International Hydrogen Ramp-up Program – H2Uppp

HIDRÓGENO VERDE EN COLOMBIA - ESTUDIO DE MERCADO Y REGULACIÓN - PROYECTO AKUAIPPAHY

Resumen Ejecutivo: Componente de Regulación y Mercado

The International Hydrogen Ramp-up Program (H2Uppp) is supporting entrepreneurial engagement in the ramp-up of hydrogen in the Global South and is a funding program of the:

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

Implementation by:

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

VIRIDI

El International Hydrogen Ramp-up Programme (H2Uppp) apoya la participación empresarial en el desarrollo del hidrógeno en el Global South. Es un programa de financiación del Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWE), implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Como empresa de propiedad federal, GIZ apoya al Gobierno alemán en el cumplimiento de sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo del Federal Ministry of Economic Affairs and Energy

Domicilios registrados
Bonn and Eschborn, Germany

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Deutschland
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn, Deutschland
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de

Responsables:

Dirección del estudio:
Alejandro Lucio Chaustre – Director Ejecutivo – Óptima Consultores

Coordinación general
Katherine Castaño – Subdirectora de Licitaciones y Estudios Integrales – Óptima Consultores

Equipo Consultor:
Alejandro Piñeros – Director de Regulación y Mercado
David Hidalgo – Consultor de Regulación y Mercado

Revisión Técnica:
Alejandro Piñeros – Director de Regulación y Mercado

Revisión integral y aseguramiento de la calidad:
Katherine Castaño – Subdirectora de Licitaciones y Estudios Integrales – Óptima Consultores

GIZ es responsable del contenido de esta publicación.

Diseño y diagramación:
peppermint werbung berlin gmbh, Berlin

Eschborn, septiembre2026

Declaración sobre el uso responsable de herramientas de inteligencia artificial

Las herramientas de inteligencia artificial se utilizaron en la preparación de este documento exclusivamente como recursos de apoyo para la edición lingüística, la traducción, la organización del contenido y la elaboración de materiales gráficos. Todo contenido elaborado con asistencia de inteligencia artificial fue sometido a revisión técnica y editorial humana, incluyendo la verificación de datos, fuentes y afirmaciones; la comprobación de su coherencia con los estudios y la documentación técnica de base; la revisión metodológica; y la evaluación crítica de los resultados, conclusiones y limitaciones. El equipo consultor asume plena responsabilidad técnica por el contenido de este documento

Esta declaración se incluye de conformidad con los principios de transparencia establecidos en el artículo 50(4) del Reglamento (UE) 2024/1689.

Tablas 5

Ilustraciones 5

RESUMEN EJECUTIVO 6

INTRODUCCIÓN 8

1 Descripción del Proyecto AkuaippaHy 9

2 Contexto de Mercado 11

2.1 Mercado nacional de hidrógeno y derivados 11

2.2 Pipeline nacional y posicionamiento del proyecto 13

2.3 Perspectivas de demanda nacional de derivados 14

3 Hubs Estratégicos para el Desarrollo de la Cadena de Valor PtX en Colombia 16

3.1 Hub La Guajira (Puerto Bolívar – Puerto Brisa) — Pilar energético 16

3.2 Hub Cartagena – Barranquilla: Transformación y salida internacional 18

3.3 Otros hubs complementarios 19

3.4 La brecha crítica para el desarrollo de moléculas renovables certificadas 19

4 Análisis de Mercados Internacionales 20

4.1 La demanda internacional se concentra en derivados de hidrógeno 20

4.2 Referentes competitivos en América Latina 22

4.3 Mercados europeos: ancla de demanda regulada 23

4.4 Mercados asiáticos: importadores estructurales 25

5 Benchmark de Proyectos Líderes: Lecciones para AkuaippaHy 27

6 Competitividad económica, brecha de precios y posicionamiento comercial 28

7 Hubs Logísticos Internacionales: Acceso a Mercados 29

8 Mecanismos Contractuales de Offtake y Bancabilidad 31

9 Marco Regulatorio Internacional: Barreras y Condiciones de Acceso 33

9.1 Acceso arancelario preferencial 33

9.2 Certificación RFNBO, CHCS y JOGMEC 34

9.3 Instrumentos regulatorios generadores de demanda 36

10 Evaluación Integral de Viabilidad: Perspectiva de FID y Bancabilidad 37

10.1 Viabilidad comercial 38

10.2 Viabilidad regulatoria 39

10.3 Viabilidad logística 40

10.4 Viabilidad financiera 40

11 Marco de riesgos y estrategias de mitigación 41

12 Condiciones Habilitantes para el Desarrollo de Proyectos PtX en Colombia 44

12.1 Ordenamiento territorial y acceso al suelo 44

12.2 Habilitación de infraestructura energética y electrólisis 45

12.3 Producción y transformación de moléculas renovables 46

12.4 Infraestructura logística y portuaria 46

12.5 Incentivos y mecanismos de promoción 47

12.6 Brechas regulatorias estructurales 48

13 Hoja de ruta de maduración hacia FID 49

14 Agenda de fortalecimiento regulatorio e institucional para consolidar a Colombia como plataforma exportadora PtX 51

15 Conclusiones 52

16 Referencias 55

Tablas

Tabla 2. Ficha descriptiva del proyecto AkuaippaHy 10
Tabla 3. Tabla comparativa de mercados europeos 24
Tabla 4. Benchmark de proyectos PtX líderes a escala global y lecciones para AkuaippaHy 27
Tabla 5. Corredor objetivo de precios de AkuaippaHy (CFR, contratos de largo plazo en mercados premium) 28
Tabla 7. Hubs logísticos internacionales y acceso a mercados para AkuaippaHy 30
Tabla 8. Mecanismos contractuales de Offtake 31
Tabla 9. Qué busca un financiador en un proyecto PtX? 32
Tabla 11. Incentivos tributario contemplados en la política pública, regulación y normativa colombiana 47
Tabla 12. Hoja de ruta hacia la decisión final de inversión 49
Tabla 13. Priorización de acciones para el fortalecimiento institucional 51

Ilustraciones

Ilustración 1. Cambio del cuello de botella: de la viabilidad tecnológica a la viabilidad comercial y financiera 8
Ilustración 2. Posicionamiento de AkuaippaHy 10
Ilustración 3. Demanda prospectiva de hidrógeno en Colombia 11
Ilustración 4. Existe mercado: demanda impulsada por regulación y descarbonización. 13
Ilustración 5. Hubs logísticos de Colombia 16
Ilustración 6. El cuello de botella real para Colombia: certificación, trazabilidad y demostración de atributos verdes. 20
Ilustración 7. Los hubs son más importantes que los países. 21
Ilustración 8. Roles regionales en el mercado de hidrógeno y derivados 21
Ilustración 9. Construcción del *Revenue Stack* y cierre de la brecha económica 29
Ilustración 10. Los FID Killers y la importancia de la calidad del offtaker. 32
Ilustración 11. La certificación como activo económico y no como requisito administrativo. 35
Ilustración 12. Factores críticos de éxito. 50

RESUMEN EJECUTIVO

La consultoría aborda la viabilidad del proyecto AkuaippaHy desde tres focos complementarios: técnico, ambiental, y regulatorio y de mercado. El presente alcance analiza los dos últimos y utiliza, para efectos del análisis, una configuración preliminar del proyecto de aproximadamente 400 MW de electrólisis, 460 MW de generación eólica y 540 MWp solar, con una producción estimada de 230–270 kt/año de amoníaco renovable o 220–250 kt/año de e-metanol. Estas capacidades son referenciales y serán definidas y optimizadas en el estudio técnico, junto con la configuración y ubicación de los componentes de la planta.

El análisis identifica una oportunidad concreta para desarrollar en La Guajira un proyecto Power-to-X de gran escala orientado principalmente a la exportación. Europa aparece como el mercado prioritario: Alemania, Países Bajos y España concentran señales relevantes de demanda asociadas a la descarbonización industrial y marítima. Rotterdam, Amberes-Brujas y Hamburgo ofrecen infraestructura de importación, almacenamiento, distribución y acceso a consumidores industriales y marítimos. La ruta Caribe–Europa presenta además una ventaja logística frente a proyectos de referencia ubicados en el Cono Sur.

Asia constituye un segundo mercado de interés, principalmente en Japón, Corea del Sur y Singapur, donde existen mecanismos de apoyo, infraestructura especializada y demanda potencial de amoníaco y e-metanol. Su desarrollo como destino comercial implica mayores distancias marítimas y una mayor exposición a las condiciones de tránsito por el Canal de Panamá. Por ello, el estudio plantea Europa como mercado inicial y Asia como una alternativa complementaria dentro de la estrategia comercial.

Entre las moléculas analizadas, el amoníaco renovable presenta actualmente la ruta de desarrollo más madura. Cuenta con un mercado internacional más amplio, infraestructura logística desarrollada y no requiere resolver el suministro de CO_2. El e-metanol ofrece una oportunidad comercial relevante, especialmente en el transporte marítimo, pero su desarrollo depende de disponer de CO_2 biogénico certificado y de cumplir requisitos adicionales de trazabilidad y contabilidad de carbono.

Los rangos de precios identificados permiten dimensionar la oportunidad comercial. Para contratos de largo plazo en mercados premium, el estudio estima USD 700–1.100/t para amoníaco renovable y USD 900–1.300/t para e-metanol, dependiendo de las condiciones regulatorias y comerciales. Estos rangos consideran, entre otros elementos, los efectos de los mecanismos RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism), ETS (Emissions Trading System) y FuelEU Maritime , así como los costos logísticos. La materialización de estos precios requiere una estructura de ingresos que combine contratos de largo plazo con los mecanismos de apoyo y atributos ambientales disponibles en cada mercado.

La brecha entre el costo de producción y el precio de las alternativas convencionales sigue siendo uno de los principales retos económicos. Los proyectos internacionales que han avanzado hacia la Decisión Final de Inversión (FID) recurren a estructuras de ingresos combinadas, incluyendo contratos de offtake, CfD (Contracts for Difference), H2Global u otros mecanismos de apoyo. Para AkuaippaHy, el cierre de esta brecha deberá definirse junto con la estrategia comercial y financiera.

Desde el punto de vista de la financiación, el principal vacío actual es la ausencia de contratos firmes de offtake. El estudio identifica como condición crítica cubrir aproximadamente 60–70% de la capacidad mediante compradores con suficiente calidad crediticia y contratos de largo plazo. Para una estructura de Project Finance también serán relevantes la duración de los contratos (con referencias de 15–20 años), las cláusulas take-or-pay, los mecanismos de indexación y la correspondencia entre los contratos de venta y el plazo de la deuda.

En materia regulatoria, no se identifica una barrera estructural que impida el desarrollo del proyecto, pero Colombia tampoco cuenta actualmente con un marco integrado específico para proyectos Power-to-X (PtX) de esta escala. La interacción entre regulación energética, ambiental, industrial, territorial, portuaria y de seguridad aumenta la complejidad del desarrollo. En La Guajira, la gestión predial, ambiental y territorial, incluida la consulta previa cuando corresponda, puede tener efectos relevantes sobre cronograma y costos.

La configuración energética y física definitiva del proyecto será materia del estudio técnico. Desde la perspectiva regulatoria y de mercado, el análisis señala que una solución off-grid con generación renovable dedicada ofrece actualmente la alternativa más robusta para demostrar el cumplimiento de los requisitos de adicionalidad y trazabilidad asociados a RFNBO. La solución deberá complementarse con una estrategia de suministro de agua y desalación y con una planificación temprana del licenciamiento ambiental.

En síntesis, el análisis regulatorio y de mercado identifica una oportunidad comercial concreta, pero también condiciones que deben resolverse para avanzar hacia FID. Las prioridades son asegurar offtakers estratégicos, definir el mecanismo de cierre de la brecha económica, confirmar las rutas de certificación, resolver el suministro de CO_2 para e-metanol, avanzar en la solución portuaria y logística y gestionar desde etapas tempranas los riesgos regulatorios y territoriales. El estudio técnico deberá posteriormente confirmar la configuración, capacidad y ubicación óptimas del proyecto sobre las cuales se desarrollará su estructuración definitiva.

INTRODUCCIÓN

El estudio evaluó de manera integral las condiciones de mercado, competitividad internacional, acceso a mercados, bancabilidad, logística, regulación y entorno institucional requeridas para el desarrollo de proyectos de e-metanol y amoníaco de bajas emisiones orientados a exportación desde Colombia.

Los análisis realizados permiten concluir que el principal desafío para proyectos PtX de escala industrial radica en la capacidad de estructurar proyectos que cumplan simultáneamente con los requisitos de acceso a mercados, certificación internacional, contratación de largo plazo y bancabilidad exigidos por inversionistas y financiadores; yendo mucho más allá de solo garantizar la viabilidad tecnológica de la producción de hidrógeno y sus derivados.

En este contexto, AkuaippaHy se posiciona como una iniciativa con condiciones favorables para participar en mercados internacionales de combustibles renovables, particularmente a partir de las ventajas competitivas que ofrece La Guajira en materia de recurso renovable, ubicación estratégica y potencial de integración con corredores logísticos de exportación.



Ilustración 1. Cambio del cuello de botella: de la viabilidad tecnológica a la viabilidad comercial y financiera
Fuente: elaboración propia, Optima Consultores (2026).[1]

El análisis concluye que el mercado objetivo prioritario para AkuaippaHy es la Unión Europea, con foco inicial en los hubs de Rotterdam y Amberes, por ser el mercado con mayor certeza regulatoria, gracias al marco RFNBO/RED III (Renewable Energy Directive) y al Reglamento FuelEU Maritime, la infraestructura logística más madura para recepción y distribución de

[1] La clasificación se apoya en los niveles de preparación tecnológica (TRL - Technology Readiness Level) publicados por la Agencia Internacional de Energía (IEA – International Energy Agency) [16] y en el estudio tecnoeconómico de Fraunhofer ISE [9]. La síntesis de amoníaco vía proceso Haber-Bosch opera a escala industrial desde el siglo XX (TRL 9). La electrólisis alcalina y PEM ha alcanzado madurez comercial en instalaciones individuales de hasta 200 MW; sin embargo, la experiencia en proyectos integrados de 400-500 MW articulados con síntesis de derivados es incipiente. La producción de e-metanol renovable cuenta con sus primeros referentes industriales desde 2025 (referencia: proyecto Kasso, Dinamarca, 52 MW de electrólisis PEM, 42 kt/año de metanol). La exportación marítima de amoníaco convencional es una práctica consolidada; la exportación de derivados renovables certificados bajo RFNBO se encuentra en sus primeras etapas comerciales. Es importante dejar claro que no todas tecnologías son maduras a cualquier escala, y que el cuello de botella del proyecto ha migrado de la disponibilidad tecnológica hacia la estructuración comercial y financiera

moléculas renovables, y los mecanismos de contratación de largo plazo más avanzados para soportar el FID. En cuanto a la secuencia de derivados, el estudio concluye que el amoniaco renovable es la ruta de entrada más adecuada para la primera fase de desarrollo, dado que combina mayor disponibilidad tecnológica, profundidad de mercado, infraestructura logística existente y menor dependencia de fuentes externas de carbono, lo que se traduce en menor complejidad de implementación en el corto plazo. El e-metanol emerge como la principal oportunidad comercial de mediano plazo, impulsado por la demanda naviera bajo FuelEU Maritime, aunque su desarrollo estará condicionado a la disponibilidad sostenible y trazable de CO_2 biogénico o capturado en el contexto del proyecto.

La electrólisis alcalina y PEM (Proton Exchange Membrane) ha alcanzado madurez comercial a escala de proyecto individual, con instalaciones operativas de hasta 200 MW. La síntesis de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch cuenta con décadas de experiencia industrial consolidada a cualquier escala relevante. La producción de e-metanol renovable cuenta con sus primeros referentes industriales operativos desde 2025. No obstante , en los tres casos, la experiencia en proyectos integrados de exportación a gran escala que articulan generación renovable, electrólisis, síntesis de derivados, logística portuaria y certificación de atributos verdes bajo un mismo esquema financiero es todavía incipiente. Es precisamente en esa integración donde residen los mayores retos de ejecución [9][16]. El desafío central se ha desplazado, por tanto, hacia la capacidad de estructurar proyectos que puedan demostrar demanda firme, cumplir estándares exigentes de certificación internacional y asegurar contratos bancables con contrapartes de calidad crediticia suficiente.

Premisa central del estudio

AkuaippaHy
La competitividad futura de los proyectos PtX no dependerá exclusivamente de la disponibilidad de recursos renovables o de la capacidad de producir hidrógeno a bajo costo. El factor determinante será la capacidad de desarrollar proyectos certificables, comercializables y financiables, capaces de acceder a mercados premium mediante contratos de largo plazo, cumplimiento regulatorio y estructuras de mitigación de riesgo compatibles con los requisitos de la financiación internacional.

1 Descripción del Proyecto AkuaippaHy

AkuaippaHy es una iniciativa de Viridi Energías Renovables orientada a la producción de e-metanol y amoníaco de bajas emisiones en La Guajira, Colombia, a partir de electrólisis alimentada con energía eólica y solar. Las configuraciones preliminares contemplan aproximadamente 460 MW eólicos y 540 MWp solares, con una capacidad de electrólisis estimada en torno a los 400 MW, capaz de producir entre 230-270 kt/año de amoníaco verde (NH_3) o 220-250 kt/año de e-metanol (CH_3OH). A diferencia de la mayoría de iniciativas nacionales enfocadas en aplicaciones industriales domésticas, AkuaippaHy ha sido concebido desde su origen como una plataforma de producción y exportación de derivados renovables orientada a mercados internacionales con exigencias crecientes de descarbonización, trazabilidad y certificación ambiental.

Tabla 1. Ficha descriptiva del proyecto AkuaippaHy

Fuente: Viridi Energías Renovables Colombia S.A.S. / GIZ H2Uppp (2026). Datos del proyecto AkuaippaHy.

Dimensión	Descripción
Localización	La Guajira, Colombia - Costa Caribe, acceso al Puerto Bolívar y Puerto Brisa
Recurso energético	Eólico clase mundial (Factor de planta >50%) + solar fotovoltaico híbrido
Productos	E-metanol (CH_3OH) y Amoníaco verde (NH_3) de bajas emisiones
Capacidad electrólisis	~400 MW (PEM/ALK), producción estimada 230-270 kt/año NH_3 o 220-250 kt/año e-MeOH
Configuración eléctrica	Off-grid con generación renovable dedicada (opción preferida para cumplimiento RFNBO)
Mercados objetivo	Unión Europea (ancla), Asia: Japón, Corea del Sur (expansión)
Desarrollador	Viridi Energías Renovables Colombia S.A.S.
Cooperación técnica	GIZ H2Uppp - International Hydrogen Ramp-up Program



Ilustración 2. Posicionamiento de AkuaippaHy

Fuente: elaboración propia, Óptima Consultores (2026).

El nombre del proyecto proviene de la lengua Wayuunaiki, el idioma del pueblo Wayúu que habita el territorio de La Guajira. El territorio donde se emplaza el proyecto concentra las mejores condiciones renovables de América Latina, con velocidades de viento de hasta 13 m/s a 100 metros de altura, factores de planta eólica superiores al 50% y sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos con más de 7.000 horas anuales de operación de electrolizadores, según el análisis de Fraunhofer ISE. Estas condiciones permiten alcanzar altos factores de utilización de la electrólisis, mejorar la competitividad de los derivados

producidos y posicionar a La Guajira como uno de los territorios con mayor potencial para integrarse a las cadenas globales de suministro de combustibles sintéticos renovables.

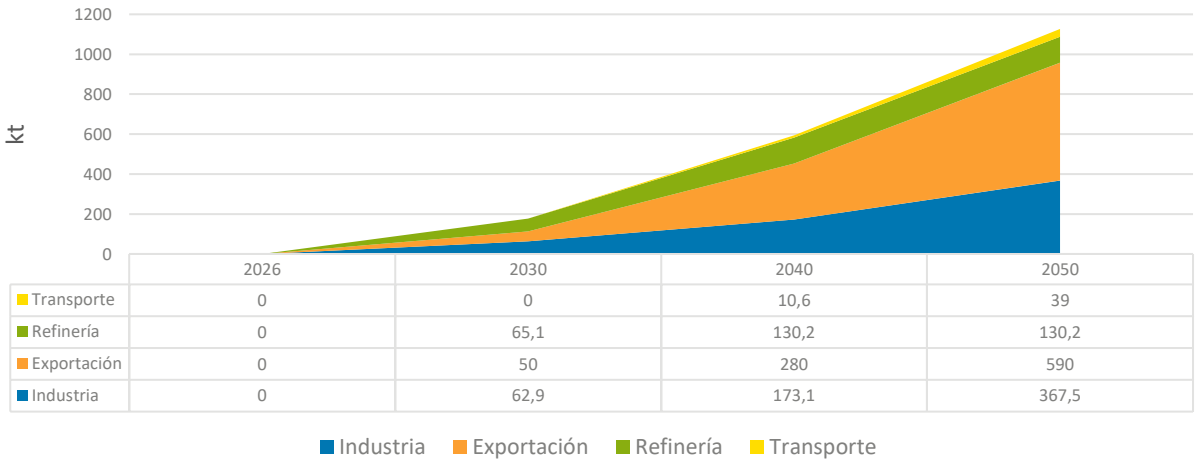
La configuración propuesta, basada en generación renovable dedicada (off-grid), responde además a la necesidad de facilitar el cumplimiento de estándares internacionales como RFNBO, particularmente en materia de adicionalidad, correlación temporal y trazabilidad de la energía renovable utilizada en el proceso productivo. En este sentido, el diseño del proyecto no solo busca optimizar variables técnicas y económicas, busca también maximizar su elegibilidad para acceder a mercados premium y mecanismos de financiación asociados a la transición energética global.

2 Contexto de Mercado

2.1 Mercado nacional de hidrógeno y derivados

La producción de hidrógeno en Colombia ha estado históricamente ligada a la demanda industrial local, abastecida casi íntegramente mediante reformado de metano con vapor (SMR - Steam Methane Reforming). De acuerdo con la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa del Ministerio de Minas y Energía, la demanda nacional de hidrógeno se ubicó en 2023 en torno a las 144 kilotoneladas (kt), distribuidas entre el sector de refinerías (132 kt), la producción de amoníaco (10 kt) y la industria alimenticia (1 kt). Esta cifra representó una ligera disminución respecto a las 150 kt de 2022, explicada por el desabastecimiento de gas natural. No obstante, el mercado continúa concentrado en usos industriales tradicionales y presenta una escala limitada frente a la capacidad de producción contemplada para proyectos PtX de exportación. [5]

En 2021 se registró el primer hito relevante de la transición nacional, cuando Yara inició la producción de hidrógeno en su planta de Cartagena, con una producción de 3,56 kt ese año, 20,59 kt en 2022 y 10 kt en 2023. La reducción entre 2022 y 2023 ilustra la dinámica estructural del mercado, ya que, cuando el precio del gas natural sube o su disponibilidad cae, la producción local de hidrógeno pierde competitividad frente a la importación de amoníaco, generando una sustitución de producción doméstica por compras externas. Esta relación directa entre costo del gas y volúmenes de importación de derivados explica las variaciones interanuales observadas y confirma la fragilidad del modelo productivo actual, basado en un insumo importado y volátil. Este proceso marcó el inicio de la transición desde un mercado enfocado exclusivamente en consumo industrial doméstico hacia un ecosistema orientado al desarrollo de nuevas cadenas de valor asociadas a combustibles renovables y derivados de hidrógeno [6]



	2026	2030	2040	2050
Transporte	0	0	10,6	39
Refinería	0	65,1	130,2	130,2
Exportación	0	50	280	590
Industria	0	62,9	173,1	367,5

Ilustración 3. Demanda prospectiva de hidrógeno en Colombia
Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, 2025 [5].

En prospectiva, la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa proyecta un crecimiento significativo de la demanda de hidrógeno en Colombia, con el componente exportador como principal motor. [5]

La proyección de crecimiento de la demanda nacional debe interpretarse principalmente como una señal de maduración del mercado y no como el principal impulsor económico de proyectos de gran escala. Incluso bajo escenarios de crecimiento acelerado, la mayor parte del potencial de demanda asociado a iniciativas como AkuaippaHy se encuentra en mercados internacionales, particularmente en aquellos donde la descarbonización está siendo impulsada por instrumentos regulatorios específicos para combustibles renovables.

Las cifras confirman que el crecimiento de la demanda no se concentra en el consumo doméstico de hidrógeno gaseoso, sino en derivados de mayor valor agregado orientados a la exportación. Para un proyecto de la escala de AkuaippaHy (con producción estimada del orden de 220-270 kt/año de e-metanol o amoníaco verde), el mercado local solo podría absorber una fracción limitada de la oferta incluso bajo supuestos de sustitución total de importaciones. La viabilidad comercial del proyecto depende, por tanto, de su inserción estructural en mercados internacionales con contratos de largo plazo. Esta tendencia es consistente con la evolución observada en los principales mercados PtX del mundo, donde el e-metanol y el amoníaco renovable están emergiendo como las moléculas con mayor potencial de escalamiento comercial debido a sus ventajas logísticas y a la creciente presión regulatoria para la descarbonización de sectores difíciles de abatir.

Colombia presenta una dependencia estructural de la importación de amoníaco y metanol, ambos utilizados como insumos industriales críticos. Yara, la única planta de producción de amoníaco del país, tiene capacidad para 130 kt/año, pero en 2023 produjo solo 83 kt debido a restricciones en el abastecimiento de gas natural. A esa producción se sumaron 43 kt importadas, provenientes principalmente de Trinidad y Tobago (cerca del 90%). Durante 2025, las importaciones de amoníaco alcanzaron las 108 kt a un valor FOB promedio de 0,47 USD/kg. Cabe destacar que, desde 2015, Colombia ha importado más de 650 kt de este insumo. [6]

El metanol, para el cual no existe producción nacional, alcanzó importaciones de 108 kt en 2023, 112 kt en 2024 y 108 kt en 2025. El origen del suministro muestra alta concentración en Trinidad y Tobago (fuente histórica de aproximadamente 750 kt desde 2015) y Estados Unidos (225 kt en el mismo periodo), lo que configura un riesgo de concentración de oferta. El metanol se destina principalmente a biocombustibles (transesterificación para biodiésel) y a cadenas químicas industriales, siendo las tres principales importadoras CI Acepalma (40%), Andino Chemical Colombia (25%) e Interquim S.A.S. (14%), más Ecopetrol con el 11%. [6]

El comportamiento de los precios fue particularmente revelador ya que el amoníaco importado pasó de 0,23 USD/kg en 2021 a cerca de 1,00 USD/kg en 2022, coincidiendo con el pico de la crisis energética europea provocada por el conflicto Rusia-Ucrania y el colapso del suministro de gas ruso, que encareció el gas natural (insumo fundamental para SMR) a escala global. Este episodio evidenció la vulnerabilidad estructural del mercado colombiano, pues su dependencia de importaciones de amoníaco producido a partir de gas natural lo expone directamente a choques de precios internacionales y disrupciones logísticas, creando un espacio económico para vectores de bajas emisiones producidos localmente a costos más estables. [6]

Para AkuaippaHy, la dependencia estructural de importaciones constituye una oportunidad directa, aunque no para encontrar un offtaker ancla, como se explicará posteriormente. En primer lugar, los volúmenes importados (108 kt de amoníaco y 108 kt de metanol en 2025) funcionan como precio techo de referencia para evaluar la competitividad del proyecto en el mercado doméstico. En segundo lugar, la volatilidad de los precios internacionales de derivados fósiles favorece la propuesta de valor de productos con costos de producción más estables, anclados en energía renovable. En tercer lugar, la concentración de proveedores (principalmente Trinidad y Tobago) introduce un riesgo de suministro que una alternativa local o regional de bajas emisiones podría mitigar parcialmente, especialmente en segmentos con objetivos ESG (Environmental, Social and Governance) o de trazabilidad.

La elevada dependencia de importaciones confirma la existencia de una demanda regional consolidada para estas moléculas; sin embargo, también evidencia que la competitividad de nuevos proyectos dependerá de su capacidad para competir frente a referencias internacionales de precio establecidas por productores de gran escala. En consecuencia, la oportunidad para

proyectos como AkuaippaHy no radica únicamente en sustituir importaciones, por cuanto es importante desarrollar productos renovables diferenciados capaces de capturar primas asociadas a descarbonización, trazabilidad y cumplimiento regulatorio.

El mercado colombiano constituye una señal positiva de demanda y evidencia oportunidades de sustitución parcial de importaciones; sin embargo, la escala económica de AkuaippaHy requiere una estrategia orientada principalmente a mercados internacionales, donde la demanda de e-metanol y amoníaco renovable está siendo impulsada por regulación, certificación y objetivos de descarbonización de largo plazo.



Ilustración 4. Existe mercado: demanda impulsada por regulación y descarbonización.
Fuente: elaboración propia con base en IEA (2024) [16], IRENA (2022) [17], Ministerio de Minas y Energía de Colombia [5] y Banco Mundial (2025) [8].[2]

2.2 Pipeline nacional y posicionamiento del proyecto

Existen varias fuentes de información que evidencian un conjunto de proyectos a ser desarrollados en los próximos años. La más nutrida de ellas es la de la Cámara de Hidrógeno y Gases renovables, sin embargo, una proporción importante de estas iniciativas corresponde a proyectos piloto, demostrativos o en etapas tempranas de conceptualización. Considerando únicamente los proyectos con mayor nivel de estructuración reportados por la Asociación Hidrógeno Colombia y GIZ, el país

[2] La Ilustración distingue entre instrumentos de aplicación directa, como el Reglamento (UE) 2023/1805 (FuelEU Maritime), Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 (RFNBO) y Reglamento (UE) 2023/956 (CBAM), y la Directiva (UE) 2023/2413 (RED III), cuyas obligaciones sectoriales de incorporación de hidrógeno renovable en industria y transporte dependen de la transposición a la legislación nacional de cada Estado miembro. Dicha transposición estaba pendiente en varios países clave al momento del cierre de este estudio, lo que introduce incertidumbre sobre el calendario de materialización de parte de la demanda proyectada. Los esquemas de certificación que acreditan el cumplimiento de los requisitos RFNBO (ISCC EU (International Sustainability and Carbon Certification), CertifHy, REDcert, Enagas GTS (Gestor Técnico del Sistema), entre otros) son desarrollados y operados por entidades privadas y públicas reconocidas por la Comisión Europea, no por la Unión Europea como conjunto institucional.

podría alcanzar hacia 2040 una capacidad agregada de electrólisis cercana a 18,15 GW, reflejando el creciente interés por desarrollar una economía basada en hidrógeno y moléculas renovables. [7]

- 10 proyectos operativos, con una capacidad conjunta de 2,64 MW.
- 1 proyecto con FID aprobada o en construcción: el proyecto CORAL de Ecopetrol (5 MW), orientado a abastecer la demanda de hidrógeno de la Refinería de Cartagena.
- 17 proyectos en etapa de estudios de factibilidad, que suman aproximadamente 8.431 MW de capacidad potencial.
- 8 proyectos en etapa conceptual o de prefactibilidad temprana, con una capacidad potencial cercana a 9.717 MW.

La distribución de proyectos por nivel de madurez evidencia que el sector colombiano se encuentra todavía en una fase temprana de desarrollo. Aunque existe un volumen significativo de iniciativas anunciadas, la mayor parte de la capacidad proyectada permanece en etapas de factibilidad, prefactibilidad o conceptualización, situación consistente con la evolución observada en otros mercados emergentes de hidrógeno a nivel internacional.

Entre los proyectos más avanzados destaca PROTIUM (HEVOLUCIÓN), el primer proyecto de escala industrial del país en alcanzar la decisión final de inversión (FID), con 2,3 MW de electrólisis orientados a producción de hidrógeno y amoníaco de bajas emisiones para usos industriales locales (movilidad, fertilizantes, industria alimenticia y química). Si bien su escala es significativamente inferior a la considerada para proyectos PtX de exportación, constituye un referente relevante para el desarrollo regulatorio, operativo y comercial del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.

El panorama tecnológico muestra preferencia por las tecnologías PEM y ALK (Alkaline electrolysis) entre los proyectos que ya han definido este aspecto, aunque el 60% aún no lo ha establecido. En cuanto a usos finales, los proyectos apuntan a refinerías, biocombustibles, movilidad y producción de amoníaco. Este patrón confirma que el mercado colombiano se encuentra actualmente concentrado en aplicaciones industriales domésticas, con una participación todavía limitada de proyectos orientados a la producción de derivados renovables para exportación.

En este contexto, AkuaippaHy presenta características diferenciales dentro del pipeline nacional. Mientras la mayoría de los proyectos colombianos se orientan al abastecimiento de demanda interna de hidrógeno o amoníaco, AkuaippaHy evalúa una estrategia basada en la producción de e-metanol o amoníaco de bajas emisiones con vocación exportadora, aprovechando las ventajas competitivas de La Guajira en materia de recurso renovable, ubicación geográfica y potencial cumplimiento de estándares internacionales de certificación. Esta aproximación permite explorar oportunidades asociadas a mercados internacionales donde la demanda de moléculas renovables está siendo impulsada por instrumentos regulatorios, objetivos de descarbonización y esquemas de contratación de largo plazo.

Enfoque diferenciado

El pipeline colombiano evidencia una creciente actividad en torno al hidrógeno de bajas emisiones; sin embargo, la mayoría de las iniciativas continúan enfocadas en aplicaciones industriales domésticas. AkuaippaHy se diferencia por evaluar una estrategia de producción de derivados renovables orientada a mercados internacionales, segmento que podría convertirse en una de las principales oportunidades de crecimiento para Colombia en la economía global PtX.

2.3 Perspectivas de demanda nacional de derivados

El estudio de análisis de cadenas de valor de derivados del hidrógeno elaborado por el Banco Mundial en colaboración con el Ministerio de Minas y Energía de Colombia proyecta la demanda futura de amoníaco y metanol de bajas emisiones bajo tres usos principales en cada caso, con escenarios alto y bajo. Estas proyecciones permiten identificar, además del tamaño potencial del mercado, los segmentos con mayor capacidad de adopción y crecimiento para moléculas renovables durante las próximas décadas. [8]

Para el amoníaco, los tres usos contemplados son: (i) fertilizantes directos, con tasas de sustitución del 4-8% en 2030 y 83-93% en 2050, generando una demanda de 3,8-9,7 kt en 2030 y 114-328 kt en 2050; (ii) sustitución de importaciones de urea (con equivalencia de amoníaco del 25% en peso), con demanda de 8,6-22 kt en 2030 y 260-748 kt en 2050; y (iii) combustible marítimo, con tasas de sustitución del 10-15% en 2030 y 56-76% en 2050, y una demanda de 0,3-1,2 kt en 2030 escalando a 154-531 kt en 2050. La demanda total de amoníaco de bajas emisiones se estima entre 13 y 33 kt en 2030, entre 103 y 292 kt en 2040, y entre 528 y 1.607 kt en 2050. El segmento marítimo, aunque pequeño en 2030, presenta la mayor pendiente de crecimiento y la mayor disposición a pagar, al estar impulsado por mandatos regulatorios obligatorios. El análisis evidencia que, aunque los fertilizantes y la sustitución de importaciones representan los principales motores iniciales de demanda, el combustible marítimo concentra el mayor potencial de crecimiento de largo plazo debido a la presión regulatoria creciente sobre el transporte internacional y a la necesidad de reducir emisiones en uno de los sectores más difíciles de descarbonizar. [8]

Para el metanol, los tres usos proyectados son: (i) biodiésel (65% de la demanda no marítima), con tasas de sustitución del 11-15% en 2030 y 48-61% en 2050, generando una demanda de 9-12 kt en 2030 y 49-57 kt en 2050; (ii) industria química (35% de la demanda no marítima), con 4-6 kt en 2030 y 24-30 kt en 2050; y (iii) combustible marítimo, que domina el crecimiento de largo plazo con una tasa anual del 10,3%, alcanzando 1,2-6,7 kt en 2030, 19-90 kt en 2040 y 271-1.041 kt en 2050. La demanda total de metanol de bajas emisiones oscilará entre 339 y 1.128 kt en 2050, con el segmento marítimo concentrando más del 80% de esa cifra. A diferencia de otros usos industriales, el segmento marítimo emerge como el principal impulsor estructural de la demanda futura de metanol de bajas emisiones. Hacia 2050, este sector podría representar más del 80% de la demanda total proyectada, consolidando al e-metanol como una de las moléculas con mejores perspectivas de crecimiento dentro de la transición energética global. [8]

Las proyecciones de demanda muestran una diferencia relevante entre las aplicaciones industriales tradicionales y los nuevos mercados asociados a la descarbonización. Mientras que los sectores convencionales evolucionan de forma gradual, los segmentos vinculados al transporte marítimo presentan tasas de crecimiento significativamente superiores, impulsadas por marcos regulatorios internacionales, compromisos corporativos de reducción de emisiones y mecanismos de cumplimiento climático. Esta dinámica resulta particularmente relevante para proyectos PtX de exportación, dado que permite capturar mercados con mayor disposición a pagar por atributos ambientales verificables.

La demanda identificada puede clasificarse en tres horizontes temporales según su grado de madurez: (i) demanda existente (activa al momento del estudio), correspondiente al consumo industrial de amoniaco en el sector agrícola y petroquímico nacional, cuya sustitución parcial por amoniaco renovable es técnicamente viable en el corto plazo [8]; (ii) demanda probable en el mediano plazo (2027–2032), proveniente de la industria petroquímica y química colombiana con compromisos de descarbonización, así como de la demanda de exportación hacia mercados con mandatos de mezcla activos (FuelEU Maritime [28], RFNBO [14]); y (iii) demanda de largo plazo (post-2032), que incluye la adopción en generación eléctrica con amoniaco como combustible de respaldo, transporte pesado descarbonizado y exportaciones hacia mercados con regulación de carbono madura [8] [16] [17]. Esta distinción es relevante para la estructuración del proyecto, ya que los contratos de offtake para el FID deben apoyarse principalmente en la demanda existente y probable, dejando la demanda de largo plazo como palanca de crecimiento posterior.

Desde la perspectiva comercial, el e-metanol presenta ventajas adicionales asociadas a su manejo logístico, compatibilidad con infraestructura existente y creciente adopción por parte de navieras internacionales. Estas condiciones han permitido que se consolide como una de las principales moléculas objetivo en los desarrollos PtX actualmente anunciados a nivel mundial, particularmente en aquellos orientados al sector marítimo.

Tendencias de mercado

Las perspectivas de demanda para los proyectos nacionales confirman que el crecimiento futuro de los derivados renovables estará concentrado en sectores asociados a la descarbonización, especialmente el transporte marítimo. En este contexto, el e-metanol y el amoníaco de bajas emisiones emergen como moléculas estratégicas para atender mercados con crecimiento acelerado, señales regulatorias robustas y capacidad de absorber primas asociadas a combustibles renovables certificados.

3 Hubs Estratégicos para el Desarrollo de la Cadena de Valor PtX en Colombia

El análisis de hubs logísticos, realizado tomando información del estudio tecno-económico de Fraunhofer ISE, identifica cinco zonas con condiciones diferenciadas para el desarrollo de de cadenas de valor asociadas a hidrógeno y derivados de bajas emisiones. Además de la distribución geográfica de proyectos, el análisis permite comprender cómo distintos territorios podrían desempeñar funciones complementarias dentro de una futura economía PtX, integrando producción renovable, suministro de materias primas, infraestructura logística, demanda industrial y acceso a mercados internacionales. [9]

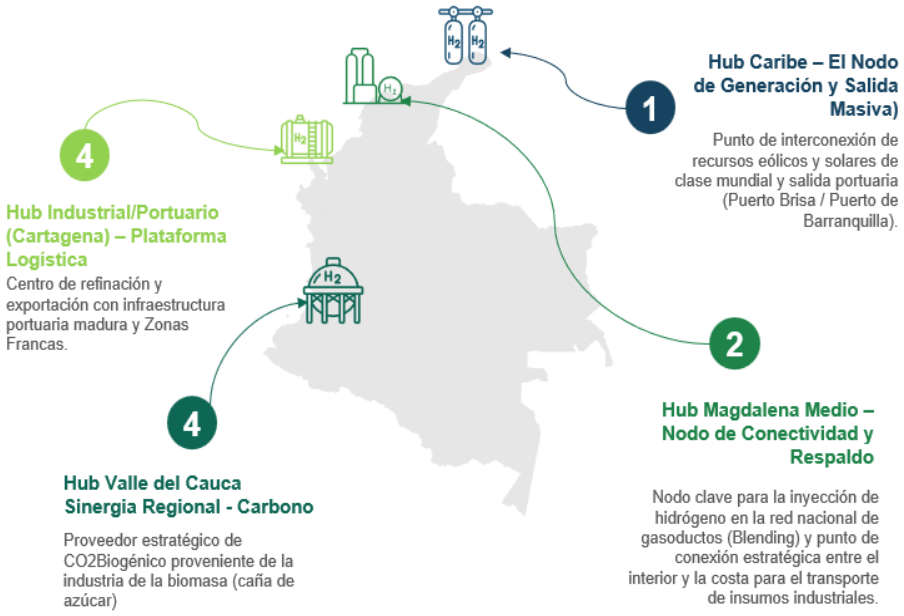


Ilustración 5. Hubs logísticos de Colombia

Fuente: Fraunhofer ISE. Power-to-X Colombia, 2024 [9]. Elaboración propia, Óptima Consultores (2026).

La noción de "hub" se entiende como una hipótesis funcional de articulación de cadenas de valor, sujeta a evolución regulatoria, tecnológica, comercial y de infraestructura. Bajo esta perspectiva, los hubs dejan de interpretarse como proyectos específicos, y se convierten en espacios potenciales de convergencia entre oferta, demanda y servicios habilitantes para el desarrollo de moléculas renovables.

El análisis evidencia que las ventajas competitivas requeridas para el desarrollo de proyectos PtX rara vez se concentran en un único territorio. Mientras algunas regiones destacan por la disponibilidad de recurso renovable, otras aportan infraestructura portuaria, acceso a mercados industriales, disponibilidad de CO_2 biogénico o conectividad logística. En consecuencia, la competitividad futura de Colombia dependerá, tanto de la calidad de sus recursos energéticos, como de su capacidad para articular estos nodos en cadenas de valor integradas y orientadas a exportación.

Enfoque integral

La competitividad de Colombia en la economía global PtX no dependerá exclusivamente de la disponibilidad de recurso renovable. La capacidad de conectar territorios especializados en generación, captura de carbono, transformación industrial y logística de exportación será igualmente determinante para el desarrollo de proyectos de escala internacional.

3.1 Hub La Guajira (Puerto Bolívar – Puerto Brisa) — Pilar energético

El hub de La Guajira es el nodo central y diferenciador del ecosistema colombiano de hidrógeno verde. Combina en un mismo territorio cuatro condiciones excepcionales que difícilmente se replican en cualquier otra localización de América Latina: (i) recurso eólico de clase mundial, con velocidades de viento de hasta 13 m/s a 100 metros de altura, factores de planta que pueden llegar al 77% en el municipio de Uribia, y sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos que alcanzan más de 7.000 horas/año de operación de electrolizadores; (ii) disponibilidad de suelo con potencial renovable identificado superior a los 95 GW; (iii)

infraestructura portuaria de aguas profundas con Puerto Bolívar (profundidades cercanas a los 19 m, capacidad superior a 175.000 toneladas) y Puerto Brisa (calado de 18,5 m), así como un litoral de aproximadamente 450 km con zonas no protegidas para nuevos puertos especializados; y (iv) orientación casi exclusiva a mercados de exportación, alineada con la lógica de demanda de los mercados europeos y asiáticos. Estas condiciones convierten a La Guajira en uno de los pocos territorios de América Latina con capacidad potencial para desarrollar proyectos PtX de escala internacional orientados a mercados de exportación, combinando recurso renovable de clase mundial, acceso marítimo y disponibilidad territorial para expansiones de largo plazo. [9]

El análisis tecno-económico de Fraunhofer ISE posiciona a La Guajira como el hub colombiano de menor costo para producción y exportación de hidrógeno y derivados. Para 2030, los costos estimados son: LCoPtX de 195 EUR/MWh (1.010 EUR/ton NH_3) para exportación de amoníaco, 191 EUR/MWh (6.372 EUR/ton LH_2) para hidrógeno líquido, y 228 EUR/MWh (1.261 EUR/ton MeOH-DAC) para e-metanol con captura directa de CO_2. Hacia 2040, estos costos se reducen a 147 EUR/MWh (760 EUR/ton NH_3) y 154 EUR/MWh (854 EUR/ton MeOH-DAC), lo que ubica al hub dentro de los umbrales de viabilidad económica para mercados europeos bajo esquemas RFNBO. Estos rangos son competitivos frente a hubs globales como Atacama (Chile), Pecém (Brasil), Dakhla (Marruecos) y Lüderitz (Namibia). Más allá de la comparación de costos, estos resultados confirman que la competitividad potencial de La Guajira se encuentra dentro del grupo de territorios que actualmente lideran el desarrollo global de proyectos PtX, condición indispensable para competir en mercados internacionales donde el precio final entregado constituye un factor determinante de acceso. [9]

La posible reconversión de Puerto Bolívar (actualmente el principal puerto carbonífero de Colombia y uno de los más grandes de Suramérica) tras la finalización de la concesión carbonífera introduce una oportunidad estratégica de transición energética, donde el puerto podría pasar de nodo de exportación de combustibles fósiles a plataforma de e-combustibles (NH_3, e-MeOH, LH_2), manteniendo su rol en el comercio internacional de energía. Esta reconversión es consistente con la tendencia global de los grandes puertos a adaptarse para el manejo de portadores energéticos de bajas emisiones y representa uno de los ejemplos más relevantes de transición de infraestructura energética fósil hacia nuevas cadenas de valor asociadas a moléculas renovables, tendencia observada actualmente en diversos puertos energéticos internacionales.

No obstante, el hub enfrenta un reto estructural que define la secuencia de maduración del portafolio PtX, el cual se basa en la limitada disponibilidad local de biomasa y fuentes de CO_2 biogénico. A diferencia de hubs como el Valle del Cauca o el Eje Cafetero, La Guajira no cuenta con suficiente biomasa residual para sustentar a gran escala rutas de e-metanol basadas en carbono renovable local, dependiendo de captura directa de CO_2 del aire (DAC – Direct Air Capture), la cual constituye la opción de mayor costo, o de esquemas logísticos interregionales que integren fuentes de carbono desde otros territorios. Esta condición no limita el rol estratégico de La Guajira, sino que sugiere una secuencia de maduración en dos fases: la primera, con amoníaco verde como vector dominante (más directo en producción y mercados) y la segunda, con e-metanol cuando maduren las tecnologías DAC y los corredores de CO_2. Este hallazgo tiene implicaciones estratégicas para la secuencia de desarrollo del proyecto. Mientras el amoníaco verde aprovecha de forma directa la principal ventaja competitiva de La Guajira (la disponibilidad de recurso renovable), el despliegue de e-metanol requiere resolver simultáneamente el acceso a fuentes sostenibles de carbono, la logística asociada y la competitividad económica de las rutas de captura.

Adicionalmente, el desarrollo del hub debe considerar desafíos sociales y ambientales que lo diferencian de otros territorios. Más de la mitad de la población carece de acceso a acueducto, solo 6 de 15 municipios cuentan con agua potable, y cerca del 39% de los hogares no dispone de servicio eléctrico. Una parte significativa del territorio se encuentra bajo resguardos indígenas Wayúu, lo que hace indispensable estructurar proyectos con procesos robustos de consulta previa, participación comunitaria y mecanismos de distribución de beneficios. Fraunhofer ISE y GIZ coinciden en que la aceptación social es una condición habilitante tan relevante como el recurso energético. En consecuencia, la competitividad de largo plazo del hub no dependerá exclusivamente de variables técnicas o económicas. La capacidad de construir relaciones estables con las comunidades, generar beneficios compartidos y consolidar esquemas de gobernanza territorial será igualmente determinante para la materialización de proyectos de gran escala. [9]

Bajo esta lógica, La Guajira más que como un hub aislado, debe entenderse como el punto de generación primaria de un sistema territorial más amplio, donde diferentes regiones aportan infraestructura, mercados, capacidades industriales y fuentes de materias primas complementarias. Esta visión de red resulta consistente con la forma en que se están configurando los principales ecosistemas PtX a nivel internacional.

Hub de La Guajira

La Guajira concentra las condiciones más favorables de Colombia para el desarrollo de proyectos PtX orientados a exportación. Su principal fortaleza radica en la combinación de recurso renovable excepcional, infraestructura portuaria y potencial de escalamiento. No obstante, la maduración de cadenas de valor asociadas a e-metanol requerirá resolver desafíos relacionados con el acceso sostenible a carbono, la integración logística y la gestión socio-territorial.

3.2 Hub Cartagena – Barranquilla: Transformación y salida internacional

El corredor Cartagena–Barranquilla constituye el principal polo industrial y logístico del Caribe colombiano, con una base petroquímica y de refinación consolidada, sistema portuario con vocación exportadora y disponibilidad de recursos energéticos renovables. Funcionalmente debe entenderse como un corredor con especializaciones complementarias: Cartagena como nodo primario de transformación y salida internacional (exportación, bunkering y derivados avanzados), y Barranquilla como hub de amoníaco y fertilizantes, con fuerte demanda industrial y logística fluvial a través del río Magdalena. A diferencia de La Guajira, cuya principal ventaja competitiva radica en la disponibilidad de recurso renovable y capacidad de generación, el corredor Cartagena–Barranquilla concentra activos industriales, logísticos y comerciales que resultan fundamentales para el desarrollo de cadenas de valor PtX orientadas a transformación, almacenamiento, distribución y exportación. [9]

La demanda industrial actual del corredor incluye aproximadamente 136.000 ton/año de amoníaco y 90.000 ton/año de hidrógeno, principalmente para la Refinería de Cartagena (Reficar) y el complejo de Mamonal. Puerto Bahía, con solo el 30% de su área en uso, emerge como un punto óptimo para expansión PtX, respaldado por la proximidad a Reficar y Yara y el compromiso de Reficar de apoyar producción de hasta 440.000 ton/año de amoníaco verde hacia 2030. Las proyecciones del Banco Mundial estiman que Cartagena concentrará el 70% de la demanda nacional de combustibles marítimos basados en hidrógeno, llegando a 453 kt H_2eq/año en 2050. Estas cifras posicionan al corredor como uno de los principales centros potenciales de consumo, transformación y comercialización de derivados renovables en Colombia. La concentración de demanda industrial existente reduce riesgos asociados a la creación de mercados desde cero y facilita la construcción progresiva de ecosistemas PtX alrededor de actores industriales ya establecidos. [9][8]

El análisis tecno-económico de Fraunhofer ISE muestra costos competitivos para el corredor: LCoPtX (Levelized Cost of PtX) de 205 EUR/MWh (1.064 EUR/ton NH_3) en 2040 para exportación de amoníaco, y de 216 EUR/MWh (1.197 EUR/ton MeOH-CPS) para e-metanol con fuente de CO_2 concentrado. Estos valores posicionan al hub como competitivo para exportación a Europa, aunque desde el punto de vista estratégico su función es de transformación, almacenamiento, bunkering y salida a mercados internacionales (más que de producción primaria) complementando el rol productor de La Guajira. En consecuencia, la competitividad del corredor depende de su capacidad para agregar valor mediante infraestructura portuaria, almacenamiento, servicios industriales, integración logística y acceso a mercados internacionales. Esta función resulta consistente con la configuración observada en hubs internacionales como Rotterdam, Amberes o Singapur, donde la fortaleza principal radica en la concentración de infraestructura y actividad industrial más que en la disponibilidad local de recurso renovable. [9]

Adicionalmente, la coexistencia de infraestructura petroquímica, refinación, producción de fertilizantes y puertos especializados convierte al corredor Cartagena–Barranquilla en una plataforma natural para la transición hacia moléculas de bajas emisiones. Esta condición permite aprovechar capacidades industriales existentes, reducir requerimientos de infraestructura nueva y facilitar la integración progresiva de combustibles renovables dentro de cadenas logísticas ya consolidadas.

Hub Cartagena - Barranquilla

Cartagena–Barranquilla constituye el principal hub industrial y logístico del ecosistema PtX colombiano. Su valor estratégico no radica en la generación primaria de energía renovable, sino en su capacidad para transformar, almacenar, consumir y exportar derivados de hidrógeno, actuando como puente entre los centros de producción y los mercados internacionales.

3.3 Otros hubs complementarios

- Hub Valle del Cauca (Buenaventura): orientado a consumo doméstico e industrial; proveedor estratégico de CO_2 biogénico (residuos de caña, aproximadamente 207.000 TJ/año) y potencial nodo logístico al Pacífico para mercados asiáticos.
- Hub Antioquia: principal hub de consumo doméstico; validación temprana de trazabilidad RFNBO; acceso logístico al Pacífico vía Puerto Antioquia en Turbo.
- Hub Eje Cafetero: habilitador de CO_2 biogénico certificado (biomasa >15.000 TJ/año); proveedor de insumos críticos para la ruta e-metanol desde La Guajira.

En conjunto, estos hubs complementarios aportan capacidades que no necesariamente se encuentran disponibles en La Guajira, particularmente en materia de biomasa residual, CO_2 biogénico, demanda industrial e infraestructura logística. Esto refuerza la visión de una cadena de valor PtX articulada territorialmente, donde diferentes regiones cumplen funciones complementarias dentro de un ecosistema nacional de moléculas renovables.

3.4 La brecha crítica para el desarrollo de moléculas renovables certificadas

A lo largo del análisis territorial realizado para Colombia se identificaron condiciones favorables para el desarrollo de cadenas de valor asociadas a hidrógeno y derivados de bajas emisiones. La disponibilidad de recurso renovable de clase mundial en La Guajira, la existencia de infraestructura industrial y portuaria en el corredor Cartagena–Barranquilla, así como el potencial de suministro de CO_2 biogénico y biomasa en otras regiones del país, configuran una base competitiva relevante para el desarrollo de proyectos PtX orientados a mercados internacionales.

Sin embargo, la consolidación de estas ventajas no depende exclusivamente de la disponibilidad de recursos energéticos o de infraestructura física. El análisis realizado evidencia que uno de los principales desafíos para Colombia consiste en fortalecer los mecanismos que permitan demostrar, verificar y certificar los atributos ambientales de las moléculas producidas, condición indispensable para acceder a los mercados internacionales de mayor valor agregado.

Los mercados objetivo identificados para AkuaippaHy, particularmente en Europa y Asia, exigen crecientemente mecanismos robustos de trazabilidad, certificación y verificación del origen renovable de la energía utilizada durante el proceso productivo. Aspectos como la adicionalidad de la generación renovable, la correlación temporal entre producción y consumo eléctrico, la correlación geográfica y la existencia de sistemas confiables de garantías de origen están adquiriendo un papel central en la competitividad de los proyectos.

En este contexto, la principal brecha identificada corresponde a la capacidad de demostrar de forma verificable que el hidrógeno y los derivados cumplen los requisitos exigidos por esquemas internacionales como RFNBO y otros sistemas emergentes de certificación. La diferencia es relevante dado que, mientras la producción de moléculas renovables depende principalmente de variables tecnológicas y económicas, el acceso a mercados premium depende de la existencia de mecanismos confiables de acreditación y trazabilidad.

Esta situación no es exclusiva de Colombia. Desarrolladores y autoridades en países como Brasil, Chile, Namibia, Marruecos y Egipto enfrentan desafíos similares asociados a la construcción de sistemas de certificación compatibles con los requerimientos de los principales mercados importadores. No obstante, la velocidad con que estos mecanismos logren consolidarse puede convertirse en un factor diferenciador para atraer inversión y facilitar la inserción temprana en cadenas globales de suministro de combustibles renovables.



Ilustración 6. El cuello de botella real para Colombia: certificación, trazabilidad y demostración de atributos verdes.

Fuente: elaboración propia, Óptima Consultores (2026).

Para iniciativas como AkuaippaHy, esta realidad implica que los aspectos relacionados con certificación, medición, trazabilidad y cumplimiento regulatorio deben considerarse desde las primeras etapas de diseño del proyecto. Más que un requisito administrativo, estos elementos constituyen componentes estructurales del modelo comercial y de la estrategia de acceso a mercados internacionales.

Diseño estratégico

Colombia dispone de recursos renovables, infraestructura y condiciones territoriales favorables para participar en la economía global PtX. Sin embargo, la capacidad de certificar y demostrar de manera verificable los atributos ambientales de las moléculas producidas será un factor determinante para acceder a mercados premium, atraer inversión y consolidar proyectos de exportación de gran escala.

4 Análisis de Mercados Internacionales

4.1 La demanda internacional se concentra en derivados de hidrógeno

El análisis de mercados internacionales cubre diez países agrupados en tres regiones: Latinoamérica (Chile, Brasil, Panamá), Europa (Alemania, Países Bajos, España) y Asia (Corea del Sur, Japón, India). Los mercados latinoamericanos se analizan como referentes competitivos (oferta), mientras que los europeos y asiáticos se analizan como mercados de demanda objetivo. La selección responde a criterios de madurez regulatoria, tamaño de la demanda proyectada, infraestructura disponible, mecanismos de contratación y relevancia directa para la estructuración comercial del proyecto. En conjunto, estos mercados representan algunos de los principales polos de desarrollo de combustibles renovables y derivados de hidrógeno a nivel mundial, tanto desde la perspectiva de producción como de consumo.

El análisis parte de la conclusión estructural de que el mercado internacional del hidrógeno se organiza alrededor de derivados renovables del hidrógeno, capaces de responder a las necesidades de transporte, almacenamiento y consumo de sectores difíciles de descarbonizar. En consecuencia, la competitividad de los proyectos PtX depende de la capacidad de producir hidrógeno a bajo costo, así como de la capacidad de transformarlo en moléculas con demanda creciente, infraestructura logística disponible, esquemas de certificación reconocidos y mecanismos de comercialización compatibles con los requerimientos de los mercados internacionales.

Ilustración 7. Los hubs son más importantes que los países.

Fuente: elaboración propia con base en Fraunhofer ISE (2024) [9], IEA (2024) [16] e IRENA (2022) [17].



Ilustración 8. Roles regionales en el mercado de hidrógeno y derivados

Fuente: elaboración propia, Óptima Consultores (2026).



El análisis realizado muestra que la demanda futura de moléculas renovables tenderá a concentrarse en hubs industriales, portuarios y logísticos especializados, más que en países considerados de forma agregada. Rotterdam, Amberes-Brujas, Hamburgo, Singapur, Ulsan y los complejos industriales japoneses asociados a la importación de energía emergen como nodos estratégicos donde convergen infraestructura, regulación, demanda industrial y mecanismos de contratación de largo plazo. Esta lógica resulta particularmente relevante para proyectos orientados a exportación, dado que la inserción comercial dependerá de la capacidad de conectarse con estos ecosistemas más que de acceder a mercados nacionales en sentido estricto.

La distribución regional observada confirma una división funcional emergente dentro de la economía global del hidrógeno y sus derivados. Mientras América Latina y algunos países de Medio Oriente concentran ventajas asociadas a la producción competitiva de moléculas renovables, Europa y Asia se consolidan como los principales centros de demanda, impulsados por políticas de descarbonización, restricciones de recursos energéticos propios y estrategias de seguridad energética de largo plazo.

Mensaje Clave:

La oportunidad comercial para proyectos como AkuaippaHy va más allá de la exportación de hidrógeno como materia prima. Debe estar dirigida a la producción de derivados renovables capaces de integrarse a hubs internacionales donde convergen demanda regulada, infraestructura logística, certificación ambiental y esquemas de contratación de largo plazo.
En términos de secuencia de entrada al mercado, el estudio recomienda apuntar primero al hub de Rotterdam en la Unión Europea. Esta priorización obedece a tres razones estructurales: (i) es el mercado con mayor certeza regulatoria, gracias a RED III [14] y FuelEU Maritime [28], lo que facilita la estructuración de contratos de offtake de largo plazo con compradores comprometidos; (ii) cuenta con la infraestructura de recepción de amoniaco y e-metanol más desarrollada del mundo, reduciendo el riesgo logístico en la cadena de exportación [1] [2]; y (iii) los mecanismos de precio y contratación disponibles (H2Global, contratos bilaterales con navieras y operadores industriales) ofrecen señales verificables que soportan el modelo financiero del FID [29]. Los mercados asiáticos (Japón, Corea del Sur, Singapur) se recomiendan como mercados secundarios a desarrollar en paralelo, una vez consolidados los primeros contratos europeos y acreditada la trazabilidad de atributos renovables bajo estándares internacionales [16] [17] [33] [34].

4.2 Referentes competitivos en América Latina

Chile y Brasil se perfilan como los principales referentes latinoamericanos en hidrógeno verde, aunque con enfoques distintos. Chile busca consolidarse como proveedor global de soluciones de descarbonización basadas en derivados Power-to-X (PtX), especialmente amoníaco y e-metanol certificados, más que como exportador de hidrógeno como commodity. Su estrategia se apoya en proyectos de gran escala, particularmente en Magallanes, donde el recurso eólico permite desarrollar complejos off-grid orientados a abastecer mercados de Asia y Europa. La experiencia chilena demuestra que la competitividad depende más de la integración a cadenas globales de valor, la certificación y la logística que de alcanzar el menor costo de producción de hidrógeno. [10]

Brasil, por su parte, cuenta con la estrategia de hidrógeno más robusta de la región y se posiciona como el principal competidor gracias a su escala industrial, infraestructura portuaria, acceso a financiamiento e integración logística. Sus hubs de exportación combinan producción, certificación, logística y contratos de venta de largo plazo, con un fuerte enfoque en amoníaco verde y un creciente interés por el e-metanol. El caso brasileño evidencia además la importancia de desarrollar ecosistemas industriales completos alrededor de los hubs de exportación, donde la infraestructura portuaria, los instrumentos de financiamiento, los incentivos públicos y los acuerdos comerciales evolucionan de manera coordinada para reducir riesgos y acelerar la maduración de proyectos. [11][12]

Aunque Panamá también impulsa una estrategia asociada al hidrógeno verde, su ventaja radica principalmente en su ubicación geoestratégica y en el Canal de Panamá como plataforma logística para el comercio marítimo internacional. Debido a sus altos costos de producción, Panamá se perfila más como un nodo complementario para la exportación de derivados energéticos que como un competidor industrial directo para proyectos como AkuaippaHy. Su experiencia resulta particularmente relevante

para comprender el valor estratégico de la logística marítima y los servicios asociados al comercio internacional de combustibles, factores que adquieren creciente importancia a medida que se consolidan nuevos corredores globales de moléculas renovables. [13]

Colombia presenta ventajas estructurales frente a Chile y Brasil, dado que la ruta Caribe–Rotterdam es aproximadamente 3.000-3.500 km más corta que la ruta desde Magallanes (extremo sur de Chile), lo que se traduce en costos de flete marítimo estimados entre 20 y 30 USD por tonelada inferiores. El punto de referencia para la ruta caribeña hacia el noroeste europeo son los fletes históricos de la ruta Point Lisas (Trinidad y Tobago)–Europa, que se han mantenido en torno a los 50 USD/t para amoníaco según los registros de mercado de ICIS y Argus Media [2][9]. Para el mercado asiático, los costos de transporte hacia terminales en Ulsan o Kawasaki-Yokohama son estructuralmente superiores dado el mayor recorrido (estimado entre 70 y 90 USD/t vía Canal de Panamá), diferencial que debe incorporarse en el modelo de precios como variable explícita al comparar el atractivo relativo de ambos mercados.

No obstante, los casos analizados muestran que las ventajas geográficas por sí solas no garantizan competitividad internacional. Los proyectos que han logrado avanzar hacia etapas de inversión, contratación y desarrollo comercial son aquellos capaces de combinar recurso renovable competitivo, certificación reconocida internacionalmente, infraestructura logística adecuada, mecanismos de mitigación de riesgos y acceso temprano a compradores estratégicos. Esta lección resulta particularmente relevante para AkuaippaHy, cuya propuesta de valor deberá construirse sobre una combinación equilibrada de estos factores.

Competitividad

Los referentes latinoamericanos muestran que la competitividad en proyectos PtX no depende únicamente del costo de producción. La integración efectiva entre certificación, logística, infraestructura, financiamiento y acceso a mercados constituye un factor tan determinante como la disponibilidad de recurso renovable.

4.3 Mercados europeos: ancla de demanda regulada

Los tres mercados europeos analizados (Alemania, Países Bajos y España) comparten una característica definitoria en el sentido de que actúan como importadores netos estructurales de derivados renovables bajo marcos normativos de obligado cumplimiento. Antes de describir esos marcos, conviene precisar su origen institucional. Los requisitos técnicos que permiten categorizar el hidrógeno como renovable (criterios de adicionalidad, correlación temporal y geográfica) fueron definidos por la Comisión Europea mediante actos delegados de aplicación directa, en particular el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 [15]. Los esquemas de certificación que acreditan el cumplimiento de esos requisitos ante compradores, financiadores y autoridades son desarrollados y operados por entidades privadas y públicas reconocidas por la Comisión: ISCC EU, CertifHy, REDcert y, en el caso de España, Enagas GTS. Esta distinción es operativamente relevante para el proyecto porque cumplir los requisitos técnicos de la Comisión es condición necesaria, pero la acreditación efectiva ante compradores exige además contratar y mantener la certificación de uno de esos esquemas reconocidos, con los costos operativos y de auditoría que ello implica. [14][15]

Tabla 2. Tabla comparativa de mercados europeos

Fuente: elaboración propia con base en Fraunhofer ISE (2024) [9], IEA (2024) [16], IRENA (2022) [17], MIBGAS (2025) [30] y BloombergNEF (2024).

Mercado	Producto	Precio importado 2025	Precio importado 2030	Precio importado 2040	Volumen proyectado 2030	Volumen proyectado 2040	Implicación estratégica
Alemania	NH_3	1.080 USD/t	500 USD/t	250 USD/t	7,65–15,3 Mton	17–43 Mton	Mercado ancla industrial; siderurgia, química, energía
	e-MeOH	860 USD/t	650 USD/t	390 USD/t	3–6 Mton	2–12 Mton	Transporte marítimo, FuelEU Maritime
Países Bajos	NH_3	1.000 USD/t	600 USD/t	300 USD/t	0,5–1,5 Mton	1–10 Mton	Rotterdam: puerta de entrada a Europa; química y shipping
	e-MeOH	860 USD/t	650 USD/t	290 USD/t	0,1–1 Mton	1–6 Mton	Hub logístico continental; redistribución a clústeres Ruhr
España	NH_3	900 USD/t	700 USD/t	300 USD/t	0,6–1 Mton	0,8–2 Mton	Refino, química, marítimo; ventaja colombiana en CO_2 biogénico
	e-MeOH	1.500 USD/t	750 USD/t	450 USD/t	0,2–1 Mton	1–8 Mton	Costos colombianos potencialmente inferiores por CO_2 biogénico

La desagregación de la demanda por país confirma la concentración del mercado europeo en tres nodos industriales. Alemania proyecta una demanda total de hidrógeno y derivados de entre 95 y 130 TWh en 2030 (equivalente a 2,4-3,3 Mt/año), de la cual entre el 50% y el 70% (45-90 TWh) deberá cubrirse mediante importaciones, principalmente en forma de amoníaco y e-metanol por vía marítima. La industria química, la siderurgia y la generación eléctrica son los sectores con mayor demanda proyectada. Países Bajos actúa principalmente como hub de redistribución y el Puerto de Rotterdam concentrará una fracción significativa de los volúmenes importados con destino a Alemania y el norte de Europa, dado que la demanda propia neerlandesa es comparativamente menor, pero su infraestructura portuaria es la de mayor capacidad del continente. España presenta una dinámica diferenciada, ya que su demanda industrial de hidrógeno es más limitada que la alemana, pero la aprobación de su Real Decreto de cuotas RFNBO en julio de 2026, con una meta del 2,5% en el sector transporte para 2030 y del 11% en 2040, establece una señal regulatoria de largo plazo relevante para el e-metanol. Además, representa una oportunidad específica para Colombia por las limitaciones estructurales de España en la disponibilidad de CO_2 biogénico a bajo costo para la producción doméstica de e-metanol. En conjunto, estos tres mercados concentran la mayor parte de la demanda regulada de derivados del hidrógeno renovable en Europa para el horizonte de entrada en operación de AkuaippaHy [39][40][41].

Los rangos de precios observados muestran que el valor económico de los derivados renovables, dependen, tanto del costo de producción en origen, como de la capacidad de cumplir los requisitos regulatorios exigidos por los mercados de destino. En consecuencia, el acceso efectivo a estos mercados estará determinado por la capacidad de demostrar atributos ambientales verificables, trazabilidad de la energía utilizada y cumplimiento de estándares internacionales de certificación.

Europa representa uno de los mercados más atractivos para los derivados del hidrógeno verde, con Alemania liderando la demanda de amoníaco y e-metanol importados bajo marcos regulatorios que impulsan la descarbonización industrial y del transporte. La estrategia alemana se basa en reconocer que la producción doméstica será insuficiente para satisfacer la demanda futura, razón por la cual ha desarrollado mecanismos específicos para asegurar cadenas internacionales de suministro de moléculas renovables. [2]

En este contexto, el Puerto de Puerto de Rotterdam se consolida como la principal puerta de entrada y distribución hacia los principales clústeres industriales europeos gracias a su infraestructura especializada y conectividad logística. Más que un mercado nacional, Rotterdam funciona como un hub energético continental, concentrando infraestructura portuaria, almacenamiento, distribución, transformación industrial y acceso a consumidores finales en distintos países europeos. Esta condición confirma que la inserción comercial de proyectos exportadores depende crecientemente de su integración a hubs especializados más que a mercados nacionales individuales. [2]

Adicionalmente, España surge como un mercado estratégico para el e-metanol, ya que sus limitaciones en la disponibilidad de CO_2 biogénico encarecen la producción local, creando una oportunidad para que Colombia, aprovechando sus fuentes de CO_2 y ventajas logísticas, pueda ofrecer derivados con una competitividad superior incluso considerando los costos de transporte hacia Europa. Esta situación crea oportunidades para productores capaces de integrar hidrógeno renovable y fuentes sostenibles de carbono, particularmente en aplicaciones asociadas al transporte marítimo y a la industria química. [9][14]

En suma, los mercados europeos analizados confirman que la demanda futura de derivados renovables estará cada vez más asociada a sectores sujetos a obligaciones regulatorias de descarbonización. Para proyectos como AkuaippaHy, esta característica resulta particularmente relevante porque permite construir estrategias comerciales basadas en señales de demanda relativamente estables, contratos de largo plazo y primas asociadas al cumplimiento regulatorio y ambiental.

Una precisión adicional es indispensable para interpretar correctamente las señales de demanda del mercado europeo. Los instrumentos que generan obligaciones efectivas e inmediatas son los reglamentos de aplicación directa: el Reglamento (UE) 2023/1805 (FuelEU Maritime) [28], el Reglamento (UE) 2023/956 (CBAM) [23] y el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 sobre combustibles renovables de origen no biológico [15] no requieren transposición nacional y ya imponen obligaciones a los operadores desde su entrada en vigor. La Directiva (UE) 2023/2413 (RED III) [14], en cambio, establece metas y marcos de actuación que cada Estado miembro debe incorporar a su propia legislación. Las cuotas sectoriales de hidrógeno renovable en industria y transporte, que sustentan una parte relevante de las proyecciones de demanda europea, no generan obligaciones directas sobre las empresas hasta que ese proceso de transposición concluya. El plazo estipulado era julio de 2025 y, a la fecha de cierre de este estudio, varios países clave no lo habían completado. Alemania, mercado prioritario del proyecto, seguía tramitando su ley de transición energética; Francia había incorporado algunas obligaciones pero no las cuotas sectoriales de hidrógeno; Países Bajos habían completado una parte de la transposición. Esta heterogeneidad introduce una capa de incertidumbre sobre el volumen y el calendario de materialización de parte de la demanda proyectada. Los volúmenes asociados a las cuotas de hidrógeno en industria y transporte deben tratarse como demanda regulatoria potencial, con un horizonte de activación más amplio que el que sugiere el texto de la directiva. La mitigación comercial más directa de este riesgo consiste en priorizar acuerdos con compradores cuyas obligaciones estén ya vigentes (navieras bajo FuelEU Maritime, importadores industriales expuestos al CBAM, compradores que participen en mecanismos como H2Global) antes de depender de cuotas cuya transposición sigue en proceso. [14][15][23][28].

Mercados Europeos

Europa representa más que un mercado de exportación; se constituye como el principal espacio de formación de demanda regulada para moléculas renovables. El acceso a estos mercados dependerá de la capacidad de cumplir estándares de certificación, trazabilidad y sostenibilidad cada vez más exigentes, factores que se están convirtiendo en determinantes de la competitividad comercial de los proyectos PtX.

4.4 Mercados asiáticos: importadores estructurales

Japón, Corea del Sur e India comparten una restricción estructural común, pues no disponen de recursos renovables suficientes ni de biomasa competitiva para producir hidrógeno y derivados a escala doméstica. Esta limitación los convierte en importadores netos de largo plazo, con estrategias nacionales activas para asegurar cadenas de suministro internacionales de amoníaco y e-metanol. A diferencia de Europa, donde la demanda está impulsada principalmente por obligaciones regulatorias

de descarbonización, en Asia convergen objetivos de seguridad energética, competitividad industrial y reducción de emisiones, generando una demanda estructural de largo plazo para moléculas renovables importadas. [16][17][18]

Los mercados asiáticos, especialmente Japón, Corea del Sur e India, se consolidan como demandantes estructurales de derivados del hidrógeno verde, impulsando esquemas de contratación de largo plazo para amoníaco y e-metanol destinados a la descarbonización de la generación eléctrica, la industria y el transporte marítimo. En particular, Japón y Corea del Sur han avanzado en mecanismos específicos para facilitar la importación de amoníaco y combustibles sintéticos, incluyendo esquemas de apoyo financiero, programas de co-combustión, contratos de largo plazo y estrategias nacionales orientadas a consolidar hubs de recepción y distribución de energía importada. [16][17][18]

Tanto Japón como Corea del Sur dependen significativamente de importaciones debido a sus limitaciones de recursos y territorio, mientras que India, además de ser importador, está contribuyendo a la formación de precios internacionales mediante subastas públicas de amoníaco verde. La participación de India resulta especialmente relevante porque introduce nuevas referencias de precio y mecanismos competitivos de contratación que podrían influir progresivamente en la formación de mercados internacionales para derivados renovables. [16][17]

En conjunto, estos mercados confirman que la demanda internacional de hidrógeno renovable se está estructurando principalmente alrededor de derivados líquidos comercializados mediante contratos de largo plazo, mecanismos de apoyo público y esquemas de mitigación de riesgo que facilitan la bancabilidad de los proyectos. Más que mercados spot de hidrógeno, lo que emerge es una arquitectura comercial basada en relaciones contractuales estables, señales regulatorias de largo plazo y cadenas internacionales de suministro de moléculas renovables. [19]

Para estos mercados, la matriz estratégica de selección de mercados del estudio registra rangos de precio CFR (Cost and Freight)/Delivered de USD 900–1.300/t para amoniaco verde en Japón y Corea del Sur (condicionados a la existencia de subsidios estatales y contratos ancla bajo esquemas como el CfD METI (Ministry of Economy, Trade and Industry)/JOGMEC (Japan Organization for Metals and Energy Security) - USD 19.200M para 15 años), y de USD 550–1.000/t para e-metanol en los mercados marítimos de Singapur, Corea del Sur y Japón, impulsado por mandatos de bunkering emergentes [2]. Estas cifras son comparables al corredor objetivo europeo, aunque con bancabilidad media frente a la alta bancabilidad europea, dado que los esquemas regulatorios asiáticos aún están en desarrollo y presentan mayor sensibilidad al flete y a la certeza contractual [2][33][34].

Desde la perspectiva de AkuaippaHy, los mercados asiáticos representan una oportunidad estratégica de mediano y largo plazo debido a su escala potencial de demanda y a la creciente consolidación de hubs especializados en importación de energía. La evolución de polos como Ulsan en Corea del Sur y los complejos industriales asociados a Kawasaki-Yokohama en Japón sugiere que el crecimiento futuro del comercio internacional de moléculas renovables estará estrechamente vinculado a la capacidad de integrarse a estos ecosistemas industriales y logísticos.

Mercados Asiáticos

Asia se perfila como el principal mercado de crecimiento para amoníaco y e-metanol de bajas emisiones durante las próximas décadas. La combinación de restricciones estructurales de recursos, objetivos de seguridad energética y compromisos de descarbonización está impulsando la creación de mecanismos de contratación y apoyo que podrían convertir a la región en uno de los principales destinos para proyectos exportadores como AkuaippaHy.

Tanto Europa como Asia muestran que la demanda de moléculas renovables ya no depende exclusivamente de señales de mercado. Cada vez más, está siendo impulsada por marcos regulatorios, mecanismos de contratación pública, compromisos corporativos de descarbonización y estrategias nacionales de seguridad energética. Esta transformación favorece el desarrollo de contratos de largo plazo y estructuras comerciales capaces de respaldar decisiones finales de inversión (FID) en proyectos PtX de gran escala.

Para dimensionar la escala de AkuaippaHy dentro de estos mercados, conviene contrastar su producción proyectada con la demanda estimada en los principales destinos. Con una capacidad de entre 230 y 270 kt/año de amoniaco verde o 220 y 250 kt/año de e-metanol, el proyecto representaria menos del 2% de la demanda proyectada de amoniaco renovable en la Unión Europea para 2030 (entre 7,65 y 15,3 millones de toneladas por año segun la Interntional Energy Agency - IEA [16]), menos del 5% de la demanda de hidrogeno equivalente prevista en Corea del Sur para ese mismo horizonte (1,94 millones de toneladas), y menos del 1% de la demanda japonesa hacia 2040 (30 millones de toneladas de equivalente hidrógeno). Estas cifras tienen una implicación comercial directa para el proyecto, el cual, aunque no enfrenta riesgos de volúmenes, sí enfrenta riesgos de posicionamiento, certificación y estructuración contractual. Incluso capturando fracciones pequeñas de la demanda regulada en cada uno de estos mercados, AkuaippaHy podría alcanzar plena utilización de su capacidad bajo contratos de largo plazo. [16][17][8]

5 Benchmark de Proyectos Líderes: Lecciones para AkuaippaHy

El análisis de proyectos internacionales que han alcanzado etapas avanzadas de desarrollo, decisión final de inversión (FID) o construcción permite identificar patrones comunes de éxito aplicables a iniciativas PtX orientadas a exportación. A pesar de sus diferencias tecnológicas, geográficas y regulatorias, los casos analizados muestran una convergencia notable en los factores que explican su capacidad para atraer inversión y avanzar hacia su ejecución. [2]

Tabla 3. Benchmark de proyectos PtX líderes a escala global y lecciones para AkuaippaHy

Fuente: Óptima Consultores (2026). Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo II [2].

Proyecto	País	Vector / Escala	Mecanismo de offtake	Lección clave para AkuaippaHy
Egypt Green Hydrogen – Fertiglobe	Egipto	NH_3 verde ~60 kt/año 100 MW electrólisis	H2Global: 397 kt a 935 USD/t (2027-2033); take-or-pay escalonado	H2Global es la ruta de menor incertidumbre para Europa. Certificación RFNBO impacta directamente el CAPEX por correlación horaria.
Gopalpur – ACME Group	India	NH_3 verde 400 kt/año ~400 MW	SECI/SIGHT: 641 USD/t; IHI (Japón) como offtaker ancla con participación accionaria del 30%	Modelo offtaker+socio accionario alinea incentivos y fortalece bancabilidad. Umbral de diseño de mercado define estructura de costos.
Kassø PtX – European Energy	Dinamarca	E-metanol 42 kt/año 52 MW PEM	Maersk (ancla bunkering); LEGO y Novo Nordisk (industriales); subsidio CfD danés ~1,07 USD/kg H_2 por 10 años	CO_2 biogénico certificado local es condición habilitante. Inversión de banca pública (DGIF) fue crítica para FID.
Haru Oni / Cabo Negro – HIF Global	Chile	E-combustibles Fase piloto -> 175 kt/año MeOH	Shell (e-fuels); Mabanaft 100 kt/año e-MeOH; Porsche/VW (equity+offtake)	Define mercado final desde el diseño inicial. Escalamiento progresivo piloto ->comercial reduce riesgos técnicos.
Proyecto Iracema	Brasil (Pecém)	NH_3 verde 400 kt/año -> 2,2 Mt/año	Infraestructura compartida portuaria; financiamiento Banco Mundial USD 175M	Hub integrado (producción+certificación+logística+offtake) como referencia de arquitectura. La ruta Caribe–Rotterdam es 3.000-3.500 km más corta que Pecém–Rotterdam.

Los proyectos estudiados evidencian que la competitividad no depende exclusivamente del costo de producción del hidrógeno o de sus derivados. Los elementos que aparecen de forma recurrente incluyen la existencia de compradores estratégicos comprometidos mediante contratos de largo plazo, acceso a mecanismos de apoyo público, integración logística con puertos y mercados de destino, disponibilidad de esquemas de certificación reconocidos internacionalmente y una estrategia progresiva de escalamiento que reduzca riesgos tecnológicos y comerciales. [2]

En particular, los casos analizados muestran que los proyectos exitosos tienden a desarrollarse alrededor de ecosistemas integrados donde convergen producción renovable, infraestructura, logística, certificación y demanda. La evidencia internacional sugiere además que las decisiones de inversión se apoyan con mayor frecuencia en estructuras contractuales robustas y mecanismos de mitigación de riesgo que en ventajas asociadas únicamente al recurso energético disponible. [2]
El análisis de proyectos internacionales que han alcanzado etapas avanzadas de desarrollo, construcción o decisión final de inversión (FID) permite identificar patrones comunes aplicables a AkuaippaHy. A pesar de las diferencias tecnológicas, geográficas y regulatorias entre los casos analizados, todos comparten elementos recurrentes: integración temprana con compradores estratégicos, acceso a mecanismos de apoyo público o mitigación de riesgos, cumplimiento de estándares de certificación reconocidos internacionalmente y articulación con infraestructura logística orientada a exportación. [2]

La principal lección para AkuaippaHy es que la competitividad de los proyectos PtX no se construye exclusivamente alrededor del costo de producción. Los casos de referencia muestran que la capacidad de asegurar demanda mediante contratos de largo plazo, estructurar mecanismos de bancabilidad, demostrar cumplimiento regulatorio y desarrollar ecosistemas integrados de producción, logística y comercialización resulta determinante para avanzar hacia FID y cierre financiero. [2]

Lecciones para AkuaippaHy

- ✓ Priorizar la estructuración temprana de offtakers estratégicos.
- ✓ Diseñar el proyecto bajo criterios compatibles con certificación internacional.
- ✓ Desarrollar una ruta progresiva de maduración y escalamiento.
- ✓ Integrar producción, logística y acceso a mercados desde etapas tempranas.
- ✓ Orientar la estrategia comercial hacia contratos bancables de largo plazo.

6 Competitividad económica, brecha de precios y posicionamiento comercial

A partir del análisis integrado de precios internacionales, costos logísticos, mecanismos regulatorios de apoyo y referencias observadas en proyectos internacionales de referencia, se construyó un corredor objetivo de precios (Target Price Corridor) para las moléculas evaluadas en AkuaippaHy. Este corredor permite identificar los rangos de precio que podrían facilitar el acceso a mercados premium y la estructuración de contratos de largo plazo compatibles con esquemas de financiación de proyectos. [2]

Tabla 4. Corredor objetivo de precios de AkuaippaHy (CFR, contratos de largo plazo en mercados premium)
Fuente: elaboración propia con base en H2Global (2024), subastas SECI (2025) [19], Fraunhofer ISE (2024) [9], ICIS y BloombergNEF (2024).

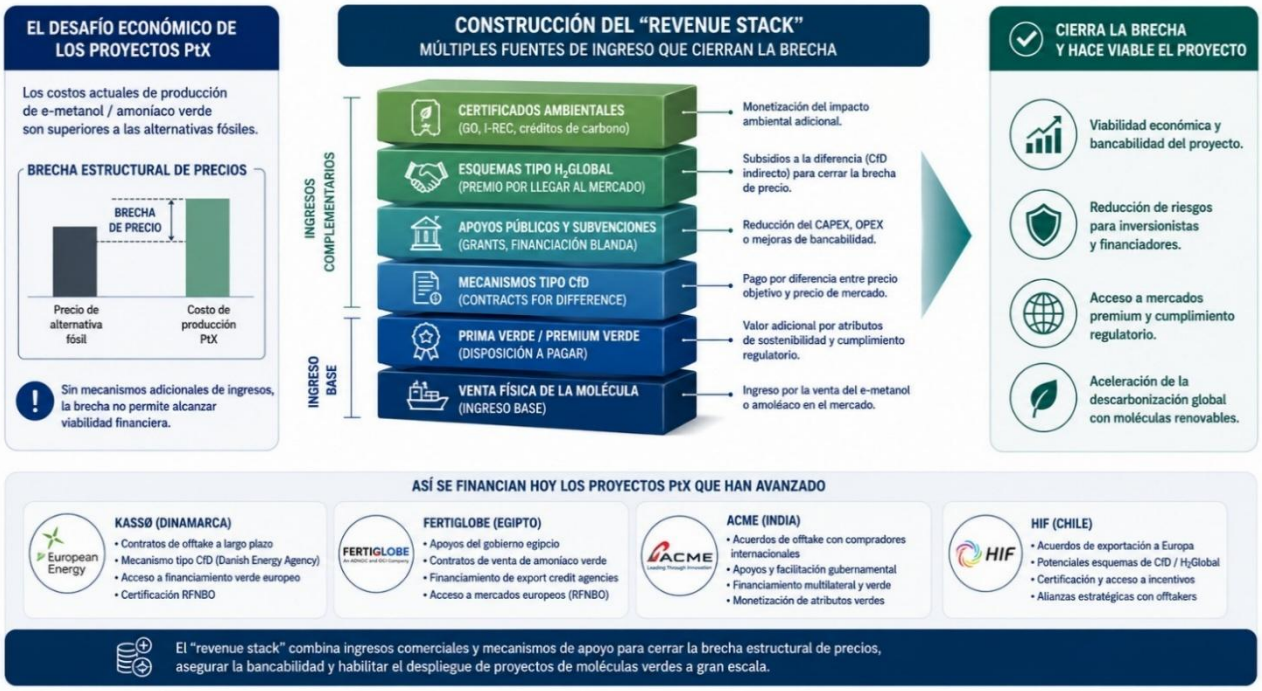
Molécula	Rango inferior	Rango superior	Determinantes principales
Amoníaco verde (NH_3)	700-800 USD/t	900-1.100 USD/t	CBAM/ETS + prima RFNBO + costo flete Caribe–Europa (~50 USD/t)
E-metanol (CH_3OH)	900-1.000 USD/t	1.100-1.300 USD/t	FuelEU Maritime + prima RFNBO + contrato de bunkering marítimo; rango bancable referencia Kassø
Hidrógeno equiv. (H_2) vía craqueo de NH_3	6,5-8,0 USD/kg	10-13 USD/kg	Precio en destino europeo incluyendo costos de craqueo, pérdidas energéticas y logística local

El análisis realizado muestra que los precios objetivo identificados para amoníaco verde y e-metanol no suelen alcanzarse únicamente mediante la venta física de la molécula. La experiencia internacional evidencia que los proyectos PtX más

avanzados combinan múltiples fuentes de ingresos y mecanismos de apoyo, incluyendo primas verdes, contratos por diferencia (CfD), programas públicos de incentivo, esquemas tipo H2Global y certificados ambientales. Esta combinación de instrumentos, conocida como revenue stack, constituye actualmente uno de los principales mecanismos para cerrar la brecha económica frente a las alternativas fósiles. [2]

Ilustración 9. Construcción del *Revenue Stack* y cierre de la brecha económica

Fuente: elaboración propia, Óptima Consultores (2026).



Los rangos identificados para amoníaco verde y e-metanol resultan consistentes con las referencias observadas en mercados internacionales, mecanismos de contratación recientes y programas de apoyo actualmente vigentes en Europa y Asia. Más que representar precios spot de mercado, estos valores reflejan condiciones económicas bajo las cuales sería posible estructurar contratos de largo plazo compatibles con los requerimientos de inversionistas y financiadores. [2]

Ventaja competitiva de Colombia

La competitividad futura de AkuaippaHy no dependerá exclusivamente de alcanzar el menor costo de producción posible. La experiencia internacional muestra que la viabilidad económica de los proyectos PtX se construye mediante la combinación de contratos de largo plazo, certificación, mecanismos de apoyo y estructuras comerciales capaces de cerrar la brecha económica frente a combustibles convencionales.

7 Hubs Logísticos Internacionales: Acceso a Mercados

El estudio analiza siete hubs logísticos internacionales clave para la estrategia comercial de AkuaippaHy: tres europeos (Rotterdam, Amberes-Brujas y Hamburgo) y tres asiáticos (Ulsan, Singapur y Kawasaki-Yokohama), más el Canal de Panamá como hub de tránsito estratégico. A continuación se presentan los elementos más relevantes para la estrategia comercial de AkuaippaHy. [2]

Tabla 5. Hubs logísticos internacionales y acceso a mercados para AkuaippaHy

Fuente: Óptima Consultores (2026). Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo II [2].

Hub	Región	Producto prioritario	Infraestructura clave	Offtakers prioritarios
Rotterdam	Europa	NH_3 y e-MeOH	ACE Terminal (Gasunie+Vopak) op. 2026; red HyNetwork 1.200 km; Delta Rhine Corridor →Alemania 2031	Yara (fertilizantes CBAM); BASF/Lanxess (química Rin-Ruhr); Maersk/CMB.TECH (bunkering); Blue Circle Olefins (MeOH-to-Olefins)
Amberes-Brujas	Europa	NH_3 y e-MeOH	Terminal Fluxys+Advario (acceso abierto, op. 2027-28); Air Liquide: primer cracking NH_3 industrial Europa (op. 2025)	BASF, Borealis, Ineos (petroquímica); Engie (co-combustión); Maersk (bunkering)
Hamburgo	Europa	NH_3 y e-MeOH	Terminal Mabanaft–Air Products 600.000 t/año NH_3 (aprobación 2024, op. 2027); red HH-WIN (op. 2026-27)	Aurubis (cobre, alta temperatura); Thyssenkrupp (acero); Hapag-Lloyd (bunkering transatlántico)
Ulsan	Corea del Sur	NH_3	Hyundai Oil Terminal Namsin (MoU oct. 2025): 2 tanques 80.000 m^3, 1,25 Mt/año, op. dic. 2028. Ammonia Bunkering Free Zone (mayo 2025)	Lotte Fine Chemical; POSCO (acero verde H-DRI, 1,2 Mt/año desde ~2035); Korea East-West Power (co-combustión CHPS)
Singapur	Asia	NH_3	Terminal Banyan Vopak: primer bunkering NH_3 terminal-to-ship del mundo (2024). Cracking Air Liquide (en desarrollo)	Operadores bunkering transpacífico; redistribución a Japón y Corea
Kawasaki-Yokohama	Japón	NH_3 y e-MeOH	Clusters H_2 costeros; CfD METI/JOGMEC USD 19.200M para 15 años (primera ronda 2025: JERA 490.000 t/año NH_3)	JERA (co-combustión 20% NH_3 en Hekinan); Mitsui, Sumitomo, Mitsubishi (trading houses)
Canal de Panamá	Tránsito	NH_3 y e-MeOH	NetZero Slot (oct. 2025): slot semanal para buques dual-fuel (≤75 gCO_2e/MJ). Nuevos terminales Corozal+Telfers 2029 (USD 2.600M)	Monjasa (bunkering Colombia y Panamá); redistribución ruta Caribe–Asia

Europa: Los principales hubs europeos (Rotterdam, Amberes-Brujas y Hamburgo) concentran infraestructura portuaria, almacenamiento, distribución y consumo industrial de derivados renovables. Su relevancia estratégica radica en que actúan como plataformas de entrada y redistribución hacia múltiples mercados europeos, integrando demanda industrial, transporte marítimo y mecanismos regulatorios que favorecen la adopción de moléculas de bajas emisiones. Para AkuaippaHy, estos hubs representan puntos de acceso prioritarios para estrategias de exportación orientadas a amoníaco y e-metanol certificados. [2]

Asia: En Asia, Ulsan, Singapur y Kawasaki-Yokohama se consolidan como los principales nodos para la recepción, transformación y consumo de derivados renovables. Estos hubs están respaldados por programas nacionales de descarbonización, infraestructura especializada y mecanismos de contratación de largo plazo que buscan asegurar el suministro futuro de moléculas bajas en carbono. Su desarrollo confirma que la demanda asiática tenderá a concentrarse en ecosistemas industriales y portuarios especializados más que en mercados nacionales aislados. [2]

Estrategia comercial

El análisis confirma que la estrategia comercial de AkuaippaHy debe enfocarse en la construcción de relaciones con hubs logísticos e industriales específicos, más que en países considerados de manera individual. La competitividad futura dependerá de la capacidad de integrarse a estos ecosistemas mediante certificación, contratos de largo plazo y soluciones logísticas eficientes.

8 Mecanismos Contractuales de Offtake y Bancabilidad

El acceso a mercados regulados exige diseñar estructuras contractuales específicas. El análisis realizado muestra que la bancabilidad de proyectos PtX depende en gran medida de la capacidad de asegurar ingresos previsibles mediante contratos de largo plazo compatibles con esquemas de financiación tipo Project Finance. [2]

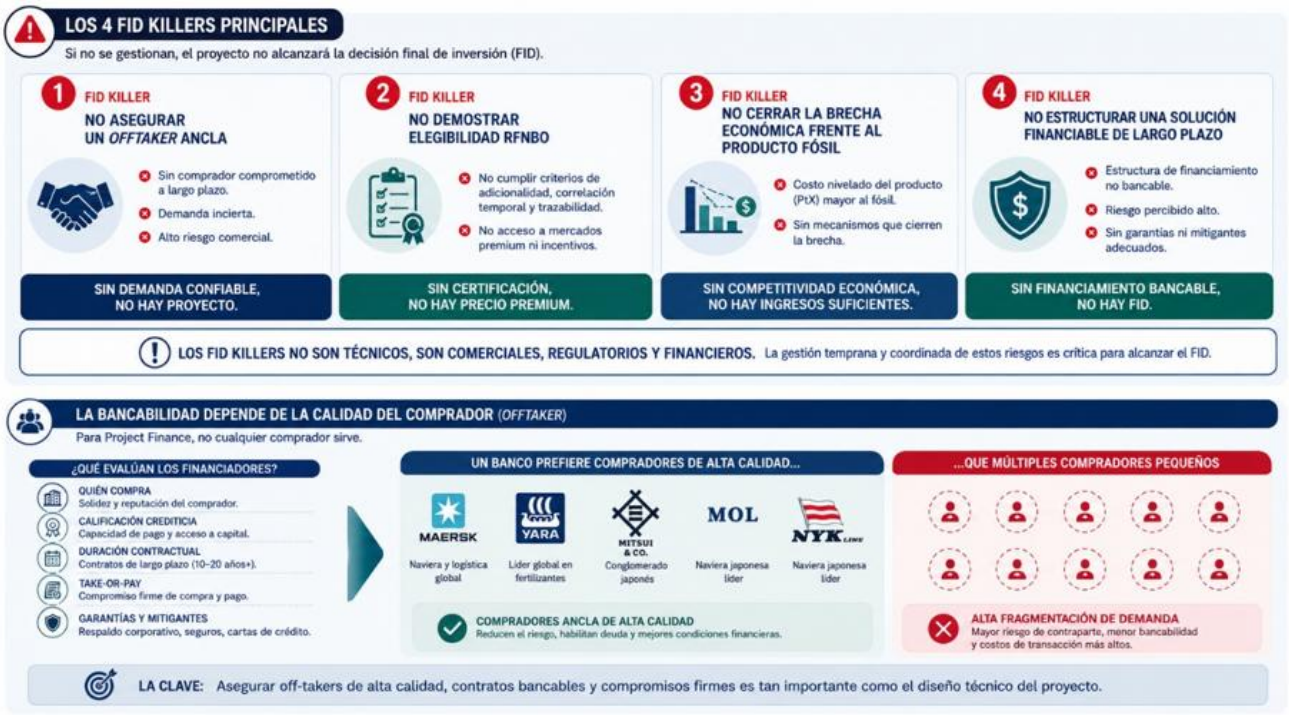
Tabla 6. Mecanismos contractuales de Offtake[3]

Fuente: Óptima Consultores (2026). Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo II [2].

Tipo de contrato	Descripción y aplicación para AkuaippaHy	Referente en benchmark
Largo plazo con precio fijo o semifijo	Precio definido ex ante durante 10-15 años; elimina incertidumbre para el productor. Compatible con Project Finance como fuente de ingresos previsibles.	Kassø-Maersk; ACME-IHI
Take-or-pay con volumen mínimo	Comprador asume obligación de compra de un volumen mínimo independientemente de su consumo efectivo. Reduce riesgo de subutilización de activos para el productor.	Fertiglobe-H2Global (397 kt fijas 2027-2033)
Indexado a ETS/CBAM/RFNBO	Precio variable vinculado al costo del carbono en Europa o a primas regulatorias. Captura automáticamente el valor del endurecimiento regulatorio en el tiempo.	Estándar en contratos europeos post-2025
Ramp-up / escalonado	Volúmenes crecientes en el tiempo, iniciando con menor comprometimiento y escalando a medida que el proyecto demuestra desempeño. Reduce riesgo inicial para el comprador.	Fertiglobe: 19,5 kt (2027) → 40 kt/año (2028+)
Contract for Difference (CfD)	El mecanismo público cubre la diferencia entre el precio de producción del combustible verde y el precio de mercado del convencional. Traslada riesgo de precio al sector público, mejorando bancabilidad.	H2Global (UE), SECI-SIGHT (India), JOGMEC-CfD (Japón), HBM (Corea)
Híbrido / combinado	Combinación de los mecanismos anteriores, típica en proyectos con múltiples offtakers. Ej.: take-or-pay con offtaker ancla + precio indexado con offtakers secundarios.	ACME: combinación de contratos SECI + IHI + IFFCO
Tolling / H_2 como servicio	El comprador aporta el insumo energético (H_2) y paga por la conversión a derivado; o el productor ofrece descarbonización como servicio certificado. Reduce riesgo comercial del productor pero requiere integración vertical.	Kassø: venta de metanol verde como "servicio de descarbonización" a LEGO y Novo Nordisk

[3] SIGHT: Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition; IFFCO: Indian Farmers Fertiliser Cooperative Limited

Ilustración 10. Los FID Killers y la importancia de la calidad del offtaker.
Fuente: elaboración propia, Óptima Consultores (2026).



La experiencia internacional muestra que los principales obstáculos para alcanzar la decisión final de inversión (FID) están asociados a factores comerciales, regulatorios y financieros. Los proyectos que han logrado avanzar hacia construcción comparten la capacidad de asegurar compradores estratégicos, demostrar cumplimiento regulatorio, reducir la brecha económica frente a alternativas convencionales y estructurar soluciones compatibles con los requerimientos de financiadores e inversionistas. [3]

Tabla 7. Qué busca un financiador en un proyecto PtX?
Fuente: elaboración propia con base en IFC / Banco Mundial (2024) [29].

Factor crítico	¿Por qué es importante?
Offtaker con fortaleza crediticia	Reduce el riesgo de contraparte y aumenta la confianza sobre la capacidad de pago durante la vigencia del contrato.
Contrato de largo plazo	Proporciona visibilidad sobre los ingresos futuros y facilita la estructuración de financiamiento tipo Project Finance.
Cláusulas take-or-pay	Garantizan niveles mínimos de compra, reduciendo la exposición del proyecto a la volatilidad de la demanda.
Mecanismos de indexación transparentes	Permiten ajustar precios frente a variables de mercado, inflación o cumplimiento regulatorio, preservando la sostenibilidad económica del contrato.
Cumplimiento regulatorio verificable	Asegura elegibilidad para mercados premium, esquemas de certificación y mecanismos de apoyo asociados a la transición energética.
Asignación clara de riesgos	Define responsabilidades entre productores, compradores y financiadores, reduciendo incertidumbres durante la vida del proyecto.

En este contexto, los contratos de offtake adquieren un papel central al convertirse en el principal mecanismo para transformar demanda potencial en ingresos bancables. La calidad del comprador, la duración contractual, la existencia de cláusulas take-or-pay, los mecanismos de indexación y las garantías asociadas resultan tan relevantes como el precio acordado. [3]

Más que maximizar el número de compradores, la experiencia internacional evidencia que los proyectos PtX más avanzados buscan establecer relaciones de largo plazo con contrapartes de alta calidad crediticia, capaces de respaldar procesos de financiación y reducir la percepción de riesgo del proyecto. [3]

Mensaje Clave:

La principal lección de los proyectos PtX que han alcanzado FID es que la bancabilidad comienza con la calidad de la demanda. La existencia de compradores sólidos, contratos de largo plazo y mecanismos adecuados de mitigación de riesgos constituye un requisito tan importante como la competitividad técnica o económica del proyecto.

9 Marco Regulatorio Internacional: Barreras y Condiciones de Acceso

9.1 Acceso arancelario preferencial

En el marco del Acuerdo Comercial entre la Unión Europea y Colombia, el hidrógeno, amoníaco anhidro y metanol gozan de un arancel de importación del 0% hacia Europa, condicionado al cumplimiento del régimen de origen. Esta preferencia arancelaria es equivalente a la que disfrutan Chile, México, Perú, Ecuador y los países de Centroamérica bajo sus respectivos acuerdos con la UE. Productores del Medio Oriente y Norte de África (Arabia Saudita, Omán, Emiratos Árabes Unidos) no cuentan con acuerdos preferenciales equivalentes y acceden bajo el arancel de Nación Más Favorecida (NMF) de la (Organización Mundial del Comercio) OMC, lo que representa una ventaja estructural para proyectos colombianos en un entorno de márgenes estrechos. Si bien el componente arancelario no constituye por sí solo un factor decisivo de competitividad, sí contribuye a mejorar el posicionamiento relativo de Colombia frente a competidores que no cuentan con acuerdos preferenciales de acceso a los principales mercados de destino. [20]

La materialización de esta ventaja arancelaria no es automática. El arancel cero está condicionado al cumplimiento íntegro de cuatro requisitos de origen: (i) que el producto sea enteramente obtenido o suficientemente transformado en Colombia, con etapas sustanciales de electrólisis, síntesis y purificación realizadas en territorio nacional; (ii) que el proceso productivo implique transformación suficiente (conversión química o energética completa) conforme a las reglas técnicas del acuerdo; (iii) que se excluyan operaciones insuficientes como reenvasado, dilución o mezclas simples; y (iv) que el transporte sea directo o, en caso de tránsito por terceros países, que el producto permanezca bajo control aduanero continuo con trazabilidad documental completa. La prueba formal de origen es el certificado EUR.1, emitido por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia. La preservación de este beneficio depende del cumplimiento efectivo de las reglas de origen establecidas en cada acuerdo comercial, incluyendo requisitos asociados a transformación sustancial, trazabilidad de insumos y mantenimiento de control aduanero durante el transporte internacional. [20]

Para proyectos basados en e-metanol, el origen del CO_2 y de otros insumos estratégicos puede adquirir relevancia no solo desde la perspectiva de certificación ambiental, sino también para efectos de cumplimiento de reglas de origen y acceso preferencial a mercados internacionales. En consecuencia, las decisiones sobre abastecimiento de carbono deben evaluarse desde etapas tempranas de estructuración del proyecto. [20]

De forma similar, el TLC Colombia–Corea contempla acceso preferencial para estos productos, sujeto al cumplimiento de reglas de origen y contenido regional. A diferencia del modelo europeo, el acuerdo coreano incorpora umbrales cuantificables de valor agregado regional, lo que implica que cambios relevantes en la estructura de costos o en el origen de los insumos podrían afectar el mantenimiento de los beneficios arancelarios. [21]

Japón no tiene actualmente un Tratado de Libre Comercio (TLC) en vigor con Colombia. El EPA (Economic Partnership Agreement) Colombia–Japón fue reactivado en septiembre de 2025, pero aún no ha entrado en vigor, por lo que las exportaciones se rigen por el arancel NMF. Para amoníaco anhidro (HS 2814.10) y metanol (HS 2905.11), Japón aplica arancel del 0% bajo NMF para usos industriales o energéticos, de modo que el componente arancelario no constituye una barrera estructural para el proyecto. La competitividad en Japón dependerá principalmente de la capacidad de insertarse en los esquemas de apoyo de la estrategia Green Transformation (GX), no de diferencias en acceso arancelario. En consecuencia, la competitividad en el mercado japonés dependerá principalmente del acceso a mecanismos de apoyo, certificación y contratación asociados a la estrategia Green Transformation (GX), más que de ventajas derivadas del componente arancelario. [22]

Mensaje Clave:

El acceso preferencial a Europa y Corea constituye una ventaja competitiva para Colombia, pero su aprovechamiento efectivo depende de decisiones tempranas relacionadas con reglas de origen, trazabilidad de insumos y estructuración de la cadena de suministro. En mercados como Japón, los factores determinantes de competitividad estarán asociados principalmente a certificación, mecanismos de apoyo y acceso a demanda.

9.2 Certificación RFNBO, CHCS y JOGMEC

Los principales mercados objetivo para AkuaippaHy exigen mecanismos formales de certificación que permitan verificar la intensidad de carbono y el origen renovable de las moléculas producidas. Más que un requisito regulatorio, estos esquemas se han convertido en condiciones de acceso a mercado, participación en programas de apoyo, elegibilidad para contratos de largo plazo y obtención de primas asociadas a combustibles renovables certificados. [14][15]

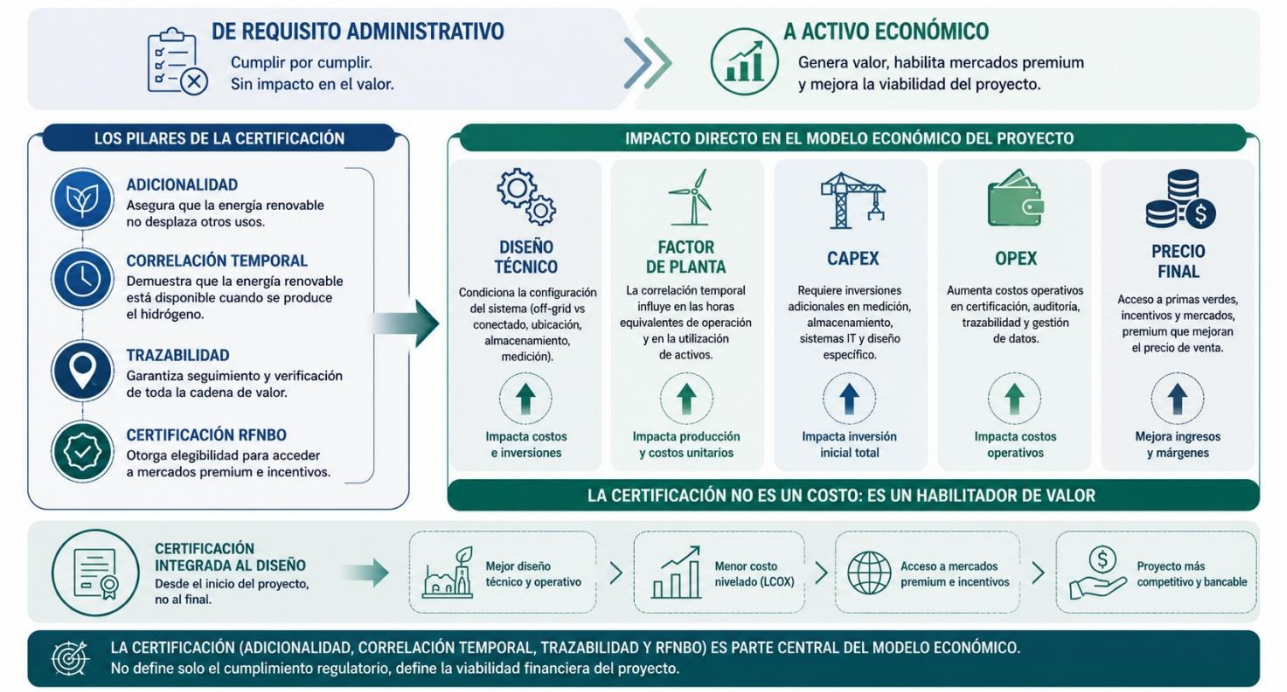
- RFNBO (UE – RED II/III, Reglamento Delegado 2023/1184): el más exigente. Exige adicionalidad de energía renovable, correlación temporal horaria estricta desde 2030 y reducción mínima del 70% de emisiones (≤3,38 $kgCO_2e/kgH_2$). Certificación obligatoria por terceros bajo ISCC EU, Redcert o CertifHy. [14][15]
- CHCS (Corea del Sur – MOTIE): clasifica hidrógeno en cuatro grados según intensidad, umbral máximo 4,0 $kgCO_2e/kgH_2$ (Well-to-Gate). Vinculado a acceso a subastas y reducción de exposición al K-ETS. [23][24]
- JOGMEC CI (Japón – METI): umbral ⩽3,4 $kgCO_2e/kgH_2$ (Well-to-Gate); tecnológicamente neutral. Condición habilitante para CfD y contratos estructurados de largo plazo. [25][26]

Aunque los tres esquemas persiguen objetivos similares de reducción de emisiones, presentan diferencias relevantes en cuanto a metodologías de cálculo, niveles de exigencia y mecanismos de verificación. Entre ellos, RFNBO constituye actualmente el estándar más exigente y detallado, razón por la cual se utiliza frecuentemente como referencia de diseño para proyectos orientados a exportación. [14][15][23][24][25][26]

Estrategia de diseño

Diseñar el proyecto bajo los requisitos más exigentes desde etapas tempranas permite maximizar flexibilidad comercial futura, facilitar el acceso simultáneo a Europa y Asia y reducir riesgos asociados a cambios regulatorios. Esta aproximación puede incrementar costos de diseño y operación, pero mejora significativamente la elegibilidad para mercados premium y mecanismos de apoyo.

Ilustración 11. La certificación como activo económico y no como requisito administrativo.
Fuente: elaboración propia, Óptima Consultores (2026).



La experiencia internacional muestra que la certificación influye directamente sobre variables fundamentales del proyecto, incluyendo la configuración eléctrica, los factores de utilización de la electrólisis, los requerimientos de trazabilidad, los costos de inversión y los costos operativos. En consecuencia, los estándares de certificación deben entenderse como parte integral del modelo económico y comercial del proyecto, y no como una etapa posterior de cumplimiento regulatorio. [14][15]

Los mercados internacionales estan experimentando un desplazamiento desde compromisos voluntarios de descarbonizacion hacia obligaciones regulatorias de cumplimiento. Este cambio es relevante para la estructuración comercial del proyecto porque solo la demanda jurídicamente vinculante ofrece la estabilidad suficiente para soportar contratos de suministro de largo plazo bancables. Sin embargo, no todos los instrumentos que se mencionan en este contexto tienen el mismo carácter ni los mismos efectos inmediatos. Es necesario distinguir entre dos categorías. La primera corresponde a instrumentos de aplicación directa que ya generan obligaciones efectivas para los operadores sin necesidad de acto legislativo nacional adicional. El Reglamento (UE) 2023/1805 (FuelEU Maritime) [28] impone estándares obligatorios de reducción de la intensidad de emisiones del transporte marítimo, abriendo espacio comercial para el e-metanol y el amoníaco verde desde su entrada en vigor. El Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 [15] define los criterios técnicos para que un combustible clasifique como RFNBO, condición indispensable para acceder a las primas regulatorias europeas. El Reglamento (UE) 2023/956 (CBAM) [23] encarece progresivamente los productos intensivos en carbono importados a la Unión Europea, mejorando la competitividad relativa de los derivados con baja huella de carbono verificable. La segunda categoría incluye obligaciones cuya materialización depende de la transposición de la Directiva RED III [14] a la legislación nacional de cada Estado miembro. Las cuotas de incorporación de hidrógeno renovable en industria y transporte, que representan una porción relevante de la demanda europea proyectada, están en esta segunda categoría. Dado que esa transposición sigue en proceso en varios países clave, los volúmenes asociados a estas cuotas deben tratarse con mayor cautela en el análisis de demanda. En Corea del Sur, el K-ETS crea incentivos económicos directos para que los compradores industriales prefieran insumos de menor intensidad de carbono, y el programa de licitaciones de hidrógeno limpio (HBM) ofrece contratos con señales de precio predecibles. En Japón, la estrategia de transformación verde (GX) combina un impuesto al carbono con mecanismos de contratos por diferencia administrados por JOGMEC, con una asignación de recursos de aproximadamente USD 19.200 millones para 15 años. [14][15][23][28]

Acceso a mercados premium

La capacidad de acceder a mercados premium dependerá cada vez menos de producir moléculas renovables y cada vez más de demostrar, mediante mecanismos verificables de certificación y trazabilidad, que dichas moléculas cumplen los estándares exigidos por los mercados de destino.

9.3 Instrumentos regulatorios generadores de demanda

Uno de los cambios más relevantes observados en los mercados internacionales es la transición desde mecanismos voluntarios de descarbonización hacia obligaciones regulatorias de cumplimiento. En este contexto, diversos instrumentos normativos están transformando la demanda de derivados renovables en una necesidad estructural para determinados sectores económicos, creando señales de mercado más estables y previsibles que las observadas tradicionalmente en mercados energéticos emergentes. Desde la perspectiva de Project Finance, esta demanda regulada constituye uno de los principales habilitadores para la estructuración de contratos bancables de largo plazo. [27]

- FuelEU Maritime establece un estándar obligatorio de reducción progresiva de la intensidad de emisiones de GEI de buques de más de 5.000 GT, bajo un enfoque Well-to-Wake. Aplica al 100% de la energía consumida en viajes intra-UE y al 50% en rutas intercontinentales, lo que extiende la regulación a rutas Colombia–Europa. Las metas son progresivas, empezando en 2025 hasta alcanzar una reducción del 80% en 2050, con penalidades económicas por incumplimiento. Para AkuaippaHy, este mecanismo convierte la intensidad de carbono certificada del e-metanol o el amoníaco en una variable financiera directa, ya que un combustible con menor huella evita penalidades, genera excedentes de cumplimiento comercializables en el esquema de pooling e impacta el OPEX (Operating Expenditure) del operador. La propuesta de valor para el comprador marítimo, más allá de la molécula, es el cumplimiento regulatorio verificable. Además, FuelEU Maritime convierte el atributo ambiental del combustible en una variable económica tangible para navieras y operadores marítimos, generando una disposición a pagar asociada al cumplimiento regulatorio y no únicamente al valor energético de la molécula. [28]

- ReFuelEU Aviation establece mandatos cuantitativos obligatorios de incorporación de SAF (Sustainable Aviation Fuels) en aeropuertos europeos, desde el 2% en 2025 hasta el 70% en 2050. Incluye una subcuota específica para combustibles sintéticos RFNBO, que crece del 0,7% en 2030 al 35% en 2050. Esta subcuota es estratégica porque limita que la obligación sea cubierta íntegramente con biocombustibles avanzados, reservando un mercado creciente para e-fuels derivados de electrólisis. El mecanismo transforma el "green premium" en un costo de cumplimiento obligatorio para el proveedor aeroportuario, fortaleciendo la estructuración de contratos de suministro de largo plazo. La existencia de una subcuota específica para combustibles sintéticos RFNBO garantiza que una parte creciente de la obligación regulatoria deberá ser cubierta mediante combustibles derivados de electrólisis, creando una demanda estructural de largo plazo para este tipo de productos. [14]

El estado de transposición varía significativamente entre los mercados prioritarios para el proyecto. Alemania aprobó en el Bundestag el 23 de abril de 2026 su transposición de RED III para el sector transporte, estableciendo una trayectoria RFNBO que parte de 0,1% en 2026 y alcanza el 5% en 2035 y el 10% en 2040, con una penalidad por incumplimiento de 14 EUR/kg, la más elevada de la Unión Europea. La cuota de industria, no obstante, sigue sin transponerse al ordenamiento alemán. Países Bajos aprobó su cuota de transporte en marzo de 2026, con una meta del 1,8% en 2030; la cuota industrial avanza en el parlamento pero no ha concluido su proceso. España aprobó en julio de 2026 un Real Decreto que establece cuotas RFNBO en el transporte por carretera a partir de 2028, con una meta del 2,5% en 2030 y del 11% en 2040; las penalidades específicas por incumplimiento no han sido confirmadas a la fecha de cierre de este estudio. Las cuotas industriales enfrentan un bloqueo generalizado en toda la Unión Europea, pues los Estados miembros han mostrado resistencia a imponer obligaciones significativas al sector industrial por las presiones sobre la competitividad derivadas del alza de los precios de la energía. Según BloombergNEF, solo 12 de los 27 Estados miembros habían aprobado cuotas RFNBO con rango de ley casi un año después del plazo de mayo de 2025; en la mayoría de los países, las penalidades establecidas son inferiores al umbral de aproximadamente 10 EUR/kg a partir del cual el incumplimiento resulta económicamente desincentivador frente al

cumplimiento efectivo. Esta situación tiene una implicación directa para el diseño comercial de AkuaippaHy: la demanda regulada más predecible y bancable en el horizonte 2027-2030 se origina en el sector transporte (donde las cuotas y penalidades están más avanzadas en los tres países) y en los instrumentos de aplicación directa ya vigentes, no en las cuotas industriales de RED III cuya transposición sigue incompleta. [14][15][37][38][39]

- En Corea del Sur, el K-ETS opera como un cap-and-trade que cubre el 79% de las emisiones nacionales, con precios históricos de carbono entre USD 10 y 30/tCO_2e. No es un impuesto en frontera directo sobre el amoníaco o metanol importado, pero los compradores industriales sujetos al sistema tienen incentivos económicos directos para preferir insumos de menor intensidad de carbono, ya que esto reduce su exposición al mercado de permisos. La Fase 4 (2026-2030) endurecerá progresivamente las asignaciones gratuitas, aumentando la señal de precio del carbono y fortaleciendo la demanda estructural por insumos bajos en emisiones. En otras palabras, el sistema coreano de comercio de emisiones (K-ETS) introduce incentivos económicos crecientes para la adopción de insumos de menor intensidad de carbono. A medida que disminuyen las asignaciones gratuitas y aumenta la exposición de las empresas al precio del carbono, se fortalece la demanda por combustibles y materias primas bajas en emisiones. [21]

- En Japón, la estrategia GX complementa el impuesto al carbono actual (bajo: USD 2,2-2,7/tCO_2) con mecanismos CfD administrados por JOGMEC, con una asignación aproximada de USD 19.200 millones para 15 años destinada a cerrar la brecha de costos entre combustibles bajos en carbono y alternativas fósiles. Es decir, Japón complementa sus objetivos climáticos mediante la estrategia Green Transformation (GX), que incorpora mecanismos tipo CfD administrados por JOGMEC para cerrar la brecha económica entre combustibles convencionales y alternativas bajas en carbono. Estos instrumentos reducen incertidumbres comerciales y facilitan la estructuración de contratos de suministro de largo plazo. [25][26]

Aunque los mecanismos regulatorios analizados presentan diferencias en su diseño, todos comparten una característica común, ya que transforman el cumplimiento ambiental en una obligación económica para compradores específicos. Esta evolución resulta particularmente relevante para proyectos PtX, ya que permite sustituir parte de la incertidumbre asociada a mercados voluntarios por señales de demanda respaldadas por regulación. [27][28]

Demanda

La principal fuente de crecimiento para amoníaco verde, e-metanol y otros derivados renovables no proviene únicamente de compromisos corporativos de sostenibilidad. Cada vez más, la demanda está siendo impulsada por instrumentos regulatorios que convierten la descarbonización en una obligación económica para sectores como transporte marítimo, aviación, generación eléctrica e industria.

El análisis realizado muestra que la competitividad futura de los proyectos PtX dependerá simultáneamente de tres elementos: acceso preferencial a mercados, capacidad de cumplir estándares de certificación y participación en sectores donde la demanda está siendo impulsada por regulación obligatoria. La convergencia de estos factores explica por qué la certificación y el cumplimiento regulatorio han dejado de ser requisitos administrativos para convertirse en componentes centrales del modelo comercial y financiero de los proyectos. [14][15]

10 Evaluación Integral de Viabilidad: Perspectiva de FID y Bancabilidad

La evaluación de viabilidad del proyecto AkuaippaHy se estructura en cinco dimensiones interdependientes: comercial, regulatoria, logística, financiera y socio-territorial. La debilidad estructural en cualquiera de estas dimensiones puede impedir el cierre financiero, aun cuando las demás presenten desempeño positivo. La evaluación no pretende determinar la viabilidad absoluta del proyecto, sino identificar las condiciones que deben materializarse para avanzar hacia una decisión final de inversión (FID) y posterior cierre financiero.

10.1 Viabilidad comercial

En términos de Project Finance, la viabilidad comercial no equivale a "capacidad de venta", sino a capacidad de generar flujos de caja estables, predecibles y contractualmente protegidos durante un horizonte equivalente al tenor de la deuda. La pregunta relevante, más allá de si existe o no demanda potencial, es si dicha demanda puede transformarse en contratos de largo plazo capaces de respaldar procesos de financiación tipo Project Finance.

La distinción central es entre demanda voluntaria y demanda regulada. Mientras la primera depende principalmente de decisiones corporativas y puede verse afectada por ciclos económicos, la segunda surge de obligaciones regulatorias cuyo incumplimiento genera consecuencias económicas directas. Desde la perspectiva financiera, la demanda regulada ofrece una base significativamente más robusta para la estructuración de contratos bancables de largo plazo. La estrategia comercial de AkuaippaHy debe priorizar compradores expuestos a regulación climática y evitar dependencia del mercado spot de amoníaco o metanol convencional [14][15][23][24][25][26][27][28].

La viabilidad comercial también depende de la capacidad de cerrar la brecha estructural existente entre moléculas renovables y alternativas fósiles. La experiencia internacional muestra que este objetivo se alcanza mediante esquemas de revenue stack que combinan precio de la molécula, valor asociado a reducción de emisiones, primas regulatorias y mecanismos públicos de apoyo. En ausencia de estas fuentes complementarias de ingresos, la competitividad económica de corto plazo continúa siendo un desafío para la mayoría de proyectos PtX a escala global. [2][3]

En el estado actual, el proyecto no cuenta con contratos de offtake vinculantes de largo plazo. La práctica internacional muestra que, para alcanzar FID en proyectos comparables, es necesario comprometer previamente entre el 60% y el 70% de la capacidad mediante contratos de largo plazo con contrapartes sólidas. Este umbral no constituye una regla universal, pero sí una referencia recurrente observada en proyectos que han logrado avanzar hacia construcción o cierre financiero. Por debajo de ese umbral, el proyecto enfrenta restricciones severas en financiamiento competitivo. La calidad crediticia del offtaker es tan relevante como el precio: contrapartes con grado de inversión, solidez financiera o respaldo estatal mejoran condiciones de deuda, extienden el tenor y reducen spreads. La eventual participación del offtaker como socio accionario (modelo ACME-IHI) alinea incentivos y fortalece la bancabilidad. [29]

Desde la perspectiva de portafolio, el amoníaco presenta actualmente mayor madurez industrial, mayor profundidad de mercado global y mayor track record financiero, con infraestructura portuaria y logística ampliamente consolidada para su transporte internacional. El metanol renovable muestra mayor potencial de crecimiento en el sector marítimo, impulsado por buques dual-fuel de Maersk, CMA CGM y Cargill, pero introduce complejidad adicional: fuentes sostenibles de CO_2 biogénico y sistemas de trazabilidad de carbono son condiciones habilitantes. Para la localización en La Guajira, la disponibilidad de CO_2 biogénico es la restricción más relevante para la ruta e-metanol. Por esta razón, el amoníaco emerge como la ruta de entrada más madura desde la perspectiva de mercado y bancabilidad. [9]

El e-metanol representa una oportunidad comercial atractiva en el mediano plazo, especialmente en el sector marítimo, pero su desarrollo dependerá de la consolidación de cadenas de suministro sostenibles de carbono y de mecanismos robustos de trazabilidad. Para una localización como La Guajira, la disponibilidad de CO_2 biogénico continúa siendo una de las principales restricciones estructurales para la expansión de esta ruta productiva.

Evaluación de la viabilidad comercial

- ✓ Existe demanda internacional creciente para amoníaco y e-metanol de bajas emisiones.
- ✓ Los mercados objetivo cuentan con instrumentos regulatorios que fortalecen la demanda de largo plazo.
- ✓ La estructuración de contratos de offtake continúa siendo un requisito crítico para avanzar hacia FID.
- ✓ La competitividad económica depende de mecanismos que permitan cerrar la brecha frente a alternativas fósiles.
- ✓ La ruta e-metanol requiere resolver restricciones asociadas al abastecimiento sostenible de CO_2.

10.2 Viabilidad regulatoria

La viabilidad regulatoria del proyecto debe entenderse como la capacidad de mantener acceso efectivo a mercados, mecanismos de apoyo y fuentes de demanda durante todo el horizonte de desarrollo y operación del proyecto. Desde la perspectiva de FID, el riesgo regulatorio puede resumirse en tres preguntas fundamentales: ¿el proyecto será elegible para comercializar sus productos en los mercados objetivo cuando entre en operación?, ¿podrá mantener dicha elegibilidad frente a cambios metodológicos y regulatorios?, y ¿los marcos normativos de destino son suficientemente robustos para respaldar contratos financiables de largo plazo? [14][15]

El análisis comparado de RFNBO, CHCS (Clean Hydrogen Certification System) y los mecanismos asociados a la estrategia japonesa GX permite concluir que la certificación ha evolucionado desde un requisito de cumplimiento hacia un activo económico y comercial. En los mercados analizados, la certificación constituye una condición habilitante para acceder a esquemas de apoyo, participar en procesos competitivos de contratación, atender compradores sujetos a obligaciones regulatorias y capturar primas asociadas a combustibles de bajas emisiones. La competitividad futura dependerá cada vez más de la intensidad de carbono verificable y de la capacidad de demostrar trazabilidad y cumplimiento regulatorio mediante sistemas robustos de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV). [14][15][23][24][25][26]

Esta decisión tiene implicaciones de diseño y costos que deben quedar explícitas. Diseñar el proyecto bajo el estándar RFNBO europeo (el más exigente) eleva el CAPEX (Capital Expenditure) respecto a configuraciones orientadas a mercados con requisitos menores: la exigencia de correlación horaria estricta entre generación renovable y electrólisis, progresiva a partir de 2030, puede requerir sobredimensionamiento del parque renovable o almacenamiento energético, con impacto directo sobre el costo nivelado de producción. Este sobrecosto debe entenderse como la prima de elegibilidad para acceder a mercados europeos y a los mecanismos de apoyo asociados. El sentido de este trade-off no es único. Si el proyecto se diseña bajo el estándar RFNBO y el producto se destina a un mercado de menor exigencia, el sobredimensionamiento habrá sido innecesario. Pero la situación inversa es igualmente costosa, ya que, si el proyecto se diseña para un mercado de menor exigencia y posteriormente se identifica un comprador en un mercado premium como el europeo, será necesario rehacer la configuración técnica y probablemente repetir evaluaciones de impacto ambiental, con potenciales retrasos de varios años sobre la decisión de inversión. Dado que el objetivo estratégico de AkuaippaHy es el mercado europeo, la decisión de diseñar bajo RFNBO desde etapas tempranas es consistente con esa orientación y reduce el riesgo de costosos rediseños posteriores. Lo que esta decisión exige es que la orientación de mercado sea deliberada y se sostenga a lo largo de todas las fases de estructuración del proyecto. [14][15]

La estrategia regulatoria más robusta consiste en diseñar el proyecto bajo los estándares más exigentes actualmente disponibles, particularmente RFNBO. Esta aproximación maximiza la flexibilidad comercial futura, facilita el acceso simultáneo a mercados europeos y asiáticos y reduce riesgos asociados a cambios regulatorios. No obstante, también implica mayores exigencias técnicas y operativas, derivadas de requisitos como adicionalidad, correlación temporal y trazabilidad energética, cuyos impactos deben incorporarse explícitamente en los análisis económicos y financieros del proyecto. [14][15]

En términos generales, la viabilidad regulatoria del proyecto es favorable. Los principales mercados objetivo cuentan con marcos regulatorios consolidados que, además de establecer criterios de certificación, generan demanda estructural para combustibles y materias primas de bajas emisiones. Sin embargo, la existencia de regulación favorable no elimina el riesgo regulatorio; lo desplaza hacia la capacidad del proyecto para mantener cumplimiento continuo, adaptarse a eventuales cambios normativos y preservar su elegibilidad comercial durante toda la vida útil de los activos.

Evaluación de la viabilidad regulatoria

- ✓ Los mercados objetivo cuentan con marcos regulatorios consolidados y señales de demanda de largo plazo.
- ✓ AkuaippaHy puede diseñarse para cumplir los estándares internacionales más exigentes actualmente disponibles.
- ✓ La certificación constituye un mecanismo de acceso a mercado, no únicamente una obligación de cumplimiento.
- ✓ Los requisitos de adicionalidad, correlación temporal y trazabilidad pueden incrementar costos de inversión y operación.
- ✓ La elegibilidad comercial deberá mantenerse frente a futuras modificaciones regulatorias y metodológicas.

10.3 Viabilidad logística

La logística constituye un determinante directo de la competitividad comercial y de la bancabilidad de proyectos PtX orientados a exportación. Más allá de representar un costo operativo, la logística influye sobre el precio entregado en destino (CFR), la confiabilidad del suministro, la capacidad de cumplir contratos de largo plazo y, en algunos mercados, incluso sobre la intensidad de carbono certificable de la molécula. Dependiendo del producto y la ruta comercial, los costos logísticos pueden representar entre el 10% y el 25% del valor final entregado al comprador. [3]

La localización de AkuaippaHy en el Caribe colombiano constituye una ventaja logística relevante frente a otros competidores internacionales. La proximidad relativa a los principales hubs europeos permite reducir distancias de navegación y costos de transporte frente a rutas provenientes de regiones como Magallanes (Chile), Australia o Medio Oriente. Desde esta perspectiva, la ubicación del proyecto contribuye favorablemente a la competitividad del amoníaco y del e-metanol destinados a mercados europeos. Para los mercados asiáticos, la situación es diferente. Las mayores distancias de transporte y la dependencia del Canal de Panamá introducen costos adicionales y una mayor exposición a riesgos operativos, lo que obliga a incorporar estos diferenciales desde la estructuración comercial y financiera del proyecto. [9]

Antes de FID, el proyecto deberá contar con definiciones claras respecto a cuatro elementos críticos: acceso a infraestructura portuaria especializada, estrategia de contratación de transporte marítimo, gestión de riesgos asociados a corredores logísticos estratégicos (particularmente Canal de Panamá) y compatibilidad entre la configuración logística y los requerimientos de certificación de carbono exigidos por los mercados de destino. [3]

En términos generales, la viabilidad logística del proyecto es favorable. La combinación de acceso al Caribe, cercanía relativa a Europa, disponibilidad de infraestructura portuaria existente y potencial de articulación con corredores marítimos internacionales constituye una ventaja competitiva relevante para AkuaippaHy. No obstante, la materialización de esta ventaja dependerá de la capacidad de asegurar soluciones portuarias y logísticas compatibles con la escala futura del proyecto y de gestionar adecuadamente los riesgos asociados a las rutas de exportación de largo alcance.

Evaluación de la viabilidad logística

- ✓ Ubicación estratégica en el Caribe colombiano con acceso a los principales corredores marítimos internacionales.
- ✓ Ventaja relativa frente a competidores más alejados de los mercados europeos.
- ✓ Posibilidad de integrarse a hubs internacionales de importación de amoníaco y e-metanol.
- ✓ Necesidad de asegurar infraestructura portuaria y capacidades logísticas compatibles con la escala comercial del proyecto.
- ✓ Exposición a riesgos asociados al Canal de Panamá y a la evolución de costos de transporte marítimo.
- ✓ Necesidad de mantener coherencia entre logística, trazabilidad y certificación de carbono.

10.4 Viabilidad financiera

La viabilidad financiera de AkuaippaHy depende de la capacidad de combinar múltiples fuentes de ingresos, mecanismos de mitigación de riesgo y fuentes de capital especializadas. La experiencia internacional muestra que los proyectos PtX de gran

escala rara vez se financian mediante una única estructura financiera, requiriendo la articulación de instrumentos comerciales, apoyo público, deuda de largo plazo y capital privado. [3]

Desde la perspectiva de Project Finance, uno de los factores críticos es la alineación entre la duración de los contratos de offtake y el tenor de la deuda. La estabilidad contractual permite modelar flujos de caja previsibles y alcanzar métricas financieras compatibles con los requerimientos de financiadores internacionales. En consecuencia, la capacidad de asegurar contratos de largo plazo con compradores de alta calidad crediticia constituye uno de los principales determinantes de bancabilidad para el proyecto. [3][29]

En la etapa actual de desarrollo, los instrumentos financieros más relevantes para AkuaippaHy son aquellos orientados a preparación y maduración del proyecto. Facilities especializadas de preparación de proyectos (PPF), cooperación internacional y banca multilateral pueden desempeñar un papel importante en la financiación de estudios FEED (Front-End Engineering Design), estructuración contractual, análisis de elegibilidad regulatoria y preparación para FID. [3]

En fases posteriores, la estrategia de financiación deberá considerar la participación de agencias de crédito a la exportación (ECAs), banca multilateral y otras fuentes de deuda de largo plazo. En este contexto, la selección tecnológica y la procedencia de equipos estratégicos pueden influir directamente sobre las alternativas de financiamiento disponibles y sobre las condiciones financieras alcanzables. [3]

Desde una perspectiva financiera, el principal reto del proyecto va más allá de la disponibilidad potencial de instrumentos de financiación, toda vez que corresponde a la capacidad de madurar los elementos que permiten acceder a ellos, particularmente contratos de offtake, cumplimiento regulatorio, definición tecnológica y estructuración integral del modelo comercial. [3]

Evaluación de la viabilidad financiera

- ✓ Existe un ecosistema internacional creciente de instrumentos financieros orientados a proyectos PtX.
- ✓ El proyecto puede acceder potencialmente a esquemas de apoyo para preparación, estructuración y financiación de largo plazo.
- ✓ La localización, escala y alineación con mercados regulados fortalecen el interés potencial de financiadores especializados.
- ✓ La ausencia actual de contratos de offtake limita la bancabilidad inmediata del proyecto.
- ✓ La elegibilidad regulatoria y la estructuración comercial continúan siendo prerrequisitos para acceder a financiamiento competitivo.
- ✓ La maduración tecnológica y contractual será determinante para avanzar hacia FID y cierre financiero.

11 Marco de riesgos y estrategias de mitigación

Los riesgos del proyecto se evaluaron considerando simultáneamente su probabilidad de ocurrencia y su potencial impacto sobre la decisión final de inversión, el cierre financiero y la operación comercial. Más que riesgos aislados, se identificaron factores críticos cuya materialización podría comprometer la capacidad del proyecto para alcanzar condiciones compatibles con esquemas de Project Finance.

Desde la perspectiva de la decisión final de inversión, los riesgos críticos identificados corresponden a la ausencia de contratos de suministro suficientes para respaldar el financiamiento, la incapacidad de demostrar el cumplimiento de estándares internacionales de certificación y la materialización de contingencias socioambientales y territoriales que afecten los cronogramas o los costos de desarrollo. Estos son los principales determinantes de bancabilidad observados en proyectos internacionales comparables. [29][3] A estos factores se suma el riesgo regulatorio en los mercados de destino relacionado con el retraso en la transposición de la Directiva RED III en varios Estados miembros de la Unión Europea. Las cuotas de incorporación de hidrógeno renovable en industria y transporte, que contribuyen a las proyecciones de demanda europea presentadas en este estudio, no generan obligaciones efectivas sobre los compradores hasta que cada país las incorpore a su

legislación nacional. Si ese proceso se prolonga más allá de 2027, algunos segmentos de demanda que el modelo comercial del proyecto trata como probables en el mediano plazo podrían desplazarse hacia horizontes más tardíos, reduciendo la base de contratos bancables disponibles en la ventana previa a la decisión de inversión. La mitigación más directa de este riesgo consiste en priorizar la estructuración de acuerdos con compradores cuyas obligaciones ya estén vigentes, tales como navieras con mandatos bajo FuelEU Maritime, compradores industriales expuestos al CBAM y participantes en mecanismos de compra pública como H2Global. Estos instrumentos son de aplicación directa y no dependen de transposición nacional. [14][15][23][28]

El análisis evidencia que los riesgos más relevantes para AkuaippaHy se concentran en las dimensiones comercial, regulatoria y socio-territorial. A diferencia de proyectos convencionales de infraestructura energética, los principales factores de incertidumbre no se relacionan con la madurez tecnológica de los procesos productivos como ya vimos, apuntan a la capacidad de asegurar demanda de largo plazo, mantener elegibilidad regulatoria y estructurar condiciones compatibles con financiamiento de gran escala. [3]

Desde la perspectiva de FID, los riesgos críticos identificados corresponden a la ausencia de contratos de offtake suficientes para respaldar financiamiento, la imposibilidad de demostrar cumplimiento de estándares internacionales de certificación y la materialización de contingencias socio-territoriales que afecten cronogramas o costos de desarrollo. Estos elementos constituyen los principales determinantes de bancabilidad observados en proyectos internacionales comparables. [29][3]

No obstante, la mayoría de los riesgos identificados cuentan con estrategias de mitigación conocidas y aplicadas internacionalmente. La estructuración temprana de compradores estratégicos, el diseño del proyecto bajo criterios RFNBO, la utilización de mecanismos de cierre de brecha económica, la participación de actores territoriales desde etapas iniciales y la integración progresiva de instrumentos financieros especializados permiten reducir significativamente la exposición del proyecto y mejorar su perfil de riesgo frente a inversionistas y financiadores. [3]

Evaluación integral de riesgos

- ✓ No se identifican riesgos tecnológicos que comprometan estructuralmente la viabilidad del proyecto.
- ✓ Existen mecanismos de mitigación internacionalmente probados para la mayoría de los riesgos identificados.
- ✓ La obtención de offtakers y la estructuración comercial continúan siendo los principales retos para alcanzar FID.
- ✓ El cumplimiento regulatorio y la certificación deberán mantenerse durante todo el ciclo de vida del proyecto.
- ✓ La gestión socio-territorial será determinante para el cumplimiento de cronogramas y presupuestos.

Riesgo comercial - Crítico FID

Ausencia de offtake firme para el 60-70% de la capacidad (condición para Project Finance)

Mitigación

Market sounding en Gate 1; priorizar compradores regulados; evaluar modelo offtaker+socio accionario (referencia ACME-IHI)

Riesgo comercial - crítico FID

Brecha estructural de costos LCOX vs. precio fósil sin mecanismos contractuales de cierre

Mitigación

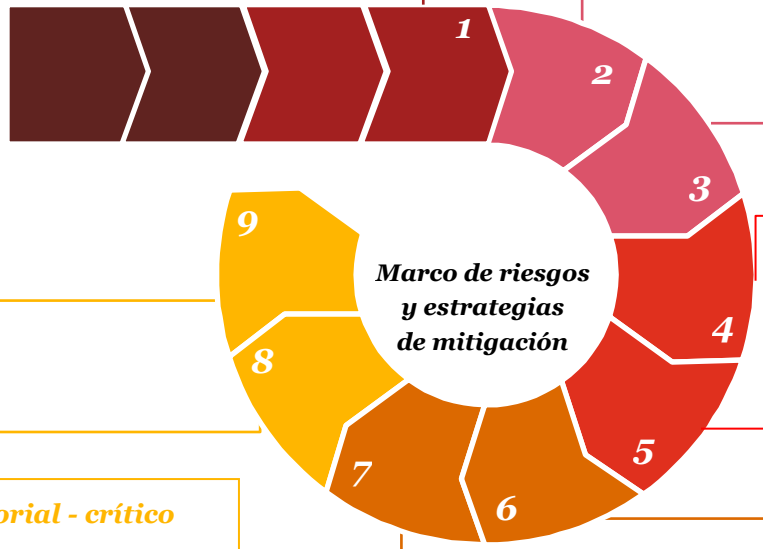
Identificar elegibilidad en H2Global, CfD coreano o JOGMEC; estructurar revenue stack multicapa

Riesgo regulatorio - alto

Cambios en estándares RFNBO (correlación horaria 2030) que requieran ajustes tecnológicos no previstos

Mitigación

Diseño RFNBO-by-design; sobredimensionamiento renovable o almacenamiento desde ingeniería básica



Riesgo regulatorio - crítico FID

No alineación back-to-back entre compromisos de intensidad de carbono ante offtaker y garantías del EPCista

Mitigación

Cláusulas EPC con LDs alineadas a compromisos regulatorios; stacking de garantías técnicas y ambientales

Riesgo financiero - alto

Descalce entre tenor de deuda y duración contractual del offtake

Mitigación

Contratos de offtake a 15-20 años alineados con deuda respaldada por ECAs

Riesgo de competitividad - alto

Dependencia de subsidios no adjudicados en el modelo base financiero

Mitigación

Modelo base viable sin subsidios; subsidios solo como mejora de rentabilidad

Riesgo Social / territorial - crítico FID

Consulta previa Wayúu: riesgos de cronograma, suspensiones, sobrecostos en fase pre-FID

Mitigación

Relacionamiento territorial temprano (antes del Gate 0); mecanismos de distribución de beneficios; gestión proactiva

Riesgo logístico - medio

Dependencia del Canal de Panamá para rutas asiáticas; volatilidad de fletes

Mitigación

Contratos de flete a mediano/largo plazo; diversificación de rutas; modelación de escenarios con diferenciales de flete

Riesgo tecnológico – medio/alto

Degradación del electrolizador superior a la garantizada impacta DSCR e intensidad de carbono certificada

Mitigación

Garantías de desempeño tecnológico robustas en EPC; factor de degradación conservador en modelo financiero

Una constatación previa es necesaria antes de describir el marco normativo aplicable. En Colombia no existe experiencia institucional previa en la evaluación y aprobación de proyectos integrados de producción de amoníaco verde, hidrógeno líquido o e-metanol a escala industrial. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y las Corporaciones Autónomas Regionales evaluarían estos proyectos aplicando el marco general de licenciamiento ambiental para la industria química pesada (compilado en el Decreto 1076 de 2015) sin contar con precedentes sectoriales ni lineamientos técnicos específicos para la cadena PtX. Tampoco existe un marco normativo que reconozca la naturaleza transversal de estos proyectos ni una ventanilla única que articule las competencias concurrentes de los ministerios de Minas, Ambiente, Transporte y Comercio, la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y DIMAR (Dirección General Marítima). En el plano legislativo, no se identifican iniciativas en curso orientadas específicamente a acelerar la evaluación de proyectos PtX estratégicos, a diferencia de lo que ocurre en Brasil, donde el Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2) incluye medidas de coordinación interinstitucional, o en Chile, donde la autoridad ambiental ha desarrollado protocolos específicos para proyectos de hidrógeno en la evaluación de impacto ambiental. Esta situación no constituye una barrera prohibitiva, pero sí implica mayores costos de estructuración, mayor incertidumbre en los cronogramas de licenciamiento y una percepción de riesgo institucional más alta por parte de financiadores internacionales que evalúan estos proyectos bajo criterios comparados con otras jurisdicciones. [4][11]

12 Condiciones Habilitantes para el Desarrollo de Proyectos PtX en Colombia

El análisis regulatorio local parte de la constatación estructural de que en Colombia no existe un marco normativo integral diseñado específicamente para proyectos Power-to-X de gran escala. La viabilidad regulatoria del proyecto resulta, en la práctica, de la aplicación concurrente y frecuentemente no coordinada de normas eléctricas, ambientales, industriales, de seguridad y de ordenamiento territorial que no fueron diseñadas para operar de manera conjunta en proyectos de esta naturaleza. Esta fragmentación normativa no es una barrera prohibitiva para el desarrollo de proyectos PtX, pero sí un factor que incrementa la complejidad de estructuración, amplía los horizontes de licenciamiento y eleva los costos de due diligence para financiadores e inversionistas. Además, implica mayores requerimientos de coordinación institucional, estructuración temprana y gestión regulatoria durante las fases de maduración del proyecto. En consecuencia, la competitividad futura de Colombia dependerá de la disponibilidad de recursos renovables, pero también de su capacidad para consolidar condiciones habilitantes que permitan transformar ventajas naturales en proyectos bancables y exportaciones efectivas de moléculas renovables. [4]

12.1 Ordenamiento territorial y acceso al suelo

El desarrollo de un proyecto integrado de hidrógeno y derivados requiere extensiones territoriales significativas que deben acomodar simultáneamente infraestructura energética, industrial y logística. En La Guajira, esta dimensión adquiere una complejidad adicional por la convergencia entre alto potencial renovable, presencia de territorios colectivos indígenas del pueblo Wayúu, múltiples instrumentos de ordenamiento territorial y restricciones ambientales. Las configuraciones preliminares del proyecto (460 MW eólicos y 540 MWp solares) constituyen una referencia conceptual que deberá validarse y optimizarse durante etapas posteriores de ingeniería y estructuración.

La base normativa es la Ley 388 de 1997 y los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) municipales. El complejo industrial se clasifica como uso industrial de alto impacto, lo que puede limitar las opciones de localización a zonas industriales o portuarias previamente delimitadas. Por esta razón, la compatibilidad entre diseño técnico y ordenamiento territorial debe evaluarse desde etapas tempranas del proyecto, evitando que restricciones urbanísticas o ambientales generen reprocesos posteriores de diseño.

La presencia de comunidades Wayúu implica que determinados componentes requerirán procesos de consulta previa conforme al Convenio 169 de la OIT (Organización Internacional del Trabajo) y la normativa colombiana, lo que introduce tiempos y riesgos de cronograma que deben incorporarse en la planeación del proyecto y en los análisis de viabilidad financiera. La experiencia reciente de proyectos renovables en La Guajira demuestra que la gestión temprana del relacionamiento territorial constituye un factor determinante para el cumplimiento de cronogramas y la reducción de riesgos de desarrollo.

Múltiples niveles de gobierno intervienen en el acceso al suelo: municipios (POT), gobernaciones (coordinación supramunicipal) y Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) y ANLA (restricciones ambientales). El acceso al suelo, más que un requisito administrativo, es un proceso de gobernanza territorial que condiciona la viabilidad ambiental, social y regulatoria del complejo industrial.

Implicación para AkuaippaHy

La disponibilidad física de suelo no aparece como una restricción estructural para el proyecto. Sin embargo, la coordinación entre ordenamiento territorial, gestión ambiental y relacionamiento con comunidades constituye una condición habilitante crítica que debe abordarse desde las primeras etapas de maduración para reducir riesgos de cronograma, costos y bancabilidad.

12.2 Habilitación de infraestructura energética y electrólisis

La configuración del sistema energético constituye una decisión estratégica para proyectos PtX, ya que afecta simultáneamente la competitividad económica, el desempeño operativo y el cumplimiento de los estándares de certificación exigidos por los mercados internacionales. Para AkuaippaHy, el análisis desarrollado identifica las configuraciones completamente off-grid con generación renovable dedicada como la alternativa más robusta para cumplir los requisitos de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica establecidos por el esquema RFNBO de la Unión Europea.

Aunque las configuraciones conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) podrían ofrecer ventajas operativas en determinados escenarios, presentan desafíos relevantes desde la perspectiva de trazabilidad energética y demostración de atributos renovables. La ausencia de mecanismos plenamente implementados de granularidad temporal y certificación energética compatibles con los estándares internacionales limita actualmente la capacidad de demostrar de forma robusta el cumplimiento de los requisitos exigidos por los mercados premium.

La electrólisis constituye el núcleo industrial del proyecto y el principal punto de integración entre la regulación eléctrica, industrial, ambiental y de seguridad. En Colombia no existe un marco regulatorio específico para esta tecnología, por lo que su desarrollo depende de la aplicación concurrente de normas asociadas a conexión eléctrica, instalaciones industriales, seguridad de procesos y gestión ambiental.

Desde la perspectiva de desarrollo del proyecto, los aspectos más relevantes corresponden a la disponibilidad de infraestructura energética, los requerimientos de conexión o autogeneración, la gestión de riesgos industriales y el abastecimiento sostenible de agua. Este último aspecto adquiere especial relevancia en La Guajira, donde las condiciones de estrés hídrico hacen previsible la incorporación de sistemas de desalinización como parte integral de la solución tecnológica.

Finalmente, el licenciamiento ambiental emerge como uno de los principales determinantes del cronograma hacia FID. La ausencia de precedentes regulatorios para complejos PtX de gran escala implica que las autoridades deberán evaluar configuraciones industriales novedosas que integran generación renovable, electrólisis, producción de derivados y facilidades logísticas dentro de una misma cadena de valor.

Implicación para AkuaippaHy

La habilitación de infraestructura energética y electrólisis no aparece como una barrera regulatoria insalvable para el desarrollo del proyecto. Sin embargo, la adopción temprana de una arquitectura compatible con estándares RFNBO, la gestión adecuada del recurso hídrico y la planificación anticipada de los procesos de licenciamiento constituyen condiciones habilitantes para reducir riesgos de cronograma y preservar la elegibilidad comercial del proyecto.

12.3 Producción y transformación de moléculas renovables

La producción de derivados introduce un cambio sustancial en la complejidad regulatoria del proyecto, al transformar una instalación de generación y electrólisis en un complejo industrial de procesamiento químico. Esta transición implica mayores exigencias en materia ambiental, seguridad industrial, gestión de riesgos y relacionamiento territorial, acercando el proyecto a los estándares regulatorios aplicables a la industria química de gran escala.

En el caso del amoníaco, la principal implicación regulatoria está asociada al manejo de sustancias peligrosas y a la necesidad de incorporar criterios avanzados de seguridad de procesos desde las etapas iniciales de diseño. Aunque Colombia no cuenta con un régimen específico para amoníaco verde, existe un marco regulatorio suficiente para su desarrollo a partir de normas ambientales, industriales y de gestión del riesgo complementadas con estándares internacionales ampliamente utilizados por la industria química global.

El e-metanol introduce una complejidad adicional al incorporar la dimensión del carbono dentro del modelo regulatorio y comercial del proyecto. Más allá de los requisitos ambientales e industriales convencionales, el acceso a mercados internacionales depende de la capacidad de demostrar el origen, trazabilidad e intensidad de carbono del CO_2 utilizado durante la síntesis. En este contexto, las fuentes de CO_2 biogénico presentan actualmente la ruta de menor riesgo regulatorio y mayor aceptación en los esquemas internacionales de certificación.

La creciente importancia de estándares como RFNBO implica que la producción de e-metanol debe diseñarse desde una perspectiva integral de contabilidad de carbono, incorporando metodologías de análisis de ciclo de vida, sistemas de monitoreo, reporte y verificación (MRV) y mecanismos de trazabilidad compatibles con los requisitos de los mercados de destino. En consecuencia, la gestión del carbono deja de ser un aspecto ambiental complementario para convertirse en un componente central de la estrategia comercial y regulatoria del proyecto.

Implicación para AkuaippaHy

Desde la perspectiva regulatoria, el amoníaco representa actualmente la ruta de desarrollo más madura y con menor complejidad de implementación. El e-metanol ofrece una oportunidad comercial particularmente atractiva en mercados premium, pero requiere resolver de manera robusta aspectos asociados al abastecimiento sostenible de CO_2, la trazabilidad del carbono y el cumplimiento de estándares internacionales de certificación

12.4 Infraestructura logística y portuaria

La infraestructura logística constituye un elemento habilitante para la competitividad internacional de proyectos PtX orientados a exportación. Aunque Colombia no dispone actualmente de un marco regulatorio específico para almacenamiento y manejo de hidrógeno y derivados a gran escala, existe un conjunto de normas ambientales, industriales, de transporte y seguridad que permite estructurar este tipo de proyectos bajo estándares equivalentes a los utilizados internacionalmente.

La gestión logística de amoníaco, metanol e hidrógeno exige la adopción de estándares técnicos y de seguridad comparables a los de la industria petroquímica internacional, tanto para almacenamiento como para transporte terrestre y marítimo. En la práctica, el cumplimiento de estándares internacionales constituye una exigencia de aseguradoras, certificadores, compradores y financiadores, independientemente de la existencia de requisitos normativos específicos en la regulación nacional.

Desde la perspectiva territorial, la proximidad a infraestructura portuaria adquiere especial relevancia para proyectos de exportación. La necesidad de movilizar grandes volúmenes de producto, así como los requerimientos asociados a almacenamiento especializado y manejo de sustancias peligrosas, favorecen configuraciones integradas entre producción industrial y facilidades portuarias. En este contexto, activos estratégicos como Puerto Bolívar y Puerto Brisa representan una ventaja relevante para el desarrollo de proyectos PtX en La Guajira.

Adicionalmente, el acceso a mercados internacionales exige cumplir estándares marítimos globales y garantizar mecanismos robustos de cadena de custodia y trazabilidad. La preservación de atributos ambientales certificados a lo largo de toda la cadena logística se convierte en un requisito indispensable para mantener la elegibilidad comercial de las moléculas en mercados regulados.

Implicación para AkuaippaHy

La infraestructura logística y portuaria no constituye actualmente una barrera estructural para el desarrollo del proyecto. Por el contrario, la ubicación estratégica de La Guajira y la existencia de infraestructura portuaria de escala internacional representan una ventaja competitiva relevante. No obstante, la integración temprana entre diseño industrial, estrategia logística y sistemas de trazabilidad será fundamental para preservar la competitividad y la elegibilidad comercial del proyecto en mercados internacionales.

12.5 Incentivos y mecanismos de promoción

Los incentivos tributarios constituyen actualmente el principal instrumento de política pública disponible en Colombia para promover proyectos de hidrógeno y derivados de bajas emisiones. A diferencia de otros mercados que han desarrollado mecanismos específicos de creación de demanda o cierre de brecha económica como H2Global en Alemania, CHCS en Corea del Sur o los esquemas CfD en Japón, el modelo colombiano se ha concentrado principalmente en reducir costos de inversión mediante beneficios tributarios y aduaneros.

El marco vigente, desarrollado a partir de la Ley 1715 de 2014 y ampliado por la Ley 2099 de 2021, permite acceder a beneficios como deducción especial en renta, depreciación acelerada de activos, exclusión de IVA (Impuesto de Valor Agregado) y exención arancelaria para equipos y tecnologías elegibles. Estos instrumentos pueden contribuir de manera significativa a la reducción del CAPEX y a la mejora de indicadores financieros durante las etapas iniciales del proyecto.

No obstante, el acceso efectivo a estos beneficios depende de la certificación de elegibilidad emitida por la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) y de la capacidad de demostrar que los equipos y componentes forman parte de un proyecto alineado con los objetivos de transición energética definidos por la normativa vigente. En proyectos PtX integrados, esta evaluación puede resultar particularmente relevante para componentes asociados a electrólisis, síntesis de derivados, sistemas auxiliares y determinadas infraestructuras de soporte.

Tabla 8. Incentivos tributario contemplados en la política pública, regulación y normativa colombiana
Fuente: Ley 2099 de 2021 [31]; Decreto 895 de 2022 [32]; Resoluciones UPME 135 y 736 de 2025.

Instrumento	Descripción	Implicación para AkuaippaHy
Deducción especial en renta	Deducción de hasta el 50% del valor de la inversión en activos elegibles, distribuida en máximo 15 años, limitada al 50% de la renta líquida por período gravable.	Requiere generar renta líquida suficiente en Colombia. Condiciona el diseño del vehículo de inversión y la localización de ingresos. Puede requerir estructuras específicas para su aprovechamiento efectivo.
Depreciación acelerada de activos	Reducción de la vida útil fiscal de equipos elegibles. Adelanta el reconocimiento del gasto por depreciación, reduciendo base gravable en los primeros años.	Impacto directo sobre flujo de caja después de impuestos en los primeros años, los más sensibles para el repago de deuda en Project Finance.
Exclusión de IVA	Exclusión del impuesto sobre las ventas para bienes y servicios necesarios para la implementación del proyecto.	Impacto inmediato sobre el CAPEX. Relevante para electrolizadores, turbinas, reactores y sistemas auxiliares, que en su mayoría son importados y de alto valor unitario.
Exención arancelaria	Exención de derechos arancelarios para importación de equipos, maquinaria y materiales no producidos en el país, sujeto a demostración de inexistencia de producción nacional equivalente y certificación previa de la UPME.	Efecto acumulativo con la exclusión de IVA sobre la reducción del CAPEX. Estratégico dado que la cadena de suministro de AkuaippaHy depende en gran medida de tecnología importada.

Desde la perspectiva de AkuaippaHy, los incentivos tributarios representan un elemento positivo dentro de la estructura financiera del proyecto, pero no sustituyen la necesidad de contar con contratos de largo plazo, certificación internacional y mecanismos que permitan cerrar la brecha económica frente a alternativas fósiles. Su principal contribución consiste en mejorar la competitividad de la inversión y facilitar la estructuración financiera durante las etapas de desarrollo y construcción.

Implicación para AkuaippaHy

Colombia dispone de un marco de incentivos tributarios favorable para proyectos PtX, capaz de reducir costos de inversión y mejorar indicadores financieros. Sin embargo, aún existe una brecha frente a mercados que han desarrollado mecanismos específicos de creación de demanda y mitigación de riesgo comercial, por lo que la competitividad del proyecto continuará dependiendo principalmente de su capacidad para acceder a mercados internacionales regulados y estructurar contratos bancables de largo plazo.

12.6 Brechas regulatorias estructurales

El análisis realizado muestra que Colombia cuenta con condiciones favorables para el desarrollo de proyectos PtX desde la perspectiva de recursos renovables, acceso a mercados e incentivos tributarios. Sin embargo, persisten algunas brechas regulatorias e institucionales que pueden afectar la velocidad de maduración, la competitividad internacional y la bancabilidad de proyectos orientados a exportación como AkuaippaHy. Las principales brechas identificadas son:

- Ausencia de un sistema nacional consolidado de certificación de atributos renovables interoperable con estándares internacionales como RFNBO, CHCS o los mecanismos asociados a la estrategia japonesa GX.
- Limitada madurez de los mecanismos de trazabilidad energética y contabilidad de carbono, particularmente en aspectos relacionados con granularidad temporal, cadena de custodia y verificación de atributos ambientales.
- Experiencia institucional aún incipiente en la evaluación y acompañamiento de proyectos PtX de gran escala orientados a exportación.
- Ausencia de un marco regulatorio integral que reconozca la naturaleza transversal de los proyectos PtX, ubicados en la intersección entre los sectores energético, industrial, ambiental, logístico y comercial.
- Necesidad de fortalecer la coordinación entre entidades con competencias concurrentes, incluyendo Ministerio de Minas y Energía, UPME, CREG, Ministerio de Ambiente, ANLA, Ministerio de Comercio y DNP (Departamento Nacional de Planeación).

No obstante, estas brechas deben interpretarse como desafíos de maduración institucional más que como barreras estructurales al desarrollo del proyecto. Situaciones similares han sido observadas en países que actualmente lideran el desarrollo de hidrógeno y derivados, incluyendo Chile, Brasil, Marruecos, Namibia y Egipto. La experiencia internacional muestra que la consolidación de mecanismos de certificación, trazabilidad y coordinación institucional suele ocurrir en paralelo al desarrollo de los primeros proyectos de gran escala.

Implicación para AkuaippaHy

La principal brecha regulatoria identificada no está asociada a la producción de hidrógeno o derivados, sino a la capacidad de demostrar y certificar de manera robusta los atributos renovables de las moléculas producidas. En este sentido, el fortalecimiento de mecanismos de certificación, trazabilidad y gobernanza institucional constituye una de las principales oportunidades para consolidar a Colombia como plataforma exportadora de combustibles y materias primas renovables.

13 Hoja de ruta de maduración hacia FID

La experiencia internacional demuestra que los proyectos PtX exitosos avanzan mediante procesos progresivos de reducción de incertidumbre comercial, regulatoria, técnica y financiera. En consecuencia, la decisión final de inversión (FID) debe entenderse como el resultado de una secuencia estructurada de validaciones que permiten transformar una oportunidad de mercado en un activo financiable.

Tabla 9. Hoja de ruta hacia la decisión final de inversión

Fuente: Óptima Consultores (2026). Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo III [3].

Gate	Horizonte	Acciones clave	Criterios de avance
Gate 0 Definición estructural mínima viable	2026-2027	Definir molécula prioritaria (amoníaco vs metanol) bajo criterio de bancabilidad. Dimensionamiento preliminar realista. Configuración eléctrica (dedicada, híbrida, red). Modelación de intensidad de carbono bajo RFNBO. Identificación de puerto y esquema logístico base. Modelación financiera preliminar.	Producto definido con racional técnico-financiero. LCOX modelado con sensibilidad estructural. Intensidad de carbono estimada conservadoramente. Ruta logística preliminar validada. Decisión formal de avanzar a prefactibilidad avanzada.
Gate 1 Validación comercial y estructuración preliminar	2027-2028	Market sounding con utilities y offtakers regulados. Firma de NDAs y MoUs no vinculantes. Evaluación comparativa UE vs Asia. Análisis de estructura contractual viable. Evaluación de elegibilidad ECA (Export Credit Agency). Análisis preliminar back-to-back EPC (Engineering, Procurement and Construction)–offtake.	Interés formal de ≥1-2 compradores ancla. Confirmación de elegibilidad en mercado prioritario. Precio objetivo defendible en mercado regulado. Apetito ECA o multilateral confirmado. Decisión de iniciar FEED financiado.
Gate 2 FEED financiable y estructuración pre-FID	2028-2029	Ejecución de FEED detallado. CAPEX técnicamente cerrado. Negociación avanzada de contratos de offtake (HPA). Estructuración formal con ECAs. Validación de DSCR en escenarios conservadores. Cierre de esquema logístico definitivo.	≥60% de capacidad comprometida en contratos firmes. EPC con garantías de performance e intensidad de carbono. Estructura ECA aprobada. DSCR ≥1,6-1,7x en escenario downside. CAPEX dentro de rango bancable. Riesgos críticos mitigados o asegurados.
Gate 3 Construcción (post-FID)	2030 en adelante	Cierre EPC definitivo con LDs. PMO técnico-financiera. Supervisión técnica independiente (Owner's Engineer). Gestión de interfaces entre subsistemas. Validación progresiva de intensidad de carbono proyectada.	Finalización física conforme a cronograma. Pruebas de performance técnico (PAC). Verificación de eficiencia específica garantizada. Validación inicial de intensidad de carbono. Activación formal de contratos de offtake.
Gate 4 Operación y preservación de bancabilidad	Post-COD	MRV continuo. Auditorías periódicas de intensidad de carbono. Gestión contractual activa con offtakers. Seguimiento a evolución de marcos regulatorios. Monitoreo competitivo global. Evaluación técnico-financiera para Fase 2 de expansión.	Desempeño técnico sostenido ≥24 meses. DSCR real alineado o superior al modelado. Elegibilidad regulatoria confirmada sin reclasificaciones. Cumplimiento contractual sin disputas materiales.

- **Condiciones mínimas para avanzar hacia FID**

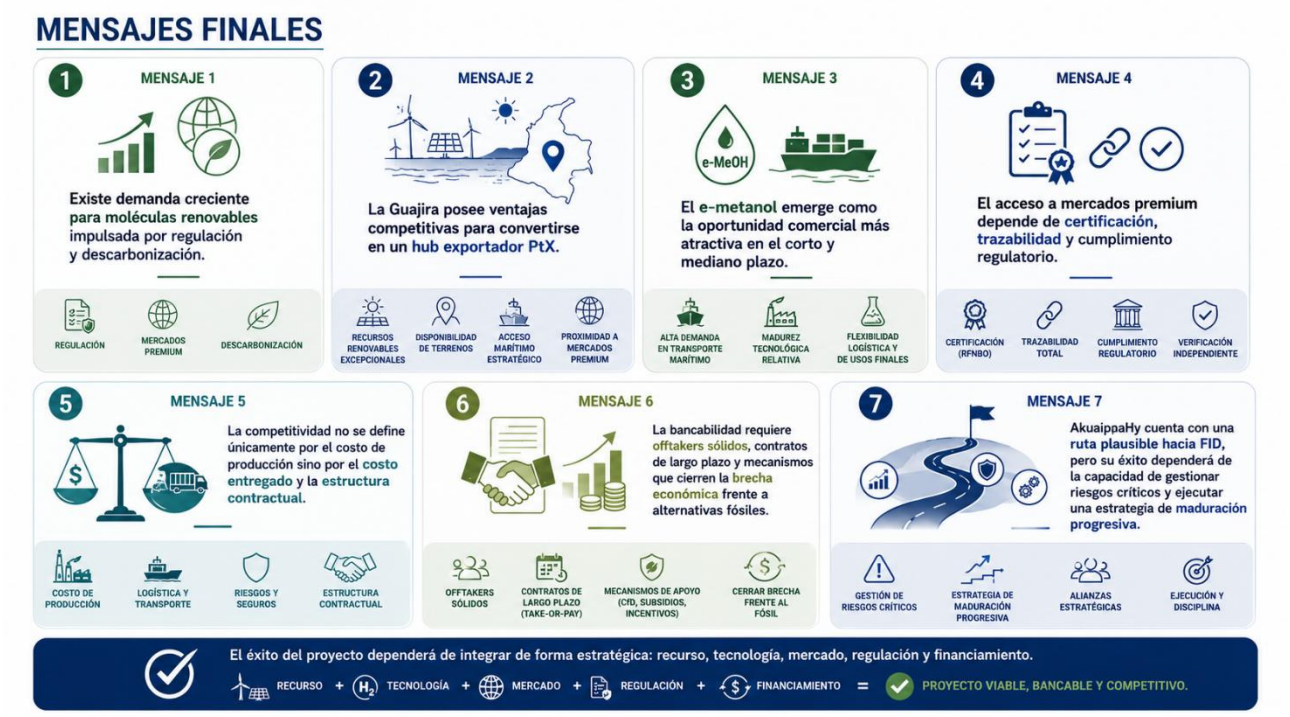
Del análisis integrado realizado en este estudio se concluye que la evolución de AkuaippaHy hacia una decisión final de inversión dependerá del cumplimiento de cinco condiciones habilitantes:

1. **Validación de demanda y compradores estratégicos**
   Asegurar compradores con capacidad financiera y exposición a mercados regulados, capaces de respaldar contratos de largo plazo compatibles con esquemas de Project Finance.

2. **Confirmación de elegibilidad regulatoria**
   Demostrar la viabilidad de cumplimiento de estándares internacionales de certificación, particularmente RFNBO, incluyendo adicionalidad, trazabilidad, MRV y cadena de custodia.
3. **Consolidación de la estrategia comercial**
   Definir moléculas objetivo, mercados prioritarios, estructura contractual y mecanismos de cierre de brecha económica compatibles con el revenue stack requerido por el proyecto.
4. **Maduración técnica y logística**
   Completar estudios FEED, definición tecnológica, estrategia de abastecimiento de carbono, infraestructura logística y soluciones portuarias requeridas para exportación.
5. **Estructuración financiera**
   Alinear contratos, certificación, riesgos y estrategia comercial con los requerimientos de financiadores, agencias de crédito a la exportación y potenciales inversionistas.

Ilustración 12. Factores críticos de éxito.

Fuente: elaboración propia, Óptima Consultores (2026).



El análisis integrado de mercado, regulación, competitividad, infraestructura, bancabilidad y riesgos permite concluir que AkuaippaHy se encuentra alineado con las principales tendencias que actualmente impulsan el desarrollo de proyectos PtX a nivel global. La existencia de demanda regulada para moléculas renovables, las ventajas competitivas de La Guajira como plataforma exportadora y la creciente consolidación de mercados premium para amoníaco y e-metanol configuran una oportunidad real para la inserción de Colombia en las cadenas internacionales de suministro de combustibles y materias primas de bajas emisiones.

No obstante, la experiencia internacional demuestra que la disponibilidad de recurso renovable y la viabilidad tecnológica constituyen únicamente el punto de partida. La materialización de proyectos de esta escala depende de la capacidad de transformar ventajas comparativas en ventajas competitivas mediante certificación, estructuración comercial, gestión de riesgos y acceso a mecanismos de financiación compatibles con esquemas de Project Finance.

En consecuencia, el siguiente paso consiste en identificar las acciones prioritarias que permitan reducir incertidumbres, fortalecer la propuesta de valor del proyecto y acelerar su transición desde una oportunidad de mercado hacia una decisión final de inversión.

14 Agenda de fortalecimiento regulatorio e institucional para consolidar a Colombia como plataforma exportadora PtX

El análisis realizado evidencia que Colombia cuenta con ventajas competitivas relevantes para participar en los mercados internacionales de moléculas renovables. Sin embargo, el aprovechamiento de esta oportunidad dependerá de la capacidad de fortalecer ciertas condiciones habilitantes que permitan reducir incertidumbres regulatorias, facilitar el acceso a mercados internacionales y mejorar la bancabilidad de los proyectos. La siguiente agenda propone acciones priorizadas por horizonte temporal.

Tabla 10. Priorización de acciones para el fortalecimiento institucional[4]

Fuente: Óptima Consultores (2026). Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo IV [4].

Horizonte	Línea de fortalecimiento	Objetivo estratégico	Actores líderes
Corto plazo	Sistema nacional de MRV, trazabilidad y certificación interoperable	Desarrollar mecanismos compatibles con RFNBO, CHCS y esquemas internacionales que permitan demostrar atributos renovables verificables para hidrógeno y derivados PtX.	Ministerio de Ambiente, IDEAM
	Adicionalidad, temporalidad y trazabilidad energética	Establecer lineamientos regulatorios y contractuales para PPAs dedicados, atributos ambientales y granularidad temporal compatibles con mercados internacionales.	Ministerio de Minas y Energía, CREG, UPME
	Herramientas de preparación para bancabilidad internacional	Desarrollar modelos contractuales, asignación de riesgos y capacidades para interacción con ECAs, banca multilateral e inversionistas internacionales.	Ministerio de Hacienda, FDN
Mediano plazo	Infraestructura logística y portuaria para exportación PtX	Fortalecer capacidades nacionales para almacenamiento, manejo y exportación de amoníaco, e-metanol e hidrógeno bajo estándares internacionales.	Ministerio de Transporte, DIMAR, Autoridades Portuarias
	Marco técnico de seguridad industrial para moléculas renovables	Desarrollar guías técnicas y criterios regulatorios para instalaciones de hidrógeno, amoníaco y metanol orientadas a exportación.	Ministerio de Ambiente, ANLA
Largo plazo	Facilitación de comercio exterior y reglas de origen	Consolidar capacidades institucionales para cadenas de custodia, certificación documental y cumplimiento de requisitos comerciales internacionales.	Ministerio de Comercio, DIAN
	Gobernanza y coordinación institucional PtX	Fortalecer la articulación entre entidades energéticas, ambientales, industriales, portuarias y comerciales para reducir fricciones regulatorias y acelerar el desarrollo de proyectos.	MME, MinAmbiente, MinComercio, UPME, CREG, ANLA, DNP

[4] IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
FDN: Financiera de Desarrollo Nacional.
DIAN: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
MME: Ministerio de Minas y Energía
MinComercio: Ministerio de Comercio

La principal oportunidad de fortalecimiento institucional para Colombia está en consolidar capacidades de certificación, trazabilidad, coordinación regulatoria y acceso a mercados que permitan capturar el valor económico asociado a las moléculas renovables. La experiencia internacional demuestra que los países que liderarán la economía PtX serán aquellos capaces de convertir recursos renovables competitivos en productos certificados, financiables y comercializables a escala global.

15 Conclusiones

El análisis integrado realizado permite identificar los principales mensajes para la toma de decisión del proyecto AkuaippaHy. Estos elementos resumen los factores que determinarán su competitividad, acceso a mercados, bancabilidad y evolución hacia una decisión final de inversión (FID).

La pregunta central ya no es si AkuaippaHy puede producir moléculas renovables, sino bajo qué condiciones podrá venderlas, financiarlas y convertirlas en un proyecto bancable. Los siguientes mensajes sintetizan los principales elementos para la toma de decisión.

Existe demanda estructural para amoníaco verde y e-metanol impulsada por regulación climática y descarbonización industrial.

El principal reto no es tecnológico; es asegurar demanda, contratos y estructuras financieras compatibles con Project Finance.

La Guajira combina recurso renovable, acceso portuario y ventajas logísticas relevantes para exportación.



Europa es el mercado de entrada natural; Asia representa la principal oportunidad de expansión de largo plazo.

El amoníaco ofrece la ruta de entrada más madura; el e-metanol concentra el mayor potencial comercial futuro.

RFNBO debe asumirse como parámetro de diseño del proyecto y no como requisito regulatorio posterior.

7 MENSAJES CLAVE PARA LA TOMA DE DECISIÓN

1 DEMANDA ESTRUCTURAL

Existe demanda internacional creciente y regulada para moléculas renovables, impulsada por políticas climáticas y objetivos de descarbonización.

2 LA GUAJIRA ES COMPETITIVA

La combinación de recurso renovable de clase mundial, infraestructura portuaria y ubicación estratégica posiciona a Colombia como plataforma exportadora competitiva.

3 EL AMONÍACO ES LA RUTA DE ENTRADA

Es la opción más madura en términos tecnológicos, logísticos y comerciales para iniciar la monetización temprana del proyecto.

4 EL CUELLO DE BOTELLA ES COMERCIAL Y FINANCIERO

El principal desafío no es tecnológico, sino asegurar demanda de largo plazo y estructuras financieras bancables.

5 RFNBO DEBE SER EL ESTÁNDAR DE DISEÑO

La elegibilidad y certificación deben integrarse desde el inicio para acceder a mercados premium y mecanismos de apoyo.

6 EL OFFTAKE ES LA CONDICIÓN CRÍTICA PARA FID

La firma de contratos con compradores ancla es el factor determinante para alcanzar FID y asegurar bancabilidad.

7 VENTANA DE OPORTUNIDAD

Colombia tiene una ventana de oportunidad real, pero requiere cerrar brechas regulatorias y fortalecer capacidades institucionales clave.

Mensajes clave para la toma de decisión

1. Existe demanda internacional estructural para moléculas renovables.
La demanda de amoníaco verde, e-metanol y otros derivados está siendo impulsada por regulación vinculante, mecanismos de precio al carbono y objetivos de descarbonización industrial y marítima en Europa y Asia

2. La Guajira posee condiciones competitivas para convertirse en un hub exportador PtX de escala internacional.
La combinación de recurso renovable de clase mundial, infraestructura portuaria estratégica y proximidad relativa a mercados europeos posiciona favorablemente a Colombia frente a otros competidores emergentes.

3. El amoníaco representa la ruta de entrada más madura para la primera fase de desarrollo.
La disponibilidad tecnológica, la profundidad del mercado, la infraestructura logística existente y una menor dependencia de fuentes de carbono convierten al amoníaco en la alternativa con menor complejidad de implementación en el corto plazo.

4. El e-metanol emerge como la principal oportunidad comercial de mediano plazo.
La creciente demanda asociada a la descarbonización marítima genera una oportunidad relevante para moléculas certificadas, aunque su desarrollo dependerá de la disponibilidad sostenible y trazable de CO_2.

5. La certificación debe entenderse como un componente del modelo económico y no como un requisito administrativo.
La elegibilidad RFNBO y otros esquemas equivalentes determinan el acceso a mercados, primas de precio, mecanismos de apoyo y condiciones de contratación, afectando directamente la competitividad y bancabilidad del proyecto.

6. El principal desafío ya no es tecnológico, sino comercial y financiero.
La experiencia internacional demuestra que los proyectos PtX alcanzan FID cuando logran asegurar demanda de largo plazo, estructurar contratos bancables y reducir la brecha económica frente a las alternativas fósiles.

7. El offtake constituye la condición crítica para alcanzar FID.
La capacidad de asegurar compradores ancla, con fortaleza crediticia y exposición a mercados regulados, será el principal determinante de la viabilidad financiera del proyecto.

8. Colombia cuenta con una ventana de oportunidad real, pero requiere fortalecer capacidades de certificación, trazabilidad y coordinación institucional.
La consolidación de estas condiciones habilitantes será determinante para transformar ventajas naturales en exportaciones sostenibles de moléculas renovables a escala internacional.

16 Referencias

[1] Óptima Consultores. "Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo I: Diagnóstico de Mercado y Caracterización de Oferta y Demanda (Entregable 1)." Viridi Energías Renovables Colombia S.A.S. / GIZ H2Uppp, Bogotá, Colombia, enero 2026.

[2] Óptima Consultores. "Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo II: Benchmarking de Proyectos PtX, Precios Internacionales, Infraestructura Logística y Actores Clave (Producto 2)." Viridi Energías Renovables Colombia S.A.S. / GIZ H2Uppp, Bogotá, Colombia, 2026.

[3] Óptima Consultores. "Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo III: Barreras de Acceso, Viabilidad Integral, Riesgos y Hoja de Ruta hacia FID (Producto 3)." Viridi Energías Renovables Colombia S.A.S. / GIZ H2Uppp, Bogotá, Colombia, 2026.

[4] Óptima Consultores. "Estudio de Mercado y Análisis Regulatorio del Proyecto AkuaippaHy – Tomo IV: Panorama Nacional, Competitividad y Estrategia Integral (Producto 4)." Viridi Energías Renovables Colombia S.A.S. / GIZ H2Uppp, Bogotá, Colombia, 2026.

[5] Ministerio de Minas y Energía de Colombia. "Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa." Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, Colombia, 2025.

[6] Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN). "Registros estadísticos de importaciones de amoníaco y metanol – Partidas arancelarias 2814.10 y 2905.11, 2015-2025." DIAN, Bogotá, Colombia, 2025.

[7] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y Asociación Hidrógeno Colombia. "Base de datos y panorama del hidrógeno verde en Colombia – Reporte de proyectos 2025." GIZ H2Uppp, Bogotá, Colombia, 2025.

[8] Banco Mundial, Ministerio de Minas y Energía de Colombia e IDOM-Brigard Urrutia. "Análisis de las cadenas de valor de derivados del hidrógeno y la regulación habilitante en Colombia." Banco Mundial / Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Bogotá, Colombia, 2025.

[9] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. "Power-to-X Colombia – Estudio tecno-económico (Colombian-German Dialog on Re-Industrialization via Renewable Hydrogen)." Friburgo, Alemania, 2024.

[10] Ministerio de Energía de Chile. "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde." Ministerio de Energía, Santiago, Chile, 2020.

[11] Ministerio de Minas y Energía de Brasil. "Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2)." Ministério de Minas e Energia, Brasilia, Brasil, 2021.

[12] Banco Mundial. "Expanding Clean Hydrogen in Brazil – Ceará Green Hydrogen Hub (Complexo Industrial e Portuário do Pecém)." Banco Mundial, Washington DC, EE.UU., julio 2025.

[13] Secretaría Nacional de Energía de Panamá. "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y sus Derivados (ENHIVE)." Ministerio de la Presidencia de Panamá, Ciudad de Panamá, 2023.

[14] Parlamento Europeo y Consejo de la UE. "Directiva (UE) 2023/2413 de Energías Renovables (RED III)." Diario Oficial de la UE, Bruselas, 2023.

[15] Comisión Europea. "Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 – Metodología RFNBO: Adicionalidad, Correlación Temporal y Geográfica." Diario Oficial de la UE, Bruselas, 2023.

[16] International Energy Agency (IEA). "Global Hydrogen Review 2024." IEA, París, Francia, 2024.

[17] International Renewable Energy Agency (IRENA). "Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal." IRENA, Abu Dhabi, EAU, 2022.

[18] Solar Energy Corporation of India (SECI) y Ammonia Energy Association. "SECI completes renewable ammonia auction round – SIGHT Scheme Results." AEA, 2025.

[19] D. Konovalov et al. "Hydrogen and Japan's Energy Transition: A Blueprint for Carbon Neutrality." Hydrogen, vol. 6, n.° 3, MDPI, Basilea, Suiza, 2025.

[20] Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia. "Acuerdo Comercial entre la República de Colombia y la Unión Europea – Texto del Acuerdo, Protocolos de Origen y Régimen Arancelario Preferencial." Bogotá, Colombia, 2013 (con actualizaciones hasta 2025).

[21] Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia y Ministerio de Comercio Exterior e Industria de la República de Corea. "Tratado de Libre Comercio Colombia–Corea del Sur – Texto del Acuerdo y Protocolos de Origen." Bogotá / Seúl, 2016.

[22] World Trade Organization (WTO). "Japan Tariff Schedule – MFN Rates for Chemical Products (HS 2814.10 and 2905.11)." WTO Tariff Database, Ginebra, Suiza, 2025.

[23] Comisión Europea. "Reglamento (UE) 2023/956 por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono (CBAM)." Diario Oficial de la UE, L 130/52, Bruselas, 2023.

[24] Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE) – República de Corea. "Clean Hydrogen Certification System (CHCS) – Classification Grades and K-CHEP Methodology." Seúl, República de Corea, 2023-2024.

[25] Korea Energy Agency (KEA). "Clean Hydrogen Certification – Auditing Procedures and Eligible Verifiers." Seúl, República de Corea, 2024.

[26] Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) de Japón y Japan Organization for Metals and Energy Security (JOGMEC). "Green Transformation (GX) Strategy – CfD Mechanisms for Hydrogen and Ammonia Imports y JOGMEC CI Certification Methodology." Tokio, Japón, 2024-2025.

[27] Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) de Japón. "Basic Hydrogen Strategy (revised) – Low-Carbon Hydrogen Certification Thresholds." Tokio, Japón, 2023.

[28] Parlamento Europeo y Consejo de la UE. "Reglamento (UE) 2023/1805 sobre el uso de energías renovables y de bajas emisiones de carbono en el transporte marítimo (FuelEU Maritime)." Diario Oficial de la UE, Bruselas, 2023.

[29] International Finance Corporation (IFC) / Banco Mundial. "Project Finance in Renewable Energy: Offtake Structures and Bankability Framework." IFC Advisory, Washington D.C., EE.UU., 2024.

[30] Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS). "Estadísticas de precios del mercado de gas natural – Series históricas 2024–2025." MIBGAS, Madrid, España, 2025. Disponible en: mibgas.es

[31] Congreso de la República de Colombia. "Ley 2099 de 2021 – Transición Energética." Diario Oficial No. 51.741, Bogotá, Colombia, 10 de julio de 2021.

[32] Presidencia de la República de Colombia. "Decreto 895 de 2022 – Reglamentación de la producción y uso del hidrógeno." Diario Oficial, Bogotá, Colombia, 2022.

[33] Republic of Korea Government – Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE). "Clean Hydrogen Certification System Operation Plan." MOTIE, Seúl, República de Corea, 2023.

[34] Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (METI). "Basic Hydrogen Strategy (Revised) – GX Policy for Hydrogen and Ammonia." METI, Tokio, Japón, 2023.

[35] Japan Organization for Metals and Energy Security (JOGMEC). "Hydrogen and Ammonia Supply Chain Development Program." JOGMEC, Tokio, Japón, s.f. Disponible en: jogmec.go.jp

[36] Quantum Commodity Intelligence. "Ammonia and Hydrogen Price Assessments – Asian Markets (Japan, Korea, Singapore)." Quantum CIF, Londres, Reino Unido, 2025. Disponible en: qcintel.com

[37] Hydrogen Council. "Why RED III implementation matters." Hydrogen Council, 29 de mayo de 2026. Disponible en: https://hydrogencouncil.com/en/why-red-iii-implementation-matters/

[38] H2UB. "RED III and Europe's Green Hydrogen Market." H2UB Insights, julio de 2026. Disponible en: https://www.h2ub.com/news/red-iii-and-europes-green-hydrogen-market/

[39] Gasworld. "Spain approves RFNBO road transport quotas through 2040." Gasworld, 23 de julio de 2026. Disponible en: https://www.gasworld.com/story/spain-approves-rfnbo-road-transport-quotas-through-2040/2255121.article/

[40] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). "Aktualisierung der Nationalen Wasserstoffstrategie – Updated National Hydrogen Strategy." Gobierno Federal de Alemania, Berlín, julio de 2023.

[41] Rabobank. "The Dutch hydrogen quest: What it takes to decarbonize hydrogen demand." Rabobank Research, julio de 2026.



The International Hydrogen Ramp-up Programme (H2Uppp) supports entrepreneurial engagement in the ramp-up of hydrogen in the Global South and is a funding programme of the:

Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

Implemented by:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH