una línea férrea de conectividad regional. <i>(Corporate Europe Observatory, 2024; Global Africa Network, 2024)</i>	Inversión y empleo: requiere miles de millones de dólares; se proyectan aproximadamente 6.000 empleos permanentes y más de 50.000 temporales durante la construcción. Orientación exportadora: el Puerto de Róterdam firmó un memorando de acuerdo para actuar como agregador de demanda y puerta de entrada del amoníaco sudafricano a Europa. Pivote estratégico de Sasol: aprovecha su experiencia en síntesis Fischer-Tropsch para migrar del carbón y el gas hacia combustibles sintéticos verdes (Power-to-X). Capital multilateral: busca apoyarse en financiación concesional vinculada a la Transición Energética Justa (JETP) de Sudáfrica. <i>(Corporate Europe Observatory, 2024; Global Africa Network, 2024; Sasol, 2023)</i>	Evaluación Ambiental Estratégica: el CSIR inició una EAE detallada para mapear los impactos acumulativos del complejo. Bioma del Karoo Suculento: la flora endémica adaptada a la aridez enfrenta riesgos directos de fragmentación de hábitat por paneles, turbinas y líneas de transmisión. Riesgos marinos y costeros: la descarga de salmuera hipersalina y el dragado portuario afectan zonas de pesca artesanal y ecosistemas de la costa oeste. <i>(Corporate Europe Observatory, 2024)</i>	Proyecto Estratégico Integrado (SIP): declarado SIP por el Gobierno sudafricano en diciembre de 2022, con prioridad nacional y licenciamiento acelerado. Zona Económica Especial (SEZ): enmarcado en el Northern Cape Green Hydrogen Masterplan, con régimen tributario, aduanero y de suelo preferencial. Tensiones sociales y derechos indígenas: el territorio pertenece ancestralmente al pueblo Nama; líderes comunitarios y ONG denuncian la falta de consentimiento libre, previo e informado y riesgos para la pesca tradicional, calificándolo de “colonialismo verde”. <i>(Corporate Europe Observatory, 2024; Global Africa Network, 2024; Sasol, 2023)</i>

Nota: ASU = unidad de separación de aire; PEM = membrana de intercambio protónico; RO = ósmosis inversa; BESS = sistema de almacenamiento en baterías; CPV = concentración fotovoltaica; CUI = infraestructura común y de uso compartido; ESIA/EIAS = evaluación de impacto ambiental y social; EAE = evaluación ambiental estratégica; RFNBO = combustibles renovables de origen no

biológico; SED = desarrollo socioeconómico; SEZ = zona económica especial; SIP = proyecto estratégico integrado; Mtpa = millones de toneladas anuales; CAPEX = gasto de capital.

Figura 4.

Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en Europa.

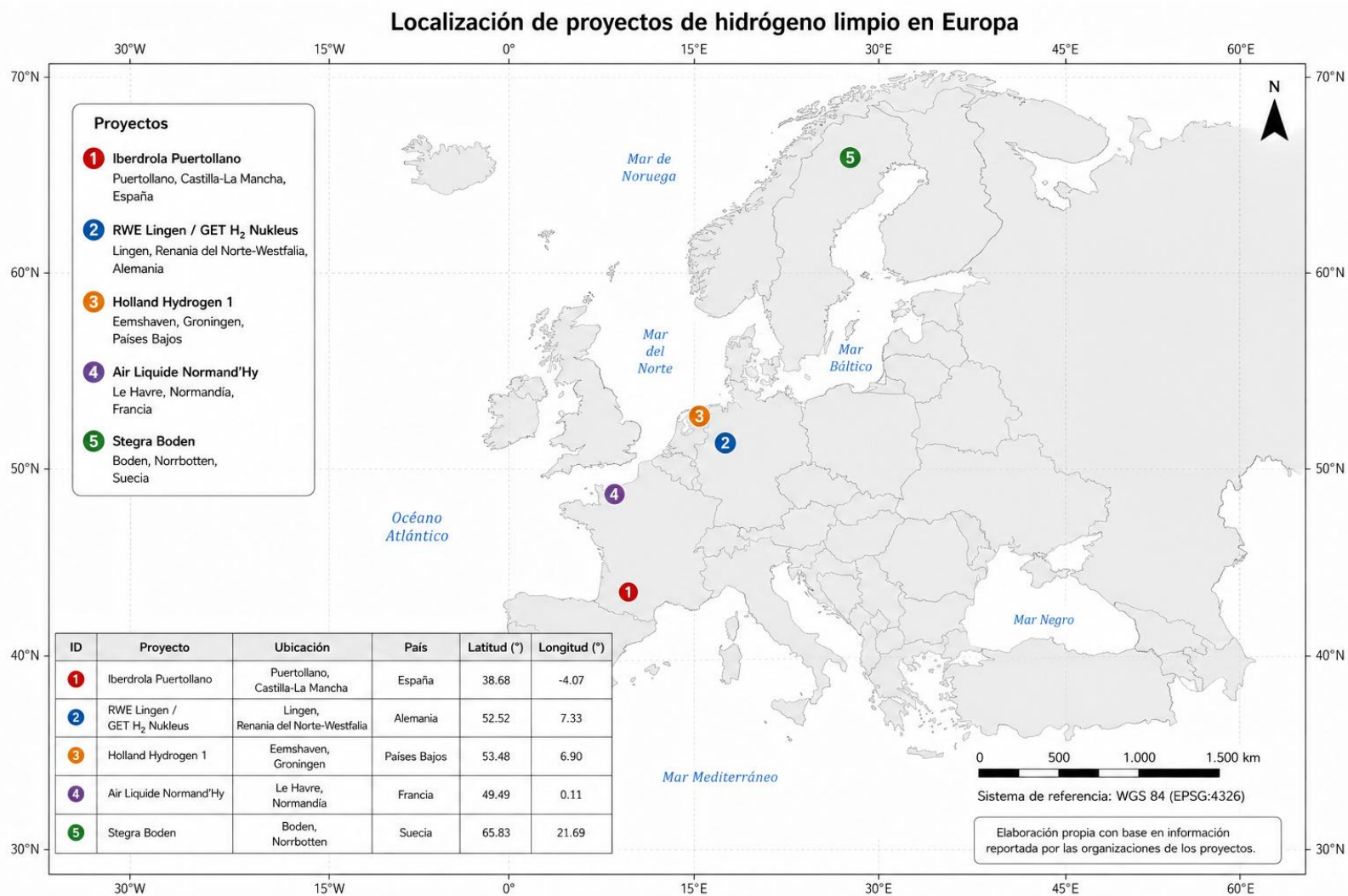


Tabla 5.

Caracterización de cinco proyectos e iniciativas de hidrógeno verde en el continente europeo.

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de políticas públicas
1. Planta de hidrógeno verde de Puertollano <i>Puertollano, Ciudad Real (España)</i> Iberdrola-Fertiberia: descarbonización de la industria del amoníaco	Generación fotovoltaica (100 MW): paneles bifaciales e inversores descentralizados tipo string, conectados por una línea eléctrica subterránea exclusiva. Electrólisis PEM (20 MW): sistema de Nel ASA (tecnología Proton PEM®) con capacidad de 360 kg/h, equivalentes a 3.000 t de H₂ al año. Almacenamiento eléctrico (5 MW / 20 MWh): baterías de ion-litio para estabilizar el suministro, gestionar picos y optimizar el control de la planta. Almacenamiento de H₂ (6.000 kg a 60 bar): 11 tanques de acero especial de 133 m³ cada uno que amortiguan la intermitencia y garantizan flujo continuo a la industria adyacente. <i>(Iberdrola, 2024)</i>	Inversión y empleo: 150 millones de euros en la primera fase, con proveedores nacionales como Elecnor y Consonni y entre 700 y 1.000 puestos directos e indirectos. Descarbonización de la cadena de valor: permite a Fertiberia sustituir más del 10 % del gas natural importado en la fabricación de amoníaco, protegiéndola de la volatilidad del gas y de los derechos de emisión. Plan de escalamiento: la alianza Iberdrola-Fertiberia contempla hasta 830 MW de hidrógeno verde hacia 2027, con una inversión global proyectada de 1.800 millones de euros. <i>(Iberdrola, 2024)</i>	Reducción de huella de carbono: evita entre 39.000 y 48.000 t de CO₂ al año al desplazar hidrógeno gris obtenido por reformado de gas natural con vapor. Trazabilidad 100 % renovable: toda la electricidad del proceso proviene de fuentes renovables, sin emisiones directas ni indirectas asociadas. Impacto territorial: el trazado subterráneo de la conexión de alta tensión reduce la afectación sobre fauna y paisaje local. <i>(Iberdrola, 2024)</i>	Alineación estratégica: responde a la Hoja de Ruta del Hidrógeno de España (4 GW a 2030) y a la Estrategia Europea del Hidrógeno (40 GW de electrolizadores a 2030). Financiación pública: se apoya en fondos comunitarios de recuperación (NextGenerationEU) para viabilizar el sobre coste inicial o green premium. Garantías de origen: cumple la normativa europea de contabilización de RFNBO, con criterios estrictos de adicionalidad y correlación temporal. <i>(Iberdrola, 2024)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de políticas públicas
2. GET H2 Nukleus (RWE Lingen) <i>Lingen, Baja Sajonia - Marl, Renania del N.-Westfalia (Alemania)</i> Primera red pública e integrada de hidrógeno verde de Alemania	Electrólisis modular (300 MW): fases de 100 MW con tecnologías alcalina y PEM de proveedores como Sunfire y Linde/ITM, alimentadas principalmente por eólica marina; a plena carga produce hasta 5,6 t de H ₂ por hora. Red de transporte (120 km): gasoductos operados por Nowega, OGE y SYNEQT (Evonik), resultado de la reconversión de tuberías de gas natural y de tramos nuevos hacia el Parque Químico de Marl y la refinería de Gelsenkirchen-Scholven. Almacenamiento en cavernas: primer almacenamiento comercial de hidrógeno en cavernas salinas de Europa, gestionado por RWE Gas Storage West en Epe, para amortiguar las fluctuaciones renovables. <i>(RWE, 2026, s. f.)</i>	Inversión y subvenciones: inversión corporativa de cientos de millones de euros respaldada por 492 millones de euros comprometidos por el gobierno federal alemán y los estados de Baja Sajonia y Renania del Norte-Westfalia. Sectores hard-to-abate: sustituye hidrógeno gris en el sector químico y petroquímico, así como en la siderurgia mediante reducción directa de hierro. Competitividad regional: la disponibilidad garantizada de infraestructura de hidrógeno incentiva la instalación de nuevos actores industriales en ambos estados. <i>(RWE, 2026, s. f.)</i>	Desplazamiento directo de CO ₂ : sustituye combustibles fósiles e hidrógeno gris en procesos industriales pesados, evitando emisiones masivas de GEI. Economía circular de infraestructura: el reúso de servidumbres de paso y tuberías de gas fósil reduce el impacto en uso del suelo y la alteración de hábitats frente a construir desde cero. <i>(RWE, 2026, s. f.)</i>	Estatus IPCEI: notificado por la Comisión Europea bajo el programa Hy2Infra, lo que habilita excepciones al régimen de ayudas estatales. Cumplimiento RFNBO: satisface los criterios de adicionalidad y correlación temporal y geográfica de la electricidad, otorgando certificaciones válidas para la contabilidad climática de sus clientes. Red núcleo (Kernnetz): primer tramo operativo del Wasserstoff-Kernnetz alemán, modelo para el diseño regulatorio de gestión de redes, reservas de capacidad y tarifas de acceso. <i>(RWE, 2026, s. f.)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de políticas públicas
3. Holland Hydrogen (HH1) <i>Puerto de Róterdam (Países Bajos)</i> Shell: mayor planta de hidrógeno renovable a escala industrial de Europa	Electrólisis alcalina (200 MW): sistema de thyssenkrupp nucera diseñado para producir hasta 60 t de hidrógeno verde al día (aproximadamente 20.000 t anuales), con 400 MW planificados. Suministro eólico marino directo: alimentado por el parque offshore Hollandse Kust Noord (759 MW), del cual Shell es coinversionista. Tubería dedicada: transporte directo del hidrógeno hasta el Parque de Energía y Química de Shell en Pernis (Róterdam). Preparación para red abierta: diseñado para conectarse a la red troncal pública de hidrógeno del puerto (HyNetwork Services) y abastecer también al transporte pesado. <i>(European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency [CINEA], 2026; Shell, 2026)</i>	Demanda cautiva: al sustituir el hidrógeno gris consumido en los procesos de hidrot ratamiento y desulfuración de Pernis, elimina el riesgo de falta de demanda inicial. Apoyo europeo: subvención de 89 millones de euros del Fondo de Innovación de la UE, que mitiga el sobre coste frente al hidrógeno derivado del gas natural. Efecto regional: consolida a Róterdam como el principal hub logístico y energético de hidrógeno del noroeste de Europa, atrayendo inversión conexas. <i>(CINEA, 2026; Shell, 2026)</i>	Reducción masiva de GEI: prevención estimada de 5,08 millones de t de CO ₂ equivalente en los primeros diez años de operación. Descarbonización de combustibles: reduce la huella de carbono de los combustibles de aviación y transporte comercial producidos en la refinería. <i>(CINEA, 2026; Shell, 2026)</i>	Criterios RFNBO: cumple la Directiva de Energías Renovables (RED II/RED III), que exige electricidad de fuentes renovables adicionales para la certificación. Estrategia nacional y portuaria: alineado con la meta neerlandesa de 4 GW de electrólisis hacia 2030 y con el plan del Puerto de Róterdam de convertirse en nodo neutro en carbono. <i>(CINEA, 2026)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de políticas públicas
4. Air Liquide Normand'Hy <i>Port-Jérôme, Normandía (Francia)</i> Suministro a la industria del Eje del Sena y a la movilidad pesada	Electrólisis PEM (200 MW): planta desarrollada en alianza con Siemens Energy, con módulos de electrólisis fabricados en Europa. Conexión a red de alta tensión: enlace directo con el gestor francés RTE para garantizar suministro seguro, continuo y de bajas emisiones. Distribución por tubería: integración a la red existente de Air Liquide en la cuenca de Normandía, con infraestructura de acondicionado y envasado para movilidad pesada en el Axe Seine. <i>(Air Liquide Normand'Hy, s. f.)</i>	Cofinanciamiento público: respaldo del Estado francés mediante France Relance y France 2030, sumado a fondos europeos de NextGenerationEU. Descarbonización del polo normando: abastece a refinerías e industrias químicas del eje del Sena, como la refinería de TotalEnergies en Gonfreville, protegiendo su competitividad frente al coste del carbono. Movilidad pesada: suministra a flotas de autobuses, camiones y movilidad fluvial del valle del Sena, acelerando la creación de mercado comercial. Cadena de suministro: se beneficia del acuerdo de fabricación de electrolizadores entre Air Liquide y Siemens Energy, que reduce cuellos de botella industriales en Europa. <i>(Air Liquide Normand'Hy, s. f.)</i>	Reducción directa de CO ₂ : se proyecta evitar más de 250.000 t de CO ₂ al año al sustituir hidrógeno gris por renovable. Gestión del impacto local: diseño orientado a mitigar el impacto acústico, gestionar de forma sostenible el agua del proceso y preservar fauna y flora en Port-Jérôme. <i>(Air Liquide Normand'Hy, s. f.)</i>	Estatus IPCEI / Hy2Tech: reconocido como Proyecto Importante de Interés Común Europeo, lo que autoriza el apoyo estatal directo bajo las normas comunitarias de competencia. Licenciamiento administrativo: obtuvo la autorización reglamentaria de operación de las autoridades francesas conforme al Code de l'environnement. Estrategia nacional: alineado con la meta francesa de 6,5 GW de electrólisis y la neutralidad climática de sus principales clústeres industriales. <i>(Air Liquide Normand'Hy, s. f.)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de políticas públicas
5. Planta de Stegra en Boden <i>Boden, Norrbotten (Suecia)</i> Primera siderúrgica greenfield europea en más de 50 años (acero verde)	Gigafábrica de hidrógeno (700 MW): electrólisis alimentada con hidroelectricidad y eólica, y agua del río Lule, para sustituir el carbón por hidrógeno verde. Torre de reducción directa (DRI): reactor de 145 metros donde el hidrógeno reacciona con el mineral de hierro liberando únicamente vapor de agua en lugar de CO ₂ . Acería eléctrica digitalizada: hornos de arco eléctrico (EAF) alimentados con energía limpia y digitalización de extremo a extremo para optimizar consumo y rendimiento. Logística integrada: automatización avanzada y acuerdos ferroviarios que conectan los pellets de mineral de minas regionales como LKAB con el puerto y la distribución europea. <i>(Stegra, s. f.-a, s. f.-b)</i>	Financiación de impacto: miles de millones de euros combinando capital de riesgo, préstamos verdes sindicados y rondas con inversores institucionales, como el consorcio liderado por Wallenberg Investments. Contratos de offtake anticipados: acuerdos de 5 a 7 años con prima verde suscritos por Porsche, Scania, Mercedes-Benz, ZF, IKEA (Ingka Group) y Marcegaglia. Ventaja competitiva local: electricidad limpia a costos muy competitivos en el norte de Suecia, infraestructura de alta tensión y proximidad a mineral de hierro de alta pureza. Escala objetivo: hasta 5 millones de t anuales de acero verde hacia 2030 en un complejo de 270 hectáreas que integra “tres plantas en una”. <i>(Stegra, s. f.-a, s. f.-b)</i>	Descarbonización extrema: reducción de hasta 95 % de las emisiones de CO ₂ frente a la ruta tradicional de alto horno y convertidor de oxígeno (BF-BOF), con metas de acercarse al 100 %. Agua y suelo: uso de agua dulce del río Lule con circuitos cerrados de refrigeración y densificación del complejo para minimizar la huella territorial en el ecosistema boreal. <i>(Stegra, s. f.-a)</i>	Marco Net-Zero de la UE: reconocido como proyecto clave para los objetivos climáticos europeos bajo el Pacto Verde Europeo y la Net-Zero Industry Act. Mecanismo CBAM: el ajuste en frontera por carbono penaliza las importaciones de acero con alta huella, reforzando la competitividad del acero verde local. Licencias y acceso a red: dependió de autorizaciones ambientales suecas (agua, biodiversidad y ruido) y de la aprobación de interconexión con Svenska kraftnät para asegurar más de 700 MW. <i>(Stegra, s. f.-a, s. f.-b)</i>

Nota: PEM = membrana de intercambio protónico; DRI = reducción directa de hierro; EAF = horno de arco eléctrico; BF-BOF = alto

horno con convertidor de oxígeno; RFNBO = combustibles renovables de origen no biológico; IPCEI = proyecto importante de interés

común europeo; CBAM = mecanismo de ajuste en frontera por carbono; RTE = Réseau de Transport d'Électricité; GEI = gases de efecto invernadero; green premium = sobrecoste del hidrógeno renovable frente a la alternativa fósil.

Figura 5.

Localización de proyectos de Hidrogeno limpio en Oceanía

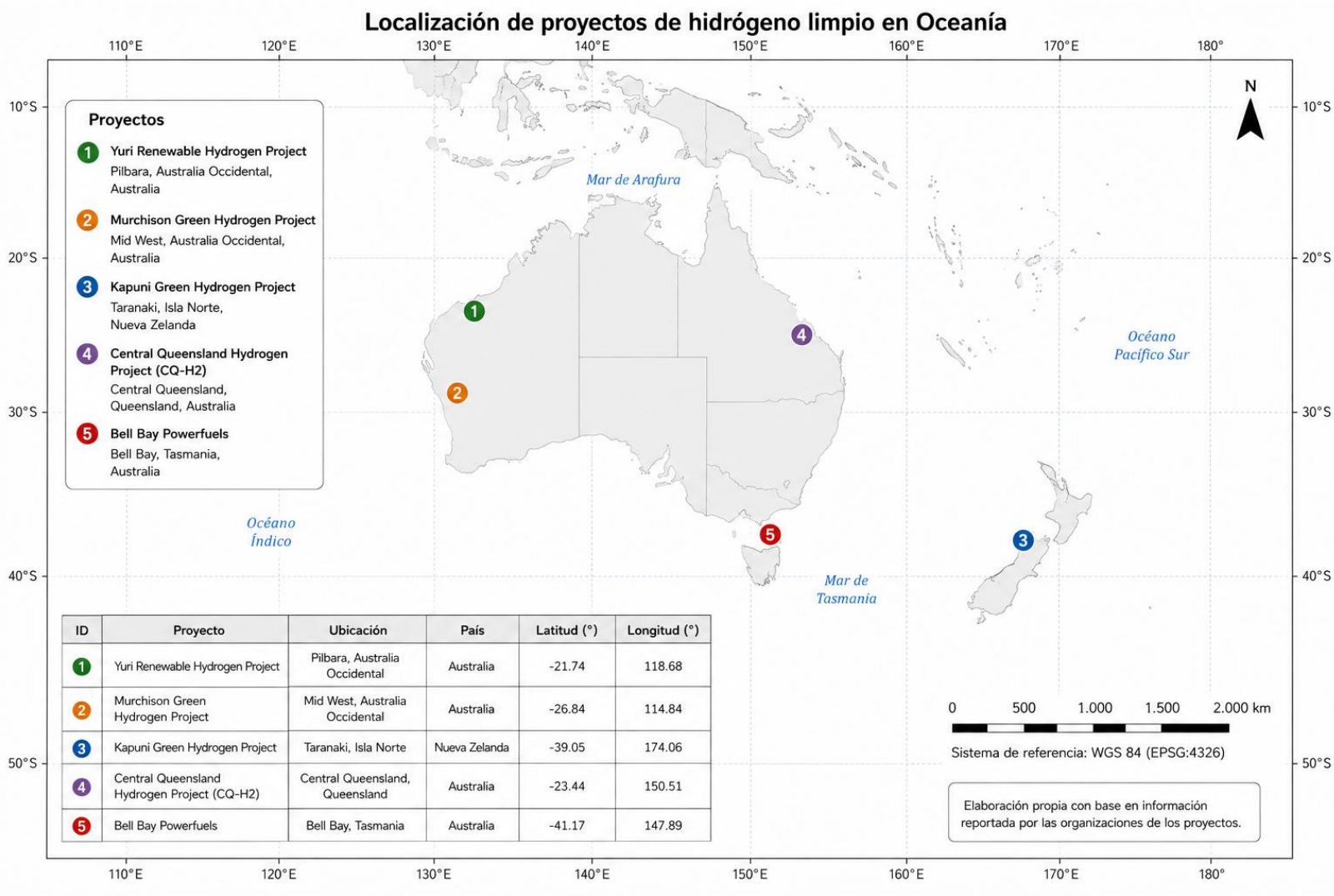


Tabla 6.

Caracterización de cinco proyectos e iniciativas de hidrógeno verde y e-combustibles en Oceanía.

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
1. Yuri Renewable Hydrogen Ammonia Project <i>Burrup, Karratha, Australia Occidental</i> ENGIE (72 %) y Mitsui (28 %): hidrógeno renovable para Yara Pilbara	Electrólisis alcalina (10 MW): electrolizador capaz de generar hasta 640 toneladas anuales de hidrógeno renovable. Generación fotovoltaica (aproximadamente 18 MWp): parque solar dedicado que alimenta el proceso de electrólisis. Almacenamiento en baterías (8 MW / 5 MWh): sistema de ion-litio que mitiga la variabilidad solar y estabiliza el flujo eléctrico hacia el electrolizador. Integración de proceso: el hidrógeno renovable sustituye una fracción del hidrógeno gris obtenido por reformado de metano con vapor (SMR) en la síntesis Haber-Bosch de amoníaco. <i>(Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation [CSIRO], 2026c)</i>	Estructura de inversión: costo total de desarrollo estimado en 87 millones de AUD, combinando capital privado de la joint venture ENGIE-Mitsui con una elevada tasa de subsidio público. Financiación gubernamental: 47,5 millones de AUD de la Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA) mediante la Renewable Hydrogen Deployment Funding Round, más de 5 millones de AUD del Gobierno de Australia Occidental. Mitigación del riesgo comercial: Yara Pilbara Fertilisers garantiza la compra total de la producción, asegurando ingresos estables frente a las fluctuaciones del mercado spot. <i>(CSIRO, 2026c)</i>	Descarbonización industrial: al desplazar el proceso SMR, que libera CO ₂ a la atmósfera, reduce la huella de carbono de los fertilizantes nitrogenados derivados. Aprovechamiento territorial: la ubicación en Pilbara combina niveles excepcionales de radiación solar global horizontal (GHI) con infraestructura industrial preexistente en Burrup, lo que limita la ocupación adicional de suelo. <i>(CSIRO, 2026c)</i>	Estrategia Nacional de Hidrógeno: responde a las metas australianas de transición energética y a los planes estatales de posicionar al país como referente y exportador de hidrógeno de bajas emisiones. Marcos contractuales: opera bajo convenios de financiación pública con ARENA y el gobierno estatal, cuyos hitos de ejecución y acuerdos de asistencia financiera fueron modificados para ajustar el cronograma. <i>(CSIRO, 2026c)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
2. Murchison Green Hydrogen Project <i>Murchison House Station, Kalbarri, Australia Occidental</i> Copenhagen Infrastructure Partners: exportación de amoniaco a escala GW	Generación híbrida (aproximadamente 6 GW): hasta 445 aerogeneradores onshore por 3,1 GW y un parque fotovoltaico de 2,6 GW sobre 7.200 hectáreas de intervención. Electrólisis industrial (2,5 GW): sistema masivo con una primera fase de aproximadamente 1,5 GW. Síntesis de amoniaco verde: planta Haber-Bosch para producir cerca de 1,8 millones de toneladas anuales (Mtpa) de amoniaco renovable. Desalinización: demanda proyectada de 5 gigalitros anuales de agua de mar desalinizada para la electrólisis. Infraestructura marina: tuberías submarinas y boya de amarre de punto único (CALM) a 4,6 km de la costa para la carga y exportación de amoniaco. <i>(CSIRO, 2026b; Murchison Hydrogen Renewables, s.f.)</i>	Hydrogen Headstart: adjudicación de 814 millones de AUD en la Ronda 1 del programa federal administrado por ARENA, como subsidio a la producción pagadero según volumen durante un periodo operativo de 10 años. Mercado de exportación: modelo de negocio orientado a mercados asiáticos como Japón y Corea del Sur, que demandan combustibles limpios para generación eléctrica e industria pesada. Decisión final de inversión: FID contemplada para 2028, con construcción en dos fases proyectada a cinco años. <i>(CSIRO, 2026b)</i>	Revisión ambiental pública (PER): la Autoridad de Protección Ambiental de Australia Occidental determinó que el proyecto requiere PER; el Documento de Revisión Ambiental se evalúa entre 2026 y 2027. Recursos hídricos y costeros: el uso exclusivo de agua de mar desalinizada evita presionar acuíferos locales, pero exige estudios estrictos sobre descarga de salmuera e impacto marino de las obras offshore. <i>(CSIRO, 2026b)</i>	Estatus prioritario: Lead Agency Status otorgado por el Gobierno de Australia Occidental en 2021 y Major Project Status asignado por el Gobierno Federal en 2024. Investor Front Door: en 2026 fue seleccionado entre los primeros pilotos de este programa federal para agilizar aprobaciones y reducir barreras burocráticas a inversores internacionales. <i>(CSIRO, 2026b)</i>

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
3. Kapuni Green Hydrogen Project <i>Kapuni, Taranaki del Sur (Nueva Zelanda)</i> Hiringa Energy, Ballance Agri-Nutrients, Todd, PKW y MBIE	Parque eólico dedicado (25,6 MW): cuatro aerogeneradores de 6,4 MW que generan cerca de 100 GWh anuales de electricidad renovable. Electrólisis (5 MW): electrolizador diseñado para producir hasta dos toneladas diarias de hidrógeno verde. Doble uso del vector: sustituye parcialmente gas natural en la planta vecina de Ballance Agri-Nutrients para amoníaco y urea de bajas emisiones, y abastece la red de hidrogeneras de Hiringa para transporte pesado en la Isla Norte. Interconexión flexible: permite inyectar excedentes eólicos a la red nacional y derivar energía a distribución local (Nova Energy) según la demanda. <i>(Hiringa Energy, 2026)</i>	Cierre financiero: alcanzado con financiamiento de proyecto sin recurso de Westpac NZ, lo que demuestra la bancabilidad de modelos acoplados a producción agrícola y transporte. Offtake diversificado: reduce el riesgo de demanda al combinar un comprador industrial directo (Ballance Agri-Nutrients) con el mercado en expansión de movilidad pesada de celda de combustible. Cadena de valor cerrada: conecta la producción en Kapuni con las hidrogeneras de Auckland, Hamilton, Palmerston North y Tauranga, desde la generación hasta el consumidor final de carga pesada. <i>(Hiringa Energy, 2026)</i>	Descarbonización multisectorial: ataca simultáneamente las emisiones de insumos agrícolas y del transporte de carga pesada, dos sectores de difícil electrificación directa. Recurso eólico local: aprovecha el elevado factor de planta de Taranaki del Sur para maximizar la eficiencia y reducir la huella territorial. <i>(Hiringa Energy, 2026)</i>	Fast-track consenting: tramitado mediante los mecanismos de aprobación acelerada de la Environmental Protection Authority (EPA) de Nueva Zelanda para infraestructura de transición energética. Inclusión de comunidades māori: participación activa de la corporación Parininihi ki Waitōtara (PKW) bajo la perspectiva de kaitiakitanga, que asegura alineación cultural y beneficios económicos locales. Alineación regional: se articula con la estrategia de desarrollo económico de Taranaki (Tapuae Roa), que identifica al hidrógeno verde como pilar de la transformación energética local. <i>(Environmental Protection Authority [EPA], s. f.; Hiringa Energy, 2026)</i>

4. Central Queensland Hydrogen Project (CQ-H2) <i>Gladstone, Queensland (Australia)</i> Stanwell, Iwatani, Marubeni y Keppel: cadena de exportación end-to-end	Planta de producción (HPF): en Aldoga, 720 MW iniciales de electrolizadores para 200 t diarias hacia 2029, escalables a 2.880 MW y hasta 800 t diarias (fase final proyectada a 1.200 t). Generación renovable acoplada: eólica y solar de gran escala en Queensland, incluido un PPA a 15 años por 380 MW con ACCIONA Energía para el Parque Solar Aldoga. Gasoducto dedicado (HTF): conducto de gas comprimido de 22 a 23 km entre Aldoga y el Puerto de Gladstone. Planta de licuación (HLF): en el Northern Trade Precinct del puerto, para enfriar el hidrógeno a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ y producir hasta 800 t diarias de LH_2 de exportación. Síntesis de amoníaco (ASP) y terminal: conversión de 400 t diarias de H_2 gaseoso en amoníaco renovable, con instalaciones portuarias de carga hacia Asia. <i>(Australian Renewable Energy Agency [ARENA], s. f.; CSIRO, 2025; EPBC Act Public Portal, s. f.)</i>	Coinversión pública y privada: estudio FEED de 117 millones de AUD con 20 millones de ARENA y 15 millones del Fondo de Empleos de Hidrógeno y Energía Renovable de Queensland; el hub recibió hasta 69,2 millones del programa federal de Hubs Regionales de Hidrógeno. IED y offtake internacional: proyectaba atraer cerca de 9.000 millones de AUD en inversión extranjera directa, impulsada por acuerdos de compra con Japón (Iwatani, Marubeni) y Singapur (Keppel). Incertidumbre y cambio de estrategia: en 2025 el retiro del financiamiento estatal continuo de Queensland y la reestructuración de la cartera de Stanwell condujeron a una pausa o archivo de la participación estatal en el consorcio original. <i>(ARENA, s. f.; CSIRO, 2025)</i>	Descarbonización de industria pesada: diseñado para desplazar combustibles fósiles en el polo industrial de Gladstone (alúmina, amoníaco, minería) y reducir emisiones en los países receptores. Agua e impacto ambiental: requiere gestión de agua industrial mediante una tubería dedicada (Surplus Industrial Water Pipeline) y quedó sujeto a evaluaciones federales bajo la ley EPBC por ocupación territorial y ecosistemas costeros. <i>(ARENA, s. f.; EPBC Act Public Portal, s. f.)</i>	Licenciamiento por componentes: la regulación australiana exigió referencias ambientales separadas para HPF, HTF, HLF y el suministro de agua, bajo distintos proponentes, lo que evidencia la complejidad del marco para infraestructuras multiusuario. Alineación con políticas nacionales: diseñado bajo la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Australia y con estatus prioritario para proyectos de exportación hacia Asia. <i>(ARENA, s. f.; CSIRO, 2025; EPBC Act Public Portal, s. f.)</i>
--	---	--	---	---

5. Bell Bay Powerfuels (ABEL Energy) <i>Bell Bay, norte de Tasmania (Australia)</i> Ruta híbrida biomasa más electrólisis para e-metanol renovable	Electrólisis alcalina (300 MW): planta de thyssenkrupp nucera con capacidad para producir cerca de 129 toneladas diarias de hidrógeno renovable. Gasificación de biomasa: tecnología de SunGas Renewables alimentada con residuos forestales de plantaciones locales para generar syngas y aportar carbono al proceso. Captura directa de aire (DAC): se evalúa su incorporación para complementar los requerimientos de carbono neutro. Síntesis de metanol: tecnología y catalizadores de Johnson Matthey para combinar hidrógeno electrolítico con biocarbono, con una producción proyectada de hasta 360.000 t anuales de metanol verde. Matriz híbrida e infraestructura: hidroelectricidad base de Hydro Tasmania más aproximadamente 700 MW de nueva eólica de Iberdrola, en el sitio de la antigua central térmica de Bell Bay, con	Inversión a plena escala: capital estimado en 2.000 millones de AUD, combinando el respaldo de Iberdrola Australia con financiación pública. Hydrogen Headstart (Ronda 2): en 2026 fue preseleccionado por ARENA entre los finalistas del fondo de 1.000 millones de AUD para recibir subsidios operativos a la producción. Offtake dual: atiende la demanda del transporte marítimo internacional, que busca metanol verde para cumplir normativas de descarbonización, y el consumo industrial doméstico. Proveedores tecnológicos: integración de tecnólogos internacionales de primer nivel: Worley para el FEED, thyssenkrupp nucera, Johnson Matthey y SunGas Renewables. <i>(CSIRO, 2026a)</i>	Residuos forestales: aprovecha residuos de la industria maderera y de plantaciones de Tasmania, promoviendo economía circular y evitando la quema o descomposición no controlada de materia orgánica. Descarbonización marítima: aporta un e-fuel líquido de alta densidad energética, clave para sustituir el fueloil pesado en buques oceánicos (hard-to-abate). <i>(CSIRO, 2026a)</i>	Reconversión brownfield: el Gobierno de Tasmania autorizó la venta y demolición de la antigua central térmica de Bell Bay para transformar el sitio en un nodo industrial limpio. Apoyo estatal: declarado proponente provisional del Tasmanian Green Hydrogen Hub en 2025 y beneficiario del Tasmanian Renewable Hydrogen Fund. <i>(CSIRO, 2026a)</i>
---	--	--	---	---

Proyecto y Ubicación	Tecnologías empleadas y factores tecnológicos	Factores económicos y financieros	Factores medioambientales	Marco regulatorio y de gobernanza
	muelle de aguas profundas preexistente. (<i>ABEL Energy, s. f.; Bell Bay Powerfuels, s. f.; CSIRO, 2026a</i>)			

Nota: AUD = dólar australiano; SMR = reformado de metano con vapor; BESS = sistema de almacenamiento en baterías; GHI = radiación solar global horizontal; Mtpa = millones de toneladas anuales; FID = decisión final de inversión; FEED = ingeniería de diseño básico extendido; PER = revisión ambiental pública; PPA = acuerdo de compra de energía; HPF = planta de producción de hidrógeno; HTF = instalación de transporte de hidrógeno; HLF = planta de licuación; ASP = planta de síntesis de amoníaco; LH₂ = hidrógeno líquido; DAC = captura directa de aire; IED = inversión extranjera directa; EPBC = Environment Protection and Biodiversity Conservation Act.

5 Análisis comparativo del desarrollo de proyectos en las regiones a nivel mundial

La caracterización de los veinticinco casos que recogen las Tablas 2 a 6 habilita el tránsito desde la descripción individual hacia el contraste grupal. Este apartado ordena ese cotejo conservando las cuatro dimensiones analíticas ya empleadas, esto es, la tecnológica, la económica y financiera, la ambiental y la regulatoria, sumándoles una quinta de corte socioterritorial que aflora con fuerza en varios casos y que difícilmente cabe dentro de las anteriores, aportando una lectura que ninguna de ellas alcanza por separado. La exposición sigue un ordenamiento continental, idéntico al hilo del capítulo anterior, y termina con una síntesis transversal donde se decantan los patrones comunes y las divergencias estructurales entre contextos.

Las barreras y oportunidades que emergen enseguida no constituyen atributos intrínsecos de cada territorio; resultan, más bien, de la interacción entre dotación de recursos, capacidad institucional, estructura de la demanda y posición dentro de las cadenas globales de valor. De ahí que un mismo factor, digamos la orientación exportadora, opere como oportunidad en Marruecos y como vulnerabilidad en Mauritania, dependiendo de si existe o no una demanda interna que respalde la inversión.

5.1. America

El continente americano exhibe la mayor dispersión tecnológica y de escala de todo el corpus que se analizó. Allí conviven la única planta comercial de e-combustibles del planeta (HIF Global, s. f.-a), un complejo de hidrógeno azul con captura superior al 95 % (Air Products, 2021, 2024) y un piloto de 50 kW que apenas ronda los 20 kg diarios (Ecopetrol, 2022; Ministerio de Minas y Energía [MME], 2022). Casi cuatro órdenes de magnitud separan al proyecto mayor del

menor. Semejante amplitud configura, por sí sola, el primer hallazgo comparativo que es la brecha de despliegue entre América del Norte y América Latina no es gradual sino categórica.

Ahora bien, en clave económica la barrera dominante radica en la dependencia del incentivo fiscal. ACES Delta cimienta su viabilidad sobre un préstamo de USD 504,4 millones de la Oficina de Programas de Préstamos del Departamento de Energía y sobre el crédito de hasta USD 3,00 por kilogramo contemplado en la Sección 45V de la Inflation Reduction Act (ACES Delta, 2022, 2024; Chevron, 2023), mientras el complejo de Edmonton se apoya en un aporte público de CAD 475 millones y en un crédito tributario que cubre entre el 30 % y el 50 % del CAPEX (Air Products, 2021; Canadian Energy Centre, 2023). Ambos penden del mismo hilo. Su sensibilidad a la permanencia de tales instrumentos convierte el riesgo regulatorio, en riesgo financiero directo.

Del otro lado del balance, la oportunidad más singular del continente reside en la coincidencia de un recurso renovable de clase mundial con infraestructura de almacenamiento geológico. Las cavernas de sal de Utah ofrecen más de 300 GWh de respaldo estacional, transformando el vertimiento renovable del oeste estadounidense en un vector químico almacenable (ACES Delta, s. f.-a, s. f.-b), en tanto que el factor de capacidad eólico superior al 70 % de Magallanes mantiene trabajando la operación patagónica (HIF Global, s. f.-b; Siemens Energy, 2022). Se suma, además, un modelo de gobernanza que amerita atención, como la sociedad conjunta entre el Estado de Ceará (51 %) y el Puerto de Róterdam (49 %), resolviendo de manera integrada el acceso a capital, la agregación de demanda y la logística de exportación, proyecta un LCOH que oscilaría entre USD 1,50 y 2,00 por kilogramo hacia 2030 (Complejo do Pecém, 2021, 2022).

Tabla 7.

Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en el continente americano.

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
Tecnológica	Brecha de escala entre el norte y el sur del continente (220 MW en Utah frente a 50 kW en Cartagena). Dependencia de tecnólogos extranjeros en los casos latinoamericanos. La ruta de captura y almacenamiento exige control de emisiones fugitivas de metano en el upstream para preservar la credencial de bajas emisiones (Air Products, 2024).	Almacenamiento geológico estacional en cavernas de sal con capacidad superior a 300 GWh (ACES Delta, s. f.-a). Integración directa del hidrógeno en unidades de hidrotreatment existentes (Ecopetrol, 2022). Rutas de e-combustibles drop-in con síntesis metanol-gasolina que no requieren renovar el parque automotor (HIF Global, s. f.-a).
Económica y financiera	Viabilidad condicionada a créditos fiscales y préstamos públicos de gran magnitud (ACES Delta, 2022; Air Products, 2021). Concentración del riesgo comercial en un comprador único, como Porsche AG en Haru Oni (Porsche, 2022). Escala piloto insuficiente para alcanzar economías de aprendizaje en el caso colombiano (MME, 2022).	Aprovechamiento económico del vertimiento renovable, que convierte un excedente sin valor en combustible químico (Mitsubishi Power Americas, 2022). Contratos de compra de largo plazo con refinadores establecidos (Air Products, 2021). LCOH proyectado entre USD 1,50 y 2,00/kg en el nordeste brasileño y régimen de zona franca de exportación (Complejo do Pecém, 2022).
Ambiental	Consumo de agua de alta pureza en climas semiáridos como la Gran Cuenca (ACES Delta, s. f.-b). Persistencia de un remanente de emisiones cercano al 5 % en la ruta de reformado autotérmico (Air Products, 2021). Escala de mitigación marginal en los pilotos: 14 a 15 t de CO ₂ eq anuales en Reficar (Ecopetrol, 2022).	Baja huella superficial del almacenamiento subterráneo (ACES Delta, s. f.-a). Desalación de agua de mar que evita presionar acuíferos continentales (HIF Global, s. f.-b). Cobeneficios sobre calidad del aire mediante diésel con menos de 10 ppm de azufre (MME, 2022). Zonificación ambiental unificada en complejos portuarios planificados (Complejo do Pecém, 2021).
Regulatoria e institucional	Superposición de marcos federales y subnacionales que multiplica los trámites: normativa federal más Utah Admin Code R647 y programa UIC estatal (ACES Delta, 2024); régimen TIER provincial además del marco federal canadiense (Canadian Energy Centre, 2023). Reversibilidad política de los incentivos.	Marcos de incentivo explícitos y cuantificados: Sección 45V, Clean Hydrogen Investment Tax Credit, Ley 2099 de 2021 con deducción de renta del 50 % y exención de IVA, y Ley N.º 14.948/2024 con el régimen REHIDRO (Air Products, 2024; Complejo do Pecém, 2022; MME, 2022). Existencia de hojas de ruta nacionales en Chile, Colombia y Brasil.
Socioterritorial y de mercado	Dependencia de la demanda europea y de reglas de certificación ajenas, en particular el CBAM y los criterios RFNBO de la Directiva RED II/III, que trasladan el poder normativo fuera de la región (Complejo do Pecém, 2022).	Configuración de nodos industriales con encadenamiento local, como el eje Mamonal-Cartagena o el complejo de Pecém, que combinan producción, exportación intermodal y generación de empleo calificado (Complejo do Pecém, 2021; MME, 2022).

Nota. LCOH = costo nivelado del hidrógeno; RFNBO = combustibles renovables de origen no biológico; CBAM = mecanismo de ajuste en frontera por carbono; UIC = programa de control de inyección subterránea.

5.2. Asia.

Lo que distingue a los casos asiáticos es la manera como resuelven el riesgo de demanda, esto es, mediante integración vertical. En Kuqa, Sinopec produce y consume el hidrógeno dentro de su propia filial de refinación, eliminando de raíz cualquier incertidumbre comercial (Sinopec, 2023a, 2023b); en NEOM, Air Products opera al tiempo como contratista de ingeniería, integrador y comprador único del cien por ciento de la producción durante treinta años, lo cual destrabó un esquema de project finance sin recurso por USD 6.100 millones con más de veinte bancos (Air Products, s. f.; NEOM Green Hydrogen Company [NGHC], s. f.). Esa arquitectura encierra, probablemente, la lección más transferible de toda la documentación estudiada, la bancabilidad no brota de la calidad del recurso sino de la firmeza del contrato de compra.

La contracara, claro está, es el riesgo de utilización. Kuqa documenta una operación cercana al 20 % de la capacidad nominal en 2023, presionando el costo nivelado por cuenta de los desafíos de eficiencia a carga parcial (Sinopec, 2023a). El hallazgo pesa por dos razones. Desmiente el supuesto implícito de que capacidad instalada de electrólisis equivale a producción efectiva, y señala que la flexibilidad operativa del electrolizador, no su tamaño, resulta ser la variable crítica cuando la alimentación llega intermitente. El proyecto de Namie encara justamente ese cuello de botella con un control dinámico que ajusta la tasa de electrólisis en tiempo real sin degradar el equipo, explorando además el cobro por servicios complementarios de red como ingreso adicional a la venta de la molécula (NEDO, 2020; Toshiba Energy Systems & Solutions, 2020).

En lo industrial, Asia concentra la apuesta más decidida por la soberanía tecnológica. El programa SIGHT de la India destina 17.490 millones de rupias a incentivar la manufactura local de electrolizadores, sumada a la producción por kilogramo (Ministry of New and Renewable

Energy [MNRE], 2023), mientras la planta de Ulsan bordea una localización del 90 % en la fabricación de stacks de membrana de intercambio protónico (Hyundai Motor Group, 2025). Internalizar así la cadena de suministro abarata el CAPEX unitario y abre una oportunidad que los proyectos africanos y latinoamericanos, atados todavía a tecnólogos externos, no han conseguido replicar.

Tabla 8.

Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en el continente asiático

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
Tecnológica	Pérdida de eficiencia de la electrólisis alcalina a carga parcial ante fluctuación renovable, con operación cercana al 20 % de la capacidad nominal (Sinopec, 2023a). Cuellos de botella en producción flexible y en materiales críticos. Necesidad de infraestructura de reconversión de amoníaco en los puertos de destino para liberar hidrógeno puro (NGHC, s. f.).	Control dinámico Power-to-Gas que ajusta la electrólisis en tiempo real para regulación de frecuencia sin degradar el equipo (Toshiba Energy Systems & Solutions, 2020). Manufactura local de electrolizadores y pilas de combustible con localización cercana al 90 % (Hyundai Motor Group, 2025). Escala de electrólisis de 2 GW ya construida y operativa (Air Products, s. f.).
Económica y financiera	Dependencia de subvención pública casi total en las plantas de demostración (NEDO, 2020). Mercado de movilidad de celda de combustible aún incipiente que obliga a subsidiar compresión y transporte (Ministry of Economy, Trade and Industry [METI], 2023). Brecha entre metas declaradas y ejecución efectiva en la misión india (NITI Aayog, 2022).	Contrato de compra a 30 años por el 100 % de la producción que elimina el riesgo de demanda y habilitó project finance sin recurso por USD 6.100 millones (Air Products, s. f.). Integración productor-consumidor en la misma corporación (Sinopec, 2023b). Meta de LCOH inferior a USD 1,50-2,00/kg por bajos costos de instalación solar (MNRE, 2023). Ingresos por servicios complementarios de red (NEDO, 2020).
Ambiental	Estrés hídrico severo y dependencia exclusiva de desalinización, con rechazo de salmuera que exige altos estándares de protección marina (NGHC, s. f.). Localización de megaproyectos en regiones áridas como Gujarat y Rajasthan (MNRE, 2023). Paradoja de aplicación: empleo de un vector limpio para facilitar el procesamiento de combustibles fósiles (Sinopec, 2023a).	Magnitud de la mitigación: 5 millones de t de CO ₂ anuales en NEOM, 485.000 t en Kuqa y una proyección cercana a 50 millones de t hacia 2030 en la India (Air Products, s. f.; MNRE, 2023; Sinopec, 2023b). Conversión del excedente eléctrico en almacenamiento químico de largo plazo en lugar de vertimiento (NEDO, 2020). Reconversión brownfield de suelo industrial (Hyundai Motor Group, 2025).
Regulatoria e institucional	Exigencia de certificación de origen conforme a RED II y RED III y a normativas asiáticas de adicionalidad como condición de acceso a incentivos en destino (NGHC, s. f.). Obligaciones de consumo mínimo aún en fase de propuesta en la India (MNRE, 2023). Cumplimiento de la High	Respaldo estratégico de Estado explícito: Saudi Vision 2030, metas del doble carbono, Estrategia Básica de Hidrógeno y Plan Maestro de Economía del Hidrógeno (Air Products, s. f.; Hyundai Motor Group, 2025; METI, 2023; Sinopec, 2023a). Exención de cargos de

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
Socioterritorial y de mercado	Pressure Gas Safety Act y de estándares KGS para equipos de alta presión (METI, 2023; Korea Certification, 2025).	transmisión interestatal por 25 años (MNRE, 2023). Presupuesto público inicial de 19.744 millones de rupias.
	Concentración del poder de mercado en pocos actores estatales o conglomerados, que absorben el costo de aprendizaje pero limitan la entrada de nuevos competidores (Sinopec, 2023a).	Reconversión identitaria y económica de territorios afectados, como el caso de Fukushima convertido en centro de innovación en energías limpias (NEDO, 2020). Vinculación con agendas de autonomía energética que reducen la vulnerabilidad ante la volatilidad de hidrocarburos importados (NITI Aayog, 2022).

5.3. África

África tiene la configuración más riesgosa estudiada en el análisis. El dato estructural salta a la vista en la desproporción entre la magnitud de la inversión y el tamaño de las economías receptoras, como se puede observar el proyecto de Hyphen demanda alrededor de USD 10.000 millones, cifra que roza el producto interno bruto anual completo de Namibia, y el proyecto AMAN calcula un costo total de USD 40.000 millones, casi cuatro veces el PIB mauritano (CWP Global, 2021; Hyphen Hydrogen Energy, s. f.; Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos [OCDE], 2023a, 2023b). Semejante asimetría explica por qué estos esquemas terminan dependiendo sistemáticamente de financiamiento mixto, garantías de crédito a la exportación y banca multilateral, elevando la calificación soberana a determinante de viabilidad tan decisivo como el propio recurso eólico.

La segunda barrera es socioterritorial y ambiental. El área de concesión de Hyphen, cercana a 4.000 km², cae dentro del Parque Nacional Tsau //Khaeb, un punto caliente de biodiversidad del bioma del Karoo Suculento (Hyphen Hydrogen Energy, s. f.), y el proyecto sudafricano de Boegoebaai se asienta en territorio ancestral del pueblo Nama, donde líderes comunitarios y organizaciones no gubernamentales denuncian la ausencia de consentimiento libre, previo e

informado, tildando la iniciativa de colonialismo verde (Corporate Europe Observatory, 2024). El contraste con Kapuni, en Nueva Zelanda, donde la corporación Parininihi ki Waitōtara participa desde el diseño bajo la perspectiva de kaitiakitanga (Hiringa Energy, 2026), evidencia algo importante: la licencia social no es una fatalidad del contexto africano sino el resultado del arreglo institucional que se escoja.

La oportunidad más sólida del continente asoma, paradójicamente, en el caso menos volcado a la exportación pura. OCP venía destinando cerca de USD 2.000 millones anuales a comprar amoníaco gris derivado de gas natural, de modo que producirlo localmente sustituye importaciones y la blindo frente a la volatilidad del precio del gas (Ammonia Energy Association, 2023; Global Forum on Sustainable Energy [GFSE], 2021, 2024). A esa ancla de demanda doméstica se le suma una estrategia deliberada de licencia social. Sobredimensionando las plantas desalinizadoras para llevar agua potable y de riego a municipios vecinos como Tarfaya y Laayoune, la compañía voltea un insumo del proceso y lo vuelve beneficio comunitario tangible (GFSE, 2024; RES4Africa Foundation, 2022). Un mecanismo parecido camella en Namibia, con excedentes de energía inyectados a la red nacional y agua potable, para Lüderitz y Aus (Hyphen Hydrogen Energy, s. f.).

Tabla 9.

Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en África.

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
Tecnológica	Dependencia íntegra de tecnólogos y proveedores extranjeros, sin manufactura local de electrolizadores. Necesidad de construir infraestructura habilitante desde cero: puertos de aguas profundas, corredores ferroviarios, líneas de alta tensión y ductos (Corporate Europe Observatory, 2024; CWP Global, 2021). Riesgo de ejecución de proyectos multigigavatio sin antecedentes operativos comparables.	Recurso solar y eólico entre los mejores del planeta, con vientos constantes y radiación excepcional (Hyphen Hydrogen Energy, s. f.). Disponibilidad de suelo desértico sin conflicto agrícola, con concesiones de aproximadamente 8.500 km ² (CWP Global, 2021). Modelos de infraestructura común y de uso compartido que distribuyen el CAPEX habilitante entre múltiples usuarios (OCDE, 2023a). Tecnologías de

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
Económica y financiera	Inversión desproporcionada frente al tamaño de la economía nacional: cerca del PIB anual de Namibia y hasta cuatro veces el PIB de Mauritania (CWP Global, 2021; Hyphen Hydrogen Energy, s. f.). Dependencia de financiamiento mixto, garantías de crédito a la exportación y banca multilateral por limitaciones de calificación soberana (OCDE, 2023b). Ausencia de demanda interna que respalde la inversión, salvo en Marruecos.	miniaturización acopladas a concentración fotovoltaica (GFSE, 2021). Sustitución de importaciones con demanda cautiva real: cerca de USD 2.000 millones anuales en amoníaco gris (Ammonia Energy Association, 2023). Participación accionaria estatal que permite captura de renta, como la opción del 24 % del fondo soberano namibio (Hyphen Hydrogen Energy, s. f.). Contratos de compra respaldados por programas de demanda extranjeros, como los EUR 397 millones del mecanismo alemán H2Global (Green Hydrogen Organisation [GH2], s. f.). Impacto macroeconómico proyectado de 40 % a 50 % del PIB (OCDE, 2023b).
Ambiental	Emplazamiento en áreas protegidas y puntos calientes de biodiversidad: Parque Nacional Tsau //Khaeb y bioma del Karoo Suculento (Corporate Europe Observatory, 2024; Hyphen Hydrogen Energy, s. f.). Afectación de corredores de aves migratorias, en particular el Parque Nacional del Banco de Arguin (CWP Global, 2021). Dependencia exclusiva de desalinización con descarga de salmuera hipersalina sobre ecosistemas pesqueros y áreas marinas protegidas (GH2, s. f.).	Cobeneficio hídrico deliberado mediante sobredimensionamiento de desalinizadoras para abastecer municipios vecinos (GFSE, 2024; RES4Africa Foundation, 2022). Evaluaciones ambientales estratégicas que mapean impactos acumulativos antes de la construcción (Corporate Europe Observatory, 2024). Uso de suelo árido de bajo valor agrícola que reduce el desplazamiento de actividades productivas (CWP Global, 2021).
Regulatoria e institucional	Vacío normativo al momento del cierre financiero: la ley de combustibles sintéticos de Namibia se encontraba aún en elaboración (Hyphen Hydrogen Energy, s. f.). Concentración decisoria en acuerdos marco bilaterales de largo plazo, con concesiones de hasta 40 años, que comprometen a Estados con baja capacidad de negociación (OCDE, 2023a). Sujeción a certificaciones definidas fuera del continente.	Marcos fiscales agresivos y explícitos: crédito fiscal del 33 % al 55 % sobre ingresos, IVA del 0 % a exportaciones y reducciones del 25 % al 30 % en tarifas portuarias (GH2, s. f.). Gobernanza centralizada de licenciamiento mediante consejos nacionales de alto nivel y mecanismos de asignación de suelo público (Ashurst, 2023; GFSE, 2024). Estatus de proyecto estratégico integrado y zonas económicas especiales (Global Africa Network, 2024).
Socioterritorial y de mercado	Déficit de consentimiento libre, previo e informado en territorios indígenas y riesgo para la pesca tradicional, con denuncias de colonialismo verde (Corporate Europe Observatory, 2024). Riesgo de enclave exportador con bajo encadenamiento productivo local. Concentración del beneficio en el país importador.	Compromisos vinculantes de desarrollo socioeconómico con contratación y capacitación local (Hyphen Hydrogen Energy, s. f.). Generación de empleo a escala relevante: cerca de 6.000 puestos permanentes y más de 50.000 temporales en Boegoebaai (Global Africa Network, 2024). Ventaja logística estructural del Canal de Suez, por el que transita cerca del 12 % del comercio marítimo mundial (GH2, s. f.).

5.4. Europa

Lo que se puede observar en Europa es que ella invierte la lógica que se observa en África. Sus proyectos resultan comparativamente pequeños, oscilando entre los 20 MW de Puertollano y los 300 MW de Lingen, muy lejos de los 15 GW proyectados en Mauritania, aunque descansan sobre la demanda más firme de todo lo analizado. En todos los casos revisados el hidrógeno reemplaza un consumo preexistente de hidrógeno gris en una instalación contigua, Fertiberia fabricando amoníaco, el complejo de Pernis en hidrotratamiento y desulfuración, la refinería de Gonfreville sobre el eje del Sena y el parque químico de Marl (Air Liquide Normand'Hy, s. f.; European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency [CINEA], 2026; Iberdrola, 2024; RWE, 2026). El riesgo de demanda, que allá constituye la incógnita mayor, aquí viene resuelto por diseño.

La barrera dominante es entonces de otra estirpe, como lo es el sobrecoste frente a la alternativa fósil. Todos los proyectos europeos requieren apoyo público para cerrar esa brecha, y ahí están los 492 millones de euros comprometidos por el gobierno federal alemán junto con dos estados, los 89 millones del Fondo de Innovación de la Unión Europea, los fondos de France Relance y France 2030, más los recursos de NextGenerationEU en el caso español (Air Liquide Normand'Hy, s. f.; CINEA, 2026; Iberdrola, 2024; RWE, s. f.). Eso obliga, a su vez, a tramitar el estatus de Proyecto Importante de Interés Común Europeo para habilitar excepciones al régimen de ayudas de Estado. Se configura así una barrera administrativa particular. El rigor del control de competencia comunitario termina volviendo el subsidio mismo un procedimiento enredado.

Hay además una tensión regulatoria poco advertida. Los criterios de adicionalidad y de correlación temporal y geográfica de la electricidad, exigidos por las Directivas RED II y RED III para certificar combustibles renovables de origen no biológico, recortan las horas en que el

electrolizador puede operar con electricidad elegible, empujando al alza el costo nivelado (CINEA, 2026; Iberdrola, 2024). La norma que crea el mercado es, al tiempo, la que encarece el producto. En contrapartida, el mecanismo de ajuste en frontera por carbono castiga las importaciones de alta huella y apuntala la competitividad del acero verde que sale de Boden (Stegra, s. f.-a, s. f.-b), ilustrando el papel europeo de fabricar demanda deliberadamente por vía regulatoria.

La oportunidad más replicable del continente reside en la economía circular de infraestructura. La red de GET H2 reconvierte tuberías de gas natural a lo largo de 120 kilómetros aprovechando servidumbres de paso ya existentes, y el almacenamiento en cavernas salinas de Epe se erige como el primer almacenamiento comercial de hidrógeno en cavernas del continente (RWE, 2026, s. f.). Reutilizando así lo construido, se recorta el CAPEX y el impacto territorial de un solo golpe, ofreciendo una salida distinta al modelo greenfield que manda la parada en África y Oceanía.

Tabla 10.
Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en Europa.

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
Tecnológica	Escala unitaria menor que la de los megaproyectos exportadores, entre 20 MW y 700 MW (Iberdrola, 2024; Stegra, s. f.-a). Dependencia de la disponibilidad de conexión y capacidad de red: la siderúrgica de Boden requirió asegurar más de 700 MW de interconexión (Stegra, s. f.-b). Intermitencia que obliga a sistemas de amortiguación en baterías y tanques de alta presión.	Reconversión de gasoductos y servidumbres existentes a lo largo de 120 km y primer almacenamiento comercial en cavernas salinas de Europa (RWE, 2026). Cadena de suministro industrial propia con fabricación europea de electrolizadores (Air Liquide Normand'Hy, s. f.). Reducción directa de hierro con hidrógeno en reactor de 145 metros que libera vapor de agua en lugar de CO ₂ (Stegra, s. f.-a).
Económica y financiera	Sobrecoste estructural del hidrógeno renovable frente al gris, que ningún proyecto absorbe sin apoyo público (CINEA, 2026; Iberdrola, 2024). Costo eléctrico elevado en buena parte del continente. Necesidad de tramitar excepciones al régimen de ayudas de Estado para viabilizar el subsidio (RWE, s. f.).	Demanda cautiva industrial adyacente que elimina el riesgo de colocación (CINEA, 2026). Contratos de compra anticipada con prima verde suscritos por compradores de primer nivel a 5 y 7 años, lo que demuestra disposición a pagar (Stegra, s. f.-b). Financiación pública consolidada: 492 millones de euros en Alemania, 89 millones del Fondo de Innovación y fondos de

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
Ambiental	Presión sobre recursos hídricos continentales y ecosistemas boreales, que obliga a circuitos cerrados de refrigeración (Stegra, s. f.-a). Impacto acústico y de gestión de agua de proceso en polos industriales densamente ocupados (Air Liquide Normand'Hy, s. f.). Trazado de nuevas líneas de alta tensión con afectación de fauna y paisaje (Iberdrola, 2024).	NextGenerationEU (Air Liquide Normand'Hy, s. f.; RWE, 2026). Mitigación verificable y de gran magnitud: 5,08 millones de t de CO ₂ eq en diez años en Róterdam, más de 250.000 t anuales en Normandía y hasta 95 % de reducción frente a la ruta de alto horno y convertidor de oxígeno (CINEA, 2026; Stegra, s. f.-a). Menor impacto territorial por reúso de infraestructura fósil (RWE, s. f.). Trazado subterráneo de conexiones eléctricas (Iberdrola, 2024).
Regulatoria e institucional	Exigencia estricta de adicionalidad y correlación temporal y geográfica que reduce las horas de operación elegibles y eleva el costo nivelado (CINEA, 2026; Iberdrola, 2024). Complejidad de licenciamiento ambiental y de interconexión (Stegra, s. f.-b). Necesidad de notificación y aprobación comunitaria de las ayudas (RWE, 2026).	Certidumbre normativa de largo plazo derivada del Pacto Verde Europeo, la Net-Zero Industry Act y las hojas de ruta nacionales (Stegra, s. f.-b). Creación deliberada de demanda mediante el mecanismo de ajuste en frontera por carbono y el mercado de emisiones. Diseño de red troncal con reservas de capacidad y tarifas de acceso que anticipa un mercado abierto (RWE, 2026).
Socioterritorial y de mercado	Riesgo de deslocalización industrial si el sobrecoste no se compensa. Dependencia de la continuidad del compromiso presupuestal público a lo largo de ciclos electorales.	Retención y atracción de industria: la disponibilidad garantizada de infraestructura incentiva la instalación de nuevos actores (RWE, s. f.). Generación de entre 700 y 1.000 empleos directos e indirectos en un solo emplazamiento y reactivación de proveedores nacionales (Iberdrola, 2024). Consolidación de nodos logísticos de referencia como el puerto de Róterdam (CINEA, 2026).

5.5. Oceanía

Oceanía aporta el instrumento de política más innovador y, simultáneamente, el fracaso más ilustrativo dentro de los casos estudiados. El programa Hydrogen Headstart adjudicó 814 millones de dólares australianos al proyecto Murchison como subsidio a la producción, pagadero según el volumen efectivamente producido a lo largo de un periodo operativo de diez años (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation [CSIRO], 2026b). El diseño importa porque corre el apoyo público desde el gasto de capital hacia el desempeño, trasladando el riesgo de ejecución al inversionista privado y remunerando producción real, no capacidad instalada. Leído contra la evidencia de Kuqa sobre la brecha entre capacidad y producción efectiva, el mecanismo se vuelve una respuesta de política directamente transferible a otros contextos.

El contrapunto llegó de Gladstone. En 2025, el retiro del financiamiento estatal continuo por parte de Queensland y la reestructuración de la cartera de Stanwell llevaron a pausar o archivar la participación estatal en el consorcio original, pese a los acuerdos de compra ya firmados con Japón y Singapur, a un estudio de ingeniería básica de 117 millones de dólares australianos y a una expectativa de inversión extranjera directa rondando los 9.000 millones (Australian Renewable Energy Agency [ARENA], s. f.; CSIRO, 2025). El caso enseña algo incómodo: la reversibilidad del compromiso público, y no la disponibilidad de recurso ni la existencia de demanda, puede terminar siendo la variable que decide el fracaso.

A esa volatilidad se le añade una barrera administrativa concreta. La regulación australiana exigió referencias ambientales separadas para la planta de producción, la instalación de transporte, la planta de licuación y el suministro de agua, cada una bajo distintos proponentes, dejando en evidencia lo mal calibrados que están los marcos vigentes frente a infraestructuras multiusuario (EPBC Act Public Portal, s. f.). En dirección contraria, la región viene desarrollando mecanismos deliberados de aceleración, entre ellos el Lead Agency Status, el Major Project Status y el programa Investor Front Door en Australia, junto con el consentimiento acelerado ante la Environmental Protection Authority en Nueva Zelanda, aliviando la fricción burocrática sin desmontar, en absoluto, el escrutinio ambiental sustantivo (CSIRO, 2026b; Environmental Protection Authority [EPA], s. f.).

Tabla 11.
Barreras y oportunidades para la implementación del hidrógeno bajo en carbono en Oceanía

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
Tecnológica	Complejidad de la cadena de exportación de hidrógeno líquido, que exige licuación a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una cadena logística sin precedentes comerciales (ARENA, s. f.). Escala aún	Diversificación de rutas tecnológicas más allá de la electrólisis pura, con gasificación de biomasa forestal y síntesis de e-metanol (CSIRO, 2026a). Aprovechamiento de sitios brownfield con muelle

Dimensión	Barreras identificadas	Oportunidades identificadas
	demostrativa en varios casos: 10 MW y 640 t anuales en Burrup, 5 MW y dos toneladas diarias en Kapuni (CSIRO, 2026c; Hiringa Energy, 2026). Infraestructura marina compleja con tuberías submarinas y boyas de amarre de punto único.	de aguas profundas preexistente (ABEL Energy, s. f.). Hibridación de solar, eólica, hidroelectricidad de base y almacenamiento en baterías que eleva el factor de utilización (Bell Bay Powerfuels, s. f.; CSIRO, 2026c).
Económica y financiera	y Elevada dependencia del subsidio: 47,5 de 87 millones de dólares australianos de origen público en el proyecto de Burrup (CSIRO, 2026c). Reversibilidad del compromiso estatal, que en 2025 llevó a la pausa del proyecto de Gladstone pese a los acuerdos internacionales de compra (CSIRO, 2025). Horizontes de decisión final de inversión prolongados, previstos hacia 2028 (CSIRO, 2026b).	Subsidio ligado a producción efectiva y no a capacidad instalada, con 814 millones de dólares australianos pagaderos por volumen durante diez años (CSIRO, 2026b). Compra garantizada de la totalidad de la producción por el consumidor industrial vecino (CSIRO, 2026c). Cierre financiero con project finance sin recurso de banca comercial, que acredita bancabilidad (Hiringa Energy, 2026). Proximidad a mercados asiáticos de alto poder adquisitivo.
Ambiental	Procesos de revisión ambiental pública prolongados, con evaluación prevista entre 2026 y 2027 (CSIRO, 2026b). Descarga de salmuera y afectación marina por obras costa afuera. Ocupación territorial extensa, con 7.200 hectáreas de intervención en Murchison. Gestión de agua industrial mediante infraestructura dedicada y evaluación federal por ecosistemas costeros (EPBC Act Public Portal, s. f.).	Radiación solar global horizontal excepcional combinada con infraestructura industrial preexistente, lo que limita la ocupación adicional de suelo (CSIRO, 2026c). Valorización de residuos forestales que evita su quema o descomposición no controlada (CSIRO, 2026a). Descarbonización simultánea de insumos agrícolas y transporte pesado, dos sectores de difícil electrificación (Hiringa Energy, 2026). Aporte de e-combustibles líquidos para transporte marítimo oceánico.
Regulatoria e institucional	e Fragmentación del licenciamiento por componentes, con referencias ambientales separadas para producción, transporte, licuación y agua bajo distintos proponentes (EPBC Act Public Portal, s. f.). Modificación de hitos y acuerdos de asistencia financiera que ajusta cronogramas y genera incertidumbre (CSIRO, 2026c). Discontinuidad entre niveles de gobierno federal y estatal.	Mecanismos explícitos de aceleración administrativa: Lead Agency Status, Major Project Status e Investor Front Door (CSIRO, 2026b). Consentimiento acelerado ante la autoridad ambiental para infraestructura de transición energética (EPA, s. f.). Declaratoria de proponente provisional de hub estatal y fondos específicos de hidrógeno renovable (CSIRO, 2026a).
Socioterritorial y de mercado	Riesgo de pérdida de confianza inversionista tras el archivo de proyectos emblemáticos (CSIRO, 2025). Distancia a los mercados de destino y costo asociado de flete y acondicionamiento.	Participación de corporaciones indígenas en la propiedad y gobernanza del proyecto bajo principios de custodia territorial, que alinea el desarrollo con la cultura local y asegura beneficios económicos (Hiringa Energy, 2026). Articulación con estrategias regionales de desarrollo económico. Reconversión de sitios industriales en desuso previo acuerdo con el gobierno estatal (CSIRO, 2026a).

5.6. Contraste Global

El contraste de los cinco continentes permite formular la siguiente matriz de hallazgos.

Tabla 12.

Matriz comparativa de la barrera crítica, la oportunidad distintiva y el factor determinante de viabilidad por continente

Continente	Barrera crítica dominante	Oportunidad distintiva	Factor determinante de viabilidad
América	Asimetría de escala entre norte y sur y reversibilidad de los incentivos fiscales que sostienen la viabilidad financiera.	Almacenamiento geológico estacional y valorización del vertimiento renovable; gobernanza binacional productor-comprador.	Continuidad de los créditos tributarios y capacidad de escalar los pilotos latinoamericanos a magnitud industrial.
Asia	Riesgo de utilización por baja eficiencia a carga parcial y dependencia de mercados finales aún incipientes.	Integración vertical del comprador y manufactura local de electrolizadores que reduce el CAPEX unitario.	Firmeza y duración del contrato de compra, que es lo que habilita el financiamiento sin recurso.
África	Desproporción entre la inversión requerida y el tamaño de la economía receptora, sumada al déficit de consentimiento territorial.	Recurso renovable y suelo disponible de clase mundial, con cobeneficio hídrico y participación accionaria estatal.	Existencia de demanda ancla, interna o contractualmente garantizada, y solidez del marco jurídico al momento del cierre financiero.
Europa	Sobrecoste estructural frente al hidrógeno gris y rigidez de los criterios de adicionalidad y correlación temporal.	Reúso de infraestructura fósil existente y creación deliberada de demanda por vía regulatoria.	Permanencia del compromiso presupuestal público y del marco de precio al carbono que sostiene la prima verde.
Oceanía	Volatilidad del compromiso público y fragmentación del licenciamiento en infraestructuras multiusuario.	Subsidio ligado a producción efectiva y mecanismos de aceleración administrativa con gobernanza indígena participativa.	Estabilidad intergubernamental del apoyo a lo largo del ciclo de maduración del proyecto.

6 Conclusiones y recomendaciones

Las veinticinco iniciativas analizadas se distribuyen entre América, Asia, África, Europa y Oceanía, con escalas que van desde un electrolizador piloto de 50 kW en la Refinería de Cartagena hasta un complejo proyectado de 15 GW en Mauritania. La brecha de capacidad instalada entre estos proyectos constituye uno de los primeros hallazgos que corresponde a el hidrógeno verde todavía no se encuentra en una etapa de consolidación. A saber, existen proyectos piloto, plantas pequeñas y otras con desarrollo a escala industrial, lo que demuestra que no existe una referencia predominante u homogeneidad en las estrategias de implementación a nivel internacional.

La investigación y análisis de estos proyectos permite evidenciar que el hidrogeno verde ha venido superando progresivamente la etapa experimental y ha ido avanzando hacia etapas de aplicaciones industriales de una escala considerable, sin embargo, su nivel de desarrollo presenta discrepancias entre las regiones analizadas, asociadas principalmente a la disponibilidad de recursos, infraestructura, condiciones económicas y la estabilidad en sus marcos regulatorios; es por esto que la producción de hidrogeno bajo en carbono posee diferentes alternativas que responden a las condiciones particulares de cada territorio.

En relación con las tecnologías implementadas se identifica un predominio en la electrolisis mediante tecnologías PEM y Alcalina para la producción de hidrogeno verde. Además, se logra identificar producciones de amoniaco verde, de e-combustibles, almacenamiento geológico en cavernas de sal. Esto demuestra que el desarrollo del sector no solo depende de la producción de hidrógeno, sino también de su almacenamiento, transporte y disposición final.

Ahora bien, desde una visión económica y financiera los casos analizados muestran que los proyectos de gran escala requieren de estructuras de financiación complejas, respaldadas por

un marco regulatorio, ya que constituye un elemento determinante para disminuir el riesgo financiero, y facilitar la consolidación de los proyectos. Por otra parte, la competitividad futura del hidrogeno bajo en carbono dependerá de la consolidación de mercados capaces de garantizar una demanda estable y a largo plazo.

En cuanto a la evaluación ambiental, los casos estudiados muestran que la producción de hidrógeno bajo en carbono puede contribuir significativamente a la reducción de gases de efecto invernadero, especialmente cuando sustituye combustibles fósiles en sectores industriales y de transporte. No obstante, la clasificación de un proyecto bajo en carbón no elimina sus impactos ambientales, ya que el consumo de agua, la generación y la disposición de salmuera, además de las posibles emisiones fugitivas de metano, constituyen aspectos que deben ser considerados en la planificación y durante la operación.

La revisión realizada permite concluir que el desarrollo del hidrógeno bajo en carbono requiere un enfoque integral, en el que la tecnología representa solamente uno de los componentes necesarios para alcanzar proyectos viables y sostenibles. La experiencia internacional demuestra que los proyectos con mayores posibilidades de consolidación son aquellos que articulan producción renovable, tecnología adecuada, infraestructura, demanda asegurada, mecanismos de financiación, gestión ambiental y respaldo regulatorio. En consecuencia, para avanzar hacia la implementación de proyectos de hidrógeno bajo en carbono en nuevos mercados, resulta fundamental adoptar un enfoque que permita evaluar simultáneamente las condiciones técnicas, económicas, ambientales, regulatorias y de infraestructura de cada territorio.

7 Referencias Bibliográficas

- ABEL Energy. (s. f.). Bell Bay Powerfuels Project. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://abelenergy.com.au/bell-bay-powerfuels>
- ACES Delta. (2022, 26 de abril). Advanced Clean Energy Storage project receives \$500 million conditional commitment from U.S. Department of Energy [Comunicado de prensa]. <https://aces-delta.com/media/advanced-clean-energy-storage-project-receives-500-million-conditional-commitment-from-u-s-department-of-energy/>
- ACES Delta. (2024, 26 de febrero). Comments to the U.S. Department of the Treasury and Internal Revenue Service on proposed regulations relating to clean hydrogen production tax credit (Section 45V). IRS / Baker Botts. <https://www.bakerbotts.com/aproximado/media/files/comment-letters/aces-delta-llc-comments.pdf>
- ACES Delta. (s. f.-a). About us: Moving the boundaries of renewable energy. <https://aces-delta.com/>
- ACES Delta. (s. f.-b). Solutions: Reliable, renewable, scalable clean energy storage. <https://aces-delta.com/>
- Adani New Industries Ltd. (2023). Green hydrogen businesses and vertical integration supply chain. Adani Group. <https://www.adani.com/businesses/energy-utilities/green-hydrogen>
- Air Liquide Normand'Hy. (s. f.). Air Liquide Normand'Hy: Producing renewable hydrogen for industry and mobility. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://normandhy.airliquide.com/en>
- Air Products. (2021, 17 de junio). Air Products to build world-scale net-zero hydrogen energy complex in Edmonton, Alberta, Canada [Comunicado de prensa]. <https://www.airproducts.com/company/news-center/2021/06/0617-air-products-net-zero-hydrogen-energy-complex-in-edmonton-alberta>
- Air Products. (2024). Climate disclosure report. <https://www.airproducts.ca/-/media/files/en/sustainability/46946-air-products-climate-disclosure-report.pdf>
- Air Products. (s. f.). Canada Net-Zero Hydrogen Energy Complex. <https://www.airproducts.com/energy-transition/canada-net-zero-hydrogen-energy-complex>

- Air Products. (s. f.). NEOM Green Hydrogen Complex. <https://www.airproducts.com/energy-transition/neom-green-hydrogen-complex>
- Aldana Rivera, S. E., & León Peñuela, F. A. (2022). Hidrógeno en Colombia si se hace mal, podría ser peor: Reflexiones sobre su apuesta (Primera edición). Heinrich Böll Stiftung.
- Ammonia Energy Association. (2023, 26 de junio). OCP Group: Renewable ammonia production facility planned for southern Morocco. <https://ammoniaenergy.org/articles/ocp-group-renewable-ammonia-production-facility-planned-for-southern-morocco/>
- Ashurst. (2023, abril). Structuring green H2 projects: The ambitious plan of the Kingdom of Morocco. https://www.ashurstperkinscoie.com/-/media/Ashurst/Documents/News-and-Insights/Legal-Updates/2023/Apr/R008848_structuring-green-h2-projects-kingdom-of-morocco-article.pdf
- Australian Renewable Energy Agency. (s. f.). Central Queensland Hydrogen (CQ-H2) Project: FEED study. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://arena.gov.au/projects/central-queensland-hydrogen-cq-h2-project-feed-study/>
- Bell Bay Powerfuels. (s. f.). Bell Bay Powerfuels: Green hydrogen & green methanol project. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://bellbaypowerfuels.com.au/>
- Black & Veatch. (s. f.). Green hydrogen hub project in Utah secures DOE loan guarantee. <https://www.bv.com/projects/green-hydrogen-hub-project-in-utah-secures-doe-loan-guarantee>
- Bustami, G. (2024). Advancing Green Hydrogen in Chile: Policy and Financial Pathways for Magallanes.
- Cacciuttolo, C., Huertas, A., Montoya, B., & Cano, D. (2025). The Present and Future of Production of Green Hydrogen, Green Ammonia, and Green E-Fuels for the Decarbonization of the Planet from the Magallanes Region, Chile. *Applied Sciences*, 15(11), 6228. <https://doi.org/10.3390/app15116228>
- Campillo Pérez, D., & Casero Cabezón, P. (2025). Renewable hydrogen production via electrolysis: State-of-the-art and future prospects.
- Canadian Energy Centre. (2023, 5 de enero). Construction underway on \$1.6 billion Alberta net zero hydrogen complex. <https://www.canadianenergycentre.ca/construction-underway-on-1-6-billion-alberta-net-zero-hydrogen-complex/>

- Chevron. (2023, 11 de septiembre). Chevron acquires majority stake in the Advanced Clean Energy Storage hydrogen project in Delta, Utah [Comunicado de prensa]. <https://www.chevron.com/newsroom/2023/q3/chevron-acquires-majority-stake-in-advanced-clean-energy-storage-hydrogen-project>
- Chica, A., Fernandez, A., Fernandez, J. R., Grasa, G., Laguna Bercero, M. A., Lazaro, M. J., Martinez, I., Peña, M. A., Pinilla, J. L., Serra, J. M., Serra, M., Suelves, I., & Valiño, L. (2020). Tecnologías del Hidrogeno. (58). https://www.gecarbon.org/boletines/articulos/BoletinGEC_058-art5.pdf
- Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation. (2025). Central Queensland Hydrogen Project (CQ-H2). HyResource. <https://research.csiro.au/hyresource/central-queensland-hydrogen-project/>
- Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation. (2026a). ABEL Energy Bell Bay Powerfuels Project. HyResource. <https://research.csiro.au/hyresource/abel-energy-bell-bay-powerfuels-project/>
- Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation. (2026b). Murchison Green Hydrogen. HyResource. <https://research.csiro.au/hyresource/murchison-green-hydrogen/>
- Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation. (2026c). Yuri Renewable Hydrogen to Ammonia Project. HyResource. <https://research.csiro.au/hyresource/yuri-renewable-hydrogen-to-ammonia-project/>
- Complexo do Pecém. (2021). Pecém factsheet 2021: Infrastructure, logistics and industrial complex. Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP S.A.). <https://www.complexodopecem.com.br/wp-content/uploads/2022/10/Pecem-factsheet-2021-Eng.pdf>
- Complexo do Pecém. (2022). Hub de Hidrogênio Verde do Ceará: Transformando o futuro da energia. Governo do Estado do Ceará & Port of Rotterdam. <https://www.complexodopecem.com.br/hubh2v/>
- Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES). (2025). Política Nacional De Hidrógeno. https://sisconpes.dnp.gov.co/SisCONPESWeb//new_ctmp/DocumentosConpes/Borradores/2025-11-28_borrador_conpes_poli%CC%81tica_nacional_del_hidro%CC%81geno.pdf

- Construction News Ireland. (2025, 30 de octubre). Hyundai Motor constructs hydrogen fuel cell plant in Ulsan. <https://www.constructionawards.ie/news/hyundai-motor-constructs-hydrogen-fuel-cell-plant-in-ulsan>
- Corporate Europe Observatory. (2024). Meet Boegoebaai: South Africa's biggest planned green hydrogen project. https://corporateeurope.org/sites/default/files/2025-10/HYDROGENREPORT_Boegoebaai_F.pdf
- CWP Global. (2021, 28 de mayo). CWP Global signs MOU with Mauritania for massive 30GW green hydrogen project [Comunicado de prensa]. <https://cwp.global/news/cwp-global-signs-mou-with-mauritania-for-massive-30gw-green-hydrogen-project/>
- CWP Global. (s. f.). AMAN project – Mauritania. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://cwp.global/terra/projects/>
- Ecopetrol. (2022, 18 de marzo). Ecopetrol inicia la primera prueba piloto de producción de hidrógeno verde en Colombia [Comunicado de prensa]. Refinería de Cartagena. <https://www.refineriadecartagena.com.co/es-ES/Noticias/Detalle-noticia/?id=36174182-74ea-f011-8544-0022480a88d3>
- Environmental Protection Authority. (s. f.). Kapuni Green Hydrogen Project. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://www.epa.govt.nz/fast-track-consenting/referred-projects/kapuni/>
- EPBC Act Public Portal. (s. f.). CQ-H2 Hydrogen Production Facility (HPF) Project (Referral 2023/09680). Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water, Australian Government. <https://epbcpublicportal.environment.gov.au/all-referrals/project-referral-summary/project-decision/?id=019029d4-7258-f011-bec2-000d3aca9060>
- European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency. (2026, 27 de marzo). Holland Hydrogen (HH) [Ficha del proyecto]. Comisión Europea. https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101085976.pdf
- Fernandes, J. (2025). Hidrógeno bajo en carbono: El escenario global y las reflexiones sobre América Latina-UITP. <https://www.uitp.org/news/hidrogeno-bajo-en-carbono-el-escenario-global-y-las-reflexiones-sobre-america-latina/>
- Global Africa Network. (2024, 24 de marzo). The Boegoebaai port and green hydrogen cluster. <https://www.globalafricanetwork.com/featured/boegoebaai-port-and-green-hydrogen-cluster/>

- Global Forum on Sustainable Energy. (2021). The HEVO Ammonia Morocco project. <https://www.gfse.at/news/the-hevo-ammonia-morocco-project>
- Global Forum on Sustainable Energy. (2024, 11 de septiembre). Renewable hydrogen and ammonia in North Africa [Informe de política]. https://www.gfse.at/fileadmin/4_gfse/services___policy_briefs/gfse_hydrogen_north_africa.pdf
- Green Hydrogen Organisation. (s. f.). Egypt. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://gh2.org/countries/egypt>
- Hernandez Sampiere, R., Fernandez Collado, C., & Baptista Lucio, M. del pilar. (2014). Metodologia de la investigación. <https://www.esup.edu.pe/wp-content/uploads/2020/12/2.%20Hernandez,%20Fernandez%20y%20Baptista-Metodolog%C3%ADa%20Investigacion%20Cientifica%206ta%20ed.pdf>
- HIF Global. (s. f.-a). HIF Haru Oni: La primera planta de e-combustibles del mundo. <https://es.hifglobal.com/locations/hif-haru-oni>
- HIF Global. (s. f.-b). Nuestra tecnología: Producción de combustibles carbono neutrales. <https://es.hifglobal.com/>
- Hiringa Energy. (2026, 5 de febrero). Kapuni Project reaches financial close, unlocking integrated renewable energy and green hydrogen production in Taranaki. <https://www.hiringaenergy.com/post/kapuni-project-reaches-financial-close-unlocking-integrated-renewable-energy-and-green-hydrogen-pro>
- House of Commons Standing Committee on Finance. (2025). Pre-budget consultations: Air Products submission on CCUS-ITC and CH-ITC regulations. Parliament of Canada. <https://www.ourcommons.ca/Content/Committee/451/FINA/Brief/BR13582620/br-external/AirProductsInc-e.pdf>
- Hyphen Hydrogen Energy. (s. f.). Hyphen Hydrogen Energy. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://hyphenafrika.com/>
- Hyundai Motor Group. (2025, 30 de octubre). Hyundai Motor breaks ground on hydrogen fuel cell production facility in Korea [Comunicado de prensa]. Hyundai Motor Company Newsroom. <https://www.hyundaimotorgroup.com/en/news/hyundai-motor-breaks-ground-on-hydrogen-fuel-cell-production-facility-in-korea>

- Iberdrola. (2024, septiembre). Planta de hidrógeno verde de Puertollano. <https://www.iberdrola.com/conocenos/generacion-electrica-power/otras-tecnologias/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- IEA, Bennet, S., Cipar, J., Bermudez, J. M., & Remme, U. (2025). Global Hydrogen Review 2025.
- IEA. (2024a, enero 11). Renewables 2023 - Analysis. IEA. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>
- IEA. (2024b, octubre 2). Global Hydrogen Review 2024 - Analysis. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- IEA. (2025, septiembre 12). Global Hydrogen Review 2025 - Analysis. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>
- Incer-Valverde, J., Korayem, A., Tsatsaronis, G., & Morosuk, T. (2023). “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. *Energy Conversion and Management*, 291, 117294. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>
- International Energy Agency. (2023). Towards Hydrogen Definitions Based on their Emissions Intensity. OECD. <https://doi.org/10.1787/44618fd1-en>
- IRENA. (2024). Green hydrogen strategy: A guide to design. https://h2council.com.au/wp-content/uploads/2024/08/202407-IRENA_Green_hydrogen_strategy_design_2024.pdf
- Korea Certification. (2025, 18 de diciembre). Hyundai launches construction of hydrogen fuel cell production hub in Ulsan. <https://www.korea-certification.com/en/hyundai-launches-construction-of-hydrogen-fuel-cell-production-hub-in-ulsan/>
- Management Solutions. (2024). Situación actual y evolución esperada del hidrógeno. <https://www.managementsolutions.com/sites/default/files/minisite/static/5e63d3cb-196a-44b3-803e-551bce564732/nl-h2/pdf/h2-vector-energetico-06.pdf>
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde: Chile, proveedor de energía limpia para un planeta carbono neutral. Gobierno de Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf
- Ministerio de Minas y Energía [MME]. (2022). Cartagena como centro industrial de hidrógeno bajo en carbono. Gobierno de Colombia. https://www.minenergia.gov.co/documents/8597/Cartagena_como_centro_industrial_de_hidrogeno_bajo_en_carbono.pdf

- Ministerio de minas y energia. (s/f). Ecosistema H2 Colombia. Recuperado <https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/>
- Ministry of Economy, Trade and Industry. (2023). Basic hydrogen strategy. Government of Japan. https://www.meti.go.jp/english/press/2023/0606_001.html
- Ministry of New and Renewable Energy. (2023). National Green Hydrogen Mission document. Government of India. <https://cdnbbsr.s3waas.gov.in/s3716e1b8c6cd17b771da77391355749f3/uploads/2023/01/2023012338.pdf>
- Mitsubishi Power Americas. (2022, 9 de junio). US DOE closes \$504.4 million loan to Advanced Clean Energy Storage project for hydrogen production and storage [Comunicado de prensa]. <https://power.mhi.com/regions/amer/news/20220609.html>
- Murchison Hydrogen Renewables. (s. f.). Murchison Green Hydrogen Project. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://www.murchisonrenewables.com.au/>
- NEOM Green Hydrogen Company. (s. f.). NEOM Green Hydrogen Company: The world's largest green hydrogen production facility. <https://nghc.com/>
- New Energy and Industrial Technology Development Organization. (2020). The world's largest-class hydrogen production facility, “Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)” has completed in Namie town [Comunicado de prensa]. NEDO. <https://www.nedo.go.jp/content/800013531.pdf>
- New Energy Argentina. (2024). Gaucho: Wind to Hydrogen & Green Ammonia [New Energy Argentina]. <https://newenergyargentina.com/es/gaucho-es/>
- NITI Aayog. (2022). Harnessing green hydrogen: Opportunities for deep decarbonisation in India. Government of India. <https://www.niti.gov.in>
- NTPC Limited. (2023). Pioneering green hydrogen initiatives and pilot projects in India [Comunicado de prensa]. NTPC. <https://www.ntpc.co.in>
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. (2023a). Hyphen Hydrogen Energy ammonia – Namibia [Estudio de caso]. OECD Publishing. <https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/about/programmes/cefim/green-hydrogen/hyphen-namibia-case-study.pdf>
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. (2023b). AMAN green hydrogen project in Mauritania: A case study. OECD Publishing.

- <https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/about/programmes/cefim/green-hydrogen/CWP-case-study.pdf>
- Porsche. (2022, 20 de diciembre). Porsche y sus socios internacionales inician la producción de e-combustibles en Chile [Comunicado de prensa]. <https://newsroom.porsche.com/es/2022/innovacion/porsche-hif-global-inauguracion-planta-piloto-e-fuels-haru-oni-chile-30733.html>
- Reliance Industries Limited. (2023). Annual report 2022-23: Building the Dhirubhai Ambani Green Energy Giga Complex. RIL. <https://www.ril.com>
- RES4Africa Foundation. (2022, julio). Green hydrogen in Morocco: Policy recommendations to implement the national roadmap. https://res4africa.org/wp-content/uploads/2023/04/GreenHydrogenMorocco_RES4Med_July2022.pdf
- RWE. (2026, 4 de agosto). GET H2 Nukleus gains momentum: First hydrogen from Lingen reaches Marl [Comunicado de prensa]. <https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2026-08-04-get-h2-nukleus-gains-momentum/>
- RWE. (s. f.). Hydrogen project GET H2 Nukleus. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://www.rwe.com/en/research-and-development/hydrogen-projects/hydrogen-project-get-h2/>
- Sasol. (2023). Climate change report 2023. https://www.sasol.com/sites/default/files/2023-09/SASOL_Climate_Change_Report_2023_.pdf
- Sasol. (s. f.). Green hydrogen export study – Boegoebaai. Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://www.sasol.com/boegoebaai>
- Shell. (2026, 16 de julio). Shell hydrogen projects. <https://www.shell.com/what-we-do/hydrogen/shell-hydrogen-projects.html>
- Siemens Energy. (2022). Haru Oni: Highly innovative fuels from wind power in Chile. <https://www.siemens-energy.com/global/en/priorities/future-technologies/hydrogen/haru-oni.html>
- Sinopec. (2023a, 31 de agosto). China's first 10,000-ton photovoltaic green hydrogen pilot project now fully built and put into production [Comunicado de prensa]. China Petroleum & Chemical Corporation. <http://www.sinopecgroup.com/group/en/000/000/062/62515.shtml>
- Sinopec. (2023b, 3 de julio). Sinopec Xinjiang Kuqa Green Hydrogen Pilot Project enters operation, leading China's green hydrogen development [Comunicado de prensa]. China

- Petroleum & Chemical Corporation.
<http://www.sinopecgroup.com/group/en/000/000/062/62516.shtml>
- Sovereign Fund of Egypt. (s. f.). Green hydrogen. Consultado el 4 de agosto de 2026 en
<http://www.greenhydrogen.gov.eg/>
- Stegra. (s. f.-a). Our Boden plant: Three plants in one! Green hydrogen, green iron and green steel.
Consultado el 4 de agosto de 2026 en <https://stegra.com/en/the-boden-plant>
- Stegra. (s. f.-b). News and stories. Consultado el 4 de agosto de 2026 en
<https://stegra.com/en/news-and-stories>
- Toshiba Energy Systems & Solutions. (2020). FH2R hydrogen production facility using renewable energy completes construction in Fukushima [Comunicado de prensa].
https://www.toshiba-energy.com/en/info/info2020_0307.htm
- Vásquez, R., & Salinas, F. (2019). Tecnologías del Hidrogeno y perspectivas para Chile.
- Yin, R. K. (2018). Case study research and applications: Design and methods (Sixth edition). SAGE.
- Yuri Project - Technology & Market Report. (2025). Yuri Operations Pty Ltd.
<https://arena.gov.au/knowledge-bank/yuri-renewable-hydrogen-to-ammonia-project-project-technology-market-report/>