



GUÍA PRÁCTICA PARA LA EVALUACIÓN Y FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA- ASOBANCARIA



Autores

Participantes

BID Invest

Marcela Betancourt Muñoz – Oficial de Asesoría para Cambio Climático
Julián González Martínez – Oficial de Asesoría para Cambio Climático

Asobancaria

Daniel Felipe Lacouture – Director de Sostenibilidad
José Daniel González Calvo – Líder de Sostenibilidad
Alejandra Marín Olarte – Equipo de Sostenibilidad

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)

Patricia Dávila Pinzón/ Asesora International Hydrogen Ramp-Up Programme (H2Uppp)

Unión Europea

Manuel Fernández Quilez – Agregado de cooperación
Erika Amaya – Experta en Finanzas sostenibles
AT Global Gateway
Juliana Silva – Experta en Energía y servicios públicos
AT Global Gateway
Rutty Ortiz – Jefa AT Global Gateway

Equipo técnico

KPMG Colombia

Javier Quintana Pérez – Socio Líder Energía y Recursos Naturales
Linda Díaz Rivera – Supervisor Energía y Recursos Naturales
Santiago Rojas – Consultor de Estrategia
Felipe Castro Londoño – Diseño y diagramación

CMS Rodríguez Azuero

Mónica Torres – Counsel Energía & Cambio Climático

Universidad Nacional de Colombia

Alexander Gómez Mejía – Profesor titular, Facultad de Ingeniería

Agradecimientos

Agradecemos a todas las entidades y organizaciones que contribuyeron con información y conocimiento para la elaboración de esta Guía de Financiamiento de Hidrógeno. En especial, destacamos el aporte de las entidades que

hacen parte de Asobancaria, el acompañamiento del Programa Internacional de Fomento del Hidrógeno (H2Uppp) del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania, así como las contribuciones de la Cámara de Hidrógeno de la ANDI, la Asociación de Hidrógeno Colombia y la Red Global de Hidrógeno de KPMG, que enriquecieron este documento con información actualizada y una visión internacional.

Sobre BID Invest

BID Invest es un banco multilateral de desarrollo comprometido a promover el desarrollo económico de sus países miembros en América Latina y el Caribe a través del sector privado. BID Invest financia empresas y proyectos sostenibles para que alcancen resultados financieros y maximicen el desarrollo económico, social y medio ambiental en la región. Con una cartera de US\$16.330 millones en activos bajo gestión y 394 clientes en 25 países, BID Invest provee soluciones financieras innovadoras y servicios de asesoría que responden a las necesidades de sus clientes en una variedad de sectores.

Esta publicación no constituye un documento de cumplimiento. Sus contenidos buscan solamente fines de información general y no deben ser interpretados como cumplimiento con las políticas de ninguno de los participantes. En este sentido, se deben tomar solo como una fuente de información, guía y análisis que cada usuario aplica e implementa a su discreción, de conformidad con sus propias políticas y leyes aplicables, lo cual puede o no requerir todas o algunas de las prácticas descritas para utilizar en sus propias actividades.

Esta publicación proporciona una guía de proceso voluntaria, y la información y opiniones contenidas en el presente documento no pretenden constituirse, y no constituyen, una asesoría legal, ambiental, de contabilidad, regulatoria, de inversión, ni otra asesoría profesional de tipo alguno en particular, así como una opinión sobre la pertinencia de cualquier inversión, estrategia, o producto de inversión o solicitud de clase alguna, y no debería basarse en ella o tratarse como sustituta de asesoría profesional relevante para las circunstancias.

Septiembre, 2025

Diccionario de siglas

ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CAPEX	Capital Expenditure (Gasto de capital)
CfD	Contract for Difference (Contrato por diferencia)
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
DSCR	Debt Service Coverage Ratio (Índice de cobertura del servicio de deuda)
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HPA	Hydrogen Purchase Agreement (Contrato de compra de hidrógeno)
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen (Costo nivelado del hidrógeno)
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME	Ministerio de Minas y Energía
MW	Megavatio
OIT	Organización Mundial del Trabajo
OPEX	Operational Expenditure (Gasto operativo)
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de compra de energía)
SFC	Superintendencia Financiera de Colombia
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética



ÍNDICE



1. INTRODUCCIÓN



2. EL HIDRÓGENO Y SU CONTEXTO

- 2.1. Cadena de suministro del hidrógeno.
- 2.2. Potencial para la producción de hidrógeno en Colombia.
- 2.3. Costos nivelados del hidrógeno.
- 2.4. Mercado de hidrógeno.



3. MARCO LEGAL Y POLÍTICA PÚBLICA PARA EL DESARROLLO DEL HIDRÓGENO EN COLOMBIA

- 3.1. Marco legal actual para el desarrollo del Hidrógeno.
- 3.2. Contexto del marco institucional.
- 3.3. Algunas recomendaciones para el Gobierno Nacional.



4. FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO

- 4.1. Fuentes de financiamiento: ¿Quién financia?
- 4.2. Tipos de financiamiento: ¿Cómo se estructura el capital?
- 4.3. Instrumentos financieros: ¿Qué herramientas se utilizan?
- 4.4. Ejemplos de *facilities* usadas para el financiamiento de proyectos de hidrógeno.
- 4.5. Financiamiento del hidrógeno en Colombia.
- 4.6. Esquemas contractuales para el desarrollo de proyectos y negocios de Hidrógeno en Colombia.



5. RIESGOS

- 5.1. Riesgos en proyectos de hidrogeno mapeados a nivel global.
- 5.2. Instrumentos de mitigación: ¿Qué herramientas existen para reducir el riesgo y mejorar la bancabilidad?
- 5.3. ¿Qué riesgos se han identificado en Colombia?
- 5.4. Complemento: Matriz de mecanismos de mitigación aplicables a proyectos de hidrógeno en Colombia.



6. CARACTERIZACIÓN DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO: MODELOS DE NEGOCIO, CAPEX Y CICLO DE VIDA

- 6.1. Tipo de proyecto: ¿Cómo se puede identificar un proyecto de hidrógeno financiable?
- 6.2. Necesidades de inversión: estimaciones de CAPEX en proyectos de hidrógeno.
- 6.3. Ciclo de vida financiero de los proyectos de hidrógeno.
- 6.4. Características y parámetros de diseño de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno.
- 6.5. Recomendaciones para el diseño de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno en Colombia.



7. CASOS DE ÉXITO

- 7.1. H2Global: Proyecto Egipto Hidrógeno verde.
- 7.2. Casos de éxito de Política pública.
- 7.3. Buenas prácticas internacionales y oportunidades de adaptación al contexto nacional.



8. RUTA DE IMPLEMENTACIÓN

- 8.1. Clasificación y caracterización del proyecto: ¿Qué tipo de proyecto es?
- 8.2. Evaluación técnica y regulatoria: ¿Cumple con los requisitos mínimos?
- 8.3. Bancabilidad: ¿Qué criterios debe cumplir un proyecto para ser considerado?
- 8.4. Secuencia de evaluación para proyectos de hidrógeno susceptibles de ser financiados bancable?
- 8.5. Etapas del proceso de evaluación: Checklist para proyectos de hidrógeno financiables.
- 8.6. Indicadores clave y mecanismos de evaluación para los proyectos de hidrógeno verde en Colombia.
- 8.7. Análisis de criterios de un proyecto para acceso a pólizas de seguros.



9. CONSIDERACIONES PARA LA ACCIÓN

- 9.1. Pólizas de seguros para proyectos de hidrógeno
- 9.2. Herramientas para la evaluación financiera de proyectos
- 9.3. Retos y siguientes pasos



ANEXOS

Presentación de la Guía

Esta guía ha sido elaborada para apoyar al sector financiero colombiano en la comprensión y aplicación de los elementos clave que inciden en la evaluación, estructuración y financiamiento de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones. Está dirigida a equipos técnicos, áreas de sostenibilidad, riesgo, crédito, estructuración e inversión de bancos comerciales, banca de desarrollo otros actores interesados en identificar oportunidades de inversión en este sector emergente.

Se espera que esta herramienta sea especialmente útil para aquellas entidades adheridas al Protocolo Verde, interesadas en fortalecer su portafolio de finanzas sostenibles y contribuir activamente a la transición energética del país.

Su contenido se basa en el análisis de experiencias internacionales, referencias técnicas y el marco normativo colombiano vigente hasta mayo de 2025. La elaboración de la guía incluyó la revisión de literatura especializada, estudios de caso y aportes de expertos del ecosistema energético y financiero.

Estructura del documento

La guía está organizada en nueve capítulos que abordan de forma progresiva los aspectos técnicos, regulatorios, financieros y de riesgos asociados al desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.

El documento inicia con una introducción al contexto global y nacional del hidrógeno (**Capítulo 1**), seguida por una descripción de su cadena de valor, el potencial del país y las proyecciones de mercado (**Capítulo 2**). Luego, se presenta el marco legal y las políticas públicas que habilitan su desarrollo (**Capítulo 3**), y se exploran las fuentes, tipos e instrumentos de financiamiento disponibles (**Capítulo 4**). El **Capítulo 5** identifica los principales riesgos y mecanismos de mitigación, mientras que el **Capítulo 6** describe los principales modelos de negocio, las necesidades de inversión y el ciclo de vida de un proyecto de hidrógeno. El **Capítulo 7** recopila casos de éxito internacionales y lecciones aplicables. A partir de allí, el **Capítulo 8** ofrece una hoja de ruta práctica para aplicar los elementos desarrollados en la guía a la evaluación de proyectos financiados, integrando herramientas de análisis técnico, financiero y regulatorio. Finalmente, el **Capítulo 9** presenta recomendaciones para la acción, seguido por las fuentes bibliográficas y anexos técnicos.

Esta estructura permite a los equipos financieros recorrer de forma lógica y aplicada los elementos necesarios para tomar decisiones informadas sobre la viabilidad y financiamiento de proyectos de hidrógeno.

1

Introducción

El hidrógeno de bajas emisiones ha ganado protagonismo en la agenda energética global como una alternativa para reducir emisiones en sectores donde la electrificación directa no es viable. Su adopción está siendo impulsada por políticas públicas, compromisos climáticos y el interés creciente de actores industriales y financieros.

A nivel internacional, se han anunciado inversiones significativas en proyectos de hidrógeno, aunque solo una pequeña proporción -menos del 10% del pipeline global- ha alcanzado decisión final de inversión¹. Esto refleja los desafíos estructurales que enfrenta el mercado, como la incertidumbre en la demanda, la falta de infraestructura habilitante, la volatilidad macroeconómica y la necesidad de marcos regulatorios claros.

En Colombia, el hidrógeno ha sido incorporado en la política energética como una opción complementaria para la transición. El país cuenta con recursos renovables abundantes, una matriz eléctrica limpia y un marco normativo en evolución que reconoce el hidrógeno verde, azul y blanco como fuentes no convencionales de energía. No obstante, a nivel internacional se observa una tendencia creciente a dejar de utilizar la clasificación por colores, en favor

de métricas basadas en la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al ciclo de vida del hidrógeno². Esta evolución busca facilitar la trazabilidad, la comparabilidad entre proyectos y la alineación con estándares de sostenibilidad.

Para el sector financiero, el hidrógeno representa un campo emergente con potencial de crecimiento, pero también con riesgos asociados a la tecnología, la regulación, la demanda y la estructura de ingresos. La evaluación de estos proyectos requiere enfoques específicos de análisis de riesgos, estructuración contractual y diseño de instrumentos financieros adaptados a su perfil.

Esta guía busca facilitar ese proceso, proporcionando una base técnica y contextual que permita a los actores financieros identificar oportunidades viables, comprender los riesgos clave y explorar mecanismos de financiamiento adecuados. Su enfoque es práctico y está orientado a apoyar la toma de decisiones informadas en un entorno en evolución. A partir de este panorama general, el siguiente capítulo presenta una introducción al hidrógeno, su cadena de valor y su relevancia como vector energético con potencial para movilizar recursos desde el sistema financiero.

1. Frankfurt School of Finance & Management (2022). *Financing of PtX Projects in Non-OECD Countries*. H2Global Stiftung. Según este informe, de más de 680 proyectos de hidrógeno anunciados globalmente con una inversión estimada de USD 240 mil millones, solo USD 22 mil millones han alcanzado FID o están en construcción u operación, lo que representa menos del 10% del total.

2. Aunque tradicionalmente se ha clasificado el hidrógeno por colores (gris, azul, verde), esta nomenclatura está siendo reemplazada progresivamente por métricas basadas en la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero, como lo proponen la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Comisión Europea.

El hidrógeno **y su contexto**

2

¿Qué es y por qué es importante el hidrógeno para la transición energética?

El hidrógeno es un vector energético versátil con un papel clave en la transición hacia una economía baja en carbono. Aunque es el elemento más abundante del universo, no se encuentra libre en la naturaleza y debe producirse a partir de compuestos como el agua o el gas natural. Su principal valor radica en que permite almacenar, transportar y liberar energía sin generar emisiones directas de carbono. Esto lo convierte en una solución estratégica para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada, el transporte marítimo y aéreo, y la producción de fertilizantes. Además, el hidrógeno puede complementar las energías renovables intermitentes y facilitar el almacenamiento estacional de energía.

Aunque el hidrógeno es un gas incoloro, tradicionalmente se ha clasificado por colores -gris, azul y verde- según su método de producción. Esta clasificación refleja la ruta o tecnología utilizada, pero no necesariamente la huella de carbono total del producto. El hidrógeno gris, producido a partir de gas natural sin captura de carbono, es el más común y económico, pero también el más contaminante. El azul incorpora tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), lo que permite reducir significativamente sus emisiones. El verde, generado por electrólisis del agua con electricidad renovable, es considerado el más limpio y el más alineado con los objetivos climáticos. Sin embargo, organismos como la Agencia Internacional de Energía (IEA) han propuesto avanzar hacia definiciones basadas en la intensidad real de emisiones, en lugar de la clasificación por colores³. En Colombia, como se verá en el Capítulo 3, se ha definido el hidrógeno de “bajas emisiones”⁴, que incluye tres colores: azul, verde y blanco.

Para que el hidrógeno de bajas emisiones alcance su potencial transformador, se requiere una movilización masiva de capital hacia proyectos de producción, infraestructura y aplicaciones de uso final. Aunque su adopción a gran escala aún está en desarrollo, las tecnologías están madurando rápidamente y se evalúa la adaptación de infraestructuras existentes —como redes de gas natural— para su transporte y almacenamiento. En este contexto, el financiamiento es un habilitador clave. El sector financiero tiene un rol estratégico no solo como proveedor de recursos, sino también como catalizador de innovación, estructurador de riesgos y garante de la viabilidad económica de los proyectos. La participación de la banca en el financiamiento del hidrógeno no solo contribuye al cumplimiento de los objetivos climáticos, sino que también abre oportunidades para diversificar carteras, acceder a nuevos mercados y liderar la transición energética global.

3. IEA, *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity*. 2023.

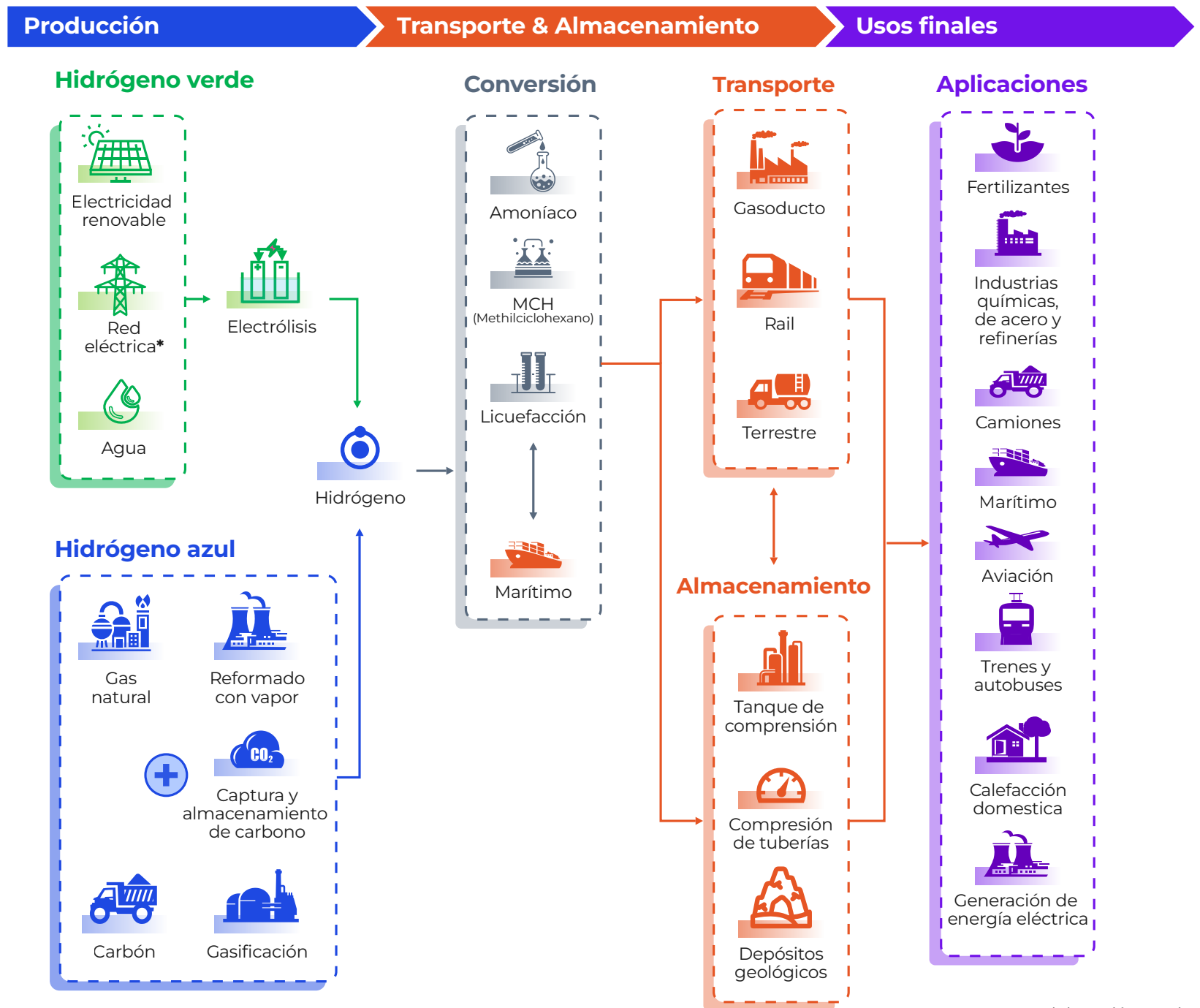
4. El hidrógeno se considera de bajas emisiones cuando es producido o extraído mediante tecnologías que generan bajos niveles de emisiones de carbono, sin importar el proceso utilizado.

2.1

Cadena de suministro del hidrógeno

La llamada cadena de suministro o de valor del hidrógeno hace referencia a las tres fases por las que pasa este elemento durante su vida industrial: **producción, almacenamiento y transporte, y aplicación o uso final.** En la **Figura 2-1** se describe la cadena de suministro del hidrógeno y en la **Figura 2-2** se muestran oportunidades para el sector financiero dentro de la cadena.

Figura 2-1. Representación esquemática de la cadena de valor del hidrógeno



* El uso de la red eléctrica depende de las emisiones asociadas de CO₂

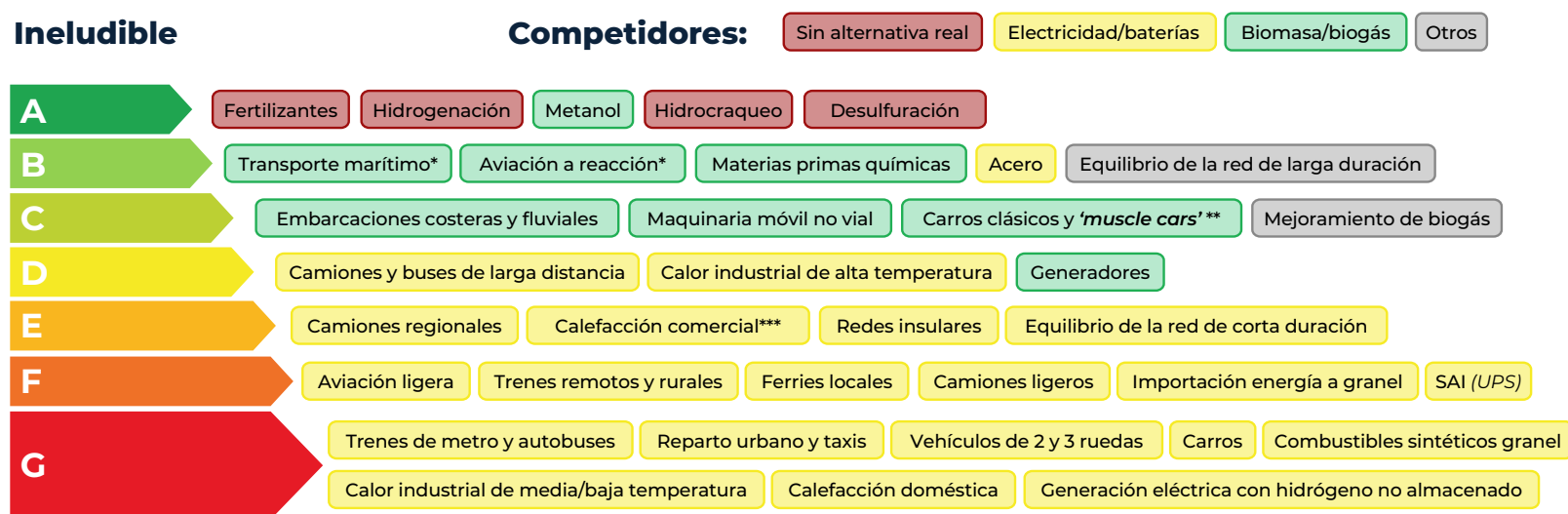
Fuente: Elaboración propia.

Figura 2-2: Cadena de Valor del Hidrógeno: ¿Dónde están las oportunidades para el sector financiero?



En la **Figura 2-3** se identifican las aplicaciones priorizadas de uso final del hidrógeno, según la Escalera del Hidrógeno Limpio (“Clean Hydrogen Ladder”) de Michael Liebreich (Liebreich, 2023). Liebreich organiza los usos del hidrógeno en una escala de prioridad, desde los más justificados y necesarios hasta los menos recomendables, basándose en criterios de eficiencia, costo y disponibilidad de alternativas más simples como la electrificación directa. Se destacan las aplicaciones donde no existen alternativas comercialmente viables ante el uso del hidrógeno, como en la producción de fertilizantes nitrogenados a partir del uso de amoníaco, que reciben la máxima prioridad según la herramienta. En el **Anexo A.1** se presenta una clasificación general de los usos del hidrógeno por sectores, incluyendo las principales aplicaciones potenciales.

Figura 2-3: Escalera de Liebreich con la priorización de las aplicaciones potenciales para el hidrógeno verde



No Competitivo

*Como amoníaco o metanol **Como combustible sintético o electricidad y biomasa a líquido ***Como sistema híbrido

Fuente: Michael Liebreich/Liebreich Associates, Clean Hydrogen Ladder, Versión 5,0, 2023. Concept credit: Adrian Hiel, Energy Cities. CC-BY4,0

● Niveles superiores (usos prioritarios)

Estos son los usos donde el hidrógeno es difícil de reemplazar y tiene un alto valor climático.

● Niveles intermedios (usos posibles con condiciones)

Aquí el hidrógeno puede ser útil, pero depende de factores como costos, infraestructura o políticas públicas.

● Niveles inferiores (usos poco recomendables)

Son aplicaciones donde existen alternativas más eficientes, como la electrificación directa.

Fuente: Reproducida con permiso de Liebreich Associates. Fuente: Liebreich, (2023).

¿Por qué es útil para el sector financiero?

La Escalera de Liebreich ayuda a identificar en qué sectores el hidrógeno tiene más probabilidad de generar retornos sostenibles y dónde las inversiones pueden estar más expuestas a riesgos tecnológicos o de mercado. Es una herramienta práctica para priorizar financiamiento en proyectos con mayor viabilidad y alineación con los objetivos de descarbonización.

2.1.1 | La electrólisis en la cadena de valor del hidrógeno

La electrólisis del agua es una de las tecnologías más prometedoras para la producción de hidrógeno, al permitir su generación utilizando electricidad, preferiblemente de origen renovable. Este proceso se realiza mediante electrolizadores, dispositivos que han avanzado significativamente en eficiencia y escalabilidad⁵. Existen diferentes tipos de electrolizadores, cada uno con características técnicas, niveles de madurez tecnológica y costos particulares. Comprender estas diferencias es primordial para evaluar la viabilidad financiera de los proyectos, estructurar esquemas de financiamiento adecuados y gestionar los riesgos tecnológicos asociados.

Actualmente, los **electrolizadores alcalinos (AEC)** son los más consolidados comercialmente y permiten instalaciones de gran escala con costos relativamente competitivos. Les siguen los **electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)**, que ofrecen mayor flexibilidad operativa, aunque con costos superiores. Otras tecnologías, como las de **membrana de intercambio de aniones (AEM)** y **óxido sólido (SOEC)**, aún se encuentran en etapas tempranas de desarrollo, con eficiencias prometedoras, pero con mayores riesgos tecnológicos

y financieros. En el **Anexo A.2** se presenta una comparación resumida de estas tecnologías.

Desde una perspectiva financiera, factores como la eficiencia del proceso de electrólisis, el factor de capacidad de la planta⁶, la disponibilidad de agua⁷ y energía limpia, y la ubicación geográfica inciden directamente en los costos de producción y, en consecuencia, en la rentabilidad y sostenibilidad financiera de las inversiones en plantas de electrólisis a gran escala.

2.2

Potencial para la producción de hidrógeno en Colombia

Colombia reúne condiciones para convertirse en un actor relevante en la economía global del hidrógeno de bajas emisiones. Su matriz eléctrica limpia, la abundancia de recursos renovables, una política energética comprometida con la transición y un marco regulatorio en evolución respaldan esta proyección. Según estimaciones oficiales, el país podría producir hasta 9 millones de toneladas de hidrógeno al año hacia 2050 -cuatro veces su demanda interna- mediante electrólisis y biomasa, con una participación proyectada del 12% en el mercado internacional y una inversión acumulada cercana a los USD 244 mil millones⁸.

Este potencial se ve reforzado por el reconocimiento de que Colombia podría ubicarse entre los países con los costos más bajos de producción de hidrógeno verde hacia 2050⁹, y por su inclusión en escenarios energéticos internacionales como un exportador emergente de hidrógeno y derivados¹⁰. Para el sector financiero, este contexto representa una oportunidad para movilizar capital hacia proyectos sostenibles, escalables y alineados con los compromisos climáticos y de desarrollo del país.

5. En condiciones operativas típicas, se requieren entre 50 y 60 kWh de electricidad para producir un kilogramo de hidrógeno, lo que representa una eficiencia energética del 60 al 70%. Además, por cada kilogramo de hidrógeno generado, se obtienen entre 8 y 10 kilogramos de oxígeno como subproducto, lo que puede tener valor en sectores industriales o médicos, IRENA and Bluerisk (2023).

6. Grado de utilización de su capacidad instalada.

7. Se requieren entre 9 y 28 litros por cada kilogramo de hidrógeno producido, según la tecnología y condiciones operativas.

8. Rodríguez-Fontalvo et al. (2024). Green hydrogen potential in tropical countries: The Colombian case. Int. J. Hydrogen Energy. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.320>

9. IRENA. (2024). Integrating Hydrogen in Colombian Energy Scenarios. <https://www.irena.org>

10. Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2024). Hydrogen Insights 2024

¿POR QUÉ COLOMBIA?



Compromiso gubernamental con la transición energética.



Entorno empresarial dinámico e innovador.



Ubicación estratégica y red de infraestructura disponible.



Riqueza en recursos renovables.

● Recurso solar

- Colombia supera el promedio mundial de radiación solar, con 4,5 kWh/m²
- Potencia instalable de generación solar de 8.000 GW

● Recurso eólico

- Las velocidades del viento en la alta Guajira alcanzan los 9 m/s a 80 m de altura, doblando la media mundial

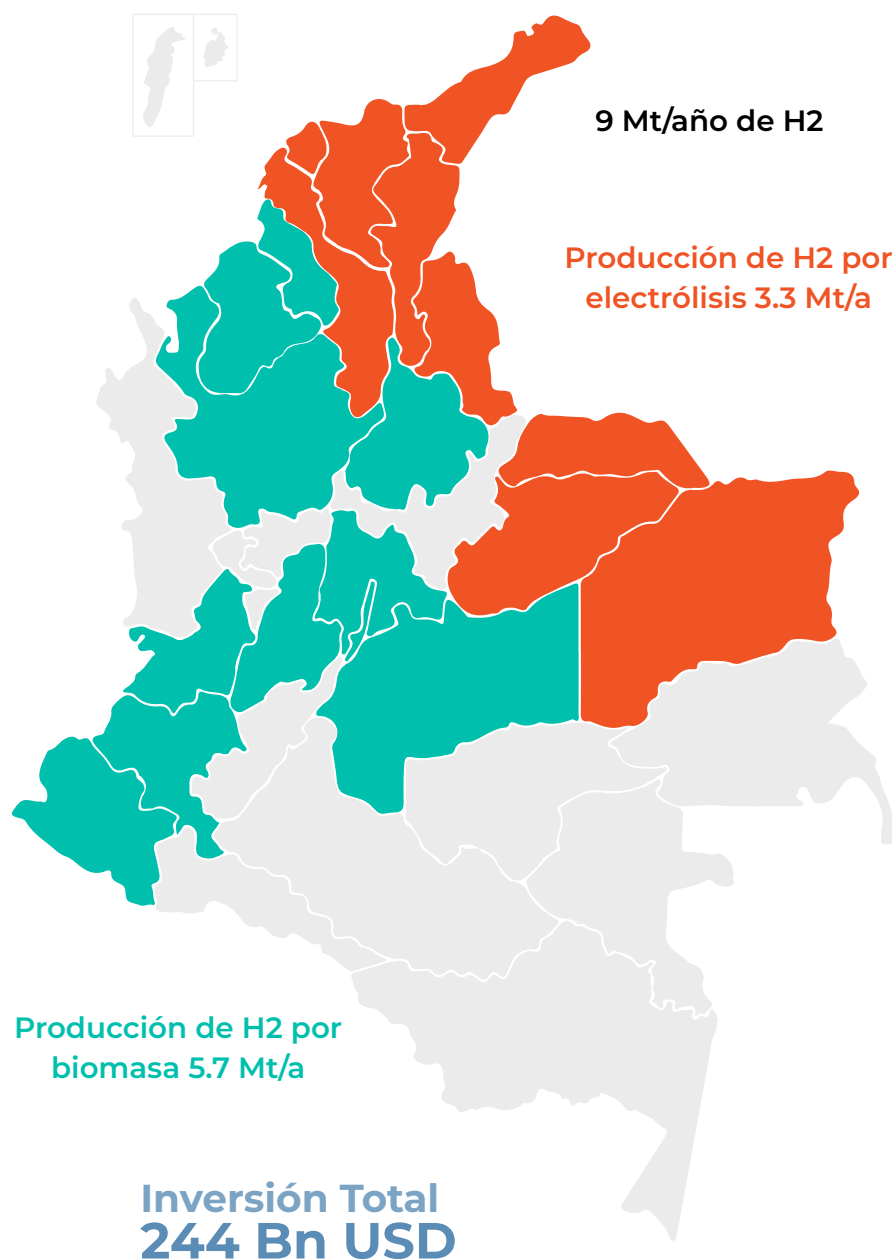
● Recursos hídricos

- Colombia hace parte de los 10 países que concentran el 46% del suministro de agua
- Más de 740.000 cuencas hidrográficas

● Biomasa

- Se dispone de biomasa residual en varias regiones del país, que puede aprovecharse para la producción de los derivados del hidrógeno

Figura 2-4: Proyección de producción potencial de hidrógeno en Colombia hacia 2050



Nota: Este mapa representa la capacidad técnica estimada de Colombia para producir hidrógeno de bajas emisiones hacia el año 2050, diferenciando entre producción por electrólisis (3,3 Mt/año) y por biomasa (5,7 Mt/año). Estas cifras no corresponden a producción actual ni a inversiones en curso, sino a una proyección de largo plazo basada en el aprovechamiento óptimo de los recursos renovables del país. La estimación se basa en estudios de UPME, Universidad de La Sabana, BID Invest y el Hydrogen Council, y contempla una inversión acumulada cercana a los USD 244 mil millones.

2.3

Costos nivelados del hidrógeno

El costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) es una métrica para evaluar la viabilidad económica del hidrógeno limpio frente a los combustibles fósiles. Estos costos no suelen incluir factores asociados a la compra de terrenos, ni a la infraestructura para la transmisión eléctrica o el almacenamiento y transporte del hidrógeno producido¹¹.

Según el análisis de Lazard¹², el LCOH del hidrógeno verde -producido mediante electrólisis con energía renovable- varía significativamente según la tecnología (alcalina o PEM), la escala del electrolizador¹³, el costo de la electricidad y la tasa de utilización (factor de planta). En escenarios óptimos, con electricidad a bajo costo (10–20 USD/MWh) y plantas de gran escala, el LCOH puede alcanzar niveles competitivos de entre 0,78 y 1,33 USD/kg. Estos valores se acercan al umbral de competitividad con el hidrógeno gris, especialmente si se consideran precios al carbono o incentivos regulatorios.

En Colombia, el BID estima que el LCOH podría alcanzar los 1,7 USD/kg hacia 2030 en condiciones favorables¹⁴. En el corto plazo (2024-2030), se esperan costos de producción de hidrógeno verde en Colombia cercanos a este valor, con algunas zonas alcanzando costos inferiores a 1.2 USD/kg dada la alta disponibilidad de recursos renovables. En el largo plazo (2030-2050), los costos podrían reducirse aún más, haciendo que el hidrógeno verde sea una alternativa competitiva.

Los principales determinantes del LCOH son el costo de la electricidad (entre el 30 % y 60 % del total) y el CAPEX del electrolizador¹⁵. A medida que la industria escala y mejora tecnológicamente, se espera una reducción sostenida de estos costos. Entender estas dinámicas sirve para identificar oportunidades de inversión en proyectos de hidrógeno limpio con alto potencial de retorno.

El [Anexo A.3](#) incluye una tabla comparativa que resume las principales fuentes de energía renovable, junto con sus factores de capacidad típicos tanto a nivel internacional como en el contexto colombiano, además de los costos de inversión asociados y los valores promedio del costo nivelado de la electricidad. Por su parte, el [Anexo A.4](#) presenta un ejemplo del costo nivelado de producción de hidrógeno verde, basado en una planta de electrólisis con una capacidad instalada de 100 MW.

2.4

Mercado de hidrógeno

En esta sección se presenta inicialmente una breve referencia al mercado mundial actual del hidrógeno y luego a la situación del consumo actual en Colombia.

11. Agora Industry and Umlaut (2023). Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful.

12. Lazard (2021). Lazard's Levelized Cost of Hydrogen Analysis – Version 1.0.

13. 1 MW, 20 MW, 100 MW

14. Ministerio de Minas y Energía (2024). Potenciales del Hidrógeno en Colombia – TEJ.

15. El costo de capital (incluyen los costos de inversión inicial en infraestructura y tecnología) ha disminuido gracias a las curvas de aprendizaje tecnológico y la penetración de los mercados.

2.4.1 | Mercado mundial del hidrógeno

El mercado del hidrógeno presenta una tendencia creciente a nivel mundial, alcanzando actualmente un consumo cercano a 100 millones de toneladas. Cerca del 99 % se produce a partir de combustibles fósiles y sólo una fracción del orden del 0,1 % mediante electricidad, a través del proceso de electrólisis. Las proyecciones mediante escenarios estiman una producción mundial de hidrógeno en 2030 de aproximadamente 150 millones de toneladas, de las cuales 90 millones de toneladas (60 %) corresponderán a los usos tradicionales y el resto a nuevos usos¹⁶.

Para 2030, el hidrógeno ampliará su presencia en sectores estratégicos como la industria pesada, el transporte, la generación eléctrica y la producción

de combustibles sintéticos (e-fuels). **Este panorama representa una oportunidad para inversionistas que buscan posicionarse en tecnologías habilitadoras de la transición energética, con potencial de escalabilidad y retornos sostenibles en el mediano y largo plazo**, IEA (2019); IEA (2023).

Del consumo mundial actual aproximado de 100 millones de toneladas, más del 75 % ocurre en 5 regiones: China (29 %), América del Norte (17 %), Medio Oriente (13 %), India (9 %) y Europa (8 %). El resto del mundo participa con el 24 % del consumo¹⁷.

2.4.2 | Mercado de hidrógeno en Colombia

La Hoja de Ruta del hidrógeno en Colombia estimó una producción total de 150 kt/a de hidrógeno en 2021, derivado de combustibles fósiles y consumido principalmente por el sector industrial. La demanda actual de hidrógeno en Colombia se estima en 176 kt/a, (mayormente de origen fósil) y se concentra principalmente en la refinación del petróleo¹⁸ con

130.1 kt/a (73.9%), la producción de metanol con 20.9 kt/a (11.9%) y de amoníaco para fertilizantes¹⁹ con 25 kt/a (14.2%)²⁰. Otros consumos del hidrógeno se realizan en aplicaciones de bajo consumo, como en la industria alimentaria o la producción de vidrio, cuyas estadísticas no se tienen consolidadas en el país.

2.4.3 | Proyecciones de consumo de hidrógeno por sectores en Colombia

Ante el potencial transformador de la economía del hidrógeno, la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia establece metas ambiciosas de producción y consumo de hidrógeno de bajas emisiones: 120 kt/a para 2030, 790 kt/a para 2040 y 1.850 kt/a para 2050. Estas proyecciones representan desafíos en términos de infraestructura, regulación, financiamiento y desarrollo tecnológico.

16. International Energy Agency. (2024). Global hydrogen review 2024. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

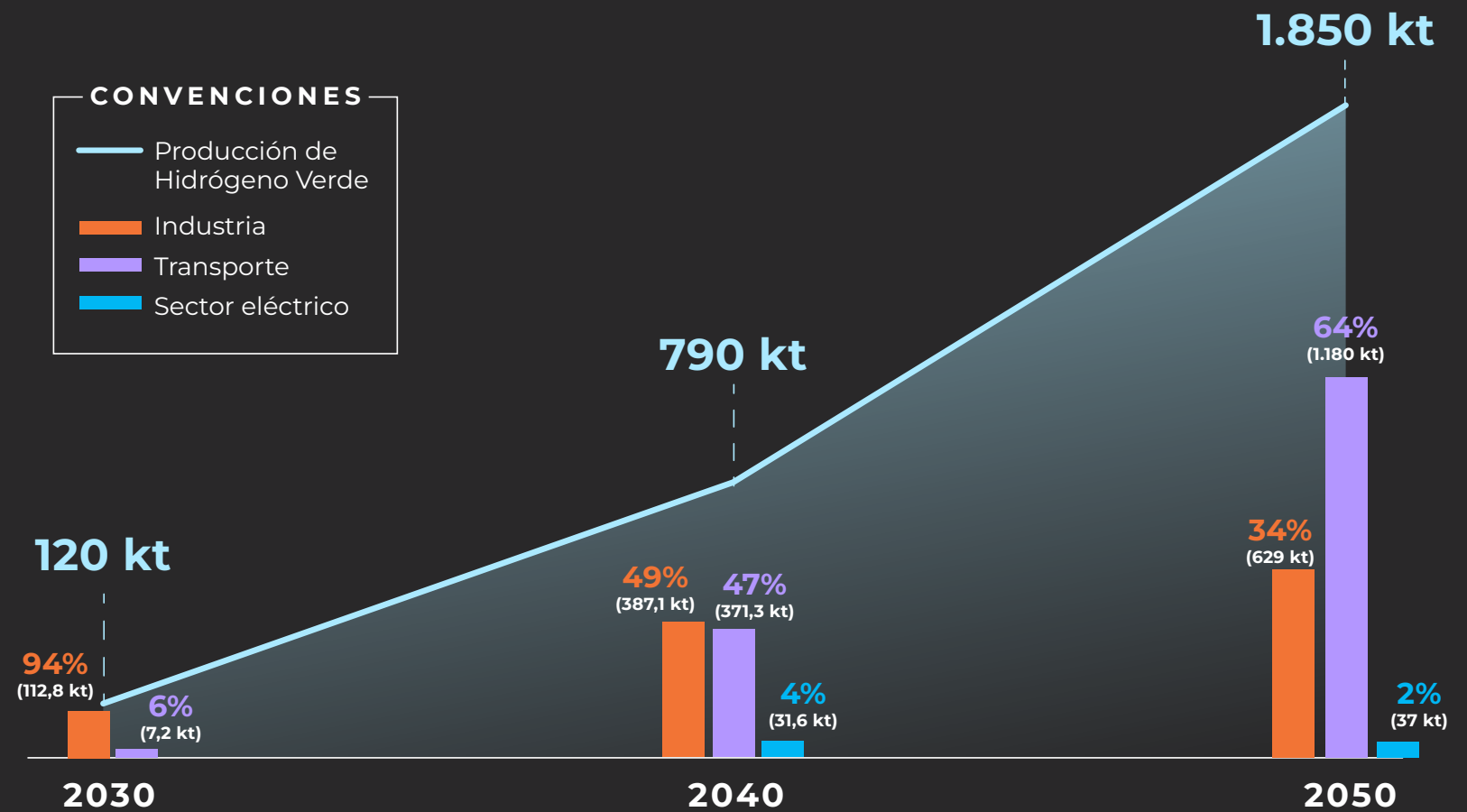
17. International Energy Agency. (2024). Global hydrogen review 2024. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

18. En las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, el hidrógeno es esencial para cumplir con normativas ambientales y garantizar la calidad de los productos derivados.

19. Los principales consumidores de amoníaco en el país son Yara en Cartagena y Monómeros en Barranquilla.

20. Se utiliza la información reportada por el Ministerio de Minas y Energía, con fuentes: GIZ (2023a), GIZ (2023b) y AHK (2024).

Figura 2-5: Proyecciones de consumo de hidrógeno por sectores en Colombia



Fuente: Elaboración propia con datos de Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia Ministerio de Minas (2021).

Sector industrial

Según la Hoja de Ruta del Hidrógeno, la demanda industrial será la primera en consolidarse dentro del ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones, con un consumo estimado de 112,8 kt para 2030. Esta tendencia se intensificará hacia 2040, alcanzando los 387,1 kt en el sector industrial. Para 2050, se prevé que los nuevos usos industriales -particularmente en fertilizantes, minería y siderurgia- se distribuyan de manera equilibrada, mientras que la refinación continuará siendo el principal consumidor, consolidando su rol como ancla de demanda en el desarrollo del mercado.

Sectores de transporte, energía y vivienda

La demanda proyectada de hidrógeno de bajas emisiones en el sector transporte muestra un crecimiento sostenido. Para 2030, se estima un consumo de 7,2 kt en transporte terrestre pesado (buses y camiones), con un salto significativo a 371,3 kt en 2040. El sector eléctrico, por su parte, alcanzaría 31,6 kt en 2040 y 37 kt en 2050. Aunque el uso en edificios no se contempla en las proyecciones, las aplicaciones en refinerías y transporte pesado destacan como las más competitivas frente a alternativas fósiles.

2.4.4 | Proyectos de hidrógeno en desarrollo actual en Colombia

Colombia cuenta con una cartera de **36 proyectos** de hidrógeno, que se agrupan en cuatro etapas de madurez: conceptual, factibilidad, decisión final de inversión (FID) o en construcción y operativas²¹. El **69%** de los proyectos (**25**) se encuentran en etapas tempranas (evaluación conceptual y de factibilidad) y representan más de **40 mil millones de dólares** en inversión estimada hacia 2040²². En conjunto, estos proyectos suman una capacidad instalada de electrólisis cercana a los **18 GW** y una producción anual estimada de **2.760 kt** de hidrógeno, con fechas estimadas de entrada en operación que se extienden hasta 2040.

Por otro lado, **11 proyectos** se encuentran operativos, en construcción o han alcanzado decisión final de inversión (FID) y han comprometido recursos de manera directa a la materialización del proyecto,

sumando alrededor de **50 millones de dólares**. Suman una capacidad instalada de electrólisis cercana a los **7,6 MW** y una producción estimada de **8,1 kt** de hidrógeno por año. La mayoría de las iniciativas de gran escala están orientadas a la exportación, mientras que las plantas medianas (~10 MW) apuntan a suplir la demanda local. Actualmente, existen diez proyectos operativos en el país, todos de pequeña escala como pilotos demostrativos, que suman una capacidad de electrólisis instalada de 260 kW.

Este dinamismo, impulsado por el interés del sector privado y un marco regulatorio con incentivos tributarios atractivos, abre oportunidades para inversionistas institucionales y fondos de infraestructura que buscan exposición a tecnologías limpias con alto potencial de crecimiento.

Por otra parte, en línea con su estrategia nacional de hidrógeno, Colombia ha identificado cinco nodos estratégicos para el desarrollo de *hubs* de producción y consumo de hidrógeno de bajas emisiones²³: **Uribe (La Guajira), Barranquilla (Atlántico), Cartagena (Bolívar), Sonsón (Antioquia) y Yumbo (Valle del Cauca)**. Estos nodos fueron definidos a partir de estudios técnicos liderados por GIZ²⁴ y el Ministerio de Minas y Energía, que evaluaron criterios de sostenibilidad bajo cuatro ejes clave: potencial de oferta y demanda, costos nivelados de producción, disponibilidad de fuentes renovables y condiciones de infraestructura, tierra y agua²⁵. La priorización de estos *hubs* no solo facilita la focalización de recursos públicos y privados, sino que también reduce riesgos regulatorios y logísticos al concentrar esfuerzos en regiones con condiciones habilitantes ya diagnosticadas. Una vez explorado el potencial técnico y económico del hidrógeno en Colombia, es necesario revisar el entorno legal e institucional que habilita su desarrollo y financiamiento.

Los proyectos en distintas etapas de desarrollo, junto con la identificación de zonas con potencial para *hubs* de producción y consumo de hidrógeno de bajas emisiones, confirman que Colombia avanza en la creación de una economía del hidrógeno. Entre las iniciativas que ya cuentan con inversión asegurada, o se encuentran en fase de operación o de construcción, destacan dos casos que marcan el inicio de una trayectoria industrial en el hidrógeno de bajas emisiones en el país.

21. Los proyectos en Colombia se han identificado usando la base de datos de proyectos de la Asociación Hidrógeno Colombia y la Agencia Internacional de Energía.

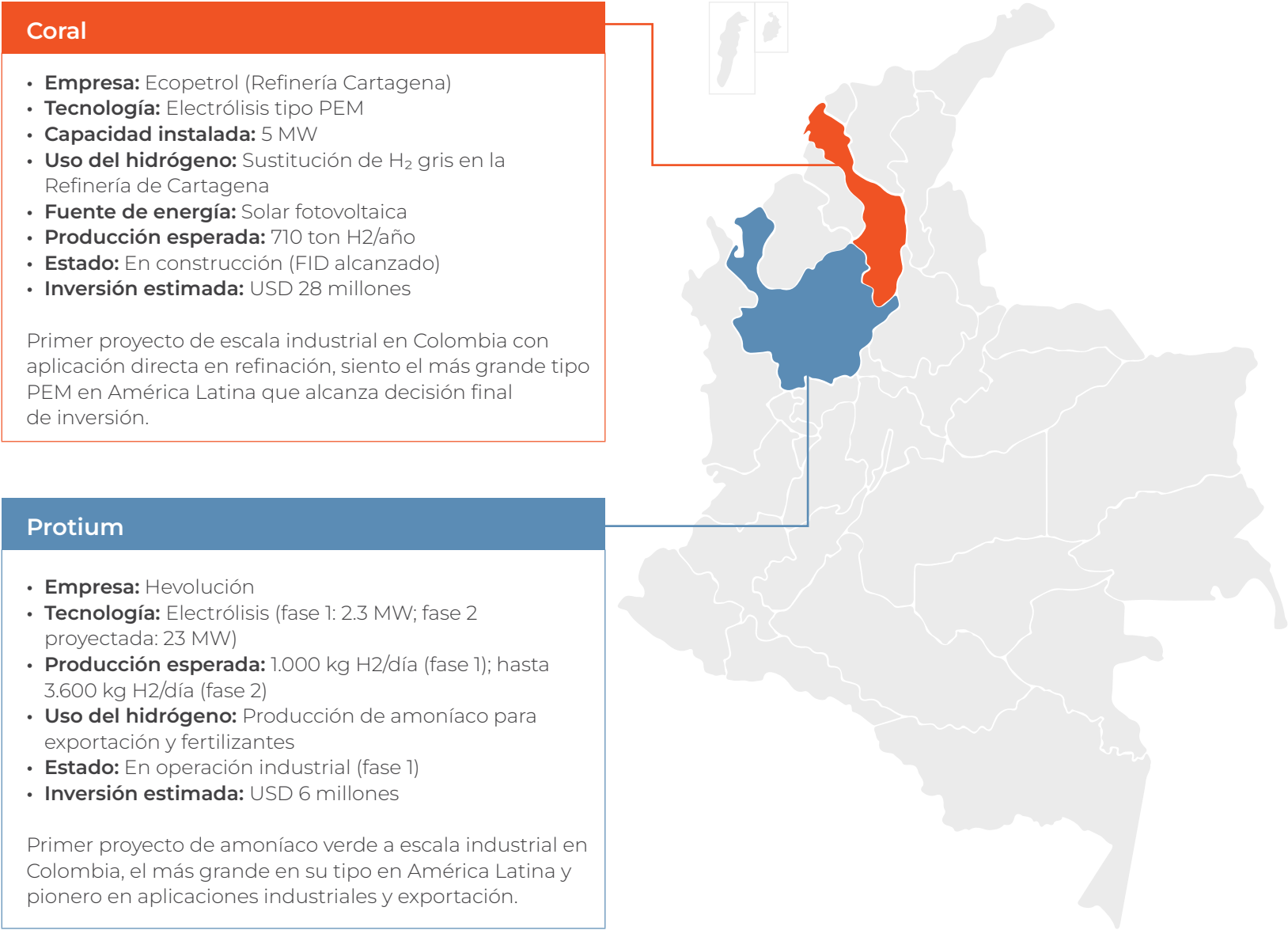
22. Hidrógeno Colombia. (2025). Reporte de proyectos 2025. <https://hidrogenocolombia.org>

23. Un *hub* de hidrógeno es una zona geográfica donde se integran actividades de producción, almacenamiento, distribución y consumo de hidrógeno, aprovechando sinergias entre oferta renovable, demanda local e infraestructura existente. Estos espacios permiten escalar tecnologías, articular actores públicos y privados, y dinamizar el mercado del hidrógeno a nivel nacional e internacional.

24. Desde el Programa Internacional de Fomento del Hidrógeno (H2Uppp) del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania, que promueve proyectos y el desarrollo del mercado del hidrógeno verde en países en desarrollo y emergentes como parte de la Estrategia Nacional del Hidrógeno.

25. GIZ Colombia & Ministerio de Minas y Energía. (2023). Estudio técnico, económico e identificación de *hubs* de Inversión estimada: USD 28 millones hidrógeno verde en Colombia.

Figura 2-6: Proyectos operativos, con inversión asegurada o en construcción actualmente en Colombia (Proyectos insignia)



Adicionalmente, regiones como Valle del Cauca y Cali presentan condiciones para el desarrollo de proyectos de hidrógeno a partir de biomasa. Estas iniciativas pueden complementar la producción por electrólisis en otras regiones, ampliando la diversidad tecnológica del ecosistema del hidrógeno en el país. Tanto estos actores como los territorios en los que operan ofrecen puntos de partida para que las entidades financieras exploren oportunidades de estructuración, particularmente en proyectos que ya cuentan con estudios técnicos, ubicación definida y modelos de negocio en desarrollo.

Tabla 2-1. Actores estratégicos y oportunidades tempranas para la banca

Tipo de actor	Actores relevantes en Colombia	Actividad relacionada con el hidrógeno	Relevancia para la banca
O&G y gas natural	Ecopetrol, Promigas, TGI	Pilotos de electrólisis, blending con gas natural, reconversión industrial.	Alta: proyectos en marcha y capacidad técnica y de inversión.
Renovables	Enel, Celsia, EDF, H2 Andes	Proyectos integrados solar/eólica + electrólisis.	Alta: alianzas para proyectos bancables.
Industria química/fertilizantes	Monómeros, Yara (potencial)	Sustitución de H ₂ gris por verde en procesos industriales.	Media: demanda establecida.
Portuario/logístico	Puertos de Cartagena y Barranquilla	Exportación de NH ₃ , MeOH; infraestructura habilitante.	Alta: nodos clave para exportación.
Usuarios industriales	Cementeras, siderúrgicas, papel	Reconversión térmica, uso como materia prima.	Media: potencial de demanda creciente.
Innovadores y centros tecnológicos	Centros de I+D, universidades, clústeres	Desarrollo de pilotos, validación tecnológica, formación de talento.	Media-baja: apoyo a proyectos demostrativos y capacidades locales. Escalabilidad futura.
Biomasa y agroindustria	Ingenios, destilerías, residuos urbanos	Producción de H ₂ vía gasificación o reformado.	Media: oportunidades regionales.

Este panorama técnico y económico permite dimensionar el potencial del hidrógeno en Colombia como vector energético y oportunidad de inversión. Para avanzar en su implementación, es necesario comprender el entorno normativo e institucional que habilita su desarrollo y financiamiento, lo cual se aborda en el siguiente capítulo.

Proyectos de Hidrógeno en Colombia

ETAPA: Conceptual

Cantidad (un): 9
Electrólisis (MW): 8.288,3
Producción (kt H2/a): 1384,9
Inicio planeado (años): 2026 – 2040

ETAPA: Factibilidad

Cantidad (un): 18
Electrólisis (MW): 6.524,5
Producción (kt H2/a): 1202,0
Inicio planeado (años): 2025 – 2033

ETAPA: Inversión (FID) o construcción

Cantidad (un): 4
Electrólisis (MW): 53
Producción (kt H2/a): 9
Inicio planeado (años): 2024 – 2030

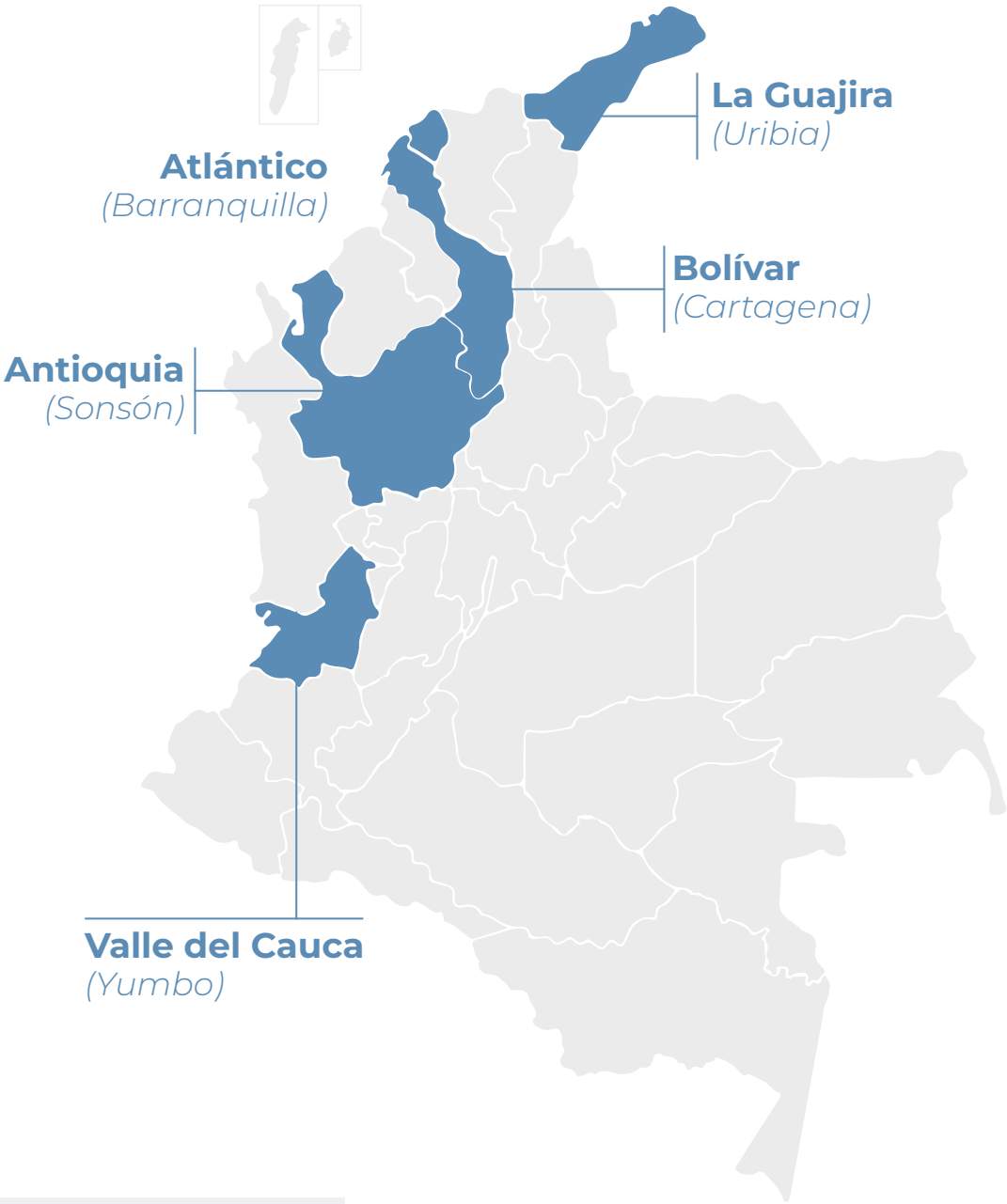
ETAPA: Operativa

Cantidad (un): 4
Electrólisis (MW): 0,25
Producción (kt H2/a): 0
Inicio planeado (años): 2022 – 2023

TOTAL

36 proyectos
14.866 MW (18 GW)
capacidad electrólisis

Figura 2-7: Hubs de Hidrógeno en Colombia



Principales aplicaciones



Transporte de carga pesada



Producción de amoníaco



Producción de metanol



Refinerías

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Asociación Hidrógeno Colombia y la IEA Hydrogen Production Projects Database. Clasificación según las etapas de desarrollo en que se encuentran, la capacidad instalada de electrólisis, la producción anual y el período de tiempo estimado de entrada en operación.



Marco legal y política pública para **el desarrollo del Hidrógeno en Colombia**

Colombia ha tomado medidas significativas para establecer un marco regulatorio integral que impulse la economía del hidrógeno, esencial para el cumplimiento de sus objetivos de descarbonización. Este marco abarca todas las fases de la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta su uso final, y ofrece incentivos para la inversión en tecnologías

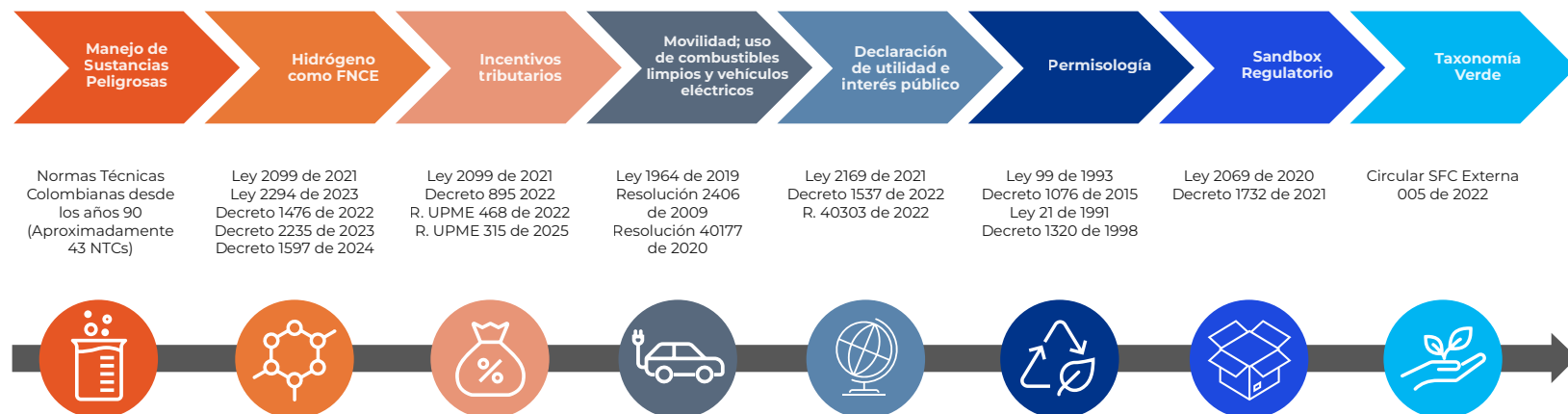
de hidrógeno verde, azul y blanco. Colombia ha creado un entorno favorable para la adopción de nuevas tecnologías y la atracción de inversiones, posicionándose como líder regional en energías renovables y promoviendo el desarrollo sostenible en sectores clave como la industria y el transporte.

3.1

Marco legal actual para el desarrollo del Hidrógeno

A continuación, se describe el marco legal vigente y aplicable a las actividades de la cadena de valor del hidrógeno en Colombia.

Figura 3-1. Marco Normativo del hidrógeno en Colombia



3.1.1 | Hidrógeno como sustancia peligrosa³⁰

De acuerdo con la Norma Técnica Colombiana 1692 y los Decretos 1072 de 2015 y 1347 de 2021 el hidrógeno, al ser una sustancia química y un gas inflamable, ha sido clasificado como una sustancia peligrosa. En consecuencia, en cumplimiento de tales normas y las Leyes 09 de 1979 y 1562 de 2012, su manejo debe cumplir con las normas de salud ocupacional y gestión de riesgos de accidentes. Finalmente, desde los años 90, el ICONTEC ha establecido aproximadamente 43 Normas Técnicas que regulan los estándares de seguridad para la producción, almacenamiento, transporte, uso y disposición del hidrógeno.

3.1.2 | Hidrógeno como fuente no convencional de energía

Colombia ha avanzado significativamente en la integración del hidrógeno como fuente no convencional de energía en su matriz eléctrica. **La Ley 2099 de 2021**, que modificó y actualizó la **Ley 1715 de 2014** introduciendo el Hidrógeno Azul como parte de las FNCE y el Hidrógeno Verde como parte de las FNCER. Posteriormente, la **Ley 2294 de 2023** amplió la definición de hidrógeno verde e incluyó el Hidrógeno Blanco dentro de la clasificación de las FNCER. Estas leyes establecieron incentivos para promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno, así como el desarrollo de tecnologías de bajas emisiones.

Al respecto, téngase en cuenta que considerando la conformación de la matriz eléctrica colombiana que, tradicionalmente, ha dependido de recursos energéticos como el agua y recursos térmicos como carbón, diésel, y el gas natural, el legislador colombiano clasificó las fuentes de energía eléctrica en convencionales y no convencionales³¹, así:

- Los recursos de energía convencionales son los que se utilizan de forma intensiva y se comercializan ampliamente en el país, como el agua y las fuentes térmicas mencionadas.
- Los recursos de energía no convencionales (FNCE) son aquellos que están disponibles a nivel mundial, son ambientalmente sostenibles, pero no se utilizan ni

comercializan ampliamente en el país, incluyendo: la energía nuclear o atómica, el hidrógeno azul y las FNCER.

- Las FNCER son recursos de energía renovables que están disponibles a nivel mundial, son ambientalmente sostenibles, pero no se utilizan ni comercializan ampliamente en el país, incluyendo: la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar, los mares, el hidrógeno verde, y el hidrógeno blanco.

En cumplimiento del régimen legal descrito, el MME emitió el **Decreto 1476 de 2022** que definió los mecanismos para promover el desarrollo local del hidrógeno destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía y descarbonización de sectores como transporte, gas, hidrocarburos, minería e industria. Este decreto distribuyó competencias entre diferentes ministerios y autoridades con el fin de cumplir las metas de la Hoja de Ruta del Hidrógeno. Sin embargo, la reglamentación derivada de este decreto ha sido nula debido a su carácter facultativo. Posteriormente, el **Decreto 2235 de 2023** reglamentó la implementación de proyectos de hidrógeno blanco, y el **Decreto 1597 de 2024** estableció lineamientos para la gestión y promoción del hidrógeno de bajas emisiones, introduciendo la definición de Hidrógeno de Bajas Emisiones.

30. El hidrógeno es una sustancia química y un gas inflamable, en los términos del Sistema Globalmente Armonizado de clasificación y Etiquetado de Productos Químicos (SGA) adoptado por el Decreto 1496 de 2018. Este decreto establece obligaciones a empleadores en relación con el manejo de estas sustancias en lugares de trabajo en las que se manipulen. En concordancia, el Decreto 1072 de 2015 adopta el programa de prevención de accidentes mayores para proteger a trabajadores, población, ambiente e infraestructura a través de la gestión del riesgo en instalaciones con presencia de sustancias químicas.

Las sustancias químicas se clasifican con base en el SGA que incluye, a los gases inflamables en general y el hidrógeno en particular (ver Anexo 3, Decreto 1347). Adicionalmente, la NTC 1692 de 1998 clasificó al H₂ como una sustancia peligrosa para efectos del cumplimiento de normas para el transporte de mercancías peligrosas.

31. El Hidrógeno se clasificará como de bajas emisiones dependiendo de que la intensidad de las GEI sea menor o igual a los umbrales que establecerá el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Minas y Energía.

Por último, el Decreto 1597 de 2024 creó el Ecosistema H2 Colombia “ECO H2”, una plataforma de información para el desarrollo, gestión y promoción del hidrógeno en el país. Esta plataforma centraliza la información del mercado del hidrógeno, incluyendo un sistema de registro de proyectos.

Actualmente, para Colombia el hidrógeno de “bajas emisiones” incluye tres colores según la clasificación del arcoíris del hidrógeno: azul, verde y blanco. El hidrógeno se considera de bajas emisiones cuando es producido o extraído mediante tecnologías que generan bajos niveles de emisiones de carbono, sin importar el proceso utilizado³².

Tabla 3-1. Tipos de Hidrógeno de bajas emisiones en Colombia

	 AZUL	 VERDE	 BLANCO
Método de producción	Reformado con vapor.	Electrólisis.	A través de procesos geológicos en la corteza terrestre.
Fuente primaria	Gas Natural.	Energía renovable (eólica, solar geotérmica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, entre otros).*	Industria naciente. Se investigan los componentes clave de un yacimiento.
Tecnologías	Vapor de metano/ Reformado con captura de CO2.	Membrana electrolítica alcalina/polimérica (ALK/PEM).	A través de modificaciones a los códigos de petróleo y minería existentes.
Intensidad de emisiones (kgCO2/kgH2)	0.6 - 1	0	0.4 – 1.5 **
Caso práctico	Procesos industriales y calefacción.	Nivel de purificación adecuado para su uso en pilas de combustible para el transporte.	Electrificación (proyecto operativo de hidrógeno blanco en Malí).

Fuente: KPMG Hydrogen Market Insights y CMS Rodríguez-Azuero

* En el caso de hidrógeno verde producido con energía eléctrica autogenerada a partir de FNCER y energía eléctrica tomada del Sistema Interconectado Nacional (SIN): (i) si toda la energía de la red está respaldada por fuentes renovables, se deben firmar contratos bilaterales que incluyan certificados de energía renovable; (ii) si la energía generada por fuentes renovables entregada al SIN debe ser igual o mayor a la energía tomada del SIN, y debe estar respaldada por un certificado³³; (iii) si la energía generada por fuentes renovables entregada al SIN es menor a la energía tomada del SIN, la diferencia debe ser cubierta con contratos de suministro de energía renovable y certificados correspondientes.

** Con un 85% de hidrógeno y mínima contaminación de metano es de aproximadamente 0,4 kg de CO2e por kg de H2. Si el contenido de hidrógeno es del 75% y el de metano del 22%, la intensidad de carbono aumenta a 1,5 kg de CO2e por kg de H2.

32. El Hidrógeno se clasificará como de bajas emisiones dependiendo de que la intensidad de las GEI sea menor o igual a los umbrales que establecerá el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Minas y Energía.
33. Para este caso, el Ministerio de Minas y Energía establecerá el procedimiento para certificar este balance a partir de los sistemas de medida ya establecidos en la regulación. A la fecha de esta guía dicho procedimiento no se ha definido.

3.1.3 | Incentivos tributarios

El entorno para la inversión en hidrógeno en Colombia se ha vuelto favorable gracias a la extensión de beneficios y exenciones tributarias al hidrógeno verde, azul y blanco, originalmente establecidos para las FNCE por la **Ley 1715 de 2014**. Con la promulgación de las **Leyes 2299 de 2021 y 2294 de 2023**, estos beneficios se extendieron a favor del hidrógeno verde, azul y blanco. Los beneficios fueron reglamentados mediante el **Decreto 829 de 2020**, que fue modificado por el **Decreto 895 de 2022** del MHCP. Además, la

UPME emitió las **Resoluciones 135 de 2025 y 468 de 2022**, que especifican los requisitos y procedimientos para la evaluación y emisión de certificados necesarios para acceder a estos incentivos, así como los procedimientos para incluir nuevos bienes y servicios en la lista de aquellos que pueden beneficiarse de tales incentivos. Estos esfuerzos buscan fomentar el desarrollo y la utilización del hidrógeno, atrayendo inversiones y promoviendo la innovación en tecnologías limpias.

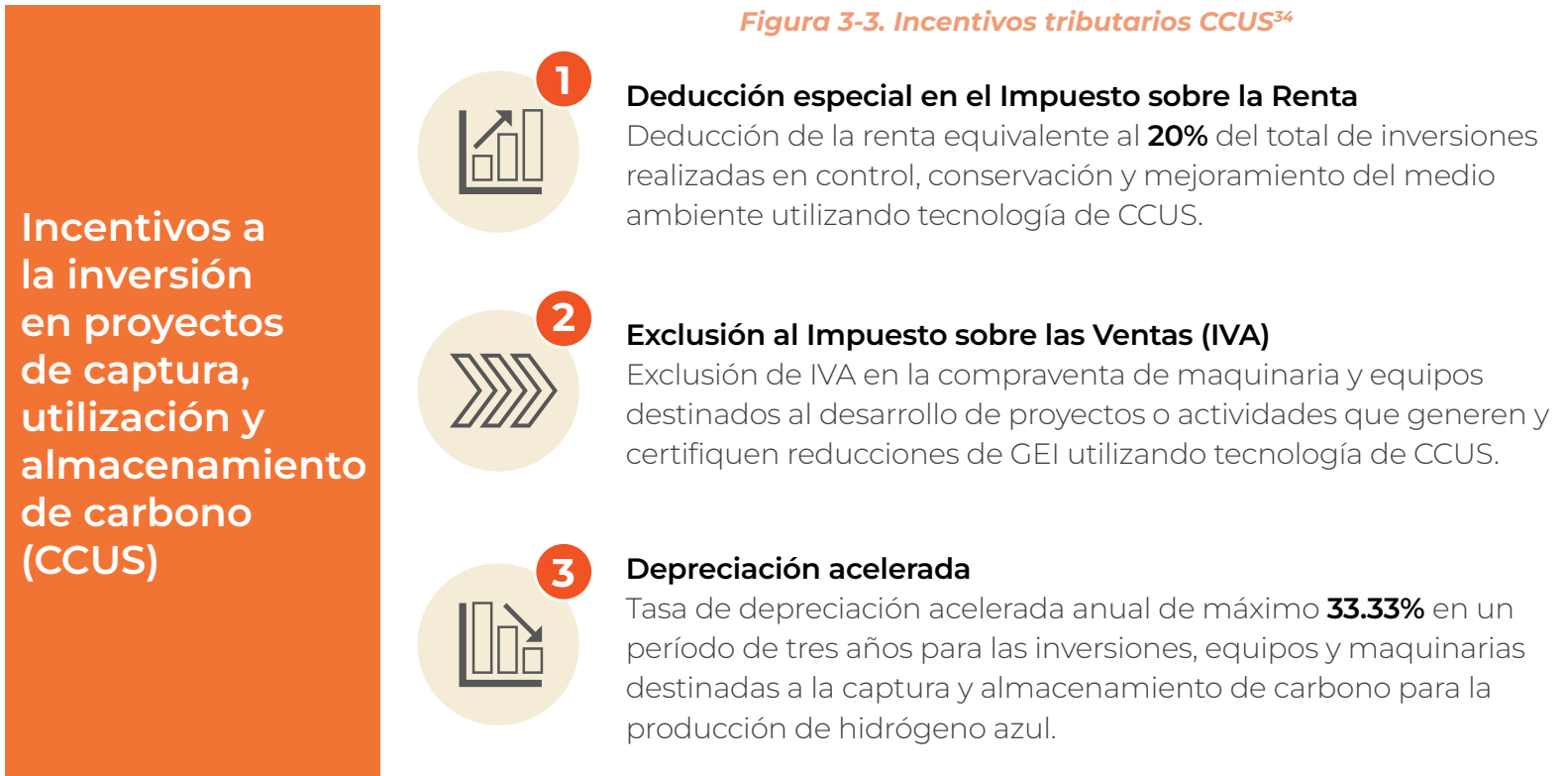
Figura 3-2. Incentivos tributarios para el hidrógeno como FNCE

	Beneficio	Condiciones
 Deducción especial en el impuesto sobre la renta	Deducción de la renta equivalente al 50% del total de inversiones destinadas a la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, reelectrificación, investigación y uso final del hidrógeno de bajas emisiones.	• Certificación UPME. • Hasta el 50% de renta líquida.
 Exclusión al Impuesto Sobre las Ventas (IVA)	Exclusión de IVA a equipos, elementos, maquinaria y servicios, nacionales o importados, que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción, almacenamiento, distribución, reelectrificación, investigación y uso final del hidrógeno de bajas emisiones.	• Certificación UPME.
 Exención arancelaria	Exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente a labores de preinversión e inversión a proyectos de hidrógeno de bajas emisiones.	• Solicitud de aplicación de la exención a la DIAN de manera previa a la importación.
 Depreciación acelerada	Aplicar una tasa de depreciación anual de máximo 33.33% en un período de tres años a la maquinaria, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones.	• Certificación UPME.

Fuente: Elaboración propia a partir de información de CMS.

En este contexto, y considerando que los proyectos de hidrógeno azul utilizan gas natural como fuente, la **Ley 2099** estableció incentivos específicos para la tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS), con el fin de mitigar las emisiones asociadas a este tipo de proyectos. Estos incentivos son:

Figura 3-3. Incentivos tributarios CCUS³⁴



Fuente: Elaboración propia, según entendimiento con CMS Rodríguez-Azuero

3.1.4 | Movilidad y uso de combustibles limpios

El marco regulatorio en Colombia ha promovido el uso del hidrógeno como una solución para movilidad sostenible y limpia. La **Ley 1964 de 2019** sobre movilidad eléctrica incluyó vehículos impulsados por hidrógeno dentro de la definición de Vehículo Eléctrico, otorgándoles beneficios, que incluyen:

- **Impuesto vehicular:** los vehículos impulsados por hidrógeno pagan un impuesto máximo del 1% de su valor comercial.
- **Revisión tecno-mecánica:** se otorga un descuento del 30% en el costo anual de esta revisión.

- **Seguro Obligatorio de Tránsito (SOAT):** descuento del 10% en la adquisición del SOAT para vehículos con hidrógeno.
- **Exención de restricciones:** los vehículos de hidrógeno están exentos de medidas como “pico y placa” y “día sin carro.”

Por otra parte, normativas complementarias como las **Resoluciones 2406 de 2009 y 40177 de 2020**, en línea con leyes de movilidad sostenible, han definido al hidrógeno como un combustible limpio y un energético de cero emisiones.

34. Carbono, Captura, Uso y Almacenamiento de CO₂

3.1.5 | Declaración de utilidad e interés público

La **Ley 2169 de 2021** en Colombia estableció el marco para impulsar el desarrollo bajo en carbono mediante metas y medidas de carbono neutralidad y resiliencia climática. Declaró de utilidad pública e interés social a los proyectos de hidrógeno verde, abarcando su producción y almacenamiento, y encomendó al Ministerio de Minas y Energía emitir actos administrativos específicos para estos proyectos. A través del **Decreto 1537 de 2022**, se modificó el régimen para incluir las actividades relacionadas con hidrógeno verde en la declaratoria de utilidad pública, previamente aplicable solo a proyectos de energía eléctrica, y mediante la **Resolución 40303 de 2022** se facilitaron lineamientos para gestionar conflictos entre proyectos del sector energético.

La declaratoria de utilidad pública e interés social otorga a los proyectos de hidrógeno verde ventajas significativas, como la primera opción de compra de terrenos dentro de su zona de influencia. Además, permite constituir servidumbres que garantizan el desarrollo de las actividades del proyecto.



3.1.6 | Permisología

En Colombia, los proyectos que pueden causar impactos significativos en el ambiente o en los recursos naturales renovables requieren licencia ambiental, de acuerdo con la **Ley 99 de 1993**. Aunque las actividades relacionadas con la cadena de valor del hidrógeno todavía no tienen normativa específica, deben cumplir con el régimen ambiental vigente. El **Decreto Único 1073 de 2015** establece los permisos necesarios, y los proyectos que impliquen licenciamiento deben realizar la Consulta Previa, según el **Convenio 169** de la OIT, ratificado por la **Ley 21 de 1991**. Este proceso garantiza la participación de las comunidades étnicas potencialmente afectadas, tal como lo estipula el **Decreto 1320 de 1998**. Mientras el MADS avanza en el desarrollo normativo, los interesados deben obtener los permisos ambientales requeridos para cumplir con las demandas de cada proyecto.

3.1.7 | Sandbox Regulatorio

La **Ley 2069 de 2020** introdujo el **Sandbox Regulatorio** como un mecanismo exploratorio para modelos de negocio innovadores en industrias reguladas, con el propósito de fomentar el emprendimiento. Reglamentado por el **Decreto 1732 de 2021**. Esta herramienta permite evaluar la viabilidad, impacto y barreras regulatorias de nuevas tecnologías y modelos de negocio en sectores como energía y gas, facilitando posibles ajustes normativos o la creación de un nuevo marco regulatorio.

Para el hidrógeno, el **Decreto 1476 de 2022** permite extender la duración de los proyectos más allá de lo definido previamente en el **Decreto 1074**, que establece un periodo para dicho ambiente especial



de 12 meses prorrogables por un tiempo igual. Esta herramienta permite estudiar la implementación de regulaciones flexibles para su desarrollo en sectores regulados como gas natural y energía eléctrica, aunque aún no existe un mecanismo específico en el sector minero energético, lo que afecta la implementación de esta herramienta para proyectos de hidrógeno.

3.1.8 | Taxonomía Verde

La Taxonomía Verde es un sistema de clasificación que define y diferencia actividades económicas y activos con impacto positivo en objetivos ambientales específicos. Regida por estrategias trazadas por la SFC, busca movilizar recursos financieros hacia inversiones ambientales mediante un lenguaje común. Se establecen dos objetivos centrales: (i) la mitigación del cambio climático a través de siete sectores económicos, entre ellos Energía y Transporte, y (ii) el logro de cinco metas ambientales clave en sectores como Agricultura y Forestal. Destaca el hidrógeno como alternativa de descarbonización, identificando dos actividades económicas en particular: “Producción de hidrógeno bajo en carbono”³⁵ y “almacenamiento de hidrógeno bajo en carbono”, y definiendo estrictos umbrales de emisiones para su producción.

Aunque alineada con la descarbonización, la taxonomía omite sectores críticos como construcción y agricultura, limitando el financiamiento hacia estas áreas. Además, no especifica un estándar claro de “hidrógeno bajo en carbono”, aunque excluye aquel producido con combustibles fósiles.

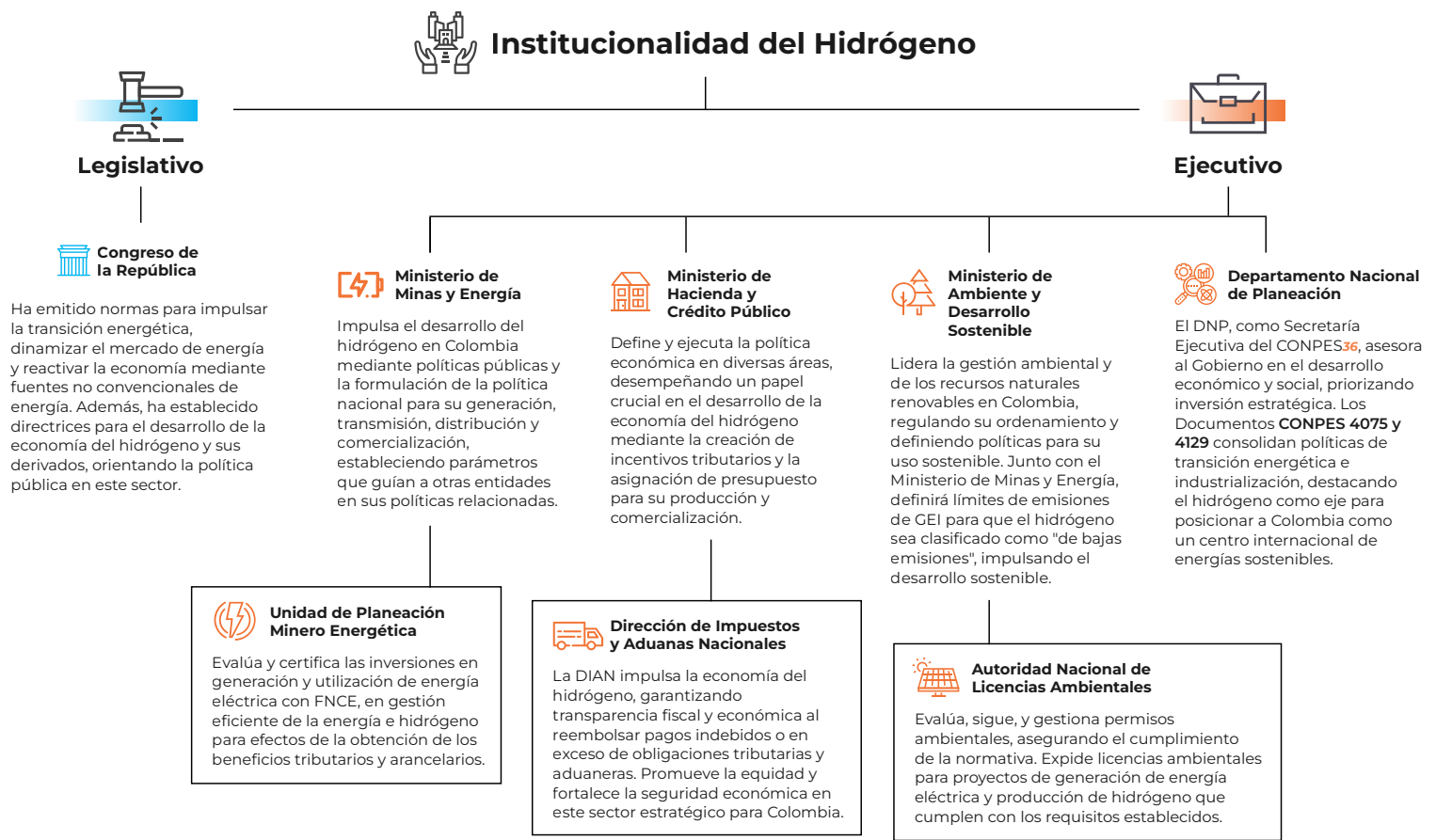
35. Para la “Producción de Hidrógeno bajo en carbono” con claridad excluye al hidrógeno azul y el criterio de elegibilidad de los proyectos de producción de hidrógeno dentro de la Taxonomía Verde establece que su producción debe tener emisiones directas de CO₂ iguales o inferiores a 3 tCO₂e/t de hidrógeno. Umbral que debe ser revisado una vez se expida la reglamentación generada por el Ministerio de Minas y Energía. A la fecha de publicación de esta Guía el MME no ha publicado dicha reglamentación.

3.2

Contexto del marco institucional

La política pública y las funciones a cargo de las instituciones involucradas es clave para el desarrollo del hidrógeno en Colombia. De conformidad con el marco legal expuesto, en la actualidad la estructura institucional del mercado del hidrógeno corresponde a la que se describe a continuación. En cualquier caso, se advierte que actualmente se discute un mecanismo de gobernanza para efectos de involucrar a todas aquellas instituciones que son necesarias para materializar la política pública que involucre a los varios sectores de la economía en los que el hidrógeno y sus derivados pueden ser usados como combustible, fuente de energía eléctrica o térmica y/o como materia prima. Esta estructura obedece al enfoque de vector energético que se le ha otorgado al hidrógeno en Colombia.

Figura 3-4. Organigrama institucional del mercado del hidrógeno



3.3.1 | Limitar la regulación del hidrógeno

- **Propuesta:** reforzar el principio constitucional de libertad económica y de iniciativa privada, permitiendo que las actividades en la cadena de valor del hidrógeno se desarrollen libremente, y limitando la regulación del hidrógeno a situaciones estrictamente necesarias, evitando así la sobre-regulación que podría obstaculizar su desarrollo.
- **¿Cómo?:** el legislador y el Gobierno nacional deben abstenerse de emitir normas tendientes a regular el comportamiento de los agentes que conforman la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados en Colombia. En la medida que es un mercado incipiente, la sobre-regulación puede afectar su desarrollo. La regulación debe limitarse solo en caso de que el hidrógeno se utilice en el marco de servicios públicos específicos, como el gas combustible y la energía eléctrica.
- **Consecuencia:** participación en competencia de participantes que promueva inversiones privadas que permitan la maduración del mercado del hidrógeno en sectores no regulados, como el industrial, agricultura, entre otros.

3.3.2 | Definición de Hidrógeno de Bajas Emisiones

- **Propuesta:** definir el concepto del hidrógeno de bajas emisiones en concordancia con la tendencia de la Comisión Europea y la Agencia Internacional de Energía quienes recomiendan pasar de la clasificación por colores a una clasificación basada en el ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero, considerando la ruta de producción, el combustible utilizado, las tecnologías de producción, la tasa de captura de CO₂ y las emisiones generadas.
- **¿Cómo?:** el legislador y el Gobierno nacional deben hacer una revisión de la normatividad analizada para emitir las modificaciones que sean necesarias para alinear el desarrollo normativo con las tendencias internacionales y establezca un umbral claro y flexible de emisiones para el hidrógeno de bajas emisiones producido en Colombia.

- **Consecuencia:** permitirá a los productores colombianos cumplir con los requisitos de los mercados de exportación y atraer inversiones.

3.3.3 | Políticas para la creación de mercado

- **Propuesta:** implementar mecanismos para estimular la demanda de hidrógeno y sus derivados, creando incentivos, fiscales o no, para disminuir los altos costos de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados que disminuyen el interés de potenciales compradores del producto final por la imposibilidad de pagar la “green premium”.
- **¿Cómo?:** el Gobierno nacional a través de acuerdos de colaboración podría viabilizar recursos de países aliados o de la banca multilateral para apoyar la financiación de proyectos para reducir el costo de la inversión, para lograr reducir los costos asociados a la energía, el hidrógeno, y de los derivados del hidrógeno de tal forma que sean más competitivos. Asimismo, el legislador y el Gobierno nacional deben emitir e implementar, según corresponda, políticas enfocadas en los sectores económicos de interés, para crear incentivos a la demanda, como por ejemplo a los fertilizantes verdes o productos verdes determinados.
- **Consecuencia:** beneficia el logro del cierre financiero de los proyectos de producción de hidrógeno y sus derivados, y la maduración del mercado viabilizando la demanda.

3.3.4 | Implementación del registro de proyectos de hidrógeno

- **Propuesta:** implementar herramientas que proporcionen información pública sobre datos concretos y precisos relacionados con los proyectos de hidrógeno en desarrollo, sus etapas y capacidades, para facilitar decisiones de inversión informadas.
- **¿Cómo?:** el Ministerio de Minas deberá implementar del Sistema Único de Información para el Desarrollo, Gestión y Promoción del Hidrógeno “ECO_{H2}”, creado por el Decreto 1597 de 2024 y en los términos allí establecidos.
- **Consecuencia:** reducción de la incertidumbre del inversionista por falta de información beneficiando la toma de decisiones de inversión.



Financiamiento de proyectos de hidrógeno

El desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones implica altos requerimientos de capital, horizontes de maduración prolongados y estructuras financieras acordes con su perfil de riesgo. Su viabilidad depende de la articulación de mecanismos que combinen recursos públicos y privados, como préstamos concesionales, garantías, instrumentos de mitigación de riesgos, asociaciones público-privadas y contratos de compraventa a largo plazo. Para el sector financiero, esto plantea tanto desafíos como oportunidades: movilizar capital hacia una industria emergente con potencial estratégico en la transición energética, y contribuir al cierre de brechas de competitividad frente a tecnologías convencionales.

Este capítulo presenta las principales fuentes de financiamiento disponibles para proyectos de hidrógeno, junto con experiencias internacionales relevantes para su aplicación en contextos emergentes como el colombiano.

Inversión en hidrógeno a nivel mundial: ¿qué deben saber los bancos?

En 2024, la inversión global anunciada en proyectos de hidrógeno limpio alcanzó los **680 mil millones de dólares**, casi ocho veces más que los 90 mil millones registrados en 2020. De ese total, 75 mil millones de dólares corresponden a proyectos que ya han alcanzado decisión final de inversión (FID), lo que refleja una maduración progresiva del portafolio global³⁷. El número de iniciativas también ha crecido, pasando de 228 en 2020 a 1.572 en 2024, con una capacidad de producción anunciada de 48 millones de toneladas anuales para 2030, de las cuales el 75% corresponde a hidrógeno renovable. Sin embargo, se estima que solo entre 12 y 18 millones de toneladas anuales podrían entrar en operación efectiva hacia esa fecha, debido a barreras regulatorias y de ejecución persistentes. A pesar del crecimiento, persiste una brecha de inversión de 335 mil millones de dólares para alcanzar los objetivos climáticos al 2030, especialmente en infraestructura y aplicaciones de uso final³⁸.

37. Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2024). *Hydrogen Insights 2024: September 2024 Edition*. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2024/09/Hydrogen-Insights-2024.pdf>
38. OECD & The World Bank. (2024). *Scaling Hydrogen Financing for Development*. OECD Publishing. https://www.oecd.org/en/publications/scaling-hydrogen-financing-for-development_0287b22e-en.html

¿Cuál es el valor estratégico para el sector financiero?: El hidrógeno como herramienta para planes de transición

La financiación de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones representa una oportunidad estratégica para el sector financiero, no solo por su potencial de crecimiento, sino por su capacidad para habilitar planes de transición en sectores intensivos en carbono. Entre los beneficios que los bancos pueden obtener al involucrarse en este tipo de financiamiento se destacan:

- El hidrógeno puede ser un habilitador clave en los planes de transición de clientes corporativos, especialmente en sectores como el minero-energético, cemento, refinación y fertilizantes. Estos planes permiten a las entidades financieras apoyar la reconversión tecnológica de sus clientes, facilitando una reducción progresiva en la intensidad de emisiones sin requerir una transformación inmediata hacia actividades completamente verdes.
- Según estándares internacionales como los de ICMA³⁹, CBI⁴⁰ y UNEP FI⁴¹, el financiamiento de estos planes contribuye a la reducción de emisiones financiadas (alcance 3⁴²) y al cumplimiento de metas net-zero al 2050, fortaleciendo la posición de los bancos frente a compromisos como los asumidos en la Alianza Bancaria para las Cero Emisiones Netas (NZBA).
- En este contexto, el hidrógeno permite a las empresas industriales avanzar hacia procesos compatibles con la descarbonización, especialmente en sectores donde la electrificación directa no es viable. La Hoja de Ruta del Hidrógeno⁴³ en Colombia y la Taxonomía Verde⁴⁴ de la Superintendencia Financiera reconocen al hidrógeno como una tecnología.
- Para los bancos, esto representa una oportunidad para estructurar productos alineados con el concepto de financiamiento a la transición, que permite apoyar actividades que, sin ser completamente verdes, generan impactos positivos en la reducción de emisiones. Países como Japón ya han emitido bonos de transición climática que reconocen al hidrógeno como una de las tecnologías elegibles^{45,46}.
- El hidrógeno de bajas emisiones se alinea con los criterios ESG y con las taxonomías verdes, lo que facilita su integración en estrategias de inversión sostenible. En este marco, los bancos pueden desarrollar productos como bonos de transición⁴⁷, préstamos vinculados a sostenibilidad y esquemas de financiamiento mixto. A su vez, los bonos verdes pueden ser utilizados como fuente de fondeo para canalizar recursos hacia estos instrumentos.
- Aunque el financiamiento de proyectos de hidrógeno aún enfrenta desafíos en términos de madurez y estandarización, ya se observan avances hacia estructuras más predecibles. Esto incluye esquemas como contratos de compraventa a largo plazo (PPA), contratos por diferencia (CfD), garantías de demanda y seguros de riesgo político, que permiten estructurar operaciones con flujos de caja más estables y perfiles de riesgo definidos.
- La brecha de inversión en infraestructura de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno abre espacio para esquemas de *project finance* y participación en consorcios financieros con multilaterales, fondos climáticos y otros bancos, compartiendo riesgos y ampliando la capacidad de colocación.

39. ICMA (2023). *Climate Transition Finance Handbook*. International Capital Market Association.

40. Climate Bonds Initiative (2023). *Financing Credible Transitions: A Guide to Climate Transition Finance*.

41. UNEP FI (2021). *Guidelines for Climate Target Setting for Banks*. United Nations Environment Programme Finance Initiative.

42. Aquellas emisiones indirectas (diferentes a las relacionadas con las producidas por la generación de energía utilizada por la organización declarante) que se producen en la cadena de valor de la organización declarante. En el caso, por ejemplo, de los bancos, corresponde a las emisiones que surgen en la cadena de valor de las actividades del banco, es decir, los activos del banco (inversiones y préstamos) se atribuyen al Scope 3.

43. Ministerio de Minas y Energía (2021). *Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia*.

44. Superintendencia Financiera de Colombia (2023). *Taxonomía Verde para Colombia*.

45. Japón ha emitido bonos de transición climática bajo lineamientos oficiales que reconocen al hidrógeno como una tecnología elegible para apoyar la descarbonización progresiva de sectores intensivos en carbono, como el acero, la energía y el transporte pesado.

46. Government of Japan (2024). *Climate Transition Bonds: Financing a Greener Future*. Disponible en: https://www.japan.go.jp/kizuna/2024/09/climate_transition_bonds.html; CarbonCredits.com (2024). *Japan's \$11 Billion Climate Transition Bonds*. Disponible en: <https://carboncredits.com/japans-usd11-billion-climate-transition-bonds/>

47. Los bonos de transición emergen como una herramienta para financiar tecnologías como el hidrógeno, que permiten reducir la intensidad de emisiones sin ser completamente verdes.

4.1

Fuentes de financiamiento: ¿Quién financia?

El financiamiento de proyectos de hidrógeno puede provenir de diversas fuentes, que se clasifican en tres grandes grupos según el tipo de actor involucrado:

Fuentes de Financiamiento

Financiación pública y multilateral

Incluye recursos provenientes de entidades estatales y multilaterales que buscan promover el desarrollo sostenible y la transición energética. Los principales actores son:

- Gobiernos nacionales y locales: a través de presupuestos públicos, subvenciones o incentivos fiscales.
- Bancos de desarrollo: como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), KfW (Alemania), el CAF, entre otros.
- Fondos climáticos internacionales: como el Fondo Verde para el Clima (GCF) y el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF).
- Agencias de Crédito a la Exportación (ECAs): que ofrecen garantías y financiamiento para exportaciones de tecnología limpia.

Financiación Privada

Proporcionado por actores del mercado que buscan retornos financieros, aunque con mayor sensibilidad al riesgo. Incluye:

- Bancos comerciales y de inversión.
- Fondos de inversión y capital de riesgo.
- Empresas energéticas y tecnológicas.
- Inversionistas institucionales (fondos de pensiones, aseguradoras).

Financiación mixta

Combina recursos públicos y privados y está diseñada para reducir el riesgo percibido y atraer capital privado. Se materializa a través de:

- Asociaciones Público-Privadas (APP).
- Financiamiento combinado (*Blended finance*).
- Plataformas de coinversión promovidas por organismos multilaterales.

4.2

Tipos de financiamiento: ¿Cómo se estructura el capital?

Los proyectos de hidrógeno requieren estructuras financieras adaptadas a su nivel de madurez tecnológica, perfil de riesgo y horizonte de retorno. Existen tres tipos principales de financiamiento, que pueden combinarse según la etapa del proyecto y el apetito de riesgo de los inversionistas:

Financiamiento con deuda

La deuda implica el compromiso de repago con intereses y suele utilizarse para cubrir inversiones de capital (CAPEX) una vez el proyecto ha alcanzado cierto grado de madurez.

- Menor costo que el capital (*equity*)⁴⁸. La deuda no transfiere control, pero sí exige garantías y flujos de ingresos estables.
- Puede ser concesional (otorgada por bancos de desarrollo o de segundo piso), comercial (bancos privados o de primer piso), fondos de inversión privada⁴⁹ o bonos temáticos (como los verdes o de transición⁵⁰).

Instrumentos comunes:

- Préstamos concesionales.
- Bonos verdes.
- Créditos sindicados.

Tipos de Financiamiento

Financiamiento con capital (*equity*)

El capital representa una participación en la propiedad del proyecto. Los inversionistas de equity asumen más riesgo, pero también esperan mayores retornos.

- Es clave en etapas tempranas (desarrollo, innovación).
- Puede provenir de fondos de capital de riesgo, empresas estratégicas o fondos soberanos.

Instrumentos comunes:

- Inversión directa en equity.
- Capital de riesgo (venture capital).
- Fondos de infraestructura.

Financiamiento combinado (*blended finance*)

Mezcla recursos públicos y privados para mejorar el perfil de riesgo del proyecto y atraer capital comercial.

- Utiliza instrumentos de mitigación de riesgos como garantías, seguros, subvenciones o participación pública en etapas tempranas.
- Es clave para proyectos en mercados emergentes o con tecnologías aún no maduras.
- Permite que los recursos públicos actúen como catalizadores para movilizar inversión privada.

Instrumentos comunes:

- Asociaciones público-privadas (APP).
- Garantías de crédito y cumplimiento.
- Subvenciones a la inversión.
- Contratos de compraventa a largo plazo (PPA/ Offtake).

48. En este contexto, el término capital hace referencia a inversiones de equity, es decir, aportes de capital por parte de inversionistas que asumen una participación en el riesgo y en la propiedad del proyecto.

49. Que no solo invierten a través de capital (equity), sino también mediante instrumentos de deuda, especialmente en etapas más avanzadas del proyecto o cuando existen estructuras de mitigación de riesgo.

50. Que pueden ser utilizados como fuente de fondeo para canalizar recursos hacia productos de crédito dirigidos a proyectos de hidrógeno.

4.3

Instrumentos financieros:
¿Qué herramientas se utilizan?

Además de identificar las fuentes y tipos de financiamiento, es necesario comprender los instrumentos comunes que permiten estructurar operaciones financieras en proyectos de hidrógeno⁵¹. Estos instrumentos cumplen funciones como facilitar el acceso a capital, asignar riesgos y establecer condiciones contractuales que mejoren la viabilidad económica. La siguiente tabla presenta ejemplos de instrumentos que han sido más utilizados a nivel internacional para viabilizar proyectos de hidrógeno, seleccionados por su capacidad para responder a las necesidades de financiamiento en distintas etapas del proyecto, y que pueden servir como referencia para su adaptación en Colombia.

Tabla 4.1. Ejemplos de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno de bajas emisiones

Instrumento	Descripción	Fuente de financiamiento	Actores involucrados	Tipo de financiamiento	Aplicabilidad según etapa del proyecto	Ejemplos internacionales
Préstamos concesionales	Préstamos con condiciones más favorables que las del mercado. Ofrecidos por bancos de desarrollo con tasas de interés reducidas y plazos extendidos.	Público.	Bancos de desarrollo, instituciones multilaterales.	Deuda.	Desarrollo, construcción.	KfW comprometió €200 millones para proyectos de hidrógeno en Sudáfrica ⁵² .
Garantías	Cobertura de riesgos de incumplimiento, de crédito o políticos para atraer inversión privada, facilitando el acceso a financiamiento comercial.	Público.	Gobiernos, ECAs.	Deuda.	Todas las etapas.	MIGA, SACE (Italia), Euler Hermes (Alemania) han respaldado proyectos de hidrógeno ⁵³ . Programa RenovAr: garantías del Banco Mundial para contratos de energía renovable. Facility de Hidrógeno Verde en Chile: incluye LRA y DSRA para mitigar riesgos ⁵⁴ .
Subvenciones	Fondos no reembolsables para cubrir parte de los costos del proyecto.	Público.	Gobiernos, fondos climáticos.	Capital.	Desarrollo, construcción.	BMZ (Alemania) otorgó €40 millones en subvenciones para Sudáfrica ⁵⁵ .

51. Los instrumentos presentados en esta sección no constituyen una recomendación específica, sino una referencia general sobre las opciones disponibles en el ecosistema de financiamiento para hidrógeno, que pueden ser consideradas por las instituciones financieras según su perfil y estrategia.
52. Green Hydrogen Organisation. (2022). Contracting Guidance: Financing Green Hydrogen Projects.
53. OECD. (2024). Leveraging De-risking Instruments and International Co-ordination to Catalyse Investment in Clean Hydrogen.
54. Fundación Torcuato Di Tella, GIZ, & International PtX Hub. (2024). Modelos de financiamiento para proyectos de hidrógeno verde y derivados: Barreras y estrategias. International PtX Hub.
55. Green Hydrogen Organisation. (2022). Contracting Guidance: Financing Green Hydrogen Projects.

Instrumento	Descripción	Fuente de financiamiento	Actores involucrados	Tipo de financiamiento	Aplicabilidad según etapa del proyecto	Ejemplos internacionales
Bonos verdes	Instrumentos de deuda para financiar proyectos con beneficios ambientales.	Privado/Mixto.	Bancos, corporaciones, inversionistas institucionales, gobiernos.	Deuda.	Todas las etapas.	Banco Mundial y EIB han emitido bonos verdes para proyectos de energía limpia ⁵⁶ .
Capital de riesgo	Inversiones en etapas tempranas para tecnologías innovadoras con alto potencial de crecimiento.	Privado.	Fondos de capital de riesgo, fondos de inversión privados, aseguradoras, fondos especializados.	Capital.	Desarrollo, construcción.	Breakthrough Energy Ventures invirtió en <i>Electric Hydrogen</i> (EE. UU.) ⁵⁷ .
Asociaciones público-privadas (APP)	Colaboraciones para compartir riesgos y beneficios en el desarrollo de proyectos.	Mixto.	Gobiernos, empresas privadas.	Combinado.	Desarrollo, construcción, operación.	Namibia adjudicó un proyecto de USD 9.4 mil millones a Hyphen Hydrogen Energy ⁵⁸ .
Contratos de compraventa a largo plazo (PPA/Offtake)	Acuerdos para asegurar la compra de hidrógeno a largo plazo.	Privado/Mixto.	Empresas, consumidores industriales.	Combinado.	Operación.	<i>Proyecto Neom</i> (Arabia Saudita): acuerdo exclusivo de 30 años con <i>Air Products</i> ⁵⁹ .
Contratos por diferencia (CfD)	Utilizados para garantizar un precio mínimo al productor de hidrógeno (u otra tecnología limpia). Si el precio de mercado cae por debajo del precio acordado, el gobierno o una entidad pública compensa la diferencia. Si el precio sube, el productor devuelve la diferencia.	Público.	Gobiernos, entidades públicas.	Deuda.	Desarrollo, operación.	H2Global en Alemania ⁶⁰ . Reino Unido: Hydrogen Production Business Model (HPBM): presupuesto de £100 millones para proyectos >5 MW. Reino Unido lanzó un esquema de CfD para hidrógeno bajo en carbono ⁶¹ . Fondo de Crecimiento de Canadá: CfD para respaldar precios futuros de hidrógeno y carbono.

Fuente: Elaboración propia a partir de la información de World Bank & ESMAP (2023); H2G (2022), OECD (2023), GH2 (2022); WEF (2024), Hydrogen Council (2024); PtX Hub (2024); IEA (2022).

56. ICMA. (2024). Green Bond Principles. <https://www.icmagroup.org>

57. Breakthrough Energy. (2023). BEV Portfolio. <https://www.breakthroughenergy.org>

58. World Economic Forum. (2023). Namibia's Green Hydrogen Strategy. <https://www.weforum.org>

59. Fundación Torcuato Di Tella, GLZ, & International PtX Hub. (2024). Modelos de financiamiento para proyectos de hidrógeno verde y derivados: Barreras y estrategias. International PtX Hub.

60. Green Hydrogen Organisation (2022); BMWK (Alemania)

61. UK Government – Hydrogen Strategy Update (2023)

4.4

Ejemplos de *facilities* usadas para el financiamiento de proyectos de hidrógeno

Tabla 4-2. Ejemplos de *facilities* en proyectos de hidrógeno

Chile: Corporación de Fomento de la Producción CORFO

Chile cuenta con la Corporación de Fomento a la Producción (“CORFO”), organismo multisectorial del Estado chileno que tiene el propósito de impulsar la industrialización nacional y promover la actividad productiva del país. Anualmente, CORFO realiza convocatorias para la financiación de proyectos e incentivos .

CORFO ha impulsado el hidrógeno en Chile mediante garantías y cofinanciamiento.

En 2024, lanzó convocatorias tecnológicas con subsidios por 13.500 millones de pesos en cinco años para estimular la demanda y el desarrollo del sector.

Trabaja activamente en alianzas con organismos internacionales y el sector privado para posicionar a Chile como exportador de hidrógeno hacia Europa y Asia.

Programas de apoyo al hidrógeno:

H2 Magallanes es un ecosistema completo de producción de hidrógeno a partir de energía eólica.

Haru Oni es una planta piloto de hidrógeno verde que busca producir combustibles sintéticos.

H2V Antofagasta, un proyecto para utilizar hidrógeno en el transporte minero de la región.

En 2024 articuló un fondo por US\$1.000 millones mediante:

- US\$ 400 millones - BID
- US\$ 150 millones - Banco Mundial
- US\$ 100 millones - Banco KfW
- US\$ 109 millones - Banco BEI
- USD\$16 millones - Unión Europea

Alemania: H2 Global (ver más información en Anexo C)
Iniciativa del Gobierno Alemán creada para promover el cuidado del medio ambiente y la innovación a nivel global mediante el financiamiento de proyectos de producción y exportación de hidrógeno renovable. Instituciones involucradas: el Ministerio de Economía y Clima de Alemania, sector privado y bancos internacionales.

H2 Global incentiva la producción de hidrógeno mediante un mecanismo de subastas dobles. De esta forma, compra hidrógeno verde a precios competitivos y lo revende en mercados internacionales con un margen de estabilización de precios.	Programas de apoyo al hidrógeno:
	En 2023 adjudicó 720 millones de euros para la producción de hidrógeno en América Latina y el norte de África.
	Mediante su gran red de entidades, para 2024 recaudaron más de US\$ 6 billones para proyectos de H2.

Unión Europea: European Hydrogen Bank (EHB)

Creado por la Comisión Europea en 2022, otorga subsidios, garantías y financiamiento estructurado para reducir el riesgo financiero en la producción y comercialización de hidrógeno renovable

Algunos de sus instituciones involucradas son la Comisión Europea, bancos europeos y el sector privado

Sus funciones son:

- Movilización de capital privado.
- Reducir.
- Subvenciones a la producción a través de subastas.
- Facilitación de contratos a largo plazo.
- Apoyo a proyectos fronterizos de almacenamiento y transporte en Europa de hidrógeno.

Una de sus estrategias más innovadoras es la movilización de capital privado a través de contratos de largo plazo, asegurando así estabilidad para productores e inversores.

Programas de apoyo al hidrógeno:

En 2023 tuvo su primera subasta donde adjudicó **\$720 millones de euros** a 7 proyectos de H2.

España: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

Es considerado una *facility* al ser un articulador de fondos privados, gestionando programas de incentivos y subvenciones dirigidos a proyectos de hidrógeno renovable. Actúa como un intermediario entre el Gobierno español, la Unión Europea y los beneficiarios de los fondos.

Programas de apoyo al hidrógeno:

El programa H2 Pioneros, el cual es administrado por el IDAE y financia proyectos piloto para la producción, distribución y consumo de hidrógeno verde. En Madrid y Barcelona ha realizado proyectos de transporte con hidrógeno.

Colombia: Facility H2v

La Unión Europea y la Asociación Hidrógeno Colombia, junto con aliados nacionales e internacionales, han propuesto una *facility* para financiar proyectos de hidrógeno en Colombia. Esta buscará impulsar producción, demanda e infraestructura mediante financiamiento estructurado y gestión de riesgos. Se plantea como una entidad descentralizada con autonomía para aplicar instrumentos como préstamos, garantías, incentivos regulatorios y asistencia técnica.

Aseguramiento de recursos mediante:

- Aportes financieros mediante organismos y entidades financieras.
- Instrumentos de aseguramiento financiero.
- Aseguramiento técnico.
- Aseguramiento socioambiental.

Participantes del sector financiero:

- Banca de desarrollo de segundo piso (Financiera de desarrollo nacional FDN).
- Banca de primer y segundo piso.
- (Bancoldex, Bancamiex y Findeter).

Participantes del sector energético:

- Fondos de energía renovable (FENOGE).
- Empresas estatales de energía (Ecopetrol).

EEUU Regional Clean Hydrogen Hubs

El programa Regional Clean Hydrogen Hubs, liderado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), busca desarrollar la cadena de valor del hidrógeno renovable mediante la creación de entre 6 y 10 centros regionales en distintos estados, con una meta de producción de 10 millones de toneladas para 2030 a un precio de 1 dólar por kilogramo. Esta estrategia nacional está diseñada para beneficiar a productores, consumidores, comunidades locales e instituciones de investigación, promoviendo el uso, la producción y la distribución de hidrógeno como fuente de energía limpia.

- Presupuesto inicial: USD 8 billones.
- ¿Qué financia? Proyectos OPEX y CAPEX.
- Ubicación: Estados como California, Texas, Minnesota, Illinois y Washington.

Japón: Joint Crediting Mechanism (JCM)

El Joint Crediting Mechanism (JCM) es una iniciativa del gobierno de Japón que financia proyectos de hidrógeno y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en países socios, mediante acuerdos bilaterales, subsidios y créditos de carbono.

El programa involucra gobiernos, entidades privadas y consorcios internacionales, y tiene como meta producir 12 millones de toneladas de hidrógeno renovable para 2040. En 2023, contó con un presupuesto de 15.000 millones de yenes (aproximadamente 109 millones de dólares).

Fuente: Elaboración propia de KPMG en base al entendimiento de información de información secundaria.

4.5

Financiamiento del hidrógeno en Colombia

La Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (2021) priorizó el desarrollo de mecanismos financieros para proyectos de hidrógeno de bajas emisiones, incluyendo instrumentos público-privados, financiación internacional y bonos verdes. Desde entonces, se han movilizado recursos mediante instrumentos nacionales, cooperación internacional y apoyo multilateral.



Tabla 4-3. Alianzas estratégicas y cooperación internacional para el impulso del hidrógeno verde en Colombia

Préstamo de política pública del Banco Mundial (USD \$1.000 millones) • Apoyo presupuestal al Gobierno de Colombia⁶² para implementar reformas estructurales que favorezcan el desarrollo del hidrógeno limpio en Colombia. • A través del programa Hydrogen for Development (H4D), ha brindado asistencia técnica.	Préstamo de bajo interés del Banco Mundial (USD \$750 millones)⁶³ • Crédito concesional para apoyar sostenibilidad fiscal y reformas institucionales clave con impacto indirecto en el ecosistema de hidrógeno.	Fondo nacional FENOGÉ⁶⁴ • Instrumento de financiamiento público para proyectos de eficiencia energética e hidrógeno verde, incluyendo estudios de viabilidad y pilotos⁶⁵.	Fondo de Inversión Climática (CIF)⁶⁶ • A través del programa de Integración de Energías Renovables canalizó USD \$70 millones, incluyendo estudios de factibilidad para hidrógeno.
Instrumento de mercado • El impuesto al carbono (Ley 1819 de 2016) establece un precio por tonelada de CO₂, que en 2024 alcanzó COP \$25.799⁶⁹.	Inversión del Reino Unido (hasta USD \$5 millones)⁶⁷ • Cooperación financiera para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y amoníaco renovable.	Financiamiento de la Unión Europea⁶⁸ • Apoyo financiero no reembolsable o mixto para proyectos de hidrógeno verde en Colombia, en el marco de cooperación climática.	Incentivos fiscales • Deducción del 50% en renta, exclusión de IVA, exención arancelaria y depreciación acelerada para proyectos de hidrógeno (ver capítulo 3).
Instrumentos Financieros Alianzas Estratégicas	Banco Interamericano de Desarrollo (BID) • Apoyo en la formulación de la Hoja de Ruta del Hidrógeno y promoción del uso de electrolizadores fuera de red para reducir costos.	Ecopetrol y Gobierno de Colombia • Asociación público-privada para el desarrollo de proyectos piloto de hidrógeno verde, con enfoque en producción y escalamiento industrial.	MoU entre Empresas Públicas de Medellín (EPM) y Japan Bank for International Cooperation (JBIC)⁷⁰ • Acuerdo de cooperación internacional para fomentar la exploración de oportunidades en energía renovable y proyectos de hidrógeno limpio.
	MoU con Fraunhofer Gesellschaft (Alemania), Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia • Acuerdo técnico-científico para evaluar el potencial de producción de hidrógeno, amoníaco y fertilizantes verdes.	Diálogos con España y Corea del Sur • Cooperación bilateral para transferencia tecnológica en proyectos de hidrógeno verde⁷¹.	Alianza con Alemania • Compromiso de €200 millones para asistencia técnica y fortalecimiento institucional en el marco de la transición energética justa.

62. Específicamente al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, como entidad receptora del préstamo de política pública del Banco Mundial.

63. <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2024/04/11/el-banco-mundial-y-colombia-reafirman-su-compromiso-con-la-accion-climatica>

64. El FENOGÉ es un instrumento de política pública y forma parte del contexto de los mecanismos institucionales que apoyan el desarrollo del hidrógeno verde en Colombia. Si bien una posible recomendación de política sería fortalecer el FENOGÉ y explorar su articulación con otros instrumentos de mitigación de riesgos y financiamiento combinado para facilitar el cierre financiero de proyectos de hidrógeno en fases más avanzadas, la guía no busca desarrollar ni analizar en detalle propuestas de política pública. Por ello, se mencionan únicamente aquellos instrumentos y políticas que se consideran más relevantes para el análisis financiero y la toma de decisiones preliminar por parte de las entidades financieras.

65. MinCiencias y ANH lanzaron en 2024 una convocatoria por COP \$52.500 millones para I+D+I en transición energética.

66. El plan fue elaborado por el Gobierno de Colombia bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía y será implementado con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

67. World Hydrogen Latin America, Hydrogen Market Updates from across Latin America, October 2023, info.greenpowerglobal.com/whlatam-report/?_gl=1*f9fco*k*ga*MTY5Njg3NzIwNC4xNzAxMjc2MjQ1*_ga_008GQ811NF*MTcwMTI3NjI0Ni4xLjAuMTcwMTI3NjI0Ni4wLjAuMA

68. <https://medioambiente.uxternado.edu.co/financiacion-de-proyectos-de-hidrogeno-verde-en-colombia/>

69. El impuesto nacional al carbono, establecido por la Ley 1819 de 2016, es un instrumento de mercado vigente en Colombia. Este impuesto recae sobre el contenido de carbono de los combustibles fósiles y busca incentivar la reducción de emisiones y la adopción de tecnologías limpias, como el hidrógeno de bajas emisiones. Así lo reconoce el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, que lo clasifica como un instrumento económico y de mercado dentro de la política pública climática nacional.

70. <https://www.epm.com.co/institucional/sala-de-prensa/noticias-y-novedades/memorando-de-entendimiento-entre-jbic-y-epm.html>

71. <https://procolombia.co/sala-de-prensa/noticias/colombia-unico-pais-latinoamericano-en-cumbre-de-hidrogeno-de-corea-del-sur>

Mapa de actores financieros activos en H2 en Colombia (2025)

Multilaterales

- BID y BID Invest: Financiamiento directo y asistencia técnica.
- Banco Mundial: Préstamos concesionales y garantías.
- KfW (Alemania): Cofinanciamiento y garantías.
- BEI (Banco Europeo de Inversiones): Apoyo a infraestructura.

Banca nacional

- Bancóldex: Líneas verdes para transición energética.
- Findeter: Financiamiento de infraestructura sostenible.
- FDN: Project finance y estructuración.

Fondos climáticos

- Fondo Verde del Clima (GCF).
- Fondo de Inversión Climática (CIF).

Tras revisar el panorama general del financiamiento para proyectos de hidrógeno en Colombia -incluyendo los actores financieros activos, los instrumentos disponibles y las condiciones del entorno-, resulta útil presentar un ejemplo simplificado que ilustre cómo podría organizarse financieramente un proyecto tipo.

Para responder a preguntas clave que se haría una entidad financiera al evaluar este tipo de iniciativas -¿cuánto cuesta producir un kilogramo?, ¿qué nivel de CAPEX es razonable?, ¿cuál es el OPEX esperado?- esta sección presenta un caso ilustrativo basado en rangos de costos reportados por fuentes como ESMAP (2023), OCDE (2023), Frankfurt School (2022) y el informe *Financing the Green Hydrogen Economy* (2023).

Aunque los valores pueden variar según la tecnología, escala, ubicación y condiciones de mercado, este ejercicio permite visualizar los componentes financieros básicos que se consideran en una evaluación preliminar bajo esquemas de *project finance*.

Tabla 4-4. Rangos de referencia para un proyecto tipo

Indicador financiero	Rango estimado (USD)
CAPEX por kg/día de capacidad	1.200 – 2.500 USD/kg/día
OPEX por kg producido	2,5 – 5,0 USD/kg
Precio de venta esperado (2025–30)	4,0 – 6,0 USD/kg
TIR objetivo (sin subsidios)	10% – 15%
Payback estimado	5 – 8 años

Fuente: Elaboración propia con base en BloombergNEF (2023), ESMAP (2023), Frankfurt School – UNEP Centre (2022), Hydrogen Council & McKinsey & Company (2021), International Energy Agency [IEA] (2022), y Organisation for Economic Co-operation and Development [OECD] (2023).

Ejemplo de proyecto tipo⁷²

- **Capacidad:** 10 MW de electrólisis (fase 1)
- **Producción estimada:** ~1.600 toneladas/año
- **CAPEX:** ~USD \$2.000 por kg/día de capacidad
- **OPEX:** ~USD \$3,8/kg
- **Precio de venta estimado:** USD \$5,0–6,0/kg
- **Apoyo recibido:** Incentivos fiscales locales, acceso a energía renovable a bajo costo, financiamiento de banca de desarrollo.

Proyecto viable con TIR estimada de **12–14% bajo contratos de largo plazo.**

72. Este ejemplo corresponde a un modelo de proyecto tipo presentado en el documento “Scaling Hydrogen Financing: A Practitioner’s Guide” (ESMAP, 2023). No representa un proyecto real en ejecución, sino una simulación basada en condiciones de mercado observadas en América Latina.

4.6

Esquemas contractuales para el desarrollo de proyectos y negocios de hidrógeno en Colombia

El desarrollo de proyectos de hidrógeno en Colombia requiere una estructura contractual que responda a las distintas fases del proyecto, especialmente en la etapa “*ready to build*” (RTB), donde se incrementan las necesidades de inversión y se condiciona la decisión final de inversión (FID). Los contratos son suscritos por promotores privados y abarcan tanto la construcción como la venta de hidrógeno y sus derivados. La estructura contractual debe adaptarse a las características del proyecto, incluyendo contratos adicionales cuando se aborden eslabones específicos de la cadena de valor. La obtención de financiamiento dependerá de la capacidad del proyecto para garantizar el retorno de los recursos, lo cual exige a los financiadores verificar la existencia de contratos mínimos que respalden la generación de ingresos. Dado que no existe una estandarización contractual en la industria, la revisión detallada de los contratos es un componente esencial de la debida diligencia legal.

Tabla 4-5. Tipos de contratos de proyectos de hidrógeno. Ver descripción detallada de cada contrato en el Anexo B

Tipo de contrato	Descripción resumida	Partes intervinientes	Importancia para la financiación	Etapas de suscripción
EPC (Ingeniería, Gestión de equipos y Construcción)	Contrato integral para diseño, adquisición y construcción de la infraestructura del proyecto.	Promotor del proyecto – Contratista EPC.	Viabiliza la puesta en marcha de la infraestructura necesaria para cumplir compromisos de suministro y garantizar flujos de caja.	Antes del inicio de la construcción.
Suministro de energía eléctrica	Contrato para el suministro de energía que puede ser desde la red (contrato bilateral que incluya la certificación de origen renovable) o mediante autogeneración (PPA).	Promotor del proyecto – Generador y/o comercializador.	Asegura el insumo energético clave para la producción de hidrógeno.	En cualquier etapa, usualmente en paralelo al contrato de suministro de H ₂ y/o derivados.
Operación y Mantenimiento (O&M)	Contrato para operar y mantener la infraestructura del proyecto tras su puesta en marcha.	Promotor – Contratista O&M.	Garantiza la continuidad operativa y el cumplimiento de contratos con offtakers.	En cualquier etapa, preferiblemente antes o al inicio de la operación.
Suministro de hidrógeno y/o derivados	Contrato de venta del producto final a largo plazo para asegurar ingresos ⁷³ .	Promotor – Comprador.	Fundamental para el cierre financiero bajo esquemas de Project Finance.	En cualquier momento, incluso antes de la operación.

Fuente: CMS. Nota: El detalle completo de estos riesgos y sus mecanismos de mitigación se encuentra en los anexos.

Más allá del acceso a financiamiento, la viabilidad de los proyectos de hidrógeno depende también de su capacidad para gestionar los riesgos que enfrentan en su entorno operativo, regulatorio y financiero. El siguiente capítulo aborda estos riesgos y presenta mecanismos de mitigación relevantes tanto en el contexto colombiano como en experiencias internacionales.

73. En industrias emergentes como la del hidrógeno, es crucial establecer contratos a largo plazo (10 o más años) para proporcionar certidumbre a los promotores sobre la demanda y asegurar ingresos constantes, permitiendo el retorno de la inversión.

Riesgos

5

Los proyectos de hidrógeno enfrentan diversos riesgos, que influyen directamente en el costo del capital, la **disponibilidad de financiamiento** y la viabilidad económica del hidrógeno producido. Comprender y evaluar estos riesgos es clave para estructurar instrumentos adecuados que permitan reducir la incertidumbre y mejorar la bancabilidad de los proyectos.

A nivel internacional, se ha avanzado en la identificación y clasificación de riesgos que afectan la disponibilidad de financiamiento proyectos de hidrógeno a gran escala⁷⁴. Organismos como el Banco Mundial, la OCDE, entre otros⁷⁵, han

identificado más de 40 riesgos específicos que agrupados en categorías que incluyen factores macroeconómicos, regulatorios, tecnológicos, de mercado y de infraestructura. Esta clasificación permite evaluar el perfil de riesgo de cada proyecto y diseñar mecanismos de mitigación adecuados.

Este capítulo presenta una clasificación de los principales riesgos identificados globalmente, junto con ejemplos de cómo se han abordado en distintos contextos. Posteriormente, se analizan los riesgos más relevantes para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en Colombia, con el fin de orientar a los actores financieros en la toma de decisiones informadas.

5.1

Riesgos en proyectos de hidrogeno mapeados a nivel global

Los riesgos que dificultan la movilización de financiamiento hacia proyectos de hidrógeno y la entrada de nuevos actores al sector se presentan agrupados en dos categorías principales:

- **Riesgos generales de infraestructura en economías emergentes y en desarrollo**

Están presentes en la mayoría de los proyectos de infraestructura en contextos donde las condiciones económicas, institucionales y legales pueden ser inestables o cambiantes. Incluyen riesgos macroeconómicos, políticos, regulatorios, de infraestructura y de permisos.

- **Riesgos específicos de la industria del hidrógeno limpio**

Se refieren a riesgos propios de esta industria emergente, como los relacionados con la demanda, la tecnología, el diseño, la operación y el suministro. Estos riesgos reflejan la novedad del sector, la falta de estandarización y la evolución de los modelos de negocio.

A continuación, se presenta una tabla con la clasificación de los principales riesgos, sus descripciones, impactos y acciones de mitigación recomendadas. La clasificación de riesgos y acciones de mitigación fue elaborada a partir del análisis comparado de los estudios internacionales, integrando los hallazgos y recomendaciones de organismos multilaterales, alianzas sectoriales y centros de investigación especializados en hidrógeno limpio.

74. Proyectos de gran escala se refieren a aquellos de más de 100 MW de capacidad de electrólisis.

75. The World Bank, ESMAP, OECD, Global Infrastructure Facility, and Hydrogen Council, 2024; Hossein Azadnia, McDaid, Mahmoudzadeh Andwari, & Ehsan Hosseini, 2023.

Tabla 5-1. Riesgos que afectan el desarrollo de proyectos de hidrógeno

Grupo	Categoría	Descripción	Impacto	Acciones de mitigación (recomendaciones)
Generales	Riesgos macroeconómicos y del entorno país	• Riesgos cambiarios y de tasas de interés. • Inflación. • Estabilidad económica. • Riesgo soberano y entorno macroeconómico.	Pueden impactar la rentabilidad esperada y la capacidad de repago, especialmente en proyectos con ingresos en moneda local y financiamiento en divisas.	• Implementar coberturas cambiarias (hedging) y herramientas financieras para protegerse contra las fluctuaciones de las tasas de cambio. • Contratar seguros contra riesgo soberano. • Evaluar el riesgo país y el entorno macroeconómico. • Diversificar fuentes de financiamiento público y privado. • Crear fondos de reserva para cubrir posibles déficits financieros en tiempos de inestabilidad económica.
	Riesgos políticos, regulatorios y de permisos	• Ausencia de marcos regulatorios claros y estables. • Cambios en subsidios, incentivos o normativas ambientales. • Demoras o barreras en la obtención de permisos. • Aceptación social del proyecto (licencia social para operar).	Afectan la seguridad jurídica y el cumplimiento del cronograma. Nota: Aumenta la percepción de riesgo país y reduce la confianza de los inversionistas.	• Involucrar a los reguladores desde etapas tempranas. • Firmar acuerdos con gobiernos locales para asegurar un entorno regulatorio estable. • Adquirir seguros contra riesgos políticos, que cubran expropiación, cambios regulatorios adversos y conflictos civiles. • Trabajar con autoridades locales para establecer procesos de permisos más rápidos y eficientes. • Realizar consultas previas y acuerdos comunitarios. • Incluir cláusulas de estabilización en contratos. • Solicitar apoyo de instituciones multilaterales.
	Riesgos de infraestructura y logística	• Acceso a redes eléctricas y suministro de agua. • Falta de infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución. • Riesgos logísticos en zonas remotas o con baja conectividad.	La falta de infraestructura adecuada puede generar cuellos de botella, aumentar costos operativos o limitar la escalabilidad del proyecto.	• Desarrollar hubs integrados. • Movilizar financiamiento público para infraestructura compartida. • Establecer alianzas con proveedores de infraestructura.

Grupo	Categoría	Descripción	Impacto	Acciones de mitigación (recomendaciones)
Específicos	Riesgos de mercado y demanda	• Incertidumbre sobre la existencia de compradores a largo plazo. • Falta de contratos de compraventa (offtake agreements) bancables. • Volatilidad en los precios del hidrógeno frente a combustibles fósiles.	Dificulta la estructuración de ingresos predecibles, lo que afecta la capacidad de apalancamiento financiero. Nota: Ausencia de mercados líquidos, estándares de certificación y señales regulatorias claras.	• Establecer contratos de compraventa (offtake agreements). • Negociar acuerdos con grandes consumidores industriales. • Realizar estudios de mercado y análisis de demanda. • Expandir la base de clientes para reducir la dependencia de un solo mercado. • Monitorear precios y ajustar estrategias comerciales.
	Riesgos tecnológicos y de diseño	• Madurez tecnológica variable (especialmente en electrolizadores y transporte). • Durabilidad y escalabilidad de tecnologías como electrolizadores o tanques criogénicos. • Riesgos de integración con infraestructura energética existente. • Fallas en la cadena de suministro de componentes críticos.	Dificulta la obtención de garantías técnicas y seguros. Nota: Aumenta en proyectos >100 MW sin precedentes operativos.	• Realizar pruebas piloto y validaciones tecnológicas. • Impulsar la investigación y desarrollo (I+D): invertir en I+D para mejorar la eficiencia y reducir los costos tecnológicos. • Contratar seguros técnicos. • Establecer alianzas con proveedores experimentados. • Implementar sistemas de monitoreo y evaluación continua. • Desarrollar infraestructura compartida, que puedan ser utilizadas por múltiples proyectos para reducir costos.
	Riesgos operativos y de suministro	• Fallas en la operación • Mantenimiento no planificado. • Interrupciones en la cadena de suministro de insumos críticos (como agua desmineralizada, electricidad renovable o componentes técnicos). • Riesgos laborales y de seguridad industrial. • Riesgos de ejecución por falta de experiencia en proyectos similares. • Complejidad en la coordinación entre múltiples actores (públicos y privados).	Pueden afectar la continuidad y eficiencia del proyecto, aumentando el CAPEX y retrasando el inicio de ingresos. Ejemplo: Falta de experiencia en contratos EPC para hidrógeno.	• Firmar contratos de suministro a largo plazo. • Diseñar planes de mantenimiento preventivo. • Diversificar proveedores estratégicos. • Contratar seguros por interrupción de negocio.

Fuente: elaboración propia a partir de World Bank. (2023), OECD. (2023), World Economic Forum. (2024), Hydrogen Council. (2024), Frankfurt School – UNEP Centre. (2023), Global Hydrogen Organisation (GH2). (2022), Global Alliance Powerfuels. (2022), Hossein Azadnia, McDaid, Mahmoudzadeh Andwari, & Ehsan Hosseini, 2023.

5.2

Instrumentos de mitigación: ¿Qué herramientas existen para reducir el riesgo y mejorar la bancabilidad?

Como se abordó en el capítulo de financiamiento, existen diversas fuentes de capital para proyectos de hidrógeno. Esta sección complementa ese análisis, enfocándose en los instrumentos⁷⁶ utilizados a nivel internacional para mitigar los riesgos que afectan el acceso y costo de ese financiamiento. Se presentan tanto herramientas financieras como mecanismos de política pública que, combinados, permiten estructurar proyectos más bancables.



Instrumentos económicos o de política pública

Medidas que reducen la incertidumbre regulatoria, técnica o institucional sin transferir recursos directos, creando condiciones favorables para la inversión.

- Marcos regulatorios estables y predecibles.
- Planes nacionales de hidrógeno y hojas de ruta sectoriales.
- Procesos de licenciamiento eficientes.
- Desarrollo de infraestructura habilitante (puertos, redes eléctricas, agua).
- Programas de formación técnica y fortalecimiento institucional.
- Estándares de certificación y trazabilidad del hidrógeno.
- Subsidios, incentivos fiscales, impuestos, transferencias fiscales.



Instrumentos financieros de mitigación

Reducen el riesgo percibido y mejoran el acceso al capital, sin financiar directamente el proyecto. Pueden ser provistos por actores públicos, privados o en esquemas mixtos.

- Garantías de crédito (parcial o total).
- Fondos de garantía o de reserva.
- Contratos de compraventa (offtake agreements) con precios mínimos garantizados.
- Participación de bancos de desarrollo como coinversionistas.
- Coberturas cambiarias y de tasas de interés.
- Seguros contra riesgos políticos o tecnológicos.



Instrumentos de financiamiento (directo)

Aportan capital o deuda al proyecto⁷⁷ según la etapa y el riesgo del proyecto, y suelen combinarse con instrumentos de mitigación para mejorar la bancabilidad.

- Préstamos comerciales.
- Préstamos concesional.
- Financiamiento combinado (blended finance).
- Capital accionario (equity) o cuasi-capital.
- Bonos verdes.

⁷⁶ En esta guía, se utiliza el término 'instrumento' para referirse a herramientas específicas que se aplican para mitigar riesgos o financiar proyectos. Estos instrumentos incluyen productos financieros, contractuales o regulatorios concretos, como garantías, seguros, subsidios, préstamos, contratos de offtake, entre otros. Por otro lado, el término 'mecanismo' se utiliza de forma más general para referirse a estructuras organizativas, procesos o marcos de gobernanza que facilitan la implementación de los instrumentos. Los mecanismos pueden incluir arreglos institucionales, procesos de coordinación internacional, y marcos de apoyo público. La distinción entre ambos términos es importante para asegurar claridad y precisión en la descripción de las herramientas disponibles para la gestión de riesgos en proyectos de hidrógeno.

⁷⁷ Permiten cubrir los costos de inversión y operación del proyecto.

Finalmente, una vez comprendidos los instrumentos disponibles para mitigar riesgos, es necesario aterrizar este análisis al contexto colombiano. La siguiente sección presenta los principales riesgos identificados en proyectos de hidrógeno en Colombia, con base en entrevistas, estudios de caso y análisis de condiciones locales.

5.3

¿Qué riesgos se han identificado en Colombia?

El desarrollo de proyectos de hidrógeno en Colombia enfrenta riesgos particulares derivados de su entorno institucional, ambiental, financiero y de infraestructura. Aunque muchos de estos riesgos coinciden con los observados a nivel global, su manifestación local presenta características únicas que deben ser consideradas por los actores financieros. Esta sección agrupa los riesgos en cinco bloques estratégicos, destacando sus implicaciones financieras y posibles mecanismos de mitigación.

5.3.1 | Riesgos estructurales del entorno colombiano

Tabla 5-2. Riesgos estratégicos en el contexto colombiano

Categoría	Riesgo específico	Implicación financiera	Contexto colombiano	Acciones de mitigación (recomendaciones)
Demanda	Demanda doméstica incipiente.	Dificulta contratos de offtake y reduce bancabilidad.	No hay señales claras de demanda agregada en transporte o industria.	Establecer incentivos a la demanda (subsidios, mandatos sectoriales). Promover contratos de compra pública o industrial.
Infraestructura	Ausencia de redes logísticas, portuarias y de exportación.	Aumenta CAPEX y limita acceso a mercados.	No existen corredores habilitados ni infraestructura portuaria adaptada.	Reutilizar infraestructura existente. Desarrollar hubs logísticos y alianzas público-privadas para infraestructura crítica.
Talento y capacidades	Escasez de personal técnico y experiencia local.	Aumenta costos operativos y riesgos de ejecución.	No hay programas técnicos especializados en hidrógeno.	Crear programas de formación técnica y certificación y alianzas con universidades y SENA.
Financiamiento	Ausencia de instrumentos financieros específicos.	Aumenta el costo del capital y reduce viabilidad.	No hay líneas de crédito ni garantías soberanas.	Fortalecer y adaptar líneas de financiamiento sostenible para proyectos de hidrógeno. Establecer garantías públicas o fondos de cobertura de riesgo.

Categoría	Riesgo específico	Implicación financiera	Contexto colombiano	Acciones de mitigación (recomendaciones)
Gobernanza	Coordinación institucional débil.	Genera incertidumbre regulatoria y retrasos.	La hoja de ruta depende de múltiples entidades con capacidades dispares.	Fortalecer la gobernanza del ecosistema H2. Crear una ventanilla única para proyectos.
Macroeconomía	Volatilidad cambiaria y de tasas de interés.	Aumenta el riesgo financiero y el costo del capital.	Proyectos con insumos importados enfrentan riesgo cambiario significativo.	Usar coberturas cambiarias. Estructurar financiamiento en moneda local y <i>blended finance</i> con multilaterales.
Reconversión tecnológica	Falta de incentivos para adopción industrial.	Limita la demanda y ralentiza la transición.	No existen programas de reconversión para industrias intensivas en carbono.	Crear programas de reconversión industrial.
Instrumentación fiscal-financiera	Desarticulación entre incentivos tributarios y financieros.	Dificulta estructuración de proyectos bancables.	Incentivos fiscales no están alineados con líneas de crédito o garantías.	Integrar incentivos fiscales con instrumentos financieros; coordinación entre MinHacienda, MinEnergía y banca pública.
Mercado de carbono	Ausencia de mecanismos de precio o contratos por diferencia.	No se generan señales de precio estables.	No se ha reglamentado el artículo 6 del Acuerdo de París ni CfD locales.	Explorar instrumentos como contratos por diferencia (CfD) para fortalecer la señal de precio al carbono ⁷⁸ .

Fuente: Esta tabla se basa en el análisis comparado de riesgos y barreras identificado por organismos multilaterales y centros de investigación especializados, incluyendo el World Economic Forum (2024), World Bank, ESMAP, OECD, Hydrogen Council, Global Hydrogen Organisation (GH2), Frankfurt School – UNEP Centre y Global Alliance Powerfuels.

La siguiente tabla sintetiza las principales acciones de mitigación propuestas en esta guía, organizadas por categoría y vinculadas con los actores que podrían liderar su implementación. Esta tabla no reemplaza el análisis detallado de riesgos, sino que lo complementa con una visión operativa para facilitar la toma de decisiones.

78. Aunque Colombia cuenta con un impuesto al carbono, su nivel actual es bajo y no refleja el costo social del carbono. Además, el país aún no ha reglamentado el Artículo 6 del Acuerdo de París, lo que limita su participación en mercados internacionales de carbono. Avanzar en esta reglamentación y explorar instrumentos como contratos por diferencia (CfD) permitiría mejorar la señal de precio al carbono, reducir la incertidumbre para inversionistas y facilitar la estructuración financiera de proyectos de hidrógeno limpio.

Tabla 5-3. Acciones de mitigación recomendadas con actores responsables

Categoría	Acción de mitigación (Recomendación)	Actor responsable principal
Demanda	Establecer incentivos a la demanda (subsidios, mandatos sectoriales).	Gobierno nacional.
Demanda	Promover contratos de compra a largo plazo (off-take agreements).	Gobierno nacional/Sector privado.
Infraestructura	Planificar y desarrollar infraestructura logística y portuaria específica.	Gobierno nacional/UPME ANI.
Talento y capacidades	Crear programas técnicos y de formación especializada en hidrógeno.	Gobierno nacional/SENA/Instituciones educativas.
Financiamiento	Fortalecer y adaptar líneas de financiamiento sostenible para proyectos de hidrógeno.	Gobierno nacional/Entidades financieras.
Financiamiento	Establecer garantías públicas o fondos de cobertura de riesgo.	Gobierno nacional/Bancóldex/Findeter.
Gobernanza	Fortalecer la coordinación interinstitucional y la gobernanza del sector.	Gobierno nacional.
Macroeconomía	Diseñar mecanismos de cobertura cambiaria para proyectos con insumos importados.	Gobierno nacional/Banca de desarrollo.

Fuente: Elaboración propia. Nota: Las acciones de mitigación sugeridas en esta sección responden a los riesgos estratégicos identificados en el entorno colombiano. Algunas de estas acciones pueden ser implementadas por el Gobierno nacional, otras por entidades financieras, y algunas requieren esfuerzos conjuntos. Estas no deben interpretarse como recomendaciones normativas, sino como insumos para orientar decisiones estratégicas y financieras.

5.3.2 | Riesgos tecnológicos, ambientales y sociales en Colombia

Los proyectos en Colombia enfrentan riesgos tecnológicos asociados a la disponibilidad de recursos, la madurez de tecnologías de electrólisis, la falta de infraestructura de transporte y almacenamiento, y la incertidumbre en los usos finales del hidrógeno. Estos riesgos afectan directamente la eficiencia operativa, la escalabilidad y la capacidad de repago de la deuda. Para más detalles, consulte el [Anexo C](#), donde se presentan las tablas completas de riesgos tecnológicos, ambientales y sociales.



5.3.3 | Riesgos de los contratos de proyectos de hidrógeno

Teniendo en cuenta los esquemas contractuales presentados en el capítulo de financiamiento, el cumplimiento de los contratos es fundamental para reducir la probabilidad de que se materialicen riesgos que afecten la bancabilidad del proyecto. Esta sección presenta una síntesis de los principales riesgos contractuales que pueden surgir en proyectos de hidrógeno, ilustrados con ejemplos en el contexto colombiano y acompañados de mecanismos de mitigación comúnmente utilizados en la estructuración financiera de este tipo de iniciativas.

Tabla 5-4. Riesgos de los contratos de proyectos de hidrógeno (resumen) y mecanismos de mitigación

Categoría de riesgo contractual	Ejemplo en Colombia	Mecanismo de mitigación propuesto
Contraparte	Retrasos en obras por falta de experiencia del contratista EPC para hidrógeno.	Evaluación rigurosa de contratistas, cláusulas de penalización y seguros de cumplimiento.
Jurídico	Cambios en incentivos tributarios o en la aplicación del Decreto 1467 de 2022.	Cláusulas de estabilización legal, análisis regulatorio ex ante y seguros de cambio normativo.
Financiero	Riesgo cambiario por contracción económica mundial o local.	Coberturas cambiarias, seguros financieros y estructuración flexible.
Económico	Aumento de costos operativos por inflación o depreciación frente al dólar.	Indexación de contratos, provisiones de ajuste y seguros de inflación.
Ambiental y social	Retrasos por oposición comunitaria o falta de permisos ambientales.	Licenciamiento temprano, relacionamiento comunitario y seguros ambientales.
Político	Incertidumbre presupuestal gubernamental afectando el flujo financiero del proyecto.	Diversificación de fuentes de financiamiento, seguros políticos y garantías soberanas.
Tecnológico y operativo	Dificultad para operar electrolizadores por falta de técnicos especializados.	Programas de capacitación técnica, soporte de fabricantes y mantenimiento preventivo.

Fuente: Elaboración conjunta con CMS Rodríguez Azuero.

Nota: El detalle completo de estos riesgos y sus mecanismos de mitigación se encuentra en los anexos.

Durante la debida diligencia legal, el financiador debe revisar los mecanismos de cobertura y mitigación de riesgos en los contratos del proyecto. Es crucial evaluar si estos mecanismos pueden disminuir la probabilidad de materialización de riesgos, reducir su impacto o permitir el reconocimiento de perjuicios. Además, se debe verificar las facultades acordadas en los contratos para asegurar el cumplimiento de las obligaciones por vías alternativas al cumplimiento directo.

5.4

Complemento: Matriz de mecanismos de mitigación aplicables a proyectos de hidrógeno en Colombia⁷⁹

En Colombia no existe una norma o un protocolo particular que explique los diferentes mecanismos de mitigación de riesgos en proyectos de hidrógeno, sin embargo, sí los hay para proyectos de infraestructura, incluyendo proyectos de energía, con participación privada, que están contenidos en una matriz de mecanismos de mitigación en el CONPES 4117. Es importante resaltar que cada proyecto de infraestructura es particular e independiente, por lo

tanto, los mecanismos de mitigación expuestos en el CONPES son generales y se deben ampliar y aplicar al proyecto que se esté evaluando. Ver matriz en [Anexo C](#).

La siguiente tabla complementaria vincula los principales tipos de riesgo con instrumentos de mitigación, aplicaciones típicas, modelos de negocio más expuestos y contratos clave.

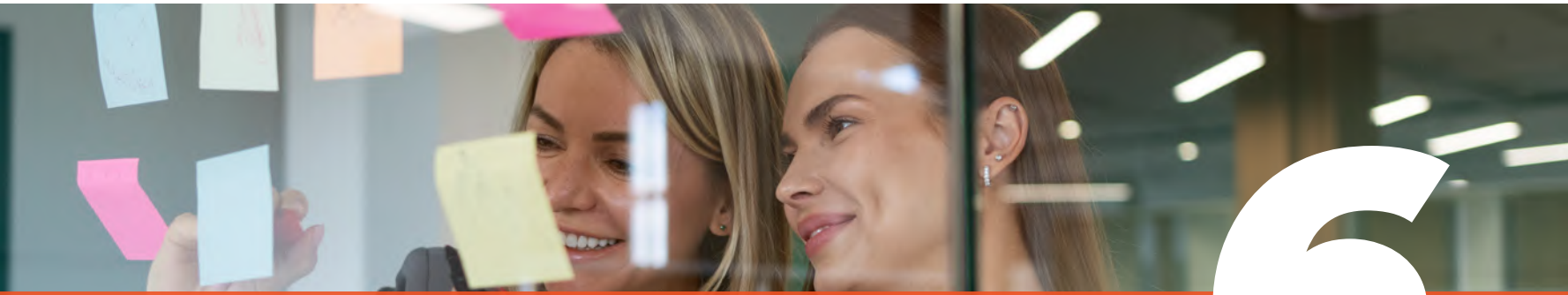
Tabla 5-5. Guía complementaria de instrumentos por tipo de riesgo

Tipo de riesgo	Instrumento sugerido	Aplicación típica	Contrato clave
Riesgo de demanda	Contrato de offtake (HPA/PPA), subsidios a la demanda.	Asegura ingresos estables.	Contrato de suministro.
Riesgo regulatorio	Cláusula de estabilización, seguros políticos.	Protege ante cambios normativos.	EPC, suministro, concesión.
Riesgo tecnológico	Seguros técnicos, pruebas piloto, garantías de desempeño.	Reduce incertidumbre técnica.	EPC, O&M.
Riesgo financiero	Coberturas cambiarias, blended finance, garantías soberanas.	Reduce costo del capital.	Financiamiento, equity.
Riesgo social/ ambiental	Consulta previa, fondos sociales, seguros ambientales.	Mejora aceptación y cumplimiento.	Licencia ambiental, consulta previa.
Riesgo de infraestructura	APPs, leasing, financiamiento estructurado.	Viabiliza transporte y almacenamiento.	Infraestructura, concesión.

Fuente: Elaboración propia con base en análisis de riesgos y recomendaciones de organismos multilaterales y entidades nacionales como el MinEnergía y el CONPES 4117. Esta tabla complementa el análisis anterior, ofreciendo una guía práctica para seleccionar instrumentos según el tipo de riesgo identificado en Colombia.

Luego de identificar los principales riesgos que enfrentan los proyectos de hidrógeno en Colombia y el mundo, el siguiente capítulo presenta los distintos modelos de negocio y tipos de proyectos, mostrando cómo estos pueden estructurarse para responder a dichos desafíos y avanzar hacia su implementación efectiva.

79. Aunque esta matriz no fue diseñada específicamente para proyectos de hidrógeno, su estructura permite orientar la aplicación de mecanismos de mitigación en función de los riesgos identificados en Colombia. Puede ser usada como guía práctica por entidades financieras y desarrolladores.



Caracterización de proyectos de hidrógeno: **Modelos de negocio, CAPEX y ciclo de vida**

Antes de evaluar la viabilidad financiera de un proyecto de hidrógeno, es necesario comprender su naturaleza, su nivel de madurez y sus necesidades de inversión. Este capítulo presenta los elementos para caracterizar un proyecto desde una perspectiva técnica y financiera, con el fin de facilitar su evaluación preliminar por parte de entidades financieras.

A través de tres secciones, se abordan los siguientes aspectos:

- Clasificación funcional de los **modelos de negocio**, que permite segmentar los proyectos según su destino comercial, nivel de integración y perfil de riesgo.

- Las **necesidades típicas de inversión de capital** (CAPEX), que ayudan a dimensionar el esfuerzo financiero requerido y a anticipar la estructura de financiamiento.
- El **ciclo de vida financiero de los proyectos**, que permite ubicar su etapa de madurez y relacionarla con los instrumentos financieros más adecuados.

Este capítulo actúa como un puente entre los contenidos técnicos presentados anteriormente y la ruta de implementación o revisión presentada en el **Capítulo 8**. Su propósito es ofrecer una base común para la toma de decisiones, alineando las expectativas de desarrolladores, financiadores y entidades públicas.

6.1

Tipo de proyecto: ¿Cómo se puede identificar un proyecto de hidrógeno financiable?

La caracterización del modelo de negocio es el primer paso para analizar un proyecto de hidrógeno. Esta definición determina la estructura de ingresos, permite identificar y segmentar los riesgos, seleccionar los instrumentos financieros y contractuales pertinentes, y determinar los requisitos para la obtención de recursos.⁸⁰

80. La correcta caracterización de un proyecto no solo mejora su presentación ante potenciales financiadores, sino que también permite identificar brechas, anticipar riesgos y seleccionar mecanismos de apoyo más efectivos.

En esta guía se adopta una clasificación funcional basada en dos dimensiones⁸¹:

Destino del hidrógeno: si será utilizado por el mismo grupo económico (**autoconsumo**), como en una refinería o planta de fertilizantes, o si será vendido a terceros (**venta comercial**), ya sea en el mercado local o internacional.

Estructura del proyecto: si abarca toda la cadena de valor (integrado) o se enfoca en una parte específica (especializado). En el primer caso, el desarrollador controla toda la cadena (generación renovable, electrólisis, almacenamiento y logística); en el segundo, el proyecto se enfoca en una etapa y contrata el resto mediante acuerdos con terceros.

Estas dimensiones permiten identificar cuatro configuraciones típicas, cada una con perfiles de riesgo, necesidades de financiamiento y contratos críticos distintos. A ellas se suma un quinto modelo, el de los fabricantes de tecnología (OEM), que, aunque no desarrollan proyectos directamente, son actores clave en la cadena de valor.

Consideraciones para el análisis

- Determina el tipo de ingresos esperados (internos o comerciales).
- Define el nivel de integración del proyecto (cadena completa o parcial).
- Permite segmentar el proyecto según su exposición a riesgos tecnológicos, de demanda, logísticos o regulatorios.

Tabla 6-1. Clasificación de modelos de negocio

Modelo de negocio	Descripción	Ejemplos
Autoconsumo	Producción para uso interno de la empresa (por ejemplo, refinerías, plantas de fertilizantes, cementeras).	Planta de fertilizantes que reemplaza H ₂ gris por verde.
Venta comercial	Producción a gran escala para terceros (mercado local o exportación ⁸²).	Proyecto de exportación de amoníaco verde.
Proyecto integrado	Incluye generación renovable, electrólisis, almacenamiento y logística bajo una misma estructura. Involucra múltiples actores y requiere coordinación contractual y operativa.	Hub de hidrógeno con generación solar y planta de H ₂ .
Proyecto especializado	El promotor opera solo una parte de la cadena (por ejemplo, solo electrólisis), contratando insumos y servicios logísticos a terceros.	Planta de H ₂ que compra energía y vende gas.
Tecnológico (OEM)	Fabricante de equipos y tecnología (OEM), como electrolizadores, compresores ⁸³ .	Empresa que provee tecnología a múltiples proyectos.

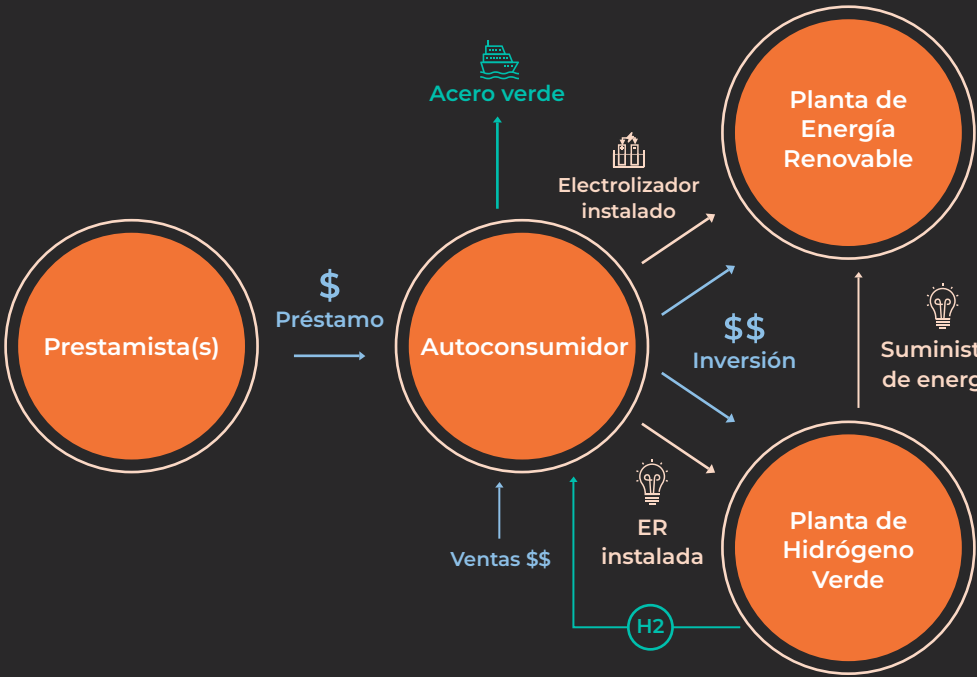
Fuente: Elaboración propia a partir del entendimiento de la clasificación de los modelos de negocio de la OCDE y Frankfurt School.
Nota: Los fabricantes de tecnología (OEM) también forman parte del ecosistema de inversión. Aunque no desarrollan proyectos directamente, su participación como proveedores de equipos clave —como electrolizadores, compresores y sistemas de almacenamiento— es fundamental en las fases de construcción y operación. Su modelo de negocio se basa en la venta de equipos y servicios técnicos a proyectos de terceros, y se evalúa en función de su capacidad de innovación, escalabilidad y cumplimiento de estándares técnicos. Sus necesidades de financiamiento están asociadas principalmente a inversiones en investigación, desarrollo y expansión de capacidad productiva.
Variables de segmentación: Destino del hidrógeno: autoconsumo vs. venta comercial. Nivel de integración: cadena completa (integrado) vs. parcial (especializado). Participación tecnológica: desarrollo propio vs. adquisición de tecnología.

81. Esta guía adopta una clasificación funcional basada en los enfoques del Banco Mundial, la OCDE y Frankfurt School.
82. Aunque la exportación sigue siendo una posibilidad estratégica, los proyectos más viables en el corto y mediano plazo se enfocan en atender demanda local o regional, donde existen menores barreras logísticas y mayor certidumbre comercial.
83. En proyectos integrados, los OEM pueden ser parte de un consorcio EPC. En proyectos especializados, los OEM suelen vender equipos a terceros y ofrecer garantías de desempeño. En modelos comerciales, su tecnología debe cumplir con estándares internacionales y escalabilidad. En modelos de autoconsumo, pueden ofrecer soluciones modulares o llave en mano.

La siguiente figura ilustra esquemáticamente las principales variantes de modelos de negocio para proyectos de hidrógeno, diferenciando entre esquemas de autoconsumo y venta comercial, así como entre proyectos integrados y especializados.

Figura 6-1. Ejemplo de modelos de negocio para autoconsumo y para venta en proyectos de hidrógeno

AUTOCONSUMO



INTEGRADO

Propietario de la planta ER: Autoconsumidor
Propietario de la planta H₂: Autoconsumidor
Consumidor de H₂: Autoconsumidor

Descripción general: El consumidor de H₂ verde invierte en ambas plantas (ER y H₂).
Esquema financiero: Deuda corporativa, capital y/o subvenciones (CAPEX total).

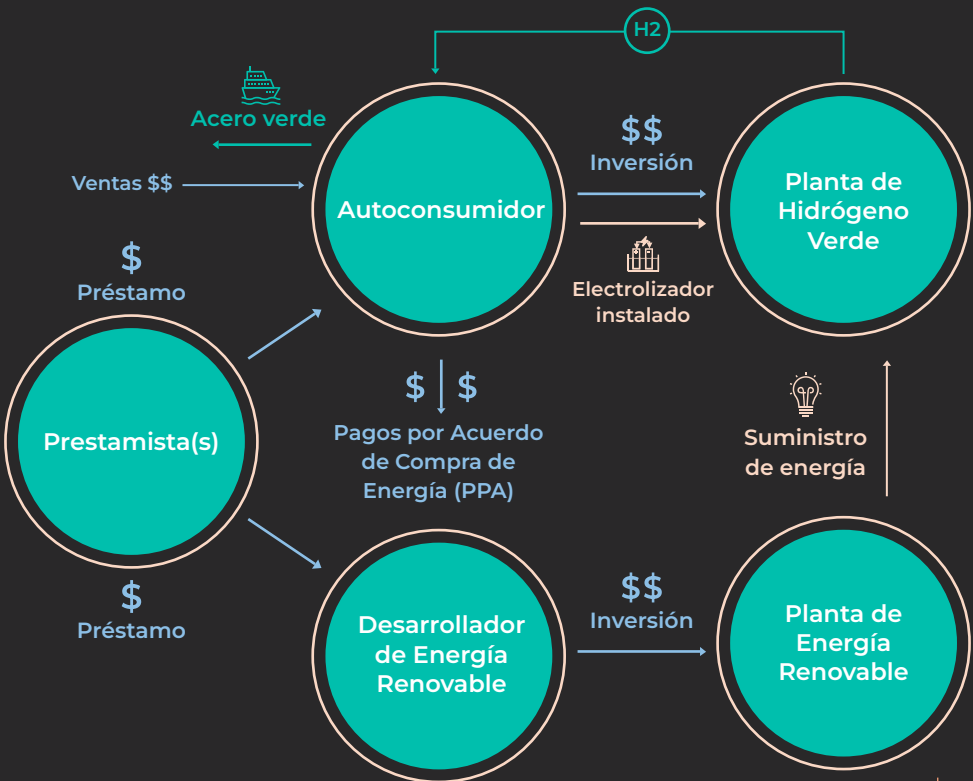
Ejemplo: Empresa siderúrgica invierte en una planta PtX para autoconsumo (para producir acero verde).

ESPECIALIZADO

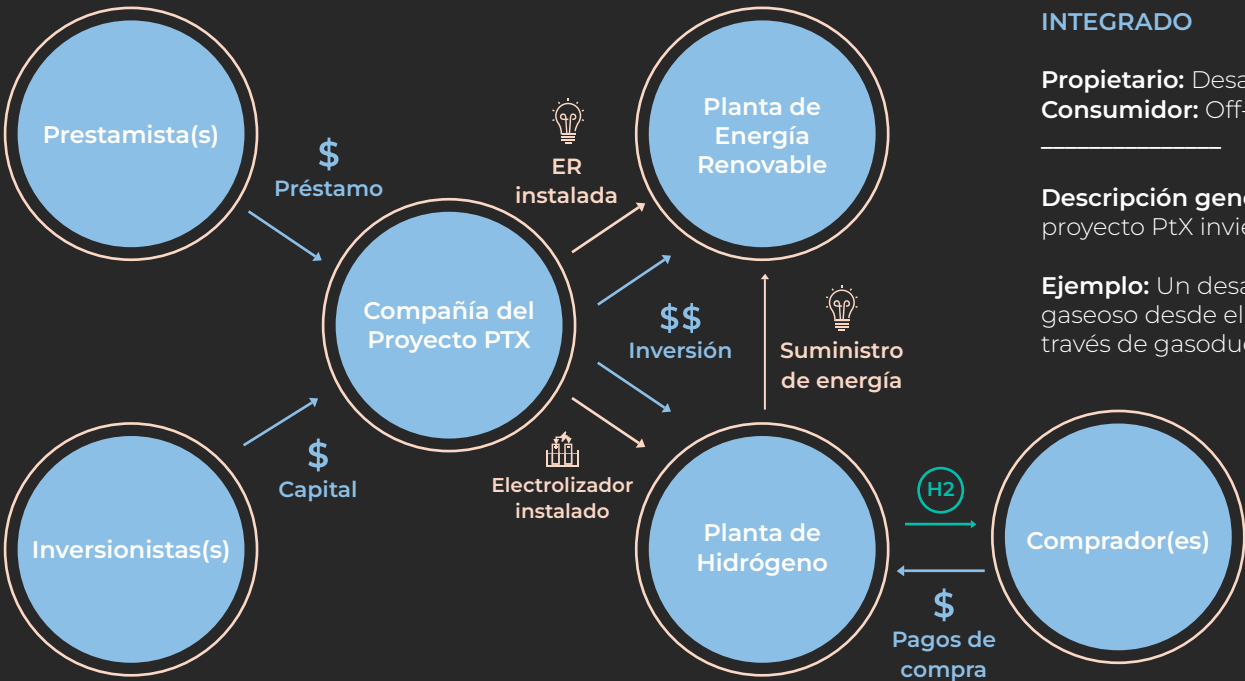
Propietario de la planta ER: Desarrollador ER
Propietario de la planta H₂: Autoconsumidor
Consumidor de H₂: Autoconsumidor

Descripción general: El consumidor invierte solo en la planta H₂, pero firma un PPA.

Ejemplo: Empresa siderúrgica invierte en una planta de H₂ para autoconsumo (para producir acero verde) alimentada a través de un PPA solar.



VENTA COMERCIAL

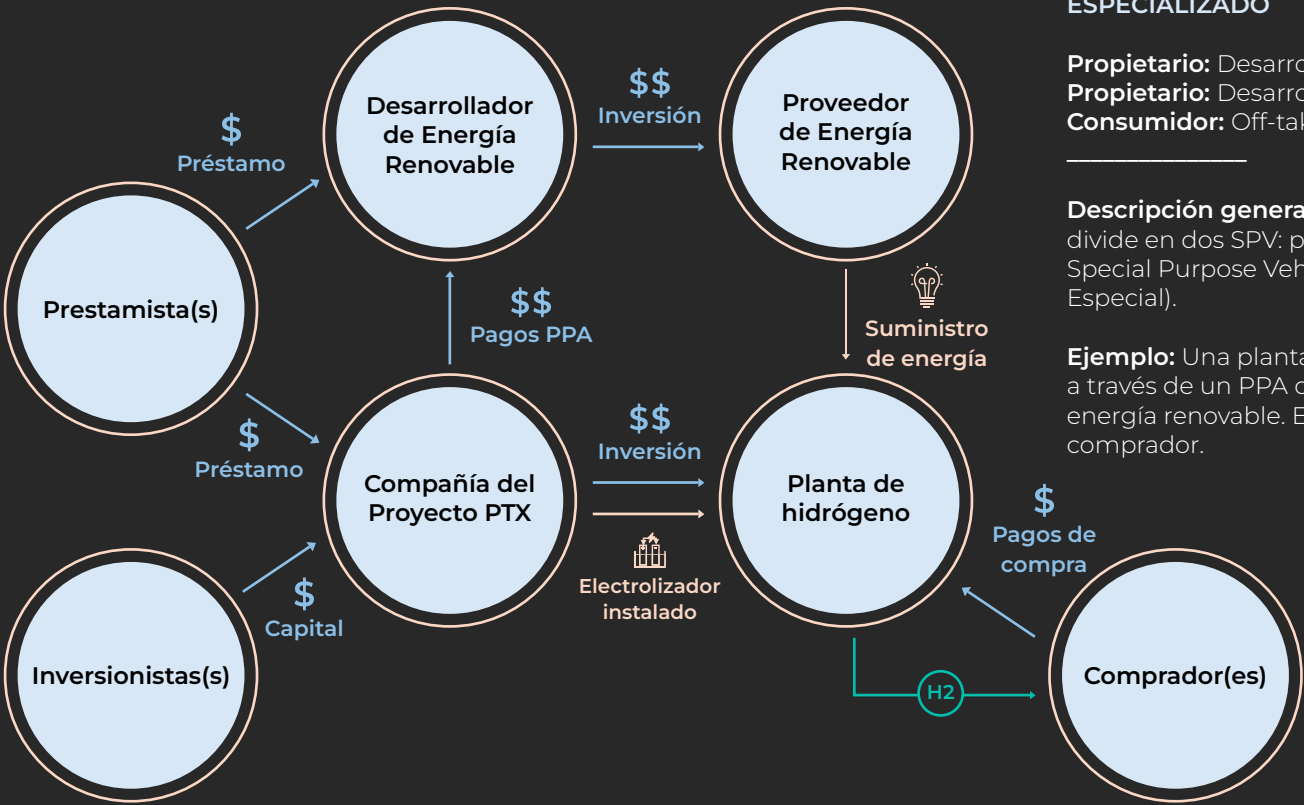


INTEGRADO

Propietario: Desarrollador PtX
Consumidor: Off-taker*

Descripción general: El desarrollador del proyecto PtX invierte en ambas plantas (ER y H₂).

Ejemplo: Un desarrollador PtX exporta H₂ gaseoso desde el norte de África a Europa a través de gasoductos.



ESPECIALIZADO

Propietario: Desarrollador ER
Propietario: Desarrollador PtX
Consumidor: Off-taker*

Descripción general: El proyecto PtX se divide en dos SPV: planta H₂ y planta RE. SPV: Special Purpose Vehicle (Vehículo de Propósito Especial).

Ejemplo: Una planta de H₂ alimentada a través de un PPA con un proveedor de energía renovable. El H₂ verde se venderá a un comprador.

Fuente: Adaptado de Frankfurt School (2023), ESMAP/Banco Mundial (2023) y literatura sectorial. Comparación gráfica de las principales variantes de modelos de negocio: autoconsumo y venta comercial, tanto en esquemas integrados como especializados. Se ilustran los roles de los actores, los flujos financieros y las estructuras de financiamiento asociadas a cada configuración. En los modelos de autoconsumo, el consumidor final invierte directamente en la infraestructura de generación renovable y/o en la planta de hidrógeno, ya sea de forma integrada o contratando a un tercero para el suministro de energía. En los modelos de venta comercial, el desarrollador puede integrar

6.6.1 | Riesgos predominantes en los modelos de negocio y recomendaciones de instrumentos financieros por tipo de modelo de negocio

La selección de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno depende tanto de la etapa de madurez del proyecto como del modelo de negocio adoptado. Cada configuración —autoconsumo, venta comercial, integrado, especializado o tecnológico (OEM)— presenta perfiles de riesgo, estructuras contractuales y necesidades de inversión específicas. A continuación, se presentan recomendaciones de instrumentos financieros alineadas con el tipo de modelo de negocio⁸⁴.

Tabla 6-2. Modelos de negocio en proyectos de hidrógeno: riesgos predominantes e instrumentos financieros por modelo de negocio

Modelo de negocio	Riesgo predominante	Instrumento asociado (sugerido)	Consideraciones
Autoconsumo (Descarbonización de procesos industriales)	Riesgo tecnológico, de reconversión, de demanda.	Garantía técnica, leasing, deuda corporativa.	Menor exposición al mercado, flujo ingresos internos.
Venta comercial	Riesgo de demanda, infraestructura, logísticos, cambiarios.	Contratos de offtake, contratos por diferencia (CfD), garantías de demanda, cobertura cambiaria.	Alta exposición a riesgo de demanda y logística.
Proyecto integrado	Riesgo de coordinación, infraestructura, sociales.	APP, financiamiento estructurado, bonos verdes.	Requiere coordinación entre múltiples actores.
Proyecto especializado	Riesgo de integración, suministro, mercado.	Capital de riesgo, deuda subordinada, garantías de suministro.	Dependencia de terceros, requiere flexibilidad contractual.
Tecnológico	Riesgo tecnológico, escalabilidad, demanda.	Capital de riesgo, leasing tecnológico, fondos de innovación, garantías técnicas de desempeño.	Necesidad de escalar producción, demostrar desempeño técnico y cumplir estándares.

Fuente: Elaboración propia a partir del entendimiento de la clasificación de los modelos de negocio de ESMAP (2023), Frankfurt School (2022) y Global Alliance Powerfuels (2024). Esta tabla permite vincular cada tipo de proyecto con sus riesgos dominantes e instrumentos de mitigación.

Consideraciones adicionales

- Las instituciones financieras de desarrollo (DFIs) y bancos multilaterales pueden desempeñar un papel relevante en etapas tempranas, ofreciendo instrumentos como garantías parciales, financiamiento concesional o asistencia técnica.
- Los proyectos orientados a exportación enfrentan riesgos políticos y regulatorios adicionales, por lo que pueden requerir instrumentos como seguros de riesgo político, garantías soberanas o acuerdos bilaterales de inversión.
- Los fabricantes de tecnología (OEMs) y desarrolladores tecnológicos requieren acceso a capital de riesgo y mecanismos de leasing para escalar su capacidad productiva y reducir barreras de entrada.

⁸⁴ Las recomendaciones de instrumentos financieros por tipo de modelo de negocio se basan en el análisis de fuentes internacionales especializadas, incluyendo Energy Catalyst Investment Guide: Development Finance Institutions (2020), Global Alliance Powerfuels: Renewable Hydrogen Project Risks (2024) y ESMAP (2023), Frankfurt School (2022), OCDE (2023).

6.2

Necesidades de inversión: estimaciones de CAPEX en proyectos de hidrógeno

La estimación del CAPEX (gasto de capital) es el punto de partida para dimensionar el esfuerzo financiero requerido en proyectos de hidrógeno. El análisis debe considerar el desglose por componentes, la comparación con referencias internacionales y nacionales, y la identificación de factores que pueden generar desviaciones.

El CAPEX total en proyectos de hidrógeno incluye, entre otros:

- 

Infraestructura de generación renovable (solar, eólica u otras).
- 

Electrolizadores y sistemas auxiliares (compresores, secadores, etc.).
- 

Almacenamiento y logística (tanques, tuberías, transporte).
- 

Infraestructura eléctrica y civil.
- 

Costos de ingeniería, permisos y puesta en marcha.

Tabla 6-3. Rangos de referencia internacionales de inversión típicos por capacidad instalada de producción de hidrógeno verde

Indicador	Rango estimado (USD)
CAPEX por kg/día de capacidad	1.200 – 2.500 USD/kg/día
CAPEX por MW de electrólisis	800.000 – 1.500.000 USD/MW
Costo total de un proyecto tipo	3 – 10 millones USD (para 5–10 MW)

Fuente: ESMAP (2023), IEA (2022), OCDE (2023) y Frankfurt School (2022). El indicador “CAPEX por kg/día de capacidad” permite comparar proyectos de diferentes escalas y tecnologías, especialmente útil en etapas tempranas o para proyectos piloto. El “CAPEX por MW de electrólisis” es el estándar más utilizado en la industria para comparar proyectos a nivel internacional. La selección del indicador más relevante depende del enfoque del análisis y de la información disponible para cada proyecto.

Factores que afectan el CAPEX

- **Economías de escala:** proyectos mayores tienden a tener menor CAPEX por unidad de producción.

• **Nivel de integración:** proyectos integrados (con generación renovable incluida) tienen mayores costos iniciales.

• **Ubicación:** disponibilidad de infraestructura, acceso a agua y energía, y condiciones logísticas afectan los costos.
- **Tecnología:** el tipo de electrólisis (PEM, alcalina, SOEC) y su grado de madurez influyen en el costo por MW.

• **Condiciones locales:** en Colombia, los costos logísticos, de permisos, de conexión y de gestión predial pueden diferir respecto a los promedios internacionales.

Aspectos prácticos para el análisis financiero del CAPEX

- **Solicitar desglose detallado:** verificar que el promotor entregue el CAPEX desglosado por cada componente relevante (por ejemplo: generación renovable, electrólisis, almacenamiento, logística, permisos, infraestructura civil, etc.).
- **Comparar con referencias de mercado:** contrastar los valores presentados con rangos internacionales y, cuando sea posible, con datos de proyectos similares en Colombia. Esto permite identificar posibles desviaciones o sobrecostos.
- **Analizar factores de sobrecosto:** evalúa si existen elementos que puedan incrementar el CAPEX, como dependencia de equipos importados, uso de tecnologías no maduras, necesidad de infraestructura adicional o condiciones locales particulares.
- **Solicitar justificación ante desviaciones:** si el CAPEX estimado se encuentra fuera de los rangos de referencia, pide al promotor una justificación técnica y un plan de mitigación (por ejemplo, garantías, contingencias o seguros).

6.3

Ciclo de vida financiero de los proyectos de hidrógeno

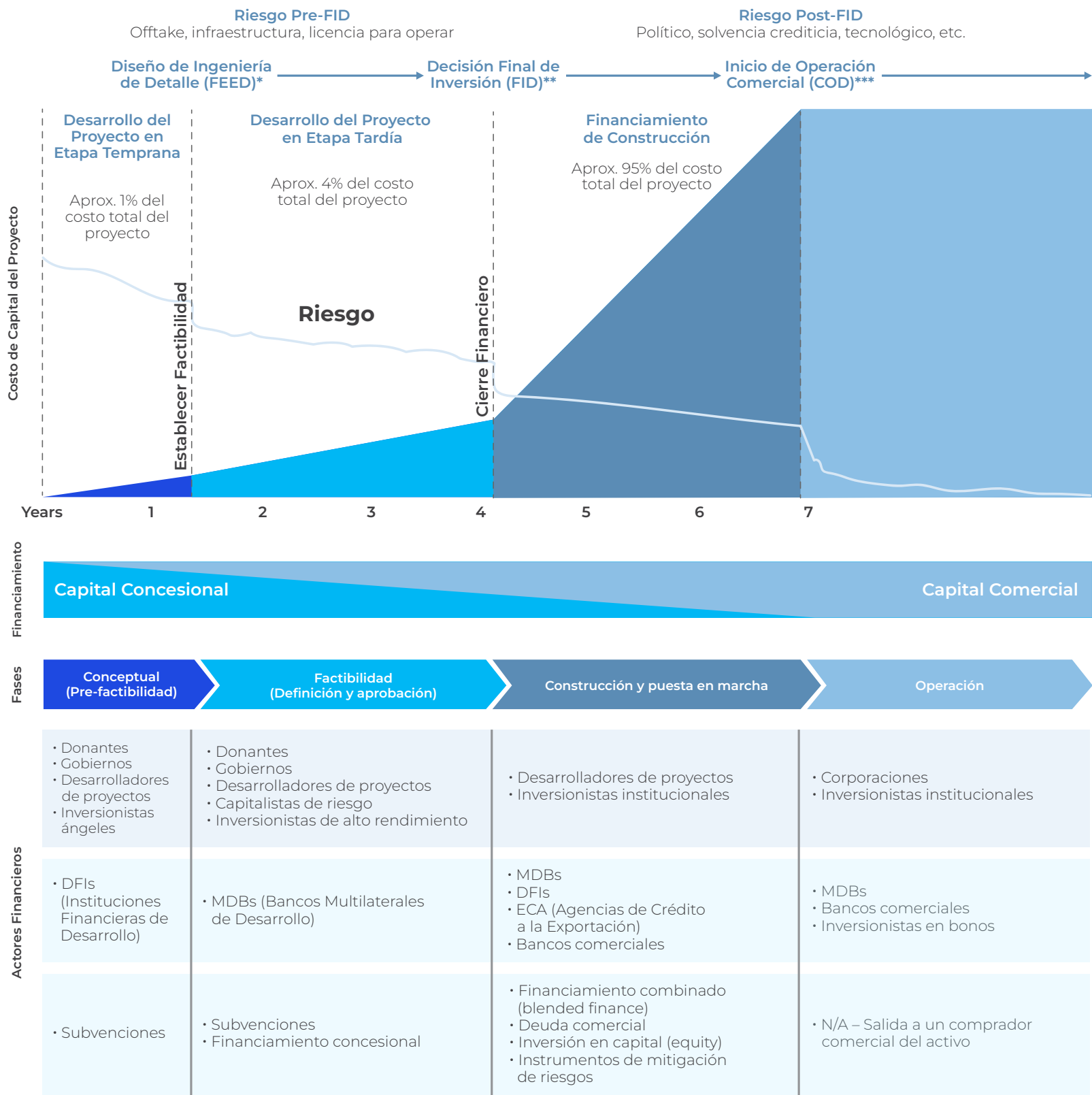
El desarrollo de un proyecto de hidrógeno implica una secuencia de etapas que van desde la concepción técnica hasta la operación comercial. Cada fase del ciclo de vida presenta características financieras, riesgos y necesidades de capital distintas, lo que condiciona el tipo de instrumentos financieros más adecuados en cada momento.

Comprender este ciclo permite a los desarrolladores, inversionistas y entidades financieras ubicar el nivel de madurez del proyecto y definir qué tipo de análisis o documentación es esperable en cada momento, además de **alinear sus expectativas de retorno, exposición al riesgo y horizonte de inversión.**

A nivel internacional, diversos estudios sobre proyectos de hidrógeno limpio presentan el ciclo de vida de los proyectos de hidrógeno en cinco o más fases⁸⁵, que permiten una segmentación detallada de los riesgos, costos y esquemas de financiamiento aplicables en cada momento del desarrollo del proyecto. Sin embargo, para mantener coherencia con las etapas definidas en el **Capítulo 2** de esta guía -conceptual, factibilidad, construcción/FID y operación- se ha optado por consolidar dichas fases internacionales en cuatro etapas principales. Esta simplificación facilita la alineación con el marco de análisis adoptado y permite una lectura más clara para los actores locales.

85. Diversos estudios internacionales (ESMAP, Frankfurt School, IRENA, OCDE) segmentan el ciclo de vida de los proyectos de hidrógeno en cinco o más fases. Para mantener coherencia con el marco adoptado en el capítulo 2, se presentan aquí cuatro etapas consolidadas. Esta adaptación permite alinear los riesgos, actores e instrumentos financieros con cada fase del desarrollo del proyecto

Figura 6-2. Ciclo de vida de proyectos de hidrógeno



Fuente: ESMAP (2023). Green Hydrogen Market and Investment Strategy – Scaling Up Electrolyzers in Emerging Markets and Developing Economies. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), World Bank Group.
*FEED: Front-End Engineering Design; ** FID: Final Investment Decision; ***COD: Construction, Operation, Decommissioning

Tabla 6-4. Ciclo de vida de proyectos de hidrógeno – Etapas, objetivos, actores, riesgos e instrumentos⁸⁶

Etapas	Objetivo	Actores relevantes	Riesgos predominantes	Instrumentos financieros típicos	Características relevantes
Conceptual	Definir viabilidad técnica y comercial ⁸⁷ .	Donantes, gobiernos, desarrolladores, inversionistas ángeles.	Riesgo de demanda, licencia social, riesgo tecnológico.	Subvenciones, asistencia técnica, incubadoras, capital semilla.	Alta incertidumbre, bajo CAPEX, alto riesgo percibido, necesidad de validación técnica/comercial y de apoyo público.
Factibilidad	Cerrar contratos clave y asegurar financiamiento ⁸⁸ .	Gobiernos, DFIs, MDBs, VCs, inversores institucionales, offtakers.	Riesgo de infraestructura, riesgo regulatorio, riesgo de demanda.	Blended finance, garantías, préstamos concesionales, capital de riesgo.	Estructuración técnica y financiera, cierre de contratos clave (largo plazo), preparación para FID.
Construcción/ FID	Implementar infraestructura y tecnología, instalación de equipos, pruebas de puesta en marcha. ⁸⁹	DFIs, ECAs, bancos comerciales, corporaciones, EPC, OEM.	Riesgo crediticio, riesgo político, riesgo de ejecución, CAPEX.	Project finance, deuda senior, garantías, Asociaciones Público-Privadas (APPs).	Alto CAPEX, necesidad de financiamiento estructurado, ejecución de infraestructura, necesidad de control de ejecución.
Operación	Cumplimiento de contratos de venta, generar ingresos sostenibles y cumplir contratos, mantenimiento ⁹⁰ .	Corporaciones, inversores institucionales, aseguradoras, compradores.	Riesgo residual, riesgo de mercado, riesgo regulatorio, OPEX.	Refinanciamiento, bonos verdes, seguros de operación, equity institucional.	Generación de ingresos estable, cumplimiento de contratos, optimización de costos y desempeño técnico, posibilidad de escalamiento.

Fuente: Elaboración propia. Esta tabla se basa en una síntesis de fuentes internacionales que abordan el financiamiento y la estructuración de proyectos de hidrógeno verde, incluyendo: ESMAP (2023), Frankfurt School – UNEP Centre (2022), OCDE (2023). La estructura de cuatro etapas responde a la necesidad de mantener coherencia con el marco metodológico adoptado en el capítulo 2 de esta guía.

Lecciones clave

- **Muchos proyectos no logran alcanzar el cierre financiero** porque no cuentan con contratos de offtake firmes ni con garantías técnicas suficientes⁹¹
- **El acceso a financiamiento cambia radicalmente según la etapa:** en fases tempranas se requiere capital de riesgo o subvenciones; en fases avanzadas, project finance y deuda estructurada.
- **El diseño del modelo de negocio y la segmentación del proyecto** afectan directamente la bancabilidad.

86. Esta tabla se basa en el enfoque de la gráfica “Risks, Costs, Financing Over the Life Cycle of a Clean Hydrogen Project” del informe de ESMAP, destacando la importancia de adaptar las medidas de financiamiento y mitigación de riesgos a cada fase específica del ciclo de vida del proyecto.

87. Incluye estudios de prefactibilidad, análisis de ubicación, disponibilidad de recursos, y primeras aproximaciones al modelo de negocio y búsqueda de socios.

88. Aquí se consolida la información necesaria para estructurar el proyecto. El proyecto cuenta con los permisos, contratos clave y condiciones mínimas para alcanzar la decisión final de inversión (FID). Es el punto de partida para el cierre financiero (Ready to build).

89. Abarca la ejecución de obras, instalación de equipos y pruebas de puesta en marcha. Se requiere seguimiento técnico y contractual para asegurar el cumplimiento de cronogramas y estándares.

90. Inicia con la entrada en funcionamiento de la planta y la entrega del hidrógeno o sus derivados. En esta etapa se monitorea el desempeño técnico, contractual y financiero del proyecto.

91. Uno de los principales desafíos que enfrentan los proyectos de hidrógeno es superar el llamado “valle de la muerte”: una etapa intermedia entre el desarrollo temprano y la madurez comercial, donde los riesgos son altos, los flujos de caja aún no existen y el acceso a financiamiento es limitado. Muchos proyectos no logran avanzar más allá de esta etapa por falta de instrumentos financieros adecuados o por la ausencia de señales claras de demanda.

6.4

Características y parámetros de diseño de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno

El financiamiento de proyectos de hidrógeno en Colombia requiere instrumentos financieros diseñados para responder a las características de esta industria emergente: alta intensidad de capital (CAPEX), horizontes largos de maduración, riesgos tecnológicos y de mercado, y ausencia de mercados consolidados. La siguiente tabla constituye una herramienta de referencia para entidades financieras y estructuradores, describiendo las características de diseño de instrumentos financieros para hidrógeno, junto con parámetros de referencia y justificación técnica, con base en documentos normativos y técnicos nacionales e internacionales.

Tabla 6-5. Características y parámetros de diseño de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno

	Característica	Parámetro recomendado	Justificación técnica
Condiciones financieras	Plazos de financiación.	10 a 20 años.	Alineado con el ciclo de maduración de proyectos de infraestructura energética.
	Tasa de interés diferenciada.	Tasa preferencial (subvencionada o combinada fija/floatante).	Mejora la rentabilidad frente a tecnologías convencionales.
	Condiciones de pago flexibles.	Períodos de gracia de 2–5 años; amortización escalonada.	Mejora la viabilidad financiera en fases tempranas.
	Fuente de financiación mixta.	30–50% fondos públicos, 20–30% multilaterales, 20–40% privados.	Permite apalancar recursos y distribuir riesgos.
Mitigación de riesgos	Garantías y seguros.	Garantías parciales (40–70%) y seguros para riesgos tecnológicos.	Reduce el riesgo percibido por la banca comercial y facilita el acceso a crédito.
	Contratos de venta (HPAs).	Contratos a 10–15 años con compradores ancla.	Reduce la incertidumbre de ingresos y mejora la bancabilidad.
Criterios de sostenibilidad	Requisitos ASG y taxonomía verde.	Cumplimiento con la Taxonomía Verde colombiana y certificación ambiental.	Condición para acceder a financiamiento sostenible y bonos temáticos.

Fuentes: ESMAP et al. (2023); IEA (2024); OCDE (2023); Frankfurt School (2022); Global Alliance Powerfuels (2024); CONPES 4075 de 2022; Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021; Hoja de Ruta para el Hidrógeno en Colombia (Minenergía, 2021); Taxonomía Verde Colombia.

Nota: Los parámetros y características aquí presentados se derivan de la revisión de experiencias internacionales y mejores prácticas en el financiamiento de proyectos de hidrógeno (ESMAP, IEA, OCDE, Frankfurt School, Global Alliance Powerfuels, entre otros), así como de la adaptación a la regulación, instrumentos y prioridades del contexto colombiano. Su aplicación debe considerar las particularidades del mercado local, la política pública y la estructura de riesgos de cada proyecto. La flexibilidad y la negociación entre las partes serán claves para la viabilidad financiera.

La tabla anterior presenta una síntesis de las características y parámetros de diseño que pueden ser considerados por entidades financieras interesadas en estructurar instrumentos para proyectos de hidrógeno en Colombia. Esta aproximación busca facilitar la identificación de condiciones técnicas y financieras que contribuyan a la viabilidad de estos proyectos en el contexto nacional.

6.5

Recomendaciones para el diseño de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno en Colombia

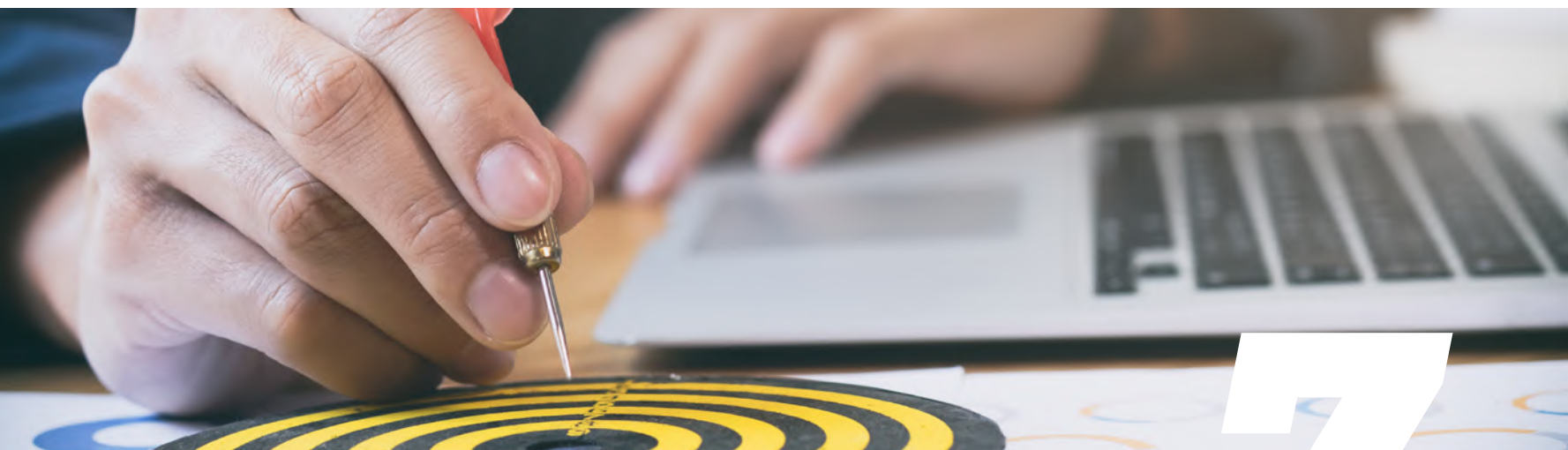
Antes de definir las características técnicas de un instrumento financiero para hidrógeno, es recomendable considerar una serie de lineamientos generales identificadas por organismos multilaterales (Banco Mundial, OCDE, IEA, ESMAP, entre otros), y por experiencias recientes en América Latina y Europa. Estas recomendaciones buscan maximizar la bancabilidad, reducir el costo de capital y facilitar la movilización de inversión privada en un sector aún emergente y con perfil de riesgo elevado.

Tabla 6-6. Recomendaciones para el diseño de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno en Colombia

	Recomendación	Explicación breve
Alineación con el mercado	Alinear el instrumento con la etapa de madurez del mercado y del proyecto.	Adaptar los instrumentos a la madurez tecnológica, regulatoria y de mercado del hidrógeno en el país.
	Facilitar la agregación de demanda y la estructuración de contratos de offtake.	Promover contratos de compra a largo plazo (HPAs) y plataformas de agregación de demanda para viabilidad financiera.
	Aprovechar la experiencia internacional y adaptar buenas prácticas al contexto local.	Analizar y adaptar casos de éxito internacionales a la regulación y mercado colombiano.
Mitigación de riesgos	Enfocar la mitigación de riesgos en los factores críticos identificados.	Priorizar instrumentos que mitiguen riesgos de demanda, regulatorios, tecnológicos y macroeconómicos.
	Promover la participación público-privada y el uso de blended finance.	Movilizar capital privado con participación de fondos públicos y multilaterales, distribuyendo riesgos.
	Diseñar instrumentos flexibles y adaptables al riesgo país y al perfil del proyecto.	Ajustar tasas, plazos y garantías según el perfil de riesgo y la naturaleza del proyecto.
Sostenibilidad	Asegurar la existencia de condiciones habilitantes y marcos regulatorios claros.	Contar con estrategia nacional, marcos regulatorios estables, incentivos fiscales y mecanismos de certificación ASG.
	Incorporar criterios de sostenibilidad y cumplimiento con taxonomía verde.	Exigir alineación con la taxonomía verde nacional y estándares internacionales para acceder a financiamiento sostenible.

Fuente: ESMAP (2023). *Scaling Hydrogen Financing for Development*; OECD/The World Bank (2024). *Leveraging De-Risking Instruments and International Co-ordination to Catalyse Investment in Clean Hydrogen*; IEA (2024). *Global Hydrogen Review*; Frankfurt School of Finance & Management (2022). *Financing of PtX Projects in Non-OECD Countries*; Global Alliance Powerfuels (2024). *Renewable Hydrogen Project Risks*; ENERINVEST (2018). *Guía para la financiación de proyectos de energía sostenible*; Documentos normativos y estratégicos del contexto colombiano: CONPES 4075 de 2022; Ley 1715 de 2014; Ley 2099 de 2021; Hoja de Ruta para el Hidrógeno (Minenergía, 2021); Taxonomía Verde Colombia; Guía de Bioeconomía de Asobancaria (2023).

Con la base conceptual y financiera definida, a continuación, se presentan casos de éxito que ilustran cómo estos principios se han aplicado en proyectos reales de hidrógeno.



Casos de éxito

7

A continuación, se presenta un resumen de mecanismos de financiación y de política pública que se han implementado en otros países y han contribuido a la financiación de proyectos de hidrógeno. En primer lugar, se describe el programa H2Global, como una de las iniciativas innovadoras a nivel mundial para promover la inversión y la financiación de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y ofrece alternativas de solución a los principales factores de riesgo e incertidumbre identificados para el sector (*Ver más detalle en [Anexo D](#)*). Seguido de algunas acciones de política pública para apoyar la financiación de proyectos de hidrógeno en el mundo en otras jurisdicciones.



7.1

H2Global: Proyecto Egipto Hidrógeno verde

Los análisis de casos de proyectos realizados por la OCDE y el Banco Mundial han incluido el proyecto Egipto Hidrógeno Verde, OECD/The World Bank (2024), que está articulado con la estrategia de Egipto para aumentar su capacidad de producción de hidrógeno verde.

Decisión y compromiso político

Egipto ha lanzado la Estrategia Nacional del Hidrógeno Bajo en Carbono para producir 9,2 Mt⁹² de hidrógeno verde anualmente para 2040, con una inversión de 60.000 millones de dólares. La estrategia incluye un marco regulatorio e institucional, decretos y la Ley de Incentivos para el hidrógeno verde, que ofrece créditos fiscales del 33 al 55 % y exenciones fiscales.

Disponibilidad de recursos: condiciones favorables del mercado

Egipto ofrece ventajas como productor y exportador de hidrógeno y amoníaco verde, gracias a la rápida expansión de la capacidad de energía renovable (solar y eólica), acceso al agua y una ubicación estratégica con proximidad geográfica a Europa para comercializar los productos finales.

Uso de infraestructura existente

El proyecto se ubica dentro de la Zona Económica del Canal de Suez y aprovecha el acceso a zonas industriales y plantas de desalinización de agua de mar. Utiliza la red eléctrica nacional para transmitir electricidad a la planta de producción y un gasoducto de 7 km para transportar amoníaco al puerto de Ain Sokhna.

Escala de producción

Se proyecta una producción inicial de 19.500 t de amoníaco verde en 2027 y 40.000 t a partir de 2028. La planta de electrólisis de 100 MW operará en 2027, utilizando energía renovable de un parque eólico de 203 MW y una planta solar de 70 MW, facilitando economías de escala y reduciendo costos de capital.

Capacidades técnicas robustas por parte de los socios

El proyecto se implementa mediante el consorcio Egypt Green Hydrogen S.A.E., que agrupa a varias empresas con solidez técnica en diversos campos y financiera de soporte.

- El Fondo Soberano de Egipto brindará apoyo financiero durante las fases de construcción y operación.
- Egyptian Electricity Transmission Company facilitará la transmisión de electricidad hasta la planta de producción a través de la red nacional.
- Scatec ASA, empresa noruega especializada en energías renovables con capacidad de producción anual de 4,728 MW, lidera el consorcio y asume los servicios de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC).
- Orascom Construction ejecutará las obras locales para la planta de producción de amoníaco, siendo un contratista global de proyectos de infraestructura, industriales y comerciales en Oriente Medio, África y Estados Unidos.
- Fertiglobe International Trading liderará la producción y comercialización del amoníaco verde, transportándolo hasta el puerto de Rotterdam. Es parte del mayor productor de fertilizantes nitrogenados en Oriente Medio y África del Norte.
- Hintco llevará a cabo la venta en lotes de 500 toneladas a través de subastas anuales estandarizadas.

Soporte de inversión y financiero

El proyecto cuenta con financiación pública y privada, incluyendo inversionistas europeos. Los socios del consorcio cubren una parte significativa de la inversión, con compromisos de instituciones internacionales como el EBRD⁹³ (\$80 millones) y la DFC⁹⁴ (\$5 millones). Otros inversores incluyen KfW⁹⁵, BEI⁹⁶, BII⁹⁷ y H2Global (\$443 millones), reduciendo costos y atrayendo nuevas inversiones.

Modelo de negocio

El proyecto, valorado en 520 millones de dólares, contribuirá al mercado europeo de amoníaco verde, suministrando el 10 % de la producción anual de Alemania y apoyando el objetivo de importación de la UE para 2030. Hintco GmbH aportará 440 millones de dólares para suministrar 397 kt de amoníaco verde hasta 2033, garantizando la compra y facilitando el cierre financiero en 2025⁹⁸.

El inicio de la construcción requiere la finalización de los procesos de aprobación gubernamental y financiación. El proyecto ha recibido asistencia técnica y apoyo financiero, mitigando riesgos de compra y garantizando viabilidad bancaria, incluyendo un acuerdo de compra a largo plazo con H2Global y garantías del EBRD.

92. 3,6 Mt para consumo interno y 5,6 Mt para exportación

93. Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo

94. Corporación Financiera de Desarrollo Internacional de los Estados Unidos

95. Kreditanstalt für Wiederaufbau (Banco alemán gubernamental de desarrollo)

96. Banco Europeo de Inversiones

97. British International Investment

98. El proyecto ha establecido un acuerdo de compra con Hintco GmbH, que garantiza la compra a un precio de 811 €/t de amoníaco y un precio total de 1000 €/t (incluyendo los costos de transporte y comercialización).

7.2

Casos de éxito de Política pública

Algunos ejemplos promovidos desde la política pública de otros países que han permitido impulsar el cierre financiero de proyectos y viabilizar su financiación (en el [Anexo D](#) se encuentran más detalles).

Tabla 7-1. Casos de política pública de apoyo a proyectos de hidrógeno

País	Descripción
 Uruguay	- Programa H2U (Resolución 294/2022): fondo sectorial, incentivos fiscales y regulación técnica para hidrógeno verde. - Proyecto financiado (hasta USD 10 millones): transporte de carga pesada e inyección de hidrógeno en gas natural. - Cooperación internacional: memorandos con Alemania y UE; estudios técnicos con apoyo de agencias internacionales.
 Chile	- Fondo de Garantía para el Desarrollo de Hidrógeno Verde: capital inicial de USD 1000 millones con apoyo internacional. - Asignación de terrenos fiscales para proyectos de hidrógeno desde 2024; segunda convocatoria en 2025. - CORFO lidera el impulso a la producción nacional y exportación de hidrógeno.
 Brasil	- Programa Nacional de Hidrógeno: USD 41 millones para hubs de hidrógeno bajo en carbono Leyes 14.948 y 14.990 (2024): incentivos fiscales y emisión de deuda con tasas favorables. - Programa de Desarrollo de Hidrógeno con Bajas Emisiones: créditos fiscales a productores y compradores.
 Paraguay	- Estrategia nacional de hidrógeno verde (2024): creación de hubs de producción. - Régimen especial de zonas francas: exención de tributos nacionales, departamentales y municipales. - Beneficios fiscales y tributarios para atraer inversión en proyectos de hidrógeno.
 Estados Unidos	- Ley de Reducción de la Inflación: subsidios e incentivos para proyectos de hidrógeno limpio hasta 2033. - Programas rurales: asistencia financiera para sistemas de energía renovable, incluyendo hidrógeno. - Ley de Infraestructura Bipartidista: USD 8000 millones para siete centros regionales de hidrógeno limpio.
 Unión Europea	- Valles de hidrógeno: iniciativas industriales con apoyo público-privado y fondos como Clean Hydrogen Partnership. - Sandboxes regulatorios: pruebas de tecnologías y modelos de negocio en entornos controlados. - Alemania: créditos condonables y garantías de préstamos para tecnologías como electrolizadores.

Fuente: Elaboración conjunta con CMS Rodríguez Azuero.

7.3

Buenas prácticas internacionales y oportunidades de adaptación al contexto nacional

Diversos organismos internacionales como la OCDE, el Banco Mundial, GIZ, el International PtX Hub, el Hydrogen Council y el Foro Económico Mundial han documentado experiencias relevantes sobre el financiamiento de proyectos de hidrógeno en países en desarrollo. A partir de estos estudios, se han identificado prácticas que han facilitado la movilización de recursos y la estructuración de proyectos en distintos contextos. Entre las más relevantes se encuentran:

- Marcos financieros y regulatorios adaptados, que reducen la incertidumbre y permiten estructurar proyectos bancables mediante marcos normativos claros y flexibles.
- Instrumentos de mitigación de riesgos, como garantías soberanas, subvenciones, créditos fiscales, coberturas cambiarias y seguros de riesgo político, que reducen el costo del capital y mejoran el perfil de riesgo.
- Asociaciones Público-Privadas (APP), que permiten alinear capacidades técnicas, recursos financieros y objetivos climáticos, especialmente en mercados emergentes.
- Combinación de instrumentos públicos y privados, como en los esquemas H2Global (Alemania) o el modelo CfD del Reino Unido, que permiten cerrar brechas de competitividad mediante la participación coordinada de actores públicos y privados.
- Participación temprana de bancos de desarrollo y fondos climáticos, que actúan como catalizadores para atraer inversión privada. En América Latina, instituciones como el BID, el Banco Mundial y el BEI han financiado proyectos en Chile, Colombia y Brasil.
- Uso de contratos de largo plazo, como los PPA o HPA, que permiten asignar riesgos de forma predecible y asegurar la demanda futura. Casos como HyDeal España y H2 Green Steel han demostrado su utilidad para facilitar la inversión.
- Modelos replicables y escalables, que integran estrategias de financiación sectorial, alineación con políticas climáticas y estructuras contractuales claras, como los contratos de compraventa (offtake agreements).
- Aplicación de modelos técnico-económicos, como los desarrollados por el International PtX Hub, que permiten evaluar la viabilidad financiera de proyectos de hidrógeno y derivados (PtX) considerando variables como costos nivelados, configuración eléctrica y almacenamiento.

Estas prácticas ofrecen elementos para orientar el diseño de mecanismos financieros en Colombia, donde el desarrollo de un ecosistema financiero robusto permitirá escalar el mercado del hidrógeno. La experiencia comparada muestra que un marco habilitante debe combinar instrumentos financieros estructurados, incentivos definidos y una gobernanza funcional.

Las siguientes oportunidades permiten adaptar y escalar el financiamiento del hidrógeno en el contexto colombiano:

- Consolidar un mecanismo estructurado como la FaH2Col, que articule créditos concesionales, garantías, blended finance y Project Finance, canalizando recursos de banca multilateral, cooperación internacional y fondos públicos.
- Aprovechar alianzas internacionales con entidades como el Banco Mundial, BID, KfW, BEI y la Unión Europea para escalar pilotos hacia proyectos bancables, con acceso a asistencia técnica y financiamiento climático.
- Fortalecer la articulación institucional entre FENOGÉ, MinEnergía, MinCiencias, UPME, DNP y FDN, para asegurar gobernanza y evaluación técnica, financiera y socioambiental de los proyectos.
- Desarrollar instrumentos financieros específicos, como contratos por diferencia, líneas de crédito verdes, fondos de garantía y esquemas de cobertura de riesgo.
- Alinear incentivos fiscales y regulatorios con estándares internacionales, armonizando criterios de elegibilidad y exclusión, e implementando un Sistema de Gestión Ambiental y Social (SGAS) compatible con los requisitos de la banca multilateral.
- Fomentar esquemas de Project Finance y Blended Finance, que permitan mitigar riesgos, atraer inversión privada y facilitar el cierre financiero de proyectos de gran escala.
- Fortalecer capacidades técnicas y financieras, mediante formación de talento, asistencia técnica a desarrolladores y generación de bienes públicos como líneas base ambientales y estudios de prefactibilidad.

Con base en las lecciones observadas, el siguiente capítulo presenta una hoja de ruta para aplicar los elementos desarrollados en esta guía a proyectos concretos.



8

Ruta de *implementación*

Este capítulo integra los elementos técnicos, regulatorios, financieros y de riesgos desarrollados en la guía, en una hoja de ruta práctica para la evaluación preliminar de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia. Su propósito es facilitar la toma de decisiones informadas por parte de entidades financieras, desde la identificación del proyecto hasta la decisión de inversión, sin requerir modelación financiera avanzada.

8.1

Clasificación y caracterización del proyecto: ¿Qué tipo de proyecto es?

La primera etapa para estructurar y evaluar un proyecto de hidrógeno es identificar claramente su tipo y modelo de negocio. Esta clasificación es fundamental porque determina el perfil de riesgos, los requisitos regulatorios, la estructura financiera y los instrumentos más adecuados para su desarrollo y financiamiento.

Tabla 8-1. Árbol de decisión para la clasificación de proyectos de hidrógeno

Pregunta guía	Respuesta	Clasificación	Ejemplo en Colombia
¿El hidrógeno será utilizado por el mismo grupo económico?		Autoconsumo	Ecopetrol: Planta de electrólisis en refinería de Cartagena para uso interno.
		Venta comercial	H2 Green Ammonia: Planta en La Guajira para exportación de amoníaco verde.
¿El proyecto incluye generación renovable y logística propia?		Integrado	Promigas: Piloto de hidrógeno en Barranquilla con generación renovable y logística interna.
		Especializado	Planta de hidrógeno que compra energía a terceros y vende gas a clientes industriales.
¿El actor principal es un fabricante de tecnología (OEM)?		Tecnológico (OEM)	Empresa colombiana de electrolizadores que provee equipos a proyectos nacionales e internacionales.

¿Cómo usar la tabla?

- Sigue las preguntas guía de izquierda a derecha para clasificar el proyecto.
- Consulta los ejemplos para identificar rápidamente a qué categoría corresponde tu caso.

8.2

Evaluación técnica y regulatoria: ¿Cumple con los requisitos mínimos?

Una vez clasificado el proyecto, el siguiente paso es verificar que cumple con los requisitos técnicos, ambientales y regulatorios mínimos para avanzar hacia la estructuración financiera y la búsqueda de recursos. Esta evaluación es fundamental para reducir riesgos, anticipar cuellos de botella y facilitar el acceso a instrumentos financieros verdes o concesionales.

Tabla 8-2. Checklist de requisitos técnicos y regulatorios

Requisito	¿Cumple?	Evidencia esperada	Ejemplo (Colombia)	Notas
Licencia ambiental y permisos de agua	☐ Sí ☐ No	Resolución de licencia, permiso de uso de agua.	Ecopetrol: Licencia ambiental para planta en Cartagena.	Sin licencia, solo es posible acceder a capital semilla.
Certificación de origen renovable (si aplica)	☐ Sí ☐ No	Certificado UPME, declaración de fuente renovable.	Promigas: Certificado de energía solar para piloto en Barranquilla.	Requisito para líneas verdes y taxonomía.
Registro en ECOH2 (Colombia)	☐ Sí ☐ No	Registro en plataforma oficial.	H2 Green Ammonia: Registro en proceso para planta en La Guajira.	Facilita trazabilidad y acceso a incentivos.
Cumplimiento con la Taxonomía Verde	☐ Sí ☐ No	Certificado de alineación, reporte ESG.	Proyecto piloto de hidrógeno en buses de Transmilenio.	Requisito para financiamiento sostenible.

Fuente: Elaboración propia.

¿Cómo usar este checklist?

- El analista debe verificar cada requisito y adjuntar la evidencia correspondiente.
- Si algún requisito no se cumple, se debe dejar constancia y definir un plan de acción para subsanarlo antes de avanzar a la estructuración financiera.

Nota:

La ausencia de alguno de estos elementos no impide el desarrollo del proyecto, pero sí limita su acceso a instrumentos financieros verdes, concesionales o de banca de desarrollo. Proyectos que cumplen con todos los requisitos tienen mayor probabilidad de ser financiados y de avanzar hacia el cierre financiero.

8.3

Bancabilidad: ¿Qué criterios debe cumplir un proyecto para ser considerado bancable?

La "bancabilidad"⁹⁹ es el conjunto de condiciones que debe cumplir un proyecto para ser considerado financiable por la banca y los inversionistas institucionales. Un proyecto de hidrógeno es bancable cuando puede demostrar que generará ingresos estables, cubrirá sus obligaciones financieras y gestionará adecuadamente los riesgos críticos a lo largo de su ciclo de vida.

Tabla 8-3. Criterios mínimos de bancabilidad

Criterio	Pregunta guía	Evidencia esperada	Ejemplo (Colombia)	Notas
Contratos firmados	¿El proyecto cuenta con contratos de suministro de energía (PPA) y/o de hidrógeno (HPA) con contrapartes solventes?	Copia de contratos, cartas de intención, acuerdos de compra.	Ecopetrol: PPA solar y HPA interno para refinería.	Sin contratos firmes, el riesgo de demanda es alto.
Permisos y licencias	¿Se han obtenido los permisos ambientales y licencias clave?	Resolución de licencia ambiental, permisos de agua, registro en ECOH2.	H2 Green Ammonia: Licencia ambiental en trámite.	Sin permisos, el acceso a deuda estructurada es limitado.
Modelo de negocio validado	¿El modelo de negocio está documentado y validado?	Plan de negocio, análisis de mercado, proyecciones financieras.	Promigas: Modelo de inyección de H ₂ en red de gas.	Un modelo débil dificulta la aprobación bancaria.
Gestión de riesgos	¿Se han identificado y mitigado los riesgos críticos?	Matriz de riesgos, pólizas de seguro, garantías, análisis de sensibilidad.	Seguro de desempeño tecnológico, garantía FDN.	La ausencia de mitigadores puede bloquear el cierre financiero.
Cumplimiento ASG	¿El proyecto cumple con la Taxonomía Verde y estándares internacionales?	Certificado de Taxonomía Verde, reporte de sostenibilidad.	Piloto de hidrógeno en buses de Transmilenio.	Sin cumplimiento ASG, difícil acceso a líneas verdes.
Indicadores financieros clave	¿El proyecto cumple con los umbrales de LCOH, DSCR, ROI, % deuda, horizonte contractual?	Proyecciones financieras, ratios, análisis de sensibilidad.	LCOH 1,8 USD/kg, DSCR 1,3, ROI 12%, deuda 70%, contrato 12 años.	Indicadores fuera de rango requieren ajustes en el modelo o mitigadores.

99. En esta guía, el término bancabilidad se refiere al grado en que un proyecto reúne las condiciones técnicas, legales y financieras que lo hacen apto para recibir financiamiento por parte de entidades bancarias o inversionistas.

Tabla 8-4. Indicadores claves esperados

Elemento	Indicador	Umbral de referencia
Costo nivelado del hidrógeno (LCOH)	USD/kg H ₂	≤ 2.0 (según contexto y escala)
Ratio de cobertura del servicio de deuda (DSCR)	-	> 1.2
Retorno sobre la inversión (ROI)	-	> 10%
Porcentaje de CAPEX cubierto con deuda	-	60–80%
Horizonte de contrato de offtake	años	≥ 10 años

Nota: Estos valores son referenciales y pueden variar según el tipo de proyecto, país y perfil del financiador.



¿Qué herramientas existen para apoyar la estructuración financiera?

- **Instrumentos financieros por etapa y perfil de riesgo:**
Ejemplo: En etapa de factibilidad, blended finance con Findeter y BID; en construcción, project finance con FDN y garantías multilaterales.
- **Ejemplos de mitigadores:**
Garantías parciales (FDN, multilaterales), seguros de desempeño tecnológico, contratos de offtake a largo plazo (HPAs), cobertura cambiaria.
- **Referencias a facilities internacionales y propuestas para Colombia:**
Ejemplo: Facility H2 Colombia (FaH2Col), líneas verdes de Bancóldex, blended finance con CAF/BID.

Elementos que determinan la percepción de riesgo

- Solidez del offtaker (calificación crediticia, historial).
- Estabilidad del marco regulatorio.
- Madurez tecnológica del proyecto.
- Experiencia del desarrollador y contratistas.
- Cobertura de riesgos (seguros, garantías, cláusulas contractuales).

¿Cómo usar esta sección?

- El analista debe verificar que el proyecto cumple con todos los criterios y umbrales clave.
- Si algún criterio no se cumple, se debe documentar el riesgo y proponer un plan de mitigación antes de avanzar hacia el cierre financiero.

8.4

Secuencia de evaluación para proyectos de hidrógeno susceptibles de ser financiados

CONVENCIONES:

Pregunta guía

Acción

Evidencia esperada

Ejemplo

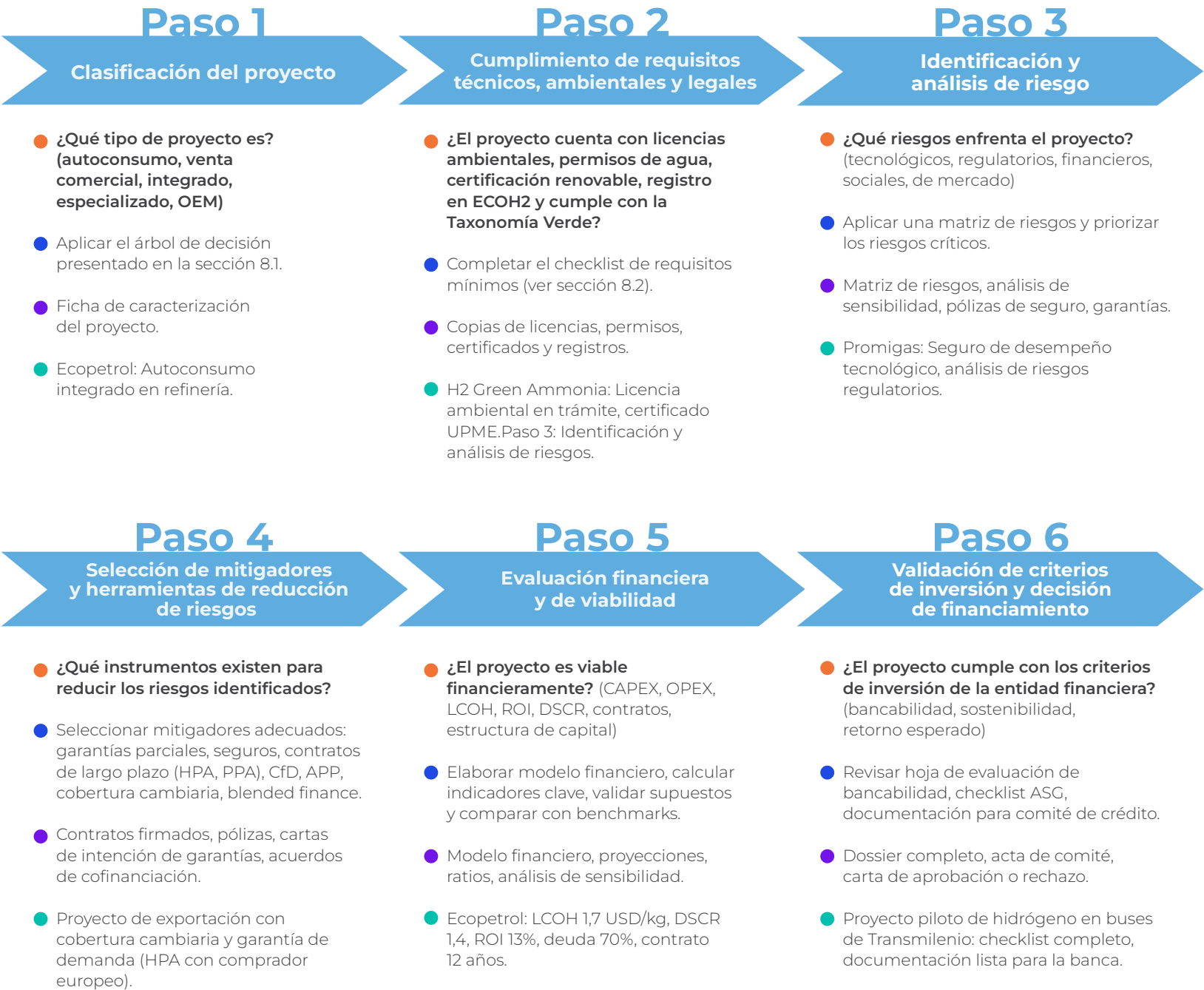


Tabla 8-5. Resumen visual (tabla paso a paso)

Paso	Pregunta guía	Acción/Evidencia	Ejemplo
1	¿Qué tipo de proyecto es?	Árbol de decisión, ficha de caracterización.	Ecopetrol: Autoconsumo integrado.
2	¿Cumple requisitos técnicos, ambientales y legales?	Checklist, licencias, certificados.	H2 Green Ammonia: Licencia ambiental.
3	¿Qué riesgos enfrenta?	Matriz de riesgos, análisis de sensibilidad.	Promigas: Seguro tecnológico.
4	¿Qué mitigadores existen?	Contratos, pólizas, garantías, blended finance.	Proyecto exportación: HPA + cobertura cambiaria.
5	¿Es viable financieramente?	Modelo financiero, indicadores clave.	Ecopetrol: LCOH 1,7 USD/kg, DSCR 1,4.
6	¿Se aprueba el financiamiento?	Hoja de evaluación, dossier para comité.	Transmilenio: checklist completo.

¿Cómo usar esta secuencia?

- Cada paso debe ser completado y documentado antes de avanzar al siguiente.
- Si algún paso no se cumple, se debe definir un plan de acción para subsanar la brecha antes de presentar el proyecto a la banca.

8.5

8.5 Etapas del proceso de evaluación: Checklist para proyectos de hidrógeno financiados

Esta sección presenta una herramienta práctica tipo checklist que permite a la banca y a los desarrolladores verificar, de manera estructurada y trazable, el cumplimiento de los requisitos y criterios clave para la financiación de proyectos de hidrógeno. El checklist está organizado por etapas, con preguntas guía, evidencia esperada y espacio para observaciones.

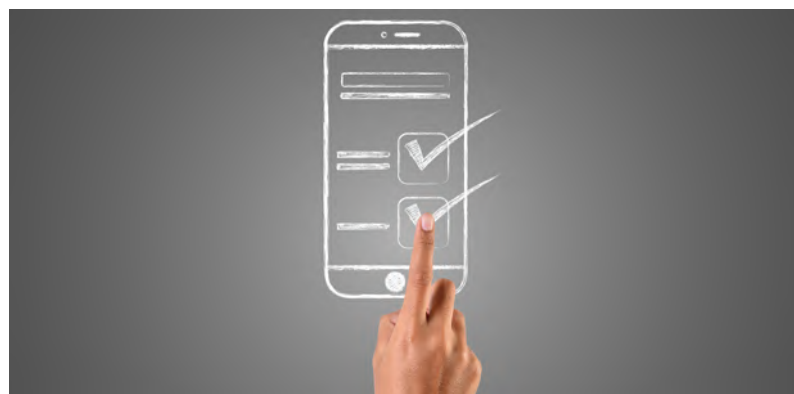


Tabla 8-6. Checklist para la evaluación de proyectos de hidrógeno

Etapa	Pregunta guía	¿Aplica al proyecto?	Observaciones/Evidencia
1. Identificación del proyecto	¿Está definido el tipo de proyecto (autoconsumo, venta comercial, integrado, especializado, OEM)?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Autoconsumo integrado en refinería.
	¿Se conoce la ubicación, tecnología y capacidad estimada?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Boyacá, electrólisis PEM, 10 MW.
2. Evaluación técnica y regulatoria	¿Cuenta con licencias ambientales, permisos de agua y certificación de energía renovable?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Licencia ambiental definitiva.
	¿Cuenta el proyecto con la gestión predial resuelta (adquisición, uso, servidumbres, permisos de ocupación, etc.)?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Escritura de compraventa, contrato de arrendamiento, acuerdo de servidumbre, certificado de tradición y libertad.
	¿Cumple con los criterios de la Taxonomía Verde?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Certificado de alineación.
3. Análisis de riesgos	¿Se han identificado los principales riesgos (tecnológicos, sociales, financieros, regulatorios)?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Matriz de riesgos, seguro tecnológico.
	¿Se han definido mecanismos de mitigación para los riesgos críticos?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Garantía FDN, póliza de desempeño.
4. Contratos y modelo de ingresos	¿Existe al menos un contrato de suministro de hidrógeno (HPA) o de energía (PPA)?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: HPA firmado a 10 años.
	¿Se ha definido el modelo de ingresos (venta directa, derivados, exportación)?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Venta de amoníaco verde a Europa.
5. Estructura financiera básica	¿Se conoce el monto estimado de inversión (CAPEX) y los costos operativos principales?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: CAPEX 20 MUSD, OPEX anual estimado.
	¿Se ha identificado una fuente de recursos (propios, públicos, multilaterales)?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Blended finance con Findeter y BID.
	¿Se ha considerado la posibilidad de acceder a garantías, líneas verdes o blended finance?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Solicitud de garantía parcial.
6. Evaluación de bancabilidad	¿El proyecto cuenta con la documentación clave para la evaluación de bancabilidad (modelo de negocio, gestión de riesgos)?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Dossier para comité de crédito.
	¿Cumple con criterios ASG y estándares internacionales?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Reporte ASG, alineación Taxonomía.
7. Preparación para decisión de inversión	¿Se cuenta con información suficiente para presentar el proyecto a una entidad financiera? ¹⁰⁰	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Documentación lista para la banca.
	¿Se han identificado los instrumentos financieros más adecuados para su perfil?	☐ Sí ☐ No	Ejemplo: Project finance, bonos verdes.

100. Los requerimientos específicos pueden variar según la entidad financiera. Se recomienda consultar previamente los lineamientos y listas de chequeo de cada banco o financiador.

¿Cómo usar este checklist?

- El analista o desarrollador debe marcar “Sí” o “No” en cada pregunta y adjuntar la evidencia correspondiente.
- Las observaciones permiten documentar hallazgos, brechas o fortalezas.
- Si algún paso clave no se cumple, se debe definir un plan de acción antes de avanzar a la decisión de inversión.

Nota:

Este checklist puede ser adaptado como formato estándar para la banca, facilitando la trazabilidad, la transparencia y la toma de decisiones objetivas en el análisis de proyectos de hidrógeno.

8.6

Indicadores clave y mecanismos de evaluación para los proyectos de hidrógeno verde en Colombia

En esta sección se realiza una clasificación y un listado de los indicadores clave de desempeño (KPI, por sus siglas en inglés) para el despliegue tecnológico del hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis. Los indicadores se presentan en la [Tabla 8-7](#), agrupados por área de enfoque, facilitando la evaluación del progreso en diferentes aspectos de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis.

Tabla 8-7. Clasificación de indicadores clave de desempeño para el despliegue tecnológico del hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis.

<i>Etapa</i>	<i>No.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>
Producción de hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis	1	Costo de producción.	USD/kg H2
	2	Eficiencia energética de la electrólisis.	%
	3	Durabilidad de los electrolizadores.	Horas de operación
	4	Capacidad de producción de H2 renovable instalada por electrólisis.	MW
	5	Reducción de emisiones de GEI en la producción de H2.	%
Almacenamiento y distribución	6	Densidad energética de almacenamiento.	kWh/m3 o kg H2/m3
	7	Costo del almacenamiento de H2.	USD/kg H2
	8	Distancia de transporte de H2 por gasoducto.	km
	9	Eficiencia de la licuefacción de H2.	%
	10	Tasa de fugas de H2 en el transporte y almacenamiento.	%
Infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno	11	Número de HRS operativas.	Cantidad
	12	Costo de instalación de HRS.	USD/HRS
	13	Tiempo de reabastecimiento de vehículos.	Minutos
	14	Disponibilidad de las HRS.	%

Usos finales del hidrógeno en el transporte	15	Número de vehículos de pila de combustible (FCEV) en circulación (por tipo de vehículo).	Cantidad
	16	Autonomía promedio de los FCEV.	km
	17	Costo total de propiedad (TCO) de FCEV.	USD/km
	18	Eficiencia de las pilas de combustible en vehículos.	%
Usos finales del hidrógeno en calor y electricidad	19	Eficiencia de las pilas de combustible estacionarias.	%
	20	Costo de la electricidad generada con pilas de combustible.	USD/kWh
	21	Número de instalaciones de cogeneración (CHP) con H2.	Cantidad
Aspectos transversales	22	Evaluación del ciclo de vida (LCA) de tecnologías de H2.	Impacto ambiental
	23	Número de incidentes relacionados con la seguridad del H2.	Cantidad
	24	Número de estándares y normas relacionados con el H2 desarrollados y adoptados.	Cantidad
	25	Número de nodos o 'valles de hidrógeno' en operación.	Cantidad
	26	Nivel de concientización pública y educación.	%

Fuente: CHP (2022)

Es importante destacar que estos indicadores deben ser medibles, alcanzables, relevantes y con plazos definidos para un seguimiento efectivo del progreso.

En la **Tabla 8-8** se presentan algunos mecanismos clave de evaluación para la financiación de proyectos relacionados con el despliegue tecnológico del hidrógeno, basados en los análisis anteriores.

Tabla 8-8. Agrupación de los principales mecanismos de evaluación para la financiación de proyectos para el despliegue de la producción y uso del hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis.

No.	Mecanismo	Componentes	Descripción
1	Viabilidad económica	Costos totales de producción.	Costos de capital.
			Costos de operación.
		Rentabilidad esperada.	Análisis de retorno sobre la inversión (ROI).
		Sostenibilidad financiera a largo plazo.	Capacidad para mantenerse financieramente estable.
2	Impacto ambiental y social	Reducción de emisiones de GEI.	Medición del impacto positivo en la reducción de gases efecto invernadero.
		Evaluación del Ciclo de Vida (LCA).	Análisis completo desde la producción hasta el fin del ciclo.
		Conformidad con normas regulatorias ambientales.	Cumplimiento estricto con las regulaciones locales e internacionales.

3	Tecnología y eficiencia operativa	Eficiencia energética en producción y usos finales.	Optimización en procesos como electrólisis o cogeneración.
4	Mercado y demanda	Análisis de mercado local e internacional.	Identificación potencial demanda futura por hidrógeno de bajas emisiones.
		Estrategias de fomento.	Establecimiento de equilibrio para la oferta – demanda.
5	Instrumentos financieros innovadores	Préstamos.	Con tasas a bajo interés.
		Bonos verdes.	Con incentivos por cumplimiento de metas.
		Fondos sectoriales.	Adecuados a condiciones específicas.
		Incentivos fiscales.	Con equilibrio para oferta – demanda.
6	Colaboraciones público-privadas	Participación conjunta entre entidades gubernamentales, empresas privadas, agencias multilaterales.	Con el objetivo de compartir riesgos financieros y recursos técnicos.
7	Evaluaciones regulatorias	Marco legal adecuado.	Para facilitar inversiones seguras al tiempo que proteja los intereses ambientales.
8	Seguridad operativa	Protocolos bien diseñados y rigurosos	Para el manejo seguro durante todo el ciclo de vida del hidrógeno (desde su producción hasta su uso final).

Estas evaluaciones son esenciales para asegurar que los proyectos sean viables tanto económicamente como ambientalmente, promoviendo un desarrollo sostenible del sector energético basado en hidrógeno de bajas emisiones.

Consideraciones para la acción

9

El desarrollo del mercado de hidrógeno en Colombia requiere avanzar en la consolidación de mecanismos financieros, regulatorios y técnicos que permitan escalar proyectos desde la etapa piloto hasta la operación comercial. A partir del análisis presentado en esta guía, se identifican las siguientes líneas de trabajo y recomendaciones para fortalecer el ecosistema de financiamiento y gestión de riesgos en proyectos de hidrógeno:

9.1

Pólizas de seguros para proyectos de hidrógeno

La gestión de riesgos en proyectos de hidrógeno debe contemplar la contratación de seguros y pólizas específicas para cubrir riesgos tecnológicos, de construcción, operación, responsabilidad civil, ambientales y eventos catastróficos. Actualmente, la oferta de productos aseguradores para hidrógeno está en proceso de desarrollo y adaptación a las particularidades de la industria. Se recomienda:



Incluir coberturas desde la fase de construcción (todo riesgo construcción, responsabilidad civil, transporte) hasta la operación (daños materiales, ambiental).



Considerar pólizas especializadas para riesgos emergentes, como interrupción de negocio por pérdida de créditos de carbono o fallas en la cadena de suministro.



Evaluar la integración de coberturas de riesgo político y garantías de agencias multilaterales (como MIGA) y de crédito a la exportación (ECAs) en proyectos con exposición internacional o contrapartes públicas.



Alinear los requisitos de asegurabilidad con estándares internacionales de seguridad y mejores prácticas.



Documentar y estructurar la información técnica y contractual requerida por aseguradoras y financiadores desde etapas tempranas del proyecto.

En la etapa de operación, se deben mantener coberturas que protejan la continuidad del negocio y la integridad de los activos. El diseño detallado de pólizas y coberturas específicas puede ser objeto de análisis posterior y formar parte del alcance de futuros proyectos.

9.2

Herramientas para la evaluación financiera de proyectos

La evaluación de la viabilidad financiera es un componente central en la estructuración y análisis de proyectos de hidrógeno. Se recomienda:



Utilizar modelos financieros robustos que permitan analizar supuestos clave, sensibilidad a precios de energía, CAPEX, OPEX, ingresos y riesgos asociados.



Asegurar la trazabilidad y transparencia de los datos y supuestos utilizados, facilitando la revisión por parte de entidades financieras y otros actores relevantes.



Implementar listas de verificación (checklists) para la revisión de modelos financieros, que incluyan aspectos como la estructura, los supuestos, los cálculos y la información contenida.



Considerar la integración de herramientas de análisis de riesgos y escenarios, así como la alineación con criterios de sostenibilidad y taxonomía verde.

El desarrollo de una guía estándar para la revisión de modelos financieros puede ser una herramienta útil para fortalecer la calidad y comparabilidad de los proyectos presentados a potenciales financiadores.

9.3

Retos y siguientes pasos



Desarrollo de instrumentos financieros adaptados: continuar ajustando y validando instrumentos que respondan a las características y riesgos del sector, incluyendo blended finance, garantías y líneas de crédito verdes.



Fortalecimiento de capacidades técnicas: promover la formación y asistencia técnica para entidades financieras, aseguradoras y desarrolladores, mejorando la evaluación de riesgos y la estructuración de proyectos.



Articulación institucional: consolidar la coordinación entre entidades públicas, multilaterales y privadas para asegurar la gobernanza y el seguimiento de los proyectos.



Desarrollo de pilotos financieros: estructurar pilotos integrales que permitan validar en la práctica los mecanismos propuestos y ajustar los parámetros según la experiencia adquirida.



Profundización en seguros y pólizas: avanzar en el diseño de soluciones aseguradoras especializadas y en la adaptación de productos internacionales al contexto local, en coordinación con el sector asegurador y los organismos reguladores.

Fuentes bibliográficas

1. Agora Industry and Umlaut. (2023). Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful.
<https://www.agora-energiawende.de/en/publications/levelised-cost-of-hydrogen/>
2. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2024). Informe de recursos y reservas 2023. Gobierno de Colombia.
<https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/reservas>
3. AHK. (2024). Estudio de mercado de H2V y Power to X en Colombia. Cámara de Industria y Comercio Colombo-Alemana.
4. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2023). Impulsar la industria del hidrógeno verde en Chile.
5. Banco Mundial. (2023). Scaling Hydrogen Financing: A Practitioner's Guide.
<https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2024/04/11/el-banco-mundial-y-colombia-reafirman-su-compromiso-con-la-accion-climatica>
6. BBVA. (s.f.). Mayor fondo de hidrógeno del mundo gestionado por Hy24.
7. BEI (Banco Europeo de Inversiones). (2023). [Financiamiento de proyectos de hidrógeno renovable en Chile].
8. Bluerisk. (2023). Water for hydrogen production. International Renewable Energy Agency, Bluerisk.
9. Breakthrough Energy. (2023). BEV Portfolio.
<https://www.breakthroughenergy.org>
10. Cámara de Industria y Comercio Colombo Alemana. (2025). [Referencia sobre proyectos de hidrógeno].
11. CarbonCredits.com. (2024). Japan's \$11 Billion Climate Transition Bonds.
<https://carboncredits.com/japans-usd11-billion-climate-transition-bonds/>
12. Climate Bonds Initiative. (2023). Financing Credible Transitions: A Guide to Climate Transition Finance.
13. Clean Hydrogen Partnership. (2024). [Referencia sobre fondos de innovación].
14. CONPES 4075 de 2022. (2022). Documento de política pública para la transición energética en Colombia.
15. CONPES 4117 de 2024. (2024). Matriz de mecanismos de mitigación de riesgos aplicables a proyectos de hidrógeno en Colombia.
16. CORFO. (2023). [Convocatorias y fondos para hidrógeno verde en Chile].
<https://www.corfo.cl/sites/cpp/movil/webingles>
17. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2023a). Complemento a la Hoja Ruta del Hidrógeno enfocado en las Tecnologías PtX.
18. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2023b). Análisis de competitividad para la producción de amoníaco verde en México y Colombia bajo las proyecciones actuales del mercado.
19. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2023c). Estudio técnico, económico e identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia. Fichtner, Engineering Consulting.
20. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2023d). Estudio técnicoeconómico para la identificación y evaluación de tecnologías PtX en Colombia. Fichtner, Engineering Consulting.
21. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2023). Análisis de capacidad de red eléctrica para incorporar electrolizadores al SIN. [PDF]
22. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2023). Identificación hubs H2 Colombia. [PDF]
23. Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN). (2019). Registro de las declaraciones de importación y exportación.
24. DLR. (2014). Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Institut für Technische Thermodynamik.
25. EIB (European Investment Bank). (2023). [Referencia sobre financiamiento de hidrógeno].

26. El País. (2023). [Referencia sobre proyectos de hidrógeno].
27. El Periódico de la Energía. (2023). [Referencia sobre proyectos de hidrógeno].
28. ENERINVEST. (2018). Guía para la financiación de proyectos de energía sostenible.
29. Enevoldsen, P. & Jacobson, M. Z. (2020). Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide.
30. ESMAP (World Bank). (2023). Green Hydrogen Market and Investment Strategy – Scaling Up Electrolyzers to Meet the 1.5°C Climate Goal.
31. Fundación Torcuato Di Tella, GIZ, & International PtX Hub. (2024). Modelos de financiamiento para proyectos de hidrógeno verde y derivados: Barreras y estrategias. International PtX Hub.
32. Frankfurt School of Finance & Management. (2022). Financing of PtX Projects in Non-OECD Countries. H2Global Stiftung.
33. Fraunhofer ISE. (2024). Power-to-X Colombia. [PDF]
34. FRV-X. (2021). Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde. [PDF]
35. Global Alliance Powerfuels. (2024). Renewable Hydrogen Project Risks.
36. Global Hydrogen Organisation (GH2). (2022). Contracting Guidance: Financing Green Hydrogen Projects.
37. Green Hydrogen Organisation & CWP Global. (2023). The reduction of cost of capital for green hydrogen projects and Bilateral Investment Treaties. [PDF]
38. H2Global. (2023). [Documentación oficial y reportes sobre el programa H2Global].
39. H2LAC. (2024). [Referencia sobre proyectos de hidrógeno en América Latina].
40. H2 News. (2024). [Referencia sobre proyectos de hidrógeno].
41. Holst, M., Aschbrenner, S., Smolinka, T., Voglstätter, C., & Grimm, G. (2021). Cost forecast for low temperature electrolysis - Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE; Clean Air Task Force.
42. Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2024). Hydrogen Insights 2024: September 2024 Edition. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2024/09/Hydrogen-Insights-2024.pdf>
43. Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2020). Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective. <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>
44. IEA (International Energy Agency). (2019). The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
45. IEA (International Energy Agency). (2022). Global Hydrogen Review 2022.
46. IEA (International Energy Agency). (2023). Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity. <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>
47. IEA (International Energy Agency). (2023). Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity. Energy for Sustainable Development 60, 40–51.
48. IEA (International Energy Agency). (2024). Global Hydrogen Review 2024. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
49. IEA (International Energy Agency). (2024). Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>
50. IEA (International Energy Agency). (2024). Integrating Hydrogen in Colombian Energy Scenarios. <https://www.irena.org>
51. IDEAM and UPME. (2017). Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia.
52. IDEAM (2022). Estudio Nacional del Agua - 2022. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
53. ICMA. (2023). Climate Transition Finance Handbook. International Capital Market Association.
54. ICMA. (2024). Green Bond Principles. <https://www.icmagroup.org>
55. IRENA. (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency.
56. IRENA and Bluerisk. (2023). Water for hydrogen production. International Renewable Energy Agency, Bluerisk.
57. IRENA. (2024). Renewable power generation costs in 2023. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
58. Japan Government. (2024). Climate Transition Bonds: Financing a Greener Future. https://www.japan.go.jp/kizuna/2024/09/climate_transition_bonds.html
59. KfW IPEX-Bank. (s.f.). [Financiamiento de proyectos de hidrógeno].
60. KPMG. (2020). Unlocking Green hydrogen opportunity including its bankability. [PDF]

61. KPMG. (2022). How to evaluate the cost of the green hydrogen business case? [PDF]
62. KPMG. (2022). La producción de hidrógeno con tecnologías limpias como medio para acelerar la transformación energética en la región. [PDF]
63. KPMG International. (2023). Turning the tide in scaling renewables: Addressing the barriers and opportunities to accelerate the global energy transition. [PDF]
64. KPMG International. (2024). Energy transition investment outlook: 2025 and beyond. [PDF]
65. Lazard. (2021). Lazard's Levelized Cost of Hydrogen Analysis – Version 1.0.
66. Liebreich, M. (2023). Hydrogen Ladder Version 5.0. Liebreich Associates.
<https://www.liebreich.com/hydrogen-ladder-version-5-0/>
67. Ministerio de Minas y Energía (MME). (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. República de Colombia.
68. Ministerio de Minas y Energía (MME). (2022). Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. República de Colombia.
69. Ministerio de Minas y Energía. (2024). Potenciales del Hidrógeno en Colombia – TEJ.
70. NewClimate Institute. (2023). The landscape of green hydrogen in Colombia. [PDF]
71. NREL (2023). Green Hydrogen: A Briefing for Land Managers. National Renewable Energy Laboratory.
<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84908.pdf>
72. OECD & The World Bank. (2024). Scaling Hydrogen Financing for Development. OECD Publishing.
<https://doi.org/10.1787/0287b22e-en>
73. OECD/The World Bank. (2024). Leveraging De-Risking Instruments and International Co-ordination to Catalyse Investment in Clean Hydrogen. Green Finance and Investment, OECD Publishing, Paris.
<https://doi.org/10.1787/9a377303-en>
74. Oxford Institute for Energy Studies (OIES). (2024). Contracts for Difference: the Instrument of Choice for the Energy Transition. [PDF]
75. Procolombia. (2024). Renewable Energy & Hydrogen Colombia. [PDF]
76. Rodríguez-Fontalvo, D., Quiroga, E., Cantillo, N. M., Sánchez, N., Figueredo, M., & Cobo, M. (2024). Green hydrogen potential in tropical countries: The Colombian case. *International Journal of Hydrogen Energy*, 54, 344-360.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.320>
77. Santander. (2024). [Referencia sobre economía azul].
78. Schlegel, M. (2021). Hydrogen - A Handbook for Investors and Project Developers. Fichtner.
79. SER (2017). Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana. Asociación de Energías Renovables Colombia.
80. Superintendencia Financiera de Colombia. (2023). Taxonomía Verde para Colombia.
81. UNECE (2021). Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources. United Nations Economic Commission for Europe.
<https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2021.pdf>
82. Unisabana (Universidad de La Sabana). (2022). Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia: Una estrategia nacional de hidrógeno. [PDF]
83. V13 Mecanismos Innovadores de Financiación al Desarrollo en Colombia. (2023). [PDF]
84. World Economic Forum. (2023). Namibia's Green Hydrogen Strategy.
<https://www.weforum.org>
85. World Economic Forum & Accenture. (2024). Accelerating the Clean Hydrogen Economy in Latin America.
<https://www.weforum.org/publications/accelerating-the-clean-hydrogen-economy-in-latin-america-2024/>



ANEXOS

Anexo A

A.1 | Clasificación general de los usos del hidrógeno por sectores, incluyendo las principales aplicaciones potenciales

Tabla A A.1. Clasificación de los potenciales usos finales del hidrógeno por sectores.

Sectores	Subsectores	Aplicaciones
Productos químicos y procesos	Fertilizantes Combustibles sintéticos Hierro y acero Refinerías.	Desulfuración; fertilizante; combustibles sintéticos a granel; acero; refinación del biogás; hidrocrackeo; materia prima química; metanol; hidrogenación.
Transporte	Aviación y transporte marítimo.	Transporte marítimo; aviación (combustible); embarcaciones costeras y fluviales; aviación ligera; ferries locales.
	Transporte terrestre.	Maquinaria móvil no vial; carros clásicos y 'antiguos de potencia'; camiones y buses de larga distancia; camiones regionales; trenes remotos y rurales; camiones ligeros; trenes de metro y autobuses; reparto urbano y taxis; vehículos de 2 y 3 ruedas; carros.
Electricidad (sistema eléctrico)	Red eléctrica Generación.	Equilibrio de la red de larga duración; generadores; redes insulares; equilibrio de la red de corta duración; importaciones de energía a granel; sistema de alimentación ininterrumpida (SAI); generación eléctrica a partir de hidrógeno no almacenado.
Calor (energía térmica)		Calor industrial de alta temperatura; calefacción comercial; calor industrial de media/baja temperatura; calefacción doméstica.

Fuente: elaboración propia con información de soporte de Liebreich, (2023).

A.2 | Tecnologías de electrólisis

Las tecnologías de electrólisis cuentan con diversos niveles de madurez tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) y se caracterizan por las condiciones implementadas para realizar la separación del agua, como se describe en la [Tabla A A.1](#). El nivel de desarrollo tecnológico, el tamaño disponible de los electrolizadores y la capacidad de electrólisis completa de la planta son factores clave en la operación del sistema técnico que se implemente y en los costos de producción del hidrógeno.

Tabla A A2. Comparación de tecnologías de electrólisis.

Tecnología	Nivel de madurez (TRL)	Temperatura de operación	Presión típica	Consumo eléctrico (kWh/kg H ₂)	Rango de costos (USD/kW)	Notas
AEC (Alcalina)	TRL 9 (comercial)	70 – 90 °C	1 – 30 bar	50 – 78	800 – 1,000	Tecnología madura y escalable, ideal para proyectos de gran escala.
PEM (Protones)	TRL 8 – 9 (comercial)	50 – 80 °C	< 70 bar	50 – 83	1,000 – 1,200	Mayor flexibilidad operativa, adecuada para integración con renovables.
AEM (Aniones)	TRL 6 (en desarrollo)	40 – 60 °C	< 35 bar	57 – 69	Costos elevados	En etapa de I+D, con potencial pero alto riesgo tecnológico.
SOEC (Óxido sólido)	TRL 5 (en desarrollo)	700 – 850 °C	≈ 1 bar	45 – 55	Costos elevados	Alta eficiencia potencial, pero aún no comercializable.

Fuente: IRENA (2020); Holst et al. (2021); Schlegel, M. (2021)

A.3 | Principales fuentes de energía renovable en Colombia

En la siguiente tabla se presentan las principales fuentes de energía renovable, los factores de capacidad representativos a nivel global y para Colombia, los costos de inversión en tecnología, y los costos nivelados de electricidad promedio globales.

Tabla A A3. Factores de capacidad de planta, costos totales de instalación y costos nivelados de energía en 2023 para la electricidad renovable para Colombia¹⁰¹

Fuente de energía	Factores de capacidad		Costos de instalación	LCOE, (2024)
	Global [%]	Colombia [%]	Global [USD/kW]	Globales [USD/MWh]
Eólica (tierra firme)	35,9	54 – 75	1.160	33
Eólica (costa afuera)	41,0	> 75	2.800	75
Solar (fotovoltaica)	16,2	≈ 18	758	44
Bioenergía (biomasa)	71,9	70	2.730	72
Hidroeléctrica (PCHs)	53,5	70	2.806	57
Geotérmica	82,1	85	4.589	71

Fuente: Elaboración propia.

Los valores de los costos medios ponderados globales de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) permiten la comparación de las diversas fuentes renovables, en función de las capacidades de producción a escala comercial y de servicio público, y de la ubicación geográfica de la planta de producción. Estos costos se reportan anualmente por parte de instituciones internacionales como IRENA (2024), incluyendo los proyectos puestos en servicio recientemente.

101. Los factores de capacidad de energía eólica en tierra firme para Colombia corresponden a Barranquilla (menor valor) y a Uribia), IRENA, (2024); GIZ, (2023).

A.4 | Disponibilidad de recursos para la producción de hidrógeno verde

La disponibilidad de agua y de tierras para la instalación de las plantas de producción de la electricidad asociadas se suman a la disponibilidad de electricidad renovable, como los principales recursos para la producción de hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis.

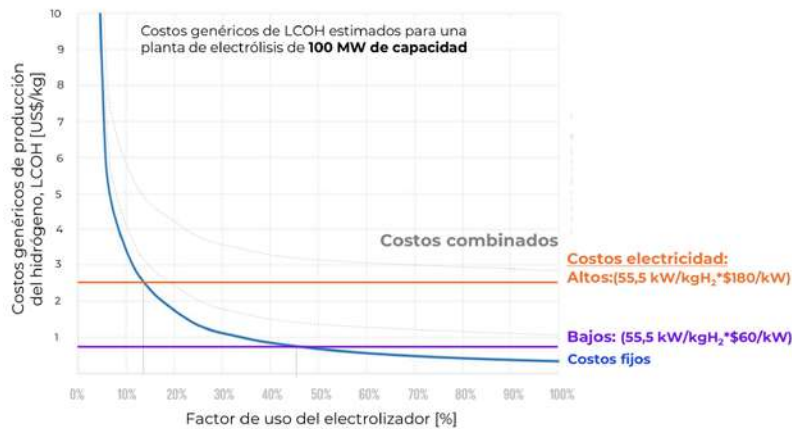
Disponibilidad de agua: la producción de hidrógeno por electrólisis en Colombia, según la Hoja de Ruta del Hidrógeno, demandará aproximadamente 65 millones de m³ de agua en 2050, representando el 0,2 % del consumo hídrico total del país en 2020¹⁰². Este consumo puede garantizarse mediante agua de mar y desalinización, ofreciendo una solución económica frente a la escasez en zonas específicas para proyectos estratégicos. En estos casos, la utilización de agua de mar y un proceso de desalinización ofrecen una solución tecnológica accesible y a bajo costo¹⁰³.

Disponibilidad de suelos: la instalación de centrales de energía renovable demanda áreas de suelo específicas: la energía eólica requiere 17,5 m²/MWh y la fotovoltaica entre 12–19 m²/MWh, según UNECE (2021). Plantas de electrólisis demandan entre 0,063–2,1 m²/kW de capacidad instalada, basado en estudios como DLR (2014) e IRENA (2020). Se consideran usos simultáneos del terreno en proyectos estratégicos.

A.5 | Ejemplo de costos de producción de hidrógeno

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de los costos nivelados del hidrógeno verde para una planta de electrólisis de 100 MW de capacidad. Los costos de producción del hidrógeno se representan de manera simplificada mediante los costos fijos, los costos de la electricidad y los costos combinados. Los costos fijos decrecen con el incremento del factor de uso de la planta de electrólisis, pero para factores de uso menores al 20%, estos costos se incrementan rápidamente. Los costos de electricidad se mantienen constantes durante la vida útil del proyecto para el cálculo del LCOH (Agora Industry and Umlaut, 2023).

Figura 2-4: Costos nivelados del hidrógeno verde estimados para una planta de electrólisis de 100 MW de capacidad.



- Para costos de electricidad de US\$ 45/MWh (≈COP 185/kWh) y una estimación de consumo de 55,5 kWh / kg H₂, se obtiene un costo de US\$ 2,5 /kg H₂.
- De forma equivalente, para costos de electricidad de US\$ 15/MWh (≈COP 62/kWh) se obtiene para el mismo consumo de electricidad de 55,5 kWh / kg H₂ un valor de US\$ 0,83/kg H₂.
- Para costos más altos de la electricidad, su participación relativa en los costos combinados de producción del hidrógeno se hace mayor para factores de uso de la planta de electrólisis bajos (aproximadamente para el 15 % del factor de uso para el costo de USD 45/MWh).
- Para costos de electricidad menores, su participación relativa en los costos totales de producción disminuye y su participación se hace mayoritaria para factores mayores de uso de la planta de electrólisis (alrededor del 45 % en el ejemplo de la **Figura 2-4**).

Fuente: Elaboración propia a partir del entendimiento de Schlegel (2021).

102. Estudio Nacional del Agua, IDEAM (2022)

103. La electrólisis exige el suministro de electricidad y de agua con altos estándares de pureza para garantizar el funcionamiento adecuado del electrolizador. Dependiendo del contexto, puede requerirse la implementación de sistemas de desalinización del agua de mar; este costo no es significativo en el costo total del LCOH (aprox. US\$ 0,008 adicionales por kg de hidrógeno producido).

Anexo B

B.1 | Ejemplos de instrumentos financieros para proyectos de hidrógeno

Tabla A B1. Ejemplos de instrumentos financieros

Instrumento	Ejemplo
Subvenciones gubernamentales	España: - Subvención: 160 millones de euros. Proyecto: Planta de hidrógeno verde de Petronor. - Subvención: 170 millones de euros. Proyecto: Valle de hidrógeno de A Coruña. Japón: - Subvención: 20.300 millones de dólares durante los próximos 15 años.
Incentivos fiscales	España: - Fondo de innovación del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) otorgó parte de los 1.214 millones de euros adjudicados del fondo para la Planta de Hidrógeno Verde en Puertollano. Alemania/Colombia: - Programa Internacional de Fomento del Hidrógeno (H2Uppp), promovido por el Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania (BMWK) y ejecutado por la GIZ en Colombia.
Fondos de innovación	España: Proyecto de Hidrógeno Verde en Aragón, financiado con incentivos fiscales del Gobierno español y NextGenEU.
Bonos verdes	Escocia: - BP Aberdeen Hydrogen Energy Limited: Instalación de hidrógeno renovable de 10 MW en Aberdeen, que entrará en funcionamiento en 2028. España: - Planta de Hidrógeno Verde en Castilla y León, con una inversión de 259 millones de euros, combinando bonos verdes y fondos NextGenEU. Dinamarca: - Green Hydrogen Hub, con una inversión de 850 millones de euros en bonos verdes.
Impuestos sobre emisiones de carbono	Países Bajos: El gobierno destinó 3.000 millones de euros a proyectos de hidrógeno verde a través del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (EU ETS).
Asociaciones publico privadas APP	España: - El Gobierno ha impulsado APP en hidrógeno verde mediante el programa H2 pioneros, que involucra inversión privada y fondos públicos para construir electrolizadores y estaciones de abastecimiento. Chile: - La Agencia de Sostenibilidad Energética ha promovido alianzas público-privadas para el desarrollo de hidrógeno verde en sectores de minería y transporte. Arabia Saudita: - NEOM Green Hydrogen Project, con 5.000 millones de dólares de inversión de ACWA Power, Air Products y NEOM Company, producirá 650 toneladas diarias de amoníaco verde con energía renovable para exportación global. Namibia: - El proyecto Hyphen Hydrogen Energy, con 10.000 millones de dólares, desarrollará una planta con capacidad de 2 millones de toneladas de amoníaco verde al año.

Prestamos bilaterales	Chile: Planta de Hidrógeno Verde recibió un préstamo de 150 millones de dólares del Banco Mundial.
Prestamos de bancos de desarrollo y organizaciones multilaterales	Chile: - El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) otorgó un financiamiento de USD\$400 millones en 2023 para impulsar la industria del hidrógeno verde en el país. - El Banco Mundial aprobó un proyecto de 150 millones de dólares denominado “Facility de Hidrógeno Verde en Chile”. - El Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el banco de desarrollo alemán KfW acordaron proporcionar financiamiento por un total de hasta 215 millones de dólares
Líneas de crédito verde	Chile: - El proyecto H2V Antofagasta recibió 80 millones de dólares del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF). Objetivo: Financiar hidrógeno verde para la industria minera, reduciendo emisiones y promoviendo sostenibilidad. Alemania: Shell: Un electrolizador de hidrógeno renovable de 100 MW estará operativo en 2027.
Project finance	Arabia Saudita: NEOM Green Hydrogen Company: Proyecto realizado mediante la firma de documentos financieros con 23 bancos y empresas de inversión locales, regionales e internacionales. Valor total de inversión: 8.400 millones de dólares. Financiamiento: Combinación de deuda (financiamiento aportado por bancos internacionales y multilaterales) y capital aportado por los socios.
Asistencia técnica	Brasil, Chile, China, Colombia & India: El Programa de Apoyo al Hidrógeno Verde de ESMAP del Banco Mundial ha brindado asistencia técnica a varios países para fomentar el desarrollo del hidrógeno verde.
Financiamiento combinado (Blended)	Chile: - La Corporación de Fomento de la Producción de Chile (CORFO) ha obtenido USD 1000 millones de financiamiento concesional con la participación de organizaciones multilaterales e internacionales de desarrollo para proyectos de hidrógeno en el país. Alemania: EWE AG Clean Hydrogen Coastline: Proyecto de electrólisis de 280 MW en Frisia Oriental, que entrará en funcionamiento en 2027. Chile: - Facility de Hidrógeno Verde, con 215 millones de dólares del BEI y KfW, financiará producción de hidrógeno renovable, atrayendo inversión privada y facilitando exportaciones.
Financiamiento combinado (Blended)	Banco Santander: 120.000 millones de euros en financiación verde. Participa activamente en la financiación de proyectos de energías alternativas, incluyendo el hidrógeno. Bélgica: - Planta de producción de hidrógeno renovable en Zeebrugge. Proyecto desarrollado en colaboración por Virya Energy, HyoffGreen y Messer Group.

Leasing	Estados Unidos: - Plug Power anunció la creación de una plataforma de leasing de equipos con un volumen inicial de \$150 millones. Colaboración con GTL Leasing para facilitar la adopción de tecnologías de hidrógeno. Países Bajos: - TotalEnergies y RWE, otorgamiento de Leasing para parque eólico marino OranjeWind de 795 MW.
ECAs	Arabia Saudita: - KfW IPEX-Bank, entidad alemana que actúa como ECA. Financia la mayor planta de hidrógeno verde del mundo en NEOM. España: - Refinería de bp Castellón, primera fase con 200 MW de capacidad de electrólisis.
Acuerdos de compra de energía PPAs / HPAs	Estados Unidos: - Amazon ha firmado acuerdos de compra de energía para asegurar el suministro de energía renovable proveniente de la producción de hidrógeno verde para su transporte. Lightsource bp: - En 2024, Lightsource bp firmó 10 PPAs por un total de 1,3 GW en Europa, América y APAC1. Estos acuerdos incluyen contratos con grandes corporaciones como H&M Group, Microsoft, LyondellBasell y Google.
Contratos de suministro de hidrógeno	Europa: TotalEnergies y Air Products firmaron un acuerdo en 2024 de 15 años para el suministro anual de 70.000 toneladas de hidrógeno verde a partir de 2030.

Fuente: Elaboración propia a partir del entendimiento de (H2 News, 2024), (The world Logistics, 2022), (El Periódico de la Energía, 2023), (Barron's, 2024), (El País, 2023), (Banco Mundial, 2023), (NEOM, 2023), (EIB 2023), (CORFO 2023), (BID, 2023), (H2LAC, 2024), (IDEA s.f.), (Cámara de Industria y Comercio Colombo Alemana, 2025), (NIKKEI ASIA s.f.) & (Estrategia Empresarial, 2024)

B.2. Entidades financieras que han financiado proyectos de Hidrógeno en el mundo

Tabla A B2. Entidades financieras que han financiado proyectos

Entidad	Proyecto	Monto	Descripción
BBVA	Mayor fondo de hidrógeno del mundo gestionado por Hy24.	\$10 millones de euros.	Apoyar a proyectos de hidrógeno facilitando acceso a recursos.
KfW IPEX-Bank Alemania	Planta de Neom, producirá anualmente 1,2 millones de toneladas de amoníaco verde	\$325 millones de dólares.	Financiar la construcción de la mayor planta de hidrógeno verde del mundo en Arabia Saudita.
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	Colaboración con la Unión Europea y la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).	\$216,5 millones de euros.	Financiar proyectos de hidrógeno renovable en Chile.
Banco Mundial	Incentivar la inversión en proyectos de hidrógeno verde en Chile.	\$150 millones de dólares.	Acelerar la transición energética del país y apoyar su compromiso de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050.
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	Impulsar la industria del hidrógeno verde en Chile.	\$400 millones de dólares.	Los recursos se destinarán al financiamiento de nuevos proyectos, desarrollo de la demanda local, formación de capital humano y fomento del emprendimiento en este sector.
BID Invest	Junto con la Corporación Financiera Internacional (ICF) del Banco Mundial, se asociaron con HDF Energy y Rubis para desarrollar la primera planta de energía de hidrógeno verde en Barbados.	\$40 millones de dólares.	El proyecto, denominado Renewstable Barbados, combinará generación solar con almacenamiento de baterías de iones de litio e hidrógeno verde.

Fuentes: Elaboración propia a partir de (Banco Mundial, s.f.), (BID, 2023), KfW Ipex Bank, s.f.) y (BBva, s.f.)

B.3 | Tipos de contratos de proyectos de hidrógeno

Para financiar proyectos de hidrógeno, es esencial considerar varios contratos que varían según las etapas del proyecto. Cada fase requiere diferentes tipos y alcances contractuales para asegurar la viabilidad técnica, legal, comercial y financiera. En la etapa *"ready to build"* (RTB, por sus siglas en inglés), las necesidades de inversión aumentan y la decisión final de inversión (FID) depende de obtener los recursos necesarios para iniciar la construcción y garantizar la operación y los ingresos esperados.

En Colombia, los contratos son celebrados por el Promotor del Proyecto con inversión privada, aunque en otros países pueden existir mecanismos gubernamentales de apoyo. Los contratos también se enfocan en la venta de hidrógeno y sus derivados, como amoníaco o metanol. La venta de hidrógeno no es costo-eficiente y proyectos que busquen resolver necesidades específicas en la cadena de valor requerirán contratos adicionales.

El desarrollador necesitará financiamiento, ya sea con recursos propios o de terceros, dependiendo de la viabilidad del proyecto y la capacidad de garantizar el retorno de los recursos. En el mercado del hidrógeno, los financiadores deben considerar ciertos contratos mínimos para verificar el avance del proyecto y su capacidad de generar los recursos necesarios para el servicio de la deuda. La industria aún no cuenta con una estandarización clara en la estructura contractual de estos proyectos, por lo que los financiadores deben analizar cuidadosamente los contratos al realizar la debida diligencia legal.

Tabla A B3. Tipos de contratos de proyectos de hidrógeno

Tipo de Contrato	EPC	Suministro de enegía eléctrica	Contrato de Operación y Mantenimiento de Infraestructura	Contrato de suministro de hidrógeno y/o sus derivados
Descripción	Un Contrato de Ingeniería, Gestión de Equipos y Construcción (EPC) abarca todas las actividades necesarias para la construcción de un proyecto de hidrógeno. Un único contratista se encarga del diseño detallado, la compra e importación de activos, maquinaria y personal, así como de la construcción y puesta en marcha de la infraestructura. Alternativamente, estas actividades pueden contratarse por separado, resultando en varios contratos de prestación de servicios, perdiendo así la naturaleza de un Contrato EPC.	El suministro de energía eléctrica para producir hidrógeno puede provenir de la red eléctrica o de un sistema de autogeneración. Si proviene de la red, se firmará un contrato bilateral que incluya la certificación de origen renovable para calificar el hidrógeno como verde. Si la energía proviene de autogeneración, se celebrará un Power Purchase Agreement (PPA), donde el vendedor se encarga de la construcción y operación de la planta. Este contrato puede ser bajo la modalidad de pague lo contratado, lo demandado o lo generado, con posibles ahorros en costos de red.	Un contrato de operación y mantenimiento ("O&M") tiene por objeto la contratación de servicios para la operación y mantenimiento de la infraestructura asociada al proyecto de hidrógeno una vez su comisionamiento ha culminado y la operación de esta ha iniciado, para garantizar y asegurar el funcionamiento continuo, eficiente y seguro del proyecto, y mantener la infraestructura en condiciones óptimas para el efecto.	Tiene el objetivo de suministrar el producto final del proyecto para satisfacer la demanda de hidrógeno y sus derivados. En industrias emergentes como la del hidrógeno, es crucial establecer contratos a largo plazo (10 o más años) para proporcionar certidumbre a los promotores sobre la demanda y asegurar ingresos constantes, permitiendo el retorno de la inversión. El plazo para lograr este retorno dependerá del modelo financiero y económico de cada proyecto.
Partes intervinientes	• Promotor del Proyecto. • Contratista EPC.	• Promotor del Proyecto. • Generador y/o comercializador de energía eléctrica.	• Promotor del Proyecto. • Contratista O&M.	• Promotor del Proyecto. • Comprador.
Importancia para la financiación	Viabiliza la puesta en marcha de la infraestructura del proyecto de hidrógeno y/o derivados (para su producción, acondicionamiento, almacenamiento, transporte, restitución, y/o uso) que será necesaria para cumplir con los compromisos de suministro de estos productos con el usuario final y que garantizará los flujos de dinero necesarios para el servicio de la deuda.	Viabiliza el suministro de una de las materias primas más relevantes para la producción de hidrógeno y sus derivados, permitiendo el inicio de su proceso productivo y garantizar el cumplimiento de los contratos celebrados con los offtakers de los que dependen los flujos de dinero necesarios para el servicio de la deuda.	Garantiza que la infraestructura que se utiliza para el proceso productivo del hidrógeno y sus derivados mantenga su funcionamiento permitiendo el cumplimiento de los contratos celebrados con los offtakers de los que dependen los flujos de dinero necesarios para el servicio de la deuda.	Es determinante para lograr el cierre financiero del proyecto, particularmente, cuando su financiación se realiza a través de Project Finance, pues otorga seguridad suficiente en relación con los flujos de dinero necesarios para el servicio de la deuda.
Etapas en la que se suscribe	De manera previa al inicio de la construcción una vez está por finalizarse o ha finalizado la etapa RTB.	Puede suscribirse en cualquier etapa, aunque usualmente se suscribe paralelamente a la suscripción del contrato de suministro de hidrógeno y/o derivados.	Puede suscribirse en cualquier momento, preferiblemente, antes del inicio de la puesta en operación de la infraestructura.	Puede firmarse en cualquier momento, incluso de manera previa al inicio de la puesta en marcha y operación del proyecto.

Anexo C

C.1 | Riesgos tecnológicos, ambientales y sociales asociados a los proyectos de hidrógeno en Colombia

Tabla A C1. Riesgos tecnológicos asociados a los proyectos de hidrógeno en Colombia

Categoría	Tipo	Descripción	Impacto	Acciones de mitigación (recomendaciones)
Riesgos tecnológicos	Riesgos por la disponibilidad de recursos	Ubicación inadecuada de proyectos puede generar retrasos en licencias, conflictos sociales o ambientales, y costos adicionales por rediseño o reubicación. · Impactos ambientales en zonas de importancia ecosistémica o áreas excluidas. · Conflictos por uso del suelo o superposición con otras actividades económicas o sociales. · Viabilidad político-administrativa y socioespacial, que puede generar conflictos sociales o institucionales si no se gestiona adecuadamente.	Afectan directamente el cronograma de ejecución y el flujo de caja proyectado.	· Realizar análisis ambientales estratégicos a nivel nacional para identificar zonas aptas para proyectos de hidrógeno antes de la inversión. · Evaluar anticipadamente la disponibilidad hídrica y energética para garantizar insumos críticos y el acceso al agua potable para las comunidades locales. · Desarrollar estudios previos de viabilidad técnica, social y económica sobre el suministro de electricidad renovable, asegurando estabilidad en el precio y la disponibilidad a largo plazo. · Adquirir seguros de interrupción de obra para cubrir retrasos por conflictos socioambientales.
	Riesgos en la producción por electrólisis	Obsolescencia tecnológica o fallas en el rendimiento de los electrolizadores pueden reducir la eficiencia del proyecto. · Rendimiento incierto de tecnologías a gran escala, especialmente en eficiencia y durabilidad de electrolizadores. · Obsolescencia tecnológica rápida, debido a la competencia entre tecnologías emergentes (PEM, AEM, SOEC). · Riesgos de integración de sistemas complejos, tanto entre componentes como con redes eléctricas intermitentes. · Menores riesgos en pequeña escala, aunque persisten desafíos de integración y conexión a red.	Aumentan los costos operativos y disminuye los ingresos esperados, afectando la capacidad de repago de la deuda.	· Implementar mantenimientos predictivos y auditorías técnicas para anticipar fallos operativos. · Aumentar la inversión en investigación y desarrollo (I+D) para mejorar la eficiencia tecnológica y reducir la dependencia de materiales críticos. · Diversificar proveedores para reducir la vulnerabilidad ante interrupciones en la cadena de suministro.

Categoría	Tipo	Descripción	Impacto	Acciones de mitigación (recomendaciones)
Riesgos tecnológicos	Riesgos de infraestructura, almacenamiento y transporte	Falta de infraestructura adecuada puede generar sobrecostos logísticos y limitar la escalabilidad del proyecto. · Falta de infraestructura dedicada, lo que limita la escalabilidad. · Almacenamiento criogénico costoso y riesgoso, por requerir temperaturas extremas. · Ausencia de corredores de transporte eficientes, especialmente para exportación. · Desafíos de integración con la red eléctrica, por variabilidad en el suministro renovable. · Riesgos en obras de infraestructura, como retrasos, sobrecostos o fallas técnicas.	Reducen el retorno esperado y puede impedir el acceso a mercados de exportación.	· Reutilizar infraestructura existente de gas natural para reducir costos iniciales. · Desarrollar derivados del hidrógeno (como amoníaco o metanol) que faciliten el transporte marítimo. · Establecer alianzas público-privadas para financiar infraestructura crítica como ductos, terminales y centros de almacenamiento.
	Riesgos asociados a los usos finales del hidrógeno	Obsolescencia tecnológica o fallas en el rendimiento de los electrolizadores pueden reducir la eficiencia del proyecto. · Incertidumbre de mercado y competencia con otras tecnologías (electrificación directa, gas natural). · Falta de estandarización técnica en sectores como transporte o siderurgia. · Disponibilidad limitada de tecnologías maduras, afectada por cuellos de botella logísticos y de materias primas. · Capacidad de fabricación y suministro insuficiente para atender la demanda proyectada. · Déficit de soporte técnico local para instalación, operación y mantenimiento. · Escasez de personal capacitado, especialmente en seguridad y operación. · Aceptación social limitada, por percepciones de riesgo en el manejo del hidrógeno.	Dificultan la firma de contratos de compraventa (offtake) y aumenta el riesgo de ingresos variables.	· Implementar subsidios específicos para sectores de difícil descarbonización (como transporte pesado o industria). · Promover certificaciones de carbono que reconozcan y valoricen los atributos ambientales del hidrógeno verde, facilitando su comercialización y acceso a mercados premium.

Fuente: Elaboración propia a partir del entendimiento de la información de MinEnergía (2024), WEF (2024) y tomando en cuenta otros estudios regulatorios, casos internacionales y evidencia técnica

Tabla A C2. Riesgos ambientales y sociales asociados los proyectos de hidrógeno en Colombia

Categoría	Tipo	Descripción	Impacto financiero	Acciones de mitigación (recomendaciones)
Riesgos ambientales	Gestión hídrica y presión sobre los recursos	· Consumo intensivo de agua (25-35 L/kg H2). Producir 1 tonelada de hidrógeno por electrólisis requiere 9 toneladas de agua dulce, cifra que se duplica si se utiliza desalinización. · Contaminación: las plantas desalinizadoras generan salmuera, alterando ecosistemas costeros al modificar la salinidad del agua marina. · Competencia con usos prioritarios: en zonas con estrés hídrico, pues los proyectos de hidrógeno por electrólisis podrían desplazar el acceso a agua para la agricultura o el consumo humano¹⁰⁴.	Aumenta los costos operativos y puede generar conflictos por el uso del agua. Costos adicionales por tratamiento de salmuera y posibles sanciones ambientales (riesgo de desplazamiento de actividades agrícolas o consumo humano), afectando la aceptación social.	Prevención desde el diseño del proyecto. · Priorizar zonas con abundancia de recursos hídricos y renovables, baja presión ambiental y fuera de áreas protegidas. · Optar por tecnologías de electrólisis con menor consumo de agua y mayor eficiencia energética. · Diversificar proveedores críticos y aplicar mantenimiento predictivo para evitar fallos operativos.
	Alteración de ecosistemas y biodiversidad	· Alteración de hábitats por infraestructura renovable y contaminación lumínica y acústica.	Costos adicionales por medidas de mitigación y compensación ambiental.	Reducción de impactos operativos.
	Emisiones fugitivas y efectos climáticos indirectos	· Riesgo de incumplimiento de normativas ambientales. · Fugas de hidrógeno que contribuyen al calentamiento global y emisiones del ciclo de vida de los electrolizadores.	Costos adicionales por medidas de mitigación y compensación ambiental.	· Usar sistemas de enfriamiento cerrados y tecnologías de desalinización con recuperación hídrica >95 %. · Aplicar estándares internacionales como los del BID (relación 3:1 en compensación de áreas afectadas).
	Generación de residuos y contaminantes	· Riesgo de sanciones por contaminación, debido a la generación de salmuera con metales pesados y residuos de electrolizadores con platino.	Costos de tratamiento y disposición de residuos peligrosos.	· Implementar sensores de fugas de hidrógeno y tuberías de doble pared certificadas.
	Riesgos operacionales y de infraestructura	· Riesgo de accidentes y daños a la infraestructura. · Fugas y explosiones de hidrógeno, y corrosión de tuberías.	Costos adicionales por medidas de seguridad y mantenimiento y reemplazo de infraestructura.	

104. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) estima que el 35 % de los proyectos en América Latina enfrentan este riesgo, Signoria, C. and Barlettani, M. (2023)

Categoría	Tipo	Descripción	Impacto financiero	Acciones de mitigación (recomendaciones)
Riesgos ambientales	Impactos acumulativos y transfronterizos	- Competencia por usos del suelo y contaminación atmosférica indirecta por derivados del hidrógeno. - Riesgo de desplazamiento de actividades agrícolas y afectación a la seguridad alimentaria.	Pérdidas económicas por desplazamiento de actividades agrícolas. Costos de mitigación de contaminación.	Monitoreo continuo. - Usar tecnología de monitoreo ambiental continuo (por ejemplo, drones para detectar emisiones y fugas. - Reutilizar catalizadores, aprovechar subproductos (oxígeno, calor residual) y reciclar componentes críticos.
	Riesgos de permisos y cumplimiento	Complejidad en la obtención de permisos ambientales y sociales, y cumplimiento con estándares de certificación.	Retrasos en la ejecución del proyecto y costos adicionales por cumplimiento normativo.	Integración regulatoria y financiera.
Riesgos sociales	Oposición local a proyectos de gran escala	Impulsada por preocupaciones sobre el uso de tierras o la seguridad, puede retrasar permisos y aumentar los costos.	Retrasos en permisos y aumento de costos.	- Incorporar estándares internacionales en la regulación nacional y adoptar esquemas de certificación como RFNBO. - Emitir bonos verdes vinculados a metas ambientales y ofrecer incentivos fiscales por generación de empleo local.
	Falta de programas de capacitación	Limita la participación de la mano de obra local, generando dependencia de expertos extranjeros o de personal externo al contexto regional.	Dependencia de expertos extranjeros y aumento de costos operativos.	Gestión social y participación comunitaria. - Realizar evaluaciones ambientales estratégicas con participación de comunidades étnicas y establecer fondos comunitarios (2 % de ingresos del proyecto). - Invertir en formación técnica para reducir la dependencia de personal externo y mejorar la aceptación social.

Fuente: Elaboración propia a partir del entendimiento de la información de MinEnergía (2024), WEF (2024) y tomando en cuenta otros estudios regulatorios, casos internacionales y evidencia técnica

C.2 | Riesgos de los contratos de proyectos de hidrógeno

Tabla A C3. Riesgos de los contratos de proyectos de hidrógeno

Riesgos	Descripción	Impacto	Particularidades de la industria del Hidrógeno colombiana que podrían materializar la ocurrencia del riesgo
De Contraparte	Surge de la probabilidad de que la contraparte del Promotor del proyecto incumpla las obligaciones principales en cualquiera de los contratos celebrados para la estructuración contractual del proyecto.	Impacta la ejecución del cronograma y el inicio de los ingresos esperados del proyecto. Si el offtaker incumple con el pago, impacta la capacidad del Proyecto y su promotor para generar los recursos necesarios para garantizar los pagos al servicio de la deuda.	Los proyectos de hidrógeno en Colombia (y en el mundo) están en un estado muy temprano de desarrollo, por lo que su supervivencia dependerá de su madurez en su desarrollo. En cualquier caso, es probable que se presenten imprevistos que afecten el cumplimiento de los contratos inicialmente como se concibieron.
Jurídico	Surge de cambios legales, regulatorios o reglamentarios que afectan el proyecto, o de la necesidad de adaptar contratos a nuevas regulaciones, impidiendo mantener la concepción inicial del proyecto. También incluyen riesgos litigiosos por conflictos y disputas entre contratantes.	Impacta la viabilidad legal del proyecto, pudiendo suspender o terminar contratos, y desequilibrar la ecuación económica del contrato respecto al modelo económico inicial. Esto genera sobrecostos que impactan la viabilidad económica y financiera del proyecto, afectando su desarrollo u operación.	La normativa aplicable en el mercado incipiente del hidrógeno presenta baja estabilidad y aplicabilidad, dificultando su adaptación a industrias tradicionales sin un periodo de transición. Por ejemplo, los incentivos tributarios de las FNCER no han promovido el desarrollo de proyectos de hidrógeno. Además, el Decreto 1467 de 2022 no ha impulsado la industria debido a su baja obligatoriedad.
Financiero	Surge de la variación abrupta de las tasas de interés, la tasa representativa del mercado, la inflación, y del riesgo de liquidez del proyecto para devolver los recursos y cumplir con el objeto del contrato.	Impacta en los costos del proyecto y los precios finales del producto final (hidrógeno y derivados). Podría derivar en un impacto negativo a la estabilidad financiera del proyecto. Genera incertidumbre sobre la capacidad del proyecto de generar los recursos necesarios para garantizar los pagos al servicio de la deuda.	En Colombia, los altos costos de transporte de hidrógeno y sus derivados, junto con los elevados costos de energía eléctrica y la dependencia de insumos y materias primas para la producción de productos derivados del hidrógeno (como fertilizantes y explosivos), pueden aumentar los riesgos. Además, si los precios de los contratos se fijan en pesos colombianos (por ejemplo, el suministro de energía) y las importaciones de equipos en dólares, el riesgo cambiario y la inflación pueden afectar los flujos de efectivo del proyecto.
Económico	Se relacionan con eventos posteriores a la firma de contratos, como fluctuaciones en precios de materias primas (energía eléctrica, nitrógeno, fosfato, potasio, amoníaco), desabastecimiento, aumentos en costos de producción y cambios en hábitos de consumo, incluyendo sustitutos menos costosos.		

Ambiental y Social	Surge de las obligaciones legales o reglamentarias ambientales, así como de las licencias, permisos o autorizaciones ambientales que afectan al medio ambiente y/o a las comunidades en las zonas de influencia de los proyectos.	Impacta la viabilidad legal del proyecto afectando su capacidad de continuar su desarrollo u operación derivando a su vez la capacidad del proyecto y su promotor para generar los recursos necesarios para garantizar los pagos al servicio de la deuda	Los siguientes 18 meses serán preelectorales y las decisiones políticas y de política pública pueden influenciar y ambientar negativamente las posibles decisiones de inversión. En cualquier caso, el actual gobierno tiene dentro de su agenda metas claras y precisas sobre el desarrollo del hidrógeno. Por lo que nuevas políticas para su promoción pueden viabilizar inversiones en la industria.
Político	Surge de cambios en las políticas públicas y en las condiciones sociales del país, relacionados con asuntos políticos y de gobierno, que podrían generar inestabilidad política o económica.	Impacta la ejecución del contrato y la continuidad del Proyecto debido a la incertidumbre sobre su viabilidad técnica, jurídica, contractual y financiera. Esto impacta la capacidad del Proyecto para generar los recursos necesarios y garantizar los pagos al servicio de la deuda.	
Tecnológico y operativo	Surge de la inmadurez tecnológica en la industria del hidrógeno, afectando la adquisición, instalación y operación de equipos, y la contratación de personal capacitado. Incluyen fallas, nuevos desarrollos tecnológicos o estándares, y obsolescencia tecnológica que impacten la ejecución del Proyecto según su concepción inicial.	Impacta la viabilidad técnica del proyecto afectando su capacidad de continuar en la etapa que se encuentre (construcción u operación), impactando a su vez los costos del proyecto y su viabilidad financiera.	La aparición de tecnologías más eficientes o mejor adaptadas al proyecto, desviaciones técnicas por desconocimiento de la tecnología, y dificultades para encontrar personal nacional especializado y calificado en hidrógeno debido a la escasez de operativos capacitados, pueden afectar el desempeño del proyecto.

Fuente: Elaboración conjunta con CMS Rodríguez Azuero.

C.2.1 | Mitigación de riesgos contractuales en proyectos de hidrógeno en Colombia

Tabla A C4. Mecanismos para mitigar y gestionar los riesgos contractuales en proyectos de hidrógeno en Colombia

Mecanismos contractuales	Descripción y función
Seguros	El contrato de seguro es solemne y se perfecciona con la póliza. Un asegurador asume los riesgos derivados de un contrato y el tomador se los traslada a cambio de una prima. Si el riesgo se materializa, el tomador se libera de las consecuencias y la aseguradora responde según lo pactado. Su función es garantizar un capital para cubrir la pérdida o daño que pueda ocurrir durante la ejecución de un contrato.
Garantías	Es un mecanismo para reforzar el cumplimiento de las obligaciones contractuales. Asegura el cumplimiento de diversas obligaciones que surgen de un contrato. Las garantías pueden ser reales, recayendo sobre un bien (activos del proyecto, acciones del vehículo corporativo, o flujos de dinero), o personales, donde un tercero asume la obligación. Pueden ser accesorias a la obligación principal o negocios jurídicos principales y autónomos.

Cláusula Penal	La cláusula penal asegura el cumplimiento de una obligación. Es un acuerdo entre las partes sobre la estimación de los perjuicios compensatorios o moratorios en caso de incumplimiento o mora. Aunque generalmente estima anticipadamente los perjuicios, también puede servir de apremio al deudor para lograr el adecuado cumplimiento de la prestación, y de garantía o caución.
Eventos Eximentes de Responsabilidad	Son eventos extraordinarios, ajenos a las partes, que ocurren inesperadamente y afectan la capacidad de cumplir con sus obligaciones. Las partes de un contrato pueden pactar cláusulas eximentes de responsabilidad, acordando que, ante estos eventos que generen incumplimiento o retraso en las obligaciones del contrato, no habrá responsabilidad ni indemnizaciones mutuas.
Multas	Las partes pueden pactar multas en contratos que involucren cronogramas en obras civiles. Las multas son sanciones económicas que buscan conminar al cumplimiento del contrato, actuando como un mecanismo disuasivo para que las partes se esfuercen en cumplir lo pactado.
Cláusula de cambio regulatorio	La cláusula de revisión permite que las partes revisen los términos del contrato ante circunstancias imprevistas que resulten excesivamente gravosas y alteren el equilibrio económico del contrato, poniendo en riesgo su ejecución. Esta cláusula permite hacer modificaciones para reestablecer dicho equilibrio. Ejemplos incluyen desviaciones en la tasa de cambio o fluctuaciones en precios de equipos o servicios. Si no se pacta, se puede acudir al juez competente para revisar y decidir sobre el contrato.
Cláusula de cambio regulatorio	La cláusula de cambio regulatorio establece acuerdos y acciones frente a cambios legales y regulatorios durante la ejecución de un contrato que puedan afectarlo. Las partes determinan si dichos cambios permiten revisar, modificar o terminar el contrato sin indemnización.
Cláusula de Bancabilidad y toma de control	La cláusula de bancabilidad permite realizar modificaciones necesarias para que los contratos de un proyecto sean "bancables" y viabilizar su cierre financiero en los mejores términos. La cláusula de toma de control permite a los financiadores, en caso de incumplimiento de pago, tomar control del vehículo corporativo o proyecto para ejercer como "señor y dueño" y asegurar el pago de la deuda.

Fuente: Elaboración conjunta con CMS Rodríguez Azuero.

C.3 | Matriz de mecanismos de mitigación aplicables a proyectos de hidrógeno en Colombia

Tabla A C5. Matriz de mecanismos de mitigación de riesgos aplicables a proyectos de hidrógeno en Colombia (adaptado del CONPES 4117)

	Mecanismos
1. Ambientales	• Evaluaciones de impacto ambiental: realizar estudios detallados para identificar y mitigar los efectos negativos sobre el medio ambiente. • Planes de manejo ambiental: implementar estrategias específicas para minimizar los impactos ambientales durante la construcción y operación. • Monitoreo continuo: establecer sistemas de monitoreo para asegurar el cumplimiento de las normativas ambientales.
2. Sociales	• Consultas comunitarias: involucrar a las comunidades locales en el proceso de planificación y ejecución del proyecto. • Programas de desarrollo social: implementar iniciativas que beneficien a las comunidades afectadas por el proyecto. • Gestión de conflictos: establecer mecanismos para resolver conflictos sociales que puedan surgir durante el desarrollo del proyecto.

3. Financieros	• Diversificación de fuentes de financiamiento: involucrar tanto a inversores públicos como privados para reducir la dependencia de una sola fuente. • Coberturas de tipo de cambio: utilizar instrumentos financieros para protegerse contra la volatilidad de las tasas de cambio. • Fondos de reserva: establecer fondos de reserva para cubrir posibles déficits financieros durante periodos de inestabilidad económica.
4. Regulatorios	• Acuerdos de estabilidad: firmar acuerdos con gobiernos locales para asegurar un entorno regulatorio estable. • Seguros contra riesgos políticos: adquirir seguros que cubran riesgos como expropiación, cambios regulatorios adversos y conflictos civiles. • Participación en políticas públicas: colaborar con gobiernos para influir en la creación de políticas favorables al desarrollo del proyecto.
5. Diseño	• Gestión de proyectos profesional: contratar gestores de proyectos con experiencia para asegurar la finalización a tiempo y dentro del presupuesto. • Contratos de precio fijo: utilizar contratos de precio fijo para evitar sobrecostos. • Supervisión independiente: contratar auditores independientes para supervisar el progreso y la calidad del diseño.
6. Construcción	• Evaluaciones de impacto ambiental: realizar estudios detallados para identificar y mitigar los efectos negativos sobre el medio ambiente. • Planes de manejo ambiental: implementar estrategias específicas para minimizar los impactos ambientales durante la construcción. • Monitoreo continuo: establecer sistemas de monitoreo para asegurar el cumplimiento de las normativas ambientales.
7. Operación y mantenimiento	• Mantenimiento preventivo: implementar programas de mantenimiento preventivo para reducir el tiempo de inactividad. • Capacitación continua: capacitar continuamente al personal en las mejores prácticas de operación y mantenimiento. • Monitoreo remoto: utilizar tecnologías de monitoreo remoto para detectar y solucionar problemas rápidamente.
8. Licencias y permisos	• Procesos de permisos acelerados: trabajar con autoridades locales para establecer procesos de permisos más rápidos y eficientes. • Cumplimiento normativo proactivo: implementar sistemas de gestión que aseguren el cumplimiento continuo de las normativas. • Capacitación y desarrollo: capacitar al personal en regulaciones y procedimientos para asegurar el cumplimiento.
9. Mercado	• Contratos a largo plazo: establecer contratos de suministro a largo plazo para asegurar la demanda. • Diversificación de mercados: expandir la base de clientes para reducir la dependencia de un solo mercado. • Monitoreo de precios: implementar sistemas de monitoreo de precios para ajustar estrategias de venta según las condiciones del mercado.
10. Macroeconómicos	• Diversificación de fuentes de financiamiento: involucrar tanto a inversores públicos como privados para reducir la dependencia de una sola fuente. • Coberturas de tipo de cambio: utilizar instrumentos financieros para protegerse contra la volatilidad de las tasas de cambio. • Fondos de reserva: establecer fondos de reserva para cubrir posibles déficits financieros durante periodos de inestabilidad económica.

11. Predial	• Adquisición temprana de terrenos: identificar y adquirir terrenos necesarios para el proyecto en etapas tempranas para evitar retrasos. • Negociaciones transparentes: realizar negociaciones justas y transparentes con los propietarios de los terrenos. • Compensaciones adecuadas: ofrecer compensaciones justas a los propietarios afectados por la adquisición de terrenos.
12. Económico	• Análisis de viabilidad económica: realizar estudios de viabilidad económica para asegurar la rentabilidad del proyecto. • Planes de contingencia: desarrollar planes de contingencia para enfrentar posibles fluctuaciones económicas. • Monitoreo económico: Implementar sistemas de monitoreo para seguir de cerca las condiciones económicas y ajustar estrategias según sea necesario.
13. Cambiario	• Coberturas cambiarias: utilizar instrumentos financieros como futuros y opciones para protegerse contra la volatilidad cambiaria. • Diversificación de monedas: realizar transacciones en múltiples monedas para reducir el riesgo cambiario. • Monitoreo de mercados: seguir de cerca los mercados cambiarios para anticipar y reaccionar a las fluctuaciones.
14. Liquidez	• Líneas de crédito: establecer líneas de crédito con instituciones financieras para asegurar acceso a fondos en caso de necesidad. • Gestión de efectivo: implementar prácticas eficientes de gestión de efectivo para mantener una liquidez adecuada. • Reservas de liquidez: mantener reservas de liquidez para enfrentar imprevistos financieros.
15. Fuerza mayor	• Seguros contra desastres: adquirir seguros que cubran eventos de fuerza mayor como desastres naturales. • Planes de respuesta a emergencias: desarrollar y mantener planes de respuesta a emergencias para minimizar el impacto de eventos imprevistos. • Evaluaciones de riesgos: realizar evaluaciones periódicas de riesgos para identificar y mitigar posibles eventos de fuerza mayor.
16. Cambio climático	• Evaluaciones de impacto climático: realizar estudios para identificar los posibles impactos del cambio climático en el proyecto. • Adaptación climática: implementar medidas de adaptación para reducir la vulnerabilidad del proyecto al cambio climático. • Monitoreo climático: establecer sistemas de monitoreo para seguir de cerca las condiciones climáticas y ajustar estrategias según sea necesario.
17. Comercial	• Estudios de mercado: realizar estudios de mercado para entender la demanda y ajustar la oferta del proyecto. • Estrategias de marketing: desarrollar estrategias de marketing efectivas para promover el proyecto • Diversificación de productos: ofrecer una variedad de productos o servicios para atraer a diferentes segmentos del mercado.

Fuente: Adaptado de CONPES 4177

C.4 | Mecanismos contractuales para mitigar riesgos contractuales

Tabla A C5. Mecanismos para mitigar y gestionar los riesgos contractuales en proyectos de hidrógeno en Colombia

Mecanismos contractuales para mitigar y gestionar los riesgos contractuales	
Descripción y función	
Seguros	El contrato de seguro es solemne y se perfecciona con la póliza. Un asegurador asume los riesgos derivados de un contrato y el tomador se los traslada a cambio de una prima. Si el riesgo se materializa, el tomador se libera de las consecuencias y la aseguradora responde según lo pactado. Su función es garantizar un capital para cubrir la pérdida o daño que pueda ocurrir durante la ejecución de un contrato.
Garantías	Es un mecanismo para reforzar el cumplimiento de las obligaciones contractuales. Asegura el cumplimiento de diversas obligaciones que surgen de un contrato. Las garantías pueden ser reales, recayendo sobre un bien (activos del proyecto, acciones del vehículo corporativo, o flujos de dinero), o personales, donde un tercero asume la obligación. Pueden ser accesorias a la obligación principal o negocios jurídicos principales y autónomos.
Cláusula Penal	La cláusula penal asegura el cumplimiento de una obligación. Es un acuerdo entre las partes sobre la estimación de los perjuicios compensatorios o moratorios en caso de incumplimiento o mora. Aunque generalmente estima anticipadamente los perjuicios, también puede servir de apremio al deudor para lograr el adecuado cumplimiento de la prestación, y de garantía o caución.
Eventos Eximentes de Responsabilidad	Son eventos extraordinarios, ajenos a las partes, que ocurren inesperadamente y afectan la capacidad de cumplir con sus obligaciones. Las partes de un contrato pueden pactar cláusulas eximentes de responsabilidad, acordando que, ante estos eventos que generen incumplimiento o retraso en las obligaciones del contrato, no habrá responsabilidad ni indemnizaciones mutuas.
Multas	Las partes pueden pactar multas en contratos que involucren cronogramas en obras civiles. Las multas son sanciones económicas que buscan conminar al cumplimiento del contrato, actuando como un mecanismo disuasivo para que las partes se esfuercen en cumplir lo pactado.
Cláusula de revisión	La cláusula de revisión permite que las partes revisen los términos del contrato ante circunstancias imprevistas que resulten excesivamente gravosas y alteren el equilibrio económico del contrato, poniendo en riesgo su ejecución. Esta cláusula permite hacer modificaciones para reestablecer dicho equilibrio. Ejemplos incluyen desviaciones en la tasa de cambio o fluctuaciones en precios de equipos o servicios. Si no se pacta, se puede acudir al juez competente para revisar y decidir sobre el contrato.
Cláusula de cambio regulatorio	La cláusula de cambio regulatorio establece acuerdos y acciones frente a cambios legales y regulatorios durante la ejecución de un contrato que puedan afectarlo. Las partes determinan si dichos cambios permiten revisar, modificar o terminar el contrato sin indemnización.
Cláusula de Bancabilidad y toma de control	La cláusula de bancabilidad permite realizar modificaciones necesarias para que los contratos de un proyecto sean "bancables" y viabilizar su cierre financiero en los mejores términos. La cláusula de toma de control permite a los financiadores, en caso de incumplimiento de pago, tomar control del vehículo corporativo o proyecto para ejercer como "señor y dueño" y asegurar el pago de la deuda.

Tipos	
Seguros	• Seguro de responsabilidad civil extracontractual: Cubre los daños causados a terceros o sus bienes durante o como consecuencia de la ejecución de un proyecto de hidrógeno y/o sus derivados. • Seguro de calidad: Tipo de póliza que protege a las partes del contrato en relación con la calidad de la obra, vicios ocultos de la construcción, o de los servicios prestados, asegurando que cumpla los estándares de calidad establecidos en el contrato. • Seguro de pago de salarios: este tipo de póliza tiene por objeto garantizar el pago de salarios, indemnizaciones, aportes a seguridad social y prestaciones sociales de los empleados que participan en la construcción y ejecución del proyecto. • Seguro de cumplimiento de pago: garantiza que el deudor cumpla sus obligaciones financieras derivadas del contrato en cuestión. Tiene como finalidad garantizar que el pago se realice dentro de los términos establecidos en el contrato.
Garantías	• Garantía Bancaria: es un instrumento a través del cual una institución financiera garantiza y asume el compromiso incondicional e irrevocable de pagar hasta el monto garantizado las obligaciones a cargo del ordenante, en caso de que las incumpla. • Aval Bancario: es un instrumento a través del cual una institución financiera garantiza en su calidad de avalista el pago de las obligaciones a cargo del avalado y están contenidas en un título valor. • Carta de Crédito Stand by: es un instrumento financiero a través del cual una institución financiera se compromete, directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones a cargo de la contraparte. • Fiducia en Garantía: es un contrato mediante el cual el deudor (fiduciante) transfiere la propiedad de un bien a una entidad fiduciaria, como pueden ser los dineros asociados a las obligaciones de pago, para que esta última los administre y garantice o respalde el cumplimiento de la obligación correspondiente. • Garantía Mobiliaria: Se trata de un contrato principal en el que se acuerda varios bienes (como las acciones o los contratos) en garantía específicos, sobre activos circulantes, o sobre la totalidad de los bienes en garantía del garante, presentes o futuros, corporales o incorporales, o sobre los bienes derivados o atribuibles de los bienes en garantía susceptibles de valoración pecuniaria.
Cláusula Penal	• Compensatoria: Es la regla general para indemnizar al acreedor por incumplimiento contractual, reemplazando la obligación principal o resarciendo perjuicios directos. El acreedor puede solicitar el pago o el cumplimiento de la obligación, pero no ambos. Se usa como "cláusula de salida" permitiendo la terminación unilateral del contrato, asumiendo el pago compensatorio acordado. • Remuneratoria: tiene como propósito indemnizar el agravio que la simple demora en el cumplimiento de la obligación pudiera ocasionar. Además de exigir el pago asociado, permite la posibilidad del acreedor de exigir igualmente el cumplimiento de la obligación.
Eventos Eximentes de Responsabilidad	• Fuerza Mayor o caso fortuito: Son eventos imprevisibles e irresistibles de la naturaleza o de terceros que impiden cumplir obligaciones contractuales, siempre que sean ajenos a las partes y ocurran sin culpa o negligencia. En Colombia, estos eventos cumplen con el artículo 64 del Código Civil y el artículo 1º de la Ley 95 de 1890. Esta norma de orden público se aplica a cualquier contrato, incluso sin pacto expreso. • Eventos Eximentes de Responsabilidad: Son hechos o circunstancias acordadas por las partes que no cumplen con los requisitos de fuerza mayor, ya que no imposibilitan absolutamente el cumplimiento de la obligación, pero sí lo dificultan. Por voluntad de las partes, estos eventos pactados eximen de responsabilidad por el incumplimiento total o parcial de sus obligaciones.

Anexo D

D.1 | H2Global

D.1.1 | Descripción

Europa reconoce la importancia del hidrógeno de bajas emisiones para cumplir sus objetivos climáticos y consolidar su liderazgo en el mercado global. Sin embargo, la implementación avanza lentamente debido a la incertidumbre regulatoria y la brecha entre los objetivos políticos y el estado del mercado. H2Global, creado en Alemania, busca establecer condiciones para impulsar su desarrollo y fortalecer el crecimiento del sector y parte del siguiente análisis de la brecha en el mercado, H2Global (2023):

- **Demanda:** se prevé un crecimiento sustancial en la demanda de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, con Alemania anticipando entre 56 y 93 TWh adicionales para 2030. Para 2045, la demanda total del país podría oscilar entre 528 y 1364 TWh.
- **Capacidad de producción:** la capacidad de electrólisis instalada en Alemania es muy baja (0.1 GW a mediados de 2023). Aunque el objetivo se ha duplicado a 10 GW para 2030, seguirá siendo insuficiente para satisfacer la demanda. Alemania deberá importar entre 30 y 67 TWh de hidrógeno para 2030.
- **Necesidades de inversión:** se requieren inversiones masivas en toda la cadena de valor para satisfacer la demanda de hidrógeno limpio. Solo para cubrir el déficit de importación alemán en 2030, se necesitan entre 11 y 25 mil millones de euros en electrólisis y entre 17 y 44 mil millones de euros en plantas de energía renovable.
- **Perspectiva de la Unión Europea, UE:** se tiene el ambicioso objetivo de producir e importar 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable anualmente a partir de 2030. Se estima que se necesitarán alrededor de 350 GW de capacidad de electrólisis en la UE y los países importadores.

En la creación del programa H2Global se identifica las condiciones marco necesarias para el crecimiento del mercado, así:

- **Mercados y comercio:** es necesario desarrollar mercados de hidrógeno eficientes y transparentes.
- **Esquema de Comercio de Emisiones, Precio del Carbono y Mecanismo de Ajuste en Frontera de Carbono:** estos instrumentos pueden incentivar la producción y el uso de hidrógeno renovable.
- **Normalización y certificación:** se necesitan estándares claros y sistemas de certificación para garantizar la calidad y el origen renovable del hidrógeno.
- **Aprendizaje de la experiencia con los mercados de gas:** se pueden aplicar lecciones de la experiencia en los mercados de gas para desarrollar el mercado de hidrógeno.

H2Global ofrece una visión optimista sobre el potencial del hidrógeno renovable, pero resalta la necesidad de una acción política decidida y de altas inversiones para superar los desafíos actuales y aprovechar las oportunidades que ofrece el sector.

D.1.2 | Características

Las siguientes son las principales características del programa, H2Global (2023):

- Es un instrumento basado en la competencia para promover el desarrollo del mercado del hidrógeno renovable a escala industrial.

- El programa actúa como intermediario entre productores y consumidores, ofreciendo contratos a largo plazo a los productores y contratos a corto plazo a los consumidores.
- Este instrumento proporciona seguridad de inversión a los productores y genera información real de precios para fomentar un mercado transparente.
- H2Global compensa la diferencia de precio entre la oferta y la demanda con fondos públicos, disminuyendo gradualmente los subsidios a medida que el mercado madura.
- El primer fondo de H2Global, con 900 millones de euros, es financiado por el Ministerio Federal Alemán de Asuntos Económicos y Acción Climática (BMWK) y se centra en la adquisición de amoníaco renovable, metanol renovable y combustible de aviación sostenible (eSAF).

D.1.3 | Funcionamiento

El programa se constituye mediante la Fundación H2Global, que es una entidad sin ánimo de lucro. La operación se realiza a través de la subsidiaria Hintco, que actúa como intermediaria entre los productores internacionales y los compradores europeos. Esta empresa firma contratos de compra a largo plazo (10 años) con los productores, asegurando precios estables, y vende mediante subastas a corto plazo a los consumidores, ajustándose a las dinámicas del mercado, Bauer, F. et al. (2023); H2Global (2023). El mecanismo de doble subasta se caracteriza por:

- **Subasta de compra:** se adjudican contratos a productores que ofrezcan los precios más bajos por el hidrógeno verde o sus derivados (amoníaco, metanol, SAF), H2Global (2023).
- **Subasta de venta:** los compradores (industria, energía, transporte) compiten por adquirir los productos al precio más alto posible.
- **La diferencia entre ambos precios** es cubierta con subvenciones públicas, optimizando el uso de los fondos destinados al programa, Bauer, F. et al. (2023).

D.1.4 | Financiamiento y escalabilidad

La primera ventana de financiamiento contó con 900 millones de euros para importaciones desde fuera de la Unión Europea / Asociación de Libre Comercio Europea, (EFTA, por sus siglas en inglés), H2Global (2023). En 2023, se anunció una segunda ventana de 3.500 millones de euros, ampliando el alcance a proyectos dentro de la UE y diversificando productos. Alemania planea invertir más de 5.000 millones de euros en compras internacionales hasta 2036, integrando H2Global como pilar del Banco Europeo del Hidrógeno.

La subsidiaria Hintco absorbe el riesgo de las fluctuaciones de los precios, reduciendo la incertidumbre para inversionistas, H2Global (2023). Los fondos públicos solo se desembolsan luego de la entrega física, evitando subsidios a activos no operativos, Bauer, F. et al. (2023).

D.1.5 | Criterios técnicos y sostenibilidad

El enfoque inicial prioriza como productos el amoníaco verde, el metanol y los combustibles de aviación sostenibles (SAF) por su viabilidad logística y tecnológica, H2Global (2023). Aun así, se ofrece flexibilidad en el programa para incluir nuevos derivados (como el hidrógeno líquido) en futuras subastas.

Se establece dentro del programa el requerimiento de cumplir los criterios de la Directiva de Energías Renovables de la UE (RED II) y los actos delegados para garantizar la trazabilidad del origen verde de los productos, H2Global (2023). En este aspecto, la adopción de certificaciones internacionales¹⁰⁵ para productos de bajas emisiones desempeña un papel central para H2Global.

D.1.6 | Impacto estratégico y proyección

H2Global genera señales de precios transparentes, que contribuyen en la consolidación de índices de referencia¹⁰⁶ y contratos bilaterales, Bauer, F. et al. (2023). El programa también permite atraer capital privado mediante condiciones de seguridad contractual, como lo ofrecen algunos proyectos en desarrollo actual que buscan crear nodos industriales integrados¹⁰⁷.

El programa H2Global incentiva la diversificación geográfica, fomentando alianzas entre países importadores y exportadores (como Egipto, Chile, Australia) para asegurar las cadenas de suministro y reducir las dependencias. En Latinoamérica, se explora replicar el modelo mediante programas como *Team Europe*¹⁰⁸ en Chile, usando contratos por diferencia¹⁰⁹. Además, ofrece las condiciones para incentivar la escalabilidad tecnológica en el sector y promueve la adaptación y la construcción de nueva infraestructura.

10.1.1 | Mitigación de riesgos a través del programa H2Global y sus proyectos

Mitigación de riesgos mediante instrumentos innovadores

- Garantías de compra a largo plazo: H2Global, a través Hintco, firma contratos de compra a largo plazo (hasta 10 años) con productores internacionales, asegurando precios estables y reduciendo el riesgo de mercado. Este mecanismo es coherente con la recomendación de utilizar acuerdos de compra para asegurar la demanda, Bauer, F. et al. (2023); H2Global (2022); OECD/The World Bank (2024).
- Subvenciones dinámicas: la compensación pública de la diferencia entre los precios de compra (bajos) y venta (altos) actúa como un mecanismo de ajuste automático, optimizando el uso de fondos públicos. Esto minimiza el costo fiscal por tonelada de hidrógeno verde, alineándose con la eficiencia financiera sugerida, Bauer, F. et al. (2023); H2Global (2022).

Coordinación internacional y estandarización

- Ventanas de financiamiento flexibles: la estructura modular de H2Global permite adaptar criterios por región (por ejemplo, de la UE versus socios globales) y producto (amoníaco, SAF), facilitando alianzas con iniciativas como el Banco Europeo del Hidrógeno y programas en Países Bajos (EUR 300 millones), Bauer, F. et al. (2023); OECD/The World Bank (2024). Esto refleja la necesidad de plataformas colaborativas destacada en los análisis para mejorar las condiciones de financiación.
- Certificación armonizada: H2Global basa sus criterios de sostenibilidad en la Directiva RED II de la UE, estableciendo un referente para la trazabilidad internacional. Este enfoque responde a la urgencia de estandarizar certificaciones, reduciendo el riesgo regulatorio, Bauer, F. et al. (2023); H2Global (2022).

Escalabilidad y atracción de capital privado

- Efecto catalítico: al asegurar ingresos estables para productores, H2Global reduce el WACC (costo promedio de capital) de proyectos, atrayendo inversión privada. Por ejemplo, la primera ventana (EUR 900 millones) movilizó proyectos en Egipto y Omán, con una relación público-privada de 1:3 H2Global (2022); OECD/The World Bank (2024).
- Paquetes de riesgo integrados: la combinación de subvenciones, garantías contractuales y seguros tecnológicos, le permite a H2Global abordar múltiples riesgos (por ejemplo: el riesgo cambiario mediante contratos en euros), coincidiendo con la recomendación de instrumentos combinados Bauer, F. et al. (2023); OECD/The World Bank (2024).

Adaptación a mercados emergentes

- Enfoque en países socios: el 50 % de los proyectos de H2Global se ubican en economías emergentes y países en desarrollo (como Marruecos y Namibia), utilizando cláusulas de alineación con los ODS para asegurar el desarrollo local. Esto implementa la prioridad del informe de integrar beneficios socioeconómicos, H2Global (2022); OECD/The World Bank (2024).
- Mitigación de riesgos políticos: las colaboraciones con MIGA (Multilateral Investment Guarantee Agency) para los seguros multilaterales en proyectos protegen en países de África contra la expropiación y la transferencia de divisas, abordando el alto riesgo país, OECD/The World Bank (2024).

10.1.2 | Retos y oportunidades de mejora

- Volúmenes iniciales limitados: la primera ventana (EUR 900 M€) cubre solo el 2 % de la demanda alemana proyectada para 2030. No obstante, la ampliación a EUR 3.500 M€ en 2023 y la integración en el Hydrogen Accelerator de la UE podrían escalar el impacto, Bauer, F. et al. (2023); H2Global (2022).
- Armonización regulatoria pendiente: aunque H2Global usa estándares RED II, la falta de certificaciones globales unificadas

105. En América Latina se ha avanzado en la creación de un esquema de certificación bajo el Sistema Regional de Certificación de Hidrógeno y sus Derivados, CertHILAC para productos de bajas emisiones.

106. Por ejemplo, HYDRIX de EEX

107. Un ejemplo de este tipo proyectos es Hy5, en el norte de Alemania.

108. Team Europe Initiative (TEI)

109. Contratos por diferencia en Chile

- (por ejemplo, las discrepancias entre la UE y Estados Unidos sobre el hidrógeno limpio) aún genera incertidumbres. Se requiere mayor diálogo en foros como el Hydrogen Action Pact del G7, OECD/The World Bank (2024).
- H2Global tiende un puente práctico entre las recomendaciones teóricas para bajar los niveles de riesgo y su implementación: su modelo híbrido (subastas + subvenciones dinámicas + alianzas multilaterales) ofrece un prototipo replicable para reducir riesgos sistémicos.
 - Apoyo financiero a largo plazo: facilitar el acceso a mecanismos de financiación que apoyen el desarrollo de proyectos a largo plazo es clave para acelerar su implementación y mitigar los riesgos.
 - Infraestructura y logística: aprovechar la infraestructura existente (como en el proyecto Scatec de Egipto), incluidos los puertos y la red eléctrica nacional para la transmisión de electricidad, es crucial para que los proyectos sean operativos.
 - Compromiso firme: el apoyo regulatorio y financiero gubernamental a la economía del hidrógeno verde, combinado con el compromiso de los socios, representan un soporte fundamental para la implementación exitosa de los proyectos.

El mejoramiento del impacto del programa H2Global puede impulsarse a través de medidas como:

- Escalamiento de la financiación mediante coaliciones con DFIs (como el Banco Mundial y el BID).
- Integración de las cláusulas de justicia energética en contratos con mercados emergentes y países en desarrollo.
- Liderazgo de la estandarización global de certificaciones a través de iniciativas como *CertH2Global*.

Este enfoque posiciona a H2Global no solo como una herramienta nacional, sino como un eje de la arquitectura financiera global para el hidrógeno limpio.

D.2 | Casos de éxito de Política pública

Tabla A D1. Casos de política pública de apoyo a proyectos de hidrógeno

País	Descripción
Uruguay	La Resolución Presidencial 294 de 2022 estableció el Programa H2U, administrado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, para impulsar el desarrollo del hidrógeno verde. Este programa incluye componentes de innovación, inversión y regulación. Se creó el fondo sectorial de hidrógeno para apoyar proyectos innovadores y de investigación, se implementaron incentivos fiscales y tarifas especiales de energía eléctrica, y se emitirá regulación para la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno, estableciendo estándares técnicos y de seguridad claros. Como resultado del Programa H2U, el Fondo Sectorial del Hidrógeno Verde seleccionó un proyecto relacionado con el transporte de carga pesada y la mezcla de hidrógeno con gas natural, financiado con hasta 10 millones de dólares. Además, Uruguay ha celebrado memorandos de entendimiento para la cooperación internacional con países como Alemania y la Unión Europea. Con el apoyo de agencias internacionales¹¹⁰, Uruguay está coordinando la contratación de consultorías para estudios específicos sobre la disponibilidad y el uso sostenible de recursos, entre otras temáticas.
Chile	El gobierno chileno ha establecido el Fondo de Garantía para el Desarrollo de Hidrógeno Verde y sus derivados, con un capital inicial de USD 1000 millones provenientes de préstamos y aportes internacionales, incluyendo la Unión Europea y la Corporación de Fomento a la Producción (CORFO). Este fondo, operativo desde el segundo semestre de 2024, busca desarrollar la demanda local y generar capacidades de producción nacional para la exportación de hidrógeno. Desde 2024, Chile ha implementado mecanismos para impulsar la industria del hidrógeno, como la asignación de terrenos para proyectos de hidrógeno verde. El primer proceso de asignación de terrenos fiscales se cerró en 2024, y la segunda convocatoria se realizará en 2025. CORFO juega un papel crucial en la promoción de la industrialización y la actividad productiva del país.
Brasil	Brasil creó el programa nacional de hidrógeno que contempla 41 millones de dólares para la promoción del hidrógeno, incluyendo la creación de hubs de hidrógeno bajo en carbono. Brasil desarrolló un marco legal con la Ley 14.948 y la Ley 14.990 de 2024, que introducen dos incentivos fiscales: (i) un régimen especial de incentivo a la producción de hidrógeno bajo en carbono y (ii) captación de fondos mediante la emisión de títulos de deuda con tasas favorables; y el Programa de Desarrollo de Hidrógeno con Bajas Emisiones, otorgando créditos fiscales a productores y compradores de hidrógeno.

110. Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) y el Banco de Desarrollo para América Latina.

Paraguay	En 2024 se expidió la estrategia nacional para la economía del hidrógeno verde, que contempla la creación de hubs para la producción de hidrógeno y sus derivados. Paraguay posee un régimen especial de zonas francas, el cual señala que estas zonas están exentas de tributos nacionales, departamentales y municipales, además de otros beneficios tributarios y fiscales, lo que las convierte en un atractivo para el desarrollo de proyectos de hidrógeno.
Estados Unidos	La Ley de Reducción de la Inflación, que ofrece subsidios e incentivos para proyectos de hidrógeno limpio que inicien construcción antes de 2033. El Programa Energía Rural brinda asistencia financiera a productores agrícolas y pequeñas empresas rurales para sistemas de energía renovable, incluyendo hidrógeno. Los proyectos de energía renovable para el Programa de Préstamos y Subvenciones Garantizados para Sistemas de Energía Renovable y Mejora de la Eficiencia Energética incluyen energía eólica, solar, de biomasa y geotérmica, e hidrógeno derivado de biomasa o agua utilizando fuentes de energía eólica, solar o geotérmica. Estas subvenciones se limitan al 25% del costo del proyecto propuesto y una garantía de préstamo que no puede exceder los 25 millones de dólares. Por último, la Ley de Infraestructura Bipartidista asigna 8 mil millones de dólares para desarrollar “centros” regionales de hidrógeno limpio, con siete centros anunciados en 2023. La idea de estos centros es ubicar una red de productores de hidrógeno limpio cerca de potenciales consumidores de hidrógeno limpio, conectados por la infraestructura necesaria.
Unión Europea	La Unión Europea incentiva el desarrollo del hidrógeno mediante políticas y mecanismos como los valles de hidrógeno, que aglomeran iniciativas industriales con apoyo público y privado, incluyendo fondos para la innovación como Clean Hydrogen Partnership's e Innovation Fund. También existen sandboxes regulatorios que apoyan la innovación y el escalamiento del hidrógeno verde, permitiendo a las empresas probar nuevas tecnologías y modelos de negocio en un entorno controlado. En Alemania, los créditos condonables bajo el Marco temporal de crisis y transición, alivianan la financiación de tecnologías para electrolizadores mediante dos mecanismos: créditos subvencionados (con tipos de interés favorables) y garantías de préstamos (el gobierno sirve de garante), reduciendo la carga financiera y facilitando el acceso a la financiación.

