

# BASES PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE Y DERIVADOS

## Barreras y Estrategias

Mayo 2024 |

Autores: Agustín Gogorza – Micaela Carlino (Fundación Torcuato Di Tella) |

Editores: Hernán Carlino – Luciano Caratori (Fundación Torcuato Di Tella) |

El International PtX Hub es implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal Alemán de Economía y Acción Climática (BMWK) y financiado por la Iniciativa Internacional de Clima (Internationale Klimaschutzinitiative, IKI). Las actividades del PtX Hub en Argentina son implementadas por un consorcio conformado por GIZ, la Secretaría de Energía de Argentina, Fundación Torcuato Di Tella, CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética), Agora Energiewende y DECHEMA e.V..

## TABLA DE CONTENIDOS

Acrónimos .....	4
<b>1 La cadena de valor del hidrógeno verde.....</b>	<b>1</b>
<b>2 Contexto: Estrategias nacionales, marco legal y metas en América Latina .....</b>	<b>3</b>
2.1 Estrategias nacionales .....	3
2.2 Marco Legal .....	4
2.3 Metas de inversión .....	5
<b>3 Barreras, Mecanismos de Mitigación y de Financiamiento .....</b>	<b>9</b>
3.1 Principales Barreras al desarrollo .....	9
3.2 Mecanismos de Mitigación y Financiamiento .....	15
3.3 Barreras y Mecanismos .....	21
<b>4 Análisis internacional de esquemas de desarrollo de la cadena de valor .....</b>	<b>26</b>
4.1 Fomento de desarrollo de cadena de valor local .....	26
4.2 Rol de empresas internacionales líderes y afines al sector en el desarrollo local .....	27
4.3 Aplicaciones del hidrógeno de bajas emisiones .....	30
<b>5 Proyectos y Plantas en operación .....</b>	<b>35</b>
<b>6 Avances en el desarrollo del hidrógeno verde en Argentina.....</b>	<b>41</b>
<b>7 Usos actuales y potenciales del hidrógeno en Argentina.....</b>	<b>45</b>
<b>8 Antecedentes de mecanismos de fomento utilizados en el sector de energía en Argentina</b>	<b>51</b>
<b>9 Aplicación en Argentina: Modelos de negocio para el desarrollo de H2V y PtX .....</b>	<b>55</b>
<b>10 Consideraciones finales .....</b>	<b>67</b>
<b>11 Anexo: Relevamiento de estrategias de desarrollo y modelos de financiamiento de hidrógeno verde por región y países.....</b>	<b>71</b>
América Latina .....	71
Internacional .....	76
<b>12 Bibliografía.....</b>	<b>93</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Resumen Estrategias nacionales y Marco legal de H2V en América Latina .....</i>	<i>5</i>
<i>Tabla 2: Relevamiento internacional de modelos de financiamiento identificados .....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 3: Barreras al desarrollo del H2V y derivados en Argentina y mecanismos para su abordaje y mitigación .....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 4: Análisis de barreras y mecanismos para el desarrollo del H2V aplicado a Argentina.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 5: Listado de principales proyectos de gran escala en desarrollo en América Latina .....</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 6: Principales capacidades industriales y tecnológicas en proveedores y servicios para el desarrollo del Hidrógeno Verde en Argentina .....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 7: Consumo interno actual de hidrógeno en Argentina por sector .....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 8: Mercado de fertilizantes en Argentina.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 8: Proyectos adjudicados en Primera Convocatoria CORFO a Proyectos (Chile) .....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 9: Instrumentos de mitigación de riesgos del desarrollo de H2V Chile-Banco Mundial .....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 10: Resumen del relevamiento de modelos de financiamiento internacional .....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 11: Incentivos de créditos fiscales para la inversión de hidrógeno limpio de IRA (EEUU).....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 12: Incentivos de créditos fiscales para la producción de hidrógeno limpio de IRA (EEUU).....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 13: Incentivos de créditos fiscales para la inversión de hidrógeno limpio de ITC (Canadá).....</i>	<i>87</i>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Cadena de valor del Hidrógeno Verde .....	1
Figura 2: Mapa de metas físicas de hidrogeno verde en América Latina.....	6
Figura 3: Barreras al desarrollo del H2V y derivados .....	10
Figura 4: Mapa de madurez de tecnologías relacionadas a la producción e infraestructura de hidrógeno y derivados de bajas emisiones .....	11
Figura 5: Costos de transporte de hidrogeno por tipo de transporte y distancia .....	13
<i>Figura 6: Financiamiento de H2V por bancos multilaterales de desarrollo, por fuente y país socio.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 7: Mapa de empresas internacionales reconocidas con proyectos de plantas industriales de producción de H2V y derivados en LAC.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 8: Proyección de demanda global de hidrógeno y sus usos al 2050.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 9: Mapa de plantas en operación y proyectos de hidrógeno verde en América Latina .....</i>	<i>36</i>
Figura 10: Proyección a 2050 de Consumo Interno de Hidrógeno de Bajas Emisiones en Argentina	46
<i>Figura 11: Ejemplos de transiciones energéticas recientes en Argentina .....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 12: Mapa Global de Costos de Producción de Hidrógeno Onshore a 2030 en base a energía solar y eólica con factor mínimo de carga de 40% (USD/kg) .....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 13: Mapa Global de Costos de Producción de Hidrógeno Offshore a 2030 en base a eólica con factor mínimo de carga de 20% (USD/kg) .....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 14: Energía disponible equivalente en procesos de conversión y transporte de hidrógeno.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 15: Costos actuales estimados de producción de hidrógeno verde en Argentina (USD/kg) .....</i>	<i>57</i>
Figura 16: Costos 2030 para Entrega en Alemania desde Argentina (Santa Cruz) para diferentes tipos de productos derivados de hidrógeno verde (USD/MWh) .....	58
Figura 17: Sensibilidades al Costo Total de Entrega de Hidrógeno .....	59
Figura 18: Sensibilidades al Costo Total de Entrega de Amoníaco .....	60
Figura 19: Costos de Hidrógeno Verde por componente para Entrega en Alemania desde Argentina (Santa Cruz) – WACC 7% - Escenario Fuerte reducción Costos 2030.....	60
Figura 20: Costos de Amoníaco Verde por componente para Entrega en Alemania desde Argentina (Santa Cruz) – WACC 7% - Escenario Fuerte reducción Costos 2030.....	61
Figura 21: Plan Nacional de Expansión del Transporte Eléctrico 2035 .....	64
Figura 22: Esquema de financiamiento de Banco Mundial para proyectos de H2V en Chile .....	73
Figura 23: Aplicaciones de la Demanda Potencial de Hidrógeno Limpio en EEUU.....	86

## Acrónimos

ADEME	Agencia francesa de gestión del medio ambiente y energía
AEL/ALK	Tecnología de electrolizador alcalino
AEM	Membrana de intercambio aniónico
ALyC	América Latina y el Caribe
ANDE	Administración Nacional de Energía de Paraguay
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANII	Agencia Nacional de Investigación e Innovación
ANR	Aportes No Reembolsables
BERD	Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo
BIL	Ley de Infraestructura Bipartidista
BMD	Banco Multilateral de Desarrollo
BMWK	Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CAPEX	Gastos de capital
CCLIP	Crédito Condicional para Proyectos de Inversión
CCS	Captura y almacenamiento de carbono
CfD	Contratos por diferencia
CIF	Fondo de Inversión en el Clima
Cipp	Complejo Industrial y Portuario de Pecém
Cofix	Comisión de Financiación Externa
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
DNE	Dirección Nacional de Energía
DPP	Detailed Preparation Phase (Fase detallada de preparación)
DSRA	Cuenta de Reserva del Servicio de Deuda
EIB	Banco Europeo de Inversiones
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENC	Empresas neuquinas certificadas
ENHIVE	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá

EU LACIF	Facilidad de Inversión de la Unión Europea de América Latina y el Caribe
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCE	Fuentes no convencionales de energía
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable
FODER	Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables
FONHIDRO	Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno
FONTE	Fondo de Transición Energética de Panamá
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GW	Gigawatt
H2V	Hidrógeno verde
HDP	Hydrogène de France
HHO	Oxihidrógeno (HHO)
HPBM	Modelo de negocios de producción de hidrógeno
HVO	Aceite vegetal hidrogenado
i.a.	Interanual
IEA	Agencia Internacional de Energía
IH2A	India Hydrogen Alliance
IHA	Acelerador de Hidrógeno Industrial
INTI	Instituto Nacional de Tecnología Industrial
IRA	Ley de Reducción de la Inflación
ITC	Crédito fiscal de inversión reembolsable
JCM	Joint Crediting Mechanism
KfW	Banco de desarrollo alemán
kton/año	Mil toneladas año
LATU	Laboratorio Tecnológico Uruguayo
<i>LCOH</i>	<i>Costo nivelado de hidrógeno</i>
LH2	Hidrógeno líquido
LOHC	Hidrógeno orgánico líquido
LRA	Cuenta de Reserva de Liquidez
MaTER	Mercado a Término de Energías Renovables
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MMBTU	Millones de British Thermal Units

MNRE	Ministerio de Energías Nuevas y Renovables
MoU	Memorándum de entendimiento
MUSD	Millones de dólares
NAGs	Normas técnicas
NH3	Amoníaco (NH3)
NZHF	Fondo de Hidrógeno Cero Neto
PEM	Membrana de intercambio de protones
PERTE ERHA	Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento
PNH2	Plan Nacional de Hidrógeno de Brasil
PPA	Acuerdo de abastecimiento de energía eléctrica
PRODEPRO	Programa Nacional de Desarrollo de Proveedores
PRTR	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
PTI	Programa Territorial Integrado
PyMEs	Pequeñas y Medianas Empresas
RenovAr	Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
SAF	Sustainable Aviation Fuels
SEOC	Celdas de combustible de óxido sólido
SHIP	Strategic Hydrogen Innovation Partnership
SIGHT	Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition Programme
SOFR	Secured Overnight Financing Rate
SVS+	Bonos sociales verdes, sustentables y vinculados a la sostenibilidad
TMUT	Terminal Multi-Utilidades
UE	Unión Europea
WACC	Costo promedio ponderado del capital, por sus siglas en inglés

1

# LA CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO VERDE



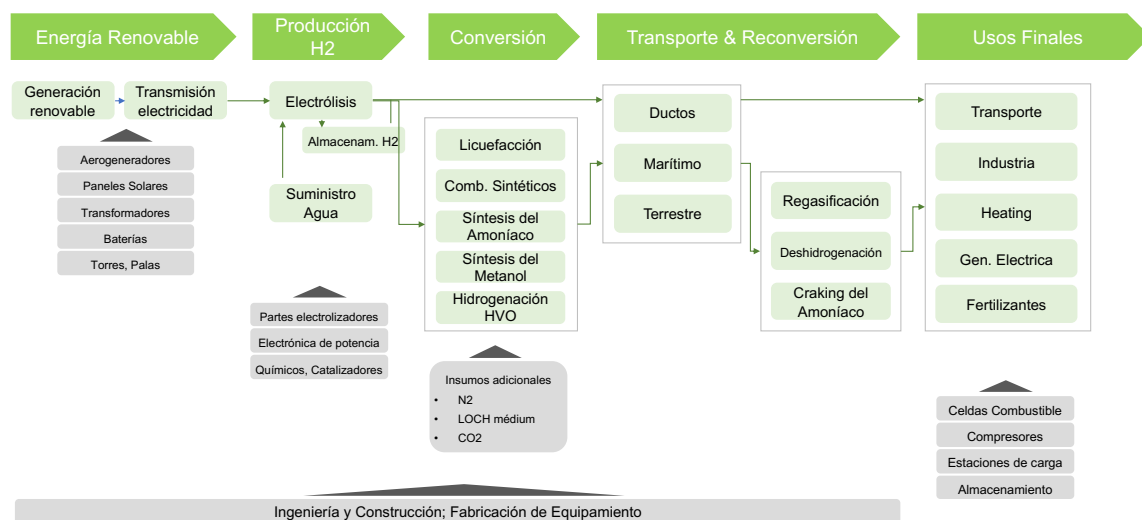


# 1 La cadena de valor del hidrógeno verde

La cadena de valor del hidrógeno verde comienza en la generación de energía renovable (principalmente eólica y solar) y la transmisión eléctrica hasta las plantas de electrolizadores, donde junto con el suministro de agua, se produce el hidrógeno verde.

El hidrógeno producido puede ser almacenado de manera temporal (ej. en esferas o en reservorios geológicos) o transportado para su uso final. El H2V puede ser transportado en forma gaseosa por ductos de hasta 4 mil kilómetros de extensión, o bien como hidrógeno líquido (mediante proceso de licuefacción) en transporte marítimo. También existen formas alternativas de transporte siendo convertido en productos derivados como por ejemplo en amoníaco o combustibles sintéticos. Según el uso final, estas formas portadoras de hidrógeno podrán requerir su reconversión a hidrógeno o bien ser consumidos directamente (ej. amoníaco para fertilizantes; Combustibles Sostenibles de Aviación o SAF para aviación). Actualmente, los principales usos finales del hidrógeno son el refinamiento de petróleo, y diversas aplicaciones industriales, como la producción de amoníaco, metanol y acero.

Figura 1: Cadena de valor del Hidrógeno Verde



Fuente: Elaboración propia

A lo largo de la cadena del H2 se presentan oportunidades de negocios, pero para ello debe haber un marco regulatorio y legal, así como una estrategia de largo plazo para la consolidación de la cadena de valor que le dé una perspectiva sostenible a los modelos de negocio que se desarrollen en el país.

A continuación, se analiza el estado de situación y el estado del arte de la evolución del hidrógeno verde en la región y el tipo de avances que se han logrado realizar en lo que concierne a los mecanismos de financiamiento para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde.

# 2

## CONTEXTO AMÉRICA LATINA



## 2 Contexto: Estrategias nacionales, marco legal y metas en América Latina

En este apartado se realiza un relevamiento de las estrategias nacionales y el marco regulatorio desarrollado para fomentar el hidrógeno verde con el objetivo de alcanzar las metas establecidas en aquellas estrategias. Este escrutinio permite avanzar con el entendimiento de la situación de los progresos en el desarrollo del hidrógeno verde en la región y la perspectiva que ha adoptado cada uno de los países para alcanzarlo.

### 2.1 Estrategias nacionales

Durante los últimos tres años, varios países de América Latina han ido publicando sus estrategias nacionales y/o sus hojas de ruta para el desarrollo de largo plazo del hidrógeno verde y de sus derivados, incluyendo entre ellos a países como Chile (2020), Colombia (2021), Costa Rica (2022), Trinidad y Tobago (2022), Panamá (2023), Uruguay (2023), Ecuador (2023) y también Argentina (2023). Brasil, si bien aún no ha publicado una Estrategia ni Hoja de Ruta, cuenta con un Programa Nacional de Hidrógeno (publicado en el 2021) y un Plan de Trabajo Trienal (para el período 2023-2025).

Del análisis de dichas estrategias y hojas de ruta surge que todas ellas incluyen y destacan la importancia de la cuestión del financiamiento de las inversiones requeridas para el desarrollo del hidrógeno y de sus derivados:

- **Brasil:** El Programa Nacional de Hidrógeno del año 2021, propone "identificar fuentes e instrumentos de financiamiento internacional, como fondos verdes, agencias de cooperación internacional y bancos multilaterales de desarrollo y fondos de inversión, así como instrumentos de finanzas mixtas, para apoyar y ejecutar proyectos relacionados con la producción y uso de hidrógeno en Brasil".
- **Chile:** La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde del año 2020 menciona el lanzamiento de una ronda de financiamiento para apalancar proyectos de hidrógeno verde por 50 MUSD.
- **Colombia:** La Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia del año 2021 incluye dentro del eje estratégico de "Instrumentos de desarrollo de mercado", la línea de acción correspondiente a "Establecer mecanismos de financiación para proyectos de hidrógeno de bajas emisiones", que a su vez se compone de los siguientes elementos: "Diseñar nuevos instrumentos de financiación público-privada" y "Atraer financiación internacional". Menciona además que se evaluarán otros instrumentos como préstamos de bajo interés, emisión de bonos verdes por parte de las empresas nacionales o rondas de financiamiento público, exclusivo para proyectos de hidrógeno de bajas emisiones.
- **Costa Rica:** La Estrategia Nacional de Hidrógeno verde de Costa Rica incluye entre sus líneas de acción el "Financiamiento e inversión extranjera" y entre las condiciones habilitantes del hidrógeno verde a los "incentivos" (fiscales y no fiscales, tanto en generación como en transporte).
- **Panamá:** La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá, del año 2023, incluye entre sus ejes estratégicos: "Promover un mercado regional integrado de H2V y

derivados." y "Desarrollar la legislación, regulación y financiamiento para el fomento de H2V y derivados". Busca posicionar a Panamá como un Hub financiero de fomento de las transacciones financieras regionales asociadas a la cadena de valor del H2V y derivados. Adicionalmente propone diseñar e implementar la ventana de financiamiento para H2V y derivados en el marco del Fondo de Transición Energética de Panamá (FONTE). También plantea crear una plataforma virtual para transacciones de compra y venta de H2V (incluyendo entre otras tecnologías smart contracts para portadores de energía, y tokens para inversiones verdes).

- **Trinidad y Tobago:** La Hoja de Ruta para una economía de hidrógeno verde, del año 2022, identifica como un facilitador clave a las "políticas de incentivo a la inversión en energía renovable e hidrógeno verde". Se prevé que se pondrá en marcha un proceso competitivo para explorar socios del sector privado para los posibles proyectos de demostración. También busca promover un entorno atractivo para la inversión extranjera a través de incentivos fiscales, subsidios, períodos de moratoria fiscal y menores impuestos sobre las ganancias. Propone que los próximos pasos inmediatos se centren en la definición de los posibles proyectos de demostración, así como las fuentes de financiación. Se propone explorar fuentes de financiación tales como la financiación climática, los mercados de carbono, el financiamiento del sector privado y la financiación nacional.
- **Uruguay:** La implementación de la Hoja de Ruta del Programa H2U contempla entre otros la creación del Fondo Sectorial de Hidrógeno, la convocatoria a proyectos del sector privado, con apoyo del Estado (por 10 MUS\$), y a proyectos de investigación e innovación. Además, propone incentivos fiscales, apoyo en la gestión de permisos y posicionamiento a nivel internacional.

En el caso de Ecuador, se ha desarrollado la Hoja de Ruta y la Estrategia para la Producción de Hidrógeno Verde, aunque se encuentra pendiente la divulgación de dicho documento.

Otros países como Bolivia, Brasil, Paraguay y Perú han anunciado que se encuentran trabajando en la elaboración y publicación de sus estrategias nacionales y/o hojas de ruta.

## 2.2 Marco Legal

Los países de la región vienen trabajando en el desarrollo de un marco normativo que promueva la transición energética y, en particular, el del hidrógeno verde o de bajas emisiones.

Se destaca Colombia, país que ha dictado la Ley de Transición Energética N° 2.099, en el año 2021, y su reglamentación mediante Decreto 1476/2022, que incluye al hidrógeno verde y azul como fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y fuentes no convencionales de energía (FNCE) respectivamente, extendiendo el alcance de los incentivos y beneficios fiscales de la Ley 1715 del 2014 durante un período de 30 años. Además, la Ley extiende el ámbito de actuación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) a la financiación y/o ejecución de proyectos viables en cualquier eslabón de la cadena del valor del hidrógeno de bajas emisiones. En paralelo se discute en el Congreso colombiano un proyecto de ley denominado "economía del hidrógeno", que busca establecer incentivos en toda la cadena de valor del sector, incluidos productos derivados como materia prima para fertilizantes.

En otros países, como Brasil, Costa Rica, México, Panamá, Paraguay, Perú y Venezuela, se han anunciado iniciativas y/o proyectos de ley que están en estudio para establecer un nuevo marco legal para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones.

Tabla 1: Resumen Estrategias nacionales y Marco legal de H2V en América Latina

País	Estrategia / Hoja de Ruta H2V	Legislación H2V
Argentina	Publicada v1 (2023)	En proceso
Bolivia	En proceso	Sin Información
Brasil	En proceso	En proceso
Chile	Publicada v1 (2020)	Sin Información
Colombia	Publicada v1 (2021)	Sí (2021)
Costa Rica	Publicada v1 (2022)	En proceso
Ecuador	Desarrollada v1 (2023)	Sin Información
México	Sin Información	En proceso
Panamá	Publicada v1 (2023)	En proceso
Paraguay	En proceso	En proceso
Perú	En proceso	En proceso
Trinidad & Tobago	Publicada v1 (2022)	Sin Información
Uruguay	Publicada v1 (2023)	Sin Información
Venezuela	Sin Información	En proceso

Fuente: Elaboración propia

## 2.3 Metas de inversión

Las estrategias nacionales y/o las correspondientes hojas de ruta mencionadas incluyen en la mayoría de los casos metas físicas (como metas de capacidad de electrólisis y/o metas de producción de hidrógeno) así como metas de inversiones de mediano y largo plazo para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

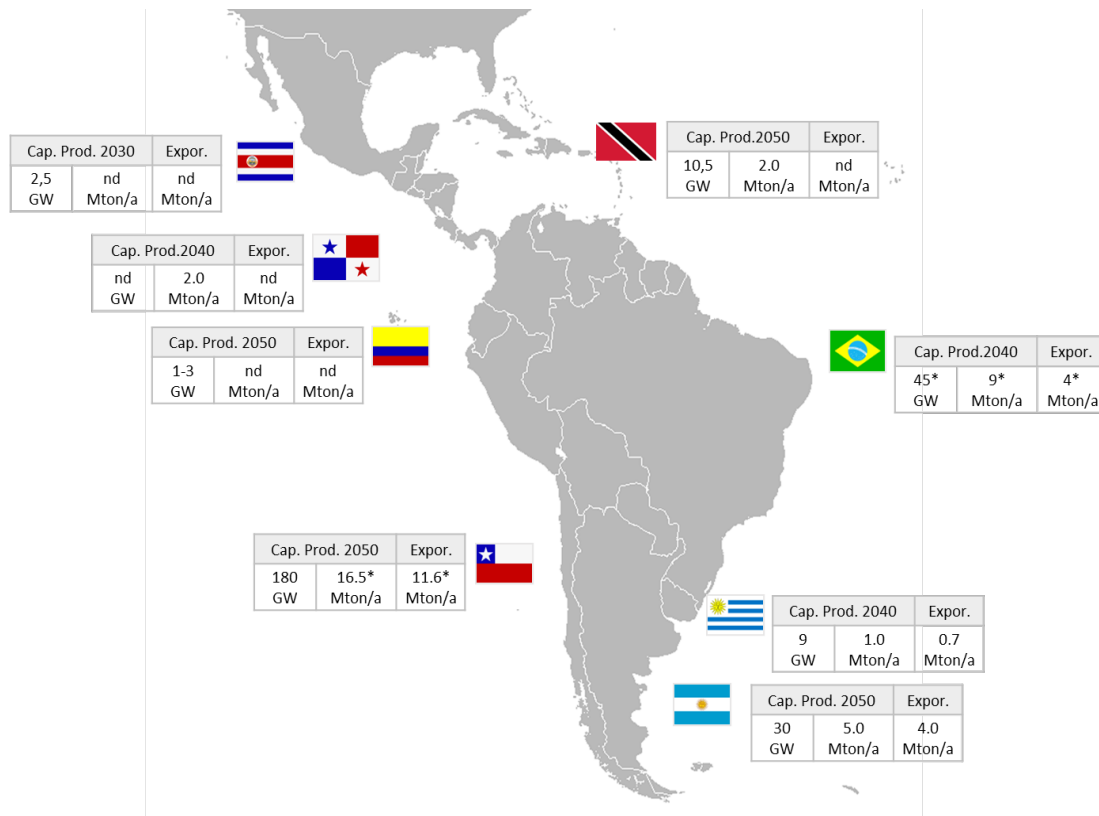
- **Chile:** Estima un mercado de hidrógeno verde y derivados con una facturación de 5.000 MUSD al 2030 y 33.000 MUSD al 2050 (con hasta un 70% de participación del mercado de exportación), para lo cual prevé que se necesitará una capacidad de energía renovable asociada de 40 GW al 2030 y 300 GW al 2050, con inversiones acumuladas por 45.000 MUSD al 2030, y unos 330.000 MUSD al 2050. Según estimaciones propias (no oficiales) se calcula que la producción de hidrógeno verde y derivados en Chile, asociada a la facturación antes mencionada, podría alcanzar los 16,5 millones de toneladas anuales al 2050.
- **Colombia:** Proyecta una demanda de 120 kton/año de hidrógeno verde al 2030 y 1850 kton/año al 2050, con una capacidad instalada y en desarrollo de electrólisis de entre 1 a 3 GW al 2030 (1,5 a 4 GW de capacidad asociada de energías renovables). También espera alcanzar una producción de hidrógeno azul de 50 kton/año al 2030. Las inversiones previstas se estiman entre 2.500 a 5.500 MUSD al 2030.
- **Costa Rica:** Proyecta una producción de 20kton/año de hidrógeno verde al 2030 y 420 kton/año al 2040, con una capacidad instalada y en desarrollo de electrólisis de entre 0,2 a 2,5 GW al

2030 (1GW de capacidad asociada de energías renovables). Las inversiones en proyectos de producción y demanda de H2V se estiman entre 1.000 a 2.500 MUSD al 2030.

- **Panamá:** Determina una meta de producción de H2V y derivados de 500 kton/año al 2030 y 2.000 kton/año al 2040. También establece metas de participación de H2V y derivados en la oferta de bunkering, energéticos para aviación y energéticos para vehículos de transporte de carga pesada y maquinaria.
- **Trinidad y Tobago:** Establece una meta de 2.000 kton/año al 2050, con una capacidad de electrólisis de 10.5 GW al 2045 y una capacidad de energías renovables asociadas de 30 GW.
- **Uruguay:** Estima un mercado de hidrógeno verde y derivados con una facturación de 200 MUSD al 2030 y 1.900 MUSD al 2040 (aprox 70% correspondiente a exportación). Prevé una capacidad instalada de electrólisis de 0,5 a 1 GW al 2030 y 9 GW al 2040 (y una capacidad de energía renovables de 1 a 2 GW en 2030 y 18 GW en 2040). La producción de hidrógeno verde y derivados se estima cercana a 1 millón de toneladas anuales al 2040. La inversión total acumulada requerida se estima en 1.600 MUSD al 2030 y 18.000 MUSD al 2040.
- **Ecuador:** Para la producción de hidrógeno verde, se estima duplicar la capacidad instalada de generación eléctrica al 2030 e incrementarla en un factor de 4 a 7 al 2050.

Sólo a modo de referencia, la Unión Europea espera realizar importaciones de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde para el año 2030.

Figura 2: Mapa de metas físicas de hidrogeno verde en América Latina



Fuente: Elaboración propia

\* Estimación no oficial

## Principales Hallazgos e Implicancias

- Varios países de América Latina han publicado sus estrategias nacionales y/o sus hojas de ruta para el desarrollo de largo plazo del hidrógeno verde y sus derivados.
- Del análisis de dichas estrategias y hojas de ruta surge que todas ellas incluyen y destacan la relevancia de la cuestión del financiamiento de las inversiones requeridas para el desarrollo del hidrógeno y sus derivados.
- Los países de la región vienen trabajando en el desarrollo de un marco normativo que promueva la transición energética y, en particular, el hidrógeno verde o de bajas emisiones.
- Las estrategias nacionales y/o sus hojas de ruta incluyen en la mayoría de los casos metas físicas (como metas de capacidad de electrólisis y/o metas de producción de hidrógeno) y metas de inversiones de mediano y largo plazo.

# 3

## BARRERAS Y MECANISMOS





## 3 Barreras, Mecanismos de Mitigación y de Financiamiento

La presente sección describe las barreras identificadas para el desarrollo del sector de hidrógeno verde y derivados. Luego, se incluye una introducción a los principales mecanismos de mitigación de las barreras y de financiamiento. Finalmente, se realiza la vinculación entre barreras y mecanismos.

### 3.1 Principales Barreras al desarrollo

El despliegue a gran escala de inversiones de baja intensidad de carbono y, en particular, la introducción de tecnologías que hacen posible la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector de la energía, enfrenta numerosas barreras y conlleva ciertos riesgos, lo que explica la relativamente lenta tasa de adopción de esas tecnologías en países en desarrollo.

Inversiones como las mencionadas enfrentan riesgos asociados al ambiente en un país determinado, del tipo político (inestabilidad política, inseguridad jurídica, bajo nivel de *enforcement* del marco legal y regulatorio, riesgos en la transferencia de regalías y dividendos, interrupción de contratos y fallas en la coordinación de inversiones significativas que derivan en exceso de capacidad y activos varados, o “*stranded assets*”, entre otros) y macroeconómicos (riesgo cambiario, procesos inflacionarios persistentes, elevados costos financieros, dificultades de acceso al crédito, modificación del marco tarifario, volatilidad tarifaria y tarifas que impactan sobre la capacidad de repago del proyecto – también relacionadas con la incertidumbre regulatoria, dificultades para el aprovisionamiento de insumos importados, entre otros).

Adicionalmente, las inversiones bajas en carbono en países en desarrollo deben hacer frente a algunos obstáculos asociados a los riesgos inherentes a la naturaleza del propio proyecto, esto es, riesgos proyecto-específicos o sistémicos que poseen sus características particulares en el sector de la energía, y que se relacionan con:

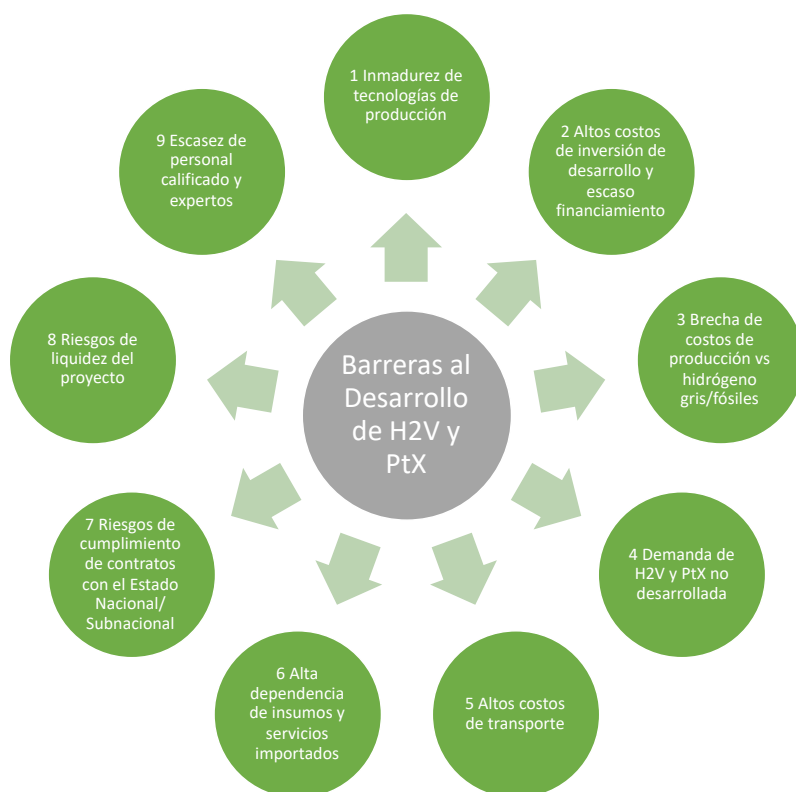
- la vida técnica de los componentes de la infraestructura o del equipamiento y la tecnología incorporados al proyecto;
- incertidumbre durante la fase de construcción sobre el monto último, debido a demoras, dificultades para la obtención de permisos y autorizaciones, etc.;
- indisponibilidad o complejidad de acceso a la tecnología requerida o a insumos, piezas, y partes; y,
- competencia con otros proyectos tradicionales o convencionales.

Al tratarse de tecnologías aún no desplegadas de manera masiva, su introducción puede resultar eventualmente en mayores costos, riesgos de interrupciones en el servicio y, puede verificarse, incluso, una falta de capacidades locales para la construcción, la operación y el mantenimiento.

En este sentido, existen diversas barreras al desarrollo del sector del hidrógeno verde y derivados que incluyen entre otros los siguientes:

- la escasa madurez tecnológica,
- los altos costos de inversión de capital,
- la brecha de costos de producción versus hidrógeno gris / fósiles, entre algunos de los significativos.

Figura 3: Barreras al desarrollo del H2V y derivados



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen dichas barreras.

### 3.1.1 Inmadurez de tecnologías de producción

La innovación y la velocidad en que las tecnologías relacionadas a la producción e infraestructura de hidrógeno y derivados de bajas emisiones alcanzan su madurez y comercialización, son elementos clave para el desarrollo del sector.

Las tecnologías de “electrólisis alcalina (ALK)” y “membrana de intercambio de protones (PEM)” han alcanzado el estado de comercialización, pero aún presentan desafíos de escala para hacer frente a la cartera de proyectos anunciados y de innovación para reducir los costos de inversión y de operación.

Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC), la tecnología de electrólisis que hasta aquí parece más eficiente, ha avanzado con proyectos de demostración en operación durante 2023 (ejemplo Sunfire 2,6 MW y Bloom Energy 4MW), acercándose al estadio de primera comercialización.

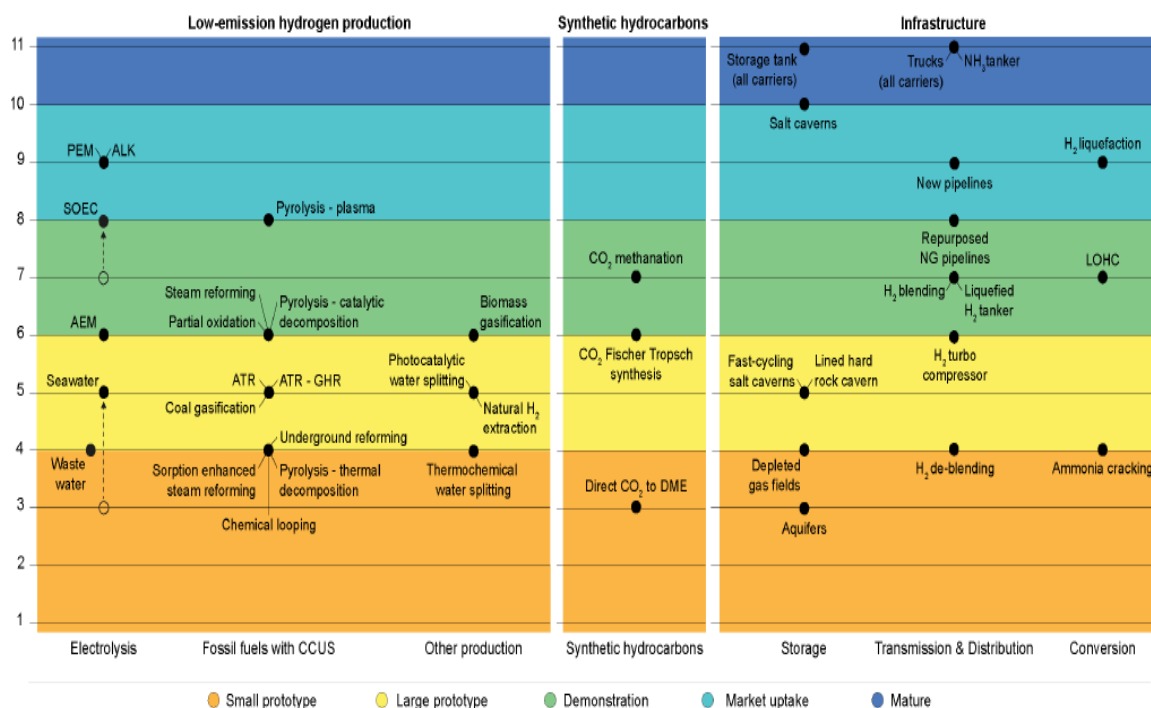
Las tecnologías de “electrólisis directa de agua marina” y de “membrana de intercambio aniónico (AEM)” se encuentran en fases más temprana de desarrollo. Entre los ejemplos se incluyen los proyectos de Enapter de electrolizador AEM de 1MW y la primera demostración de electrólisis de agua marina en una plataforma offshore en China, ambos experimentados en 2023.

La infraestructura de almacenamiento y transporte de hidrógeno y derivados también juegan un rol importante para escalar la producción del sector. Los buques “tankers” de amoníaco han alcanzado la madurez, mientras que los buques tankers de H2 líquido se encuentran en estadio de demostración.

Las tecnologías de blending y de-blending de H2 también requieren aún un recorrido de investigación y demostración para alcanzar la comercialización.

Por ejemplo, en abril 2023 entró en operación en Austria el primer proyecto de demostración de almacenamiento geológico de hidrógeno en roca porosa (“Underground Sun Storage” de la empresa RAG Austria AG).

Figura 4: Mapa de madurez de tecnologías relacionadas a la producción e infraestructura de hidrógeno y derivados de bajas emisiones



Fuente: IEA Global Hydrogen Review 2023

### 3.1.2 Altos costos de inversión de desarrollo y escaso financiamiento

En un número de países en desarrollo, los sistemas financieros no han conseguido desarrollarse aún de manera lo suficientemente profunda, generando mayores costos y siendo limitada la disponibilidad de financiación de largo plazo. Por lo tanto, el acceso al financiamiento se hace más dificultoso, dado que los proyectos seleccionados para su puesta en valor son usualmente aquellos que presentan mayor rentabilidad, tienen un componente de menor riesgo relativo y resultan en una relación riesgo-retorno más atractiva, condición que no siempre conjugan los proyectos asociados a la aplicación de nuevas tecnologías como el hidrógeno verde y su cadena de valor. Ese comportamiento de los inversores tiende a cambiar sólo muy lentamente, a medida que se consolidan mercados e instrumentos financieros innovadores, y que se afianzan las modalidades para develar el riesgo climático asociado a las carteras de préstamo y de inversión de las instituciones financieras.

Adicionalmente, la comprensión insuficiente o la dificultad en cuantificar el beneficio esperado, aún por parte de los eventuales beneficiarios del potencial de rendimiento que resulta de la introducción del hidrógeno verde y PtX, la percepción de que hay un riesgo elevado asociado con esas inversiones, e incluso la necesidad de disponer de garantías externas en relación con el desempeño de las inversiones proyectadas, pues hay a priori una cierta desconfianza respecto del desempeño de los proyectos, constituyen barreras usuales para las inversiones de este tipo en un número importante, aunque hoy decreciente, de países de la región.

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) “el costo de capital de un electrolizador instalado (incluidos el equipo, el tratamiento de gas, el equilibrio de la planta y los costos de ingeniería, adquisición y construcción) oscila entre 1.700 USD/kW y 2.000 USD/kW (para tecnologías de

electrolizadores alcalinos y PEM respectivamente, basado en datos de industria y desarrolladores de proyectos)” (IEA, 2023).

Extrapolando estos valores, proyectos de gran escala de GW de capacidad instalada de electrólisis, requerirían inversiones de CAPEX de miles de millones de dólares, con grandes desafíos de financiamiento, especialmente en países en vías de desarrollo como la región de América Latina.

Sin embargo, se prevé que el costo de las inversiones de capital en electrolizadores podría disminuir en hasta 60-70% (equivalente a niveles de 600 USD/kW) hacia 2030 (IEA, 2023), debido a economías de escala por producción masiva (basado en la magnitud de la cartera de proyectos anunciados) y la innovación tecnológica.

### 3.1.3 Brecha de costos de producción versus hidrógeno gris / fósiles

El costo nivelado de producción de hidrógeno a partir de fuentes fósiles (hidrógeno gris) se encuentra actualmente en el rango de 1,0 a 3,0 USD/kg de H<sub>2</sub>, según región (IEA, 2023).

Por otra parte, los costos nivelados de producción de hidrógeno verde actuales se estiman entre 3 a 4 veces mayor que los del hidrógeno gris. Esta importante brecha de costos se corresponde con el estadio incipiente del sector de hidrógeno verde y derivados, aún con oportunidades de innovación tecnológica que permita importantes reducciones de costos de capital, y también de apalancarse en economías de escala.

Mientras exista una brecha de costos de considerable magnitud, se requerirán en alguna medida incentivos y subsidios (a la inversión, a la producción y/o la demanda) para viabilizar los proyectos de hidrógeno verde y derivados.

### 3.1.4 Demanda de H<sub>2</sub>V y PtX no desarrollada

Actualmente la demanda global de hidrógeno se estima en aproximadamente 94 millones de toneladas anuales, según información de la IEA, correspondiente al año 2022. **Pero menos del 1% de esa demanda corresponde a hidrógeno de bajas emisiones.**

Sin embargo, los escenarios más optimistas de trayectoria hacia el “cero neto” proyectan una demanda de hidrógeno de bajas emisiones cercana a los 400 millones de toneladas para el año 2050.

Los principales usos para el hidrógeno de bajas emisiones correspondería, en principio, a los sectores de química, industria (siderúrgica, cemento, otros), transporte (aviación, marítimo, terrestre, otros), la generación eléctrica, y la refinación, entre otros.

El último reporte “Panorama del Hidrógeno Global 2023” de la IEA afirma que “los actores del mercado han identificado como un obstáculo importante la incertidumbre en torno a su demanda futura”. Esta demanda implica, por un lado, una transición de demanda de hidrógeno gris hacia hidrógeno de bajas emisiones, y segundo, el desarrollo de nuevos usos de la mismas mediante políticas e incentivos. Adicionalmente, asegurar off-takers será clave para los desarrolladores de proyectos.

### 3.1.5 Altos costos de transporte

El hidrógeno puede transportarse tanto como hidrógeno líquido (LH<sub>2</sub>) como otras formas de portadores de hidrógeno como son amoníaco (NH<sub>3</sub>), portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC) y metanol.

La infraestructura de transporte, en sus diferentes modalidades de camiones, ductos o transporte marítimo, tiene un rol crucial en facilitar la viabilidad económica de las importaciones de hidrógeno verde (Galimova et al 2023) a nivel global.

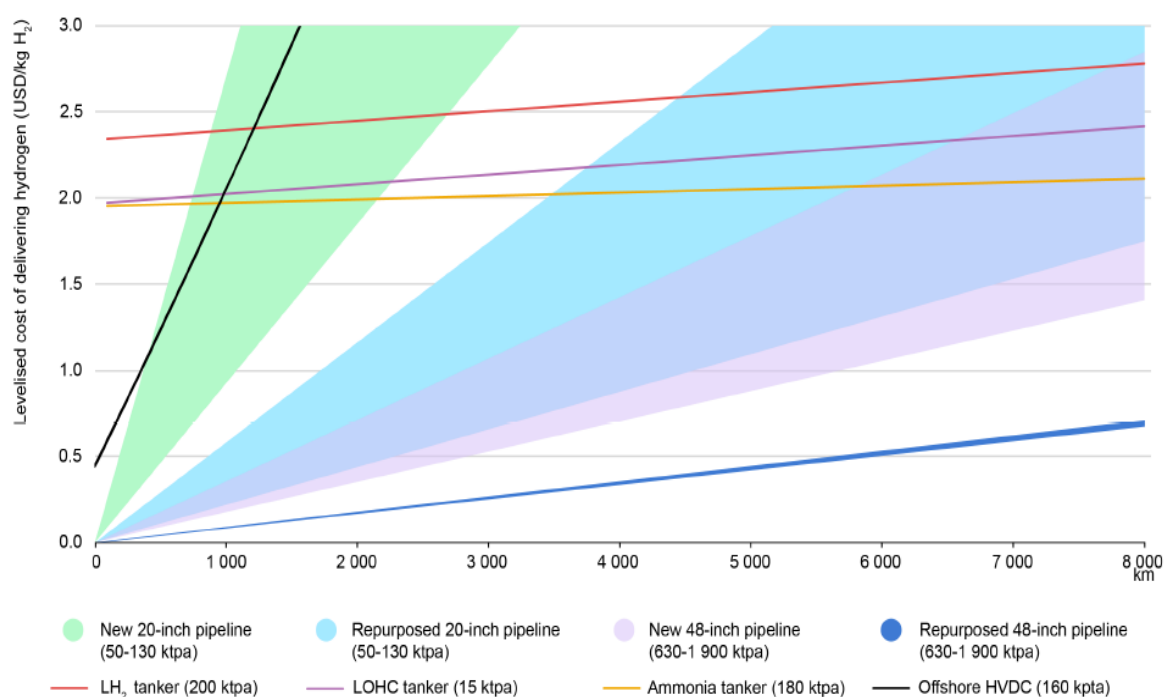
Se estima que existen alrededor de 16 mil kilómetros de tuberías de hidrógeno en el mundo, de los cuales alrededor de 2.500 kilómetros se encuentran en Estados Unidos.

Otra opción de transporte de hidrógeno, que se está desarrollando actualmente pero que aún no se comercializa, es el transporte de hidrógeno líquido por vía marítima.

Así, Kawasaki Heavy Industries ha presentado una idea para el suministro de hidrógeno a partir de carbón lignito y transportado desde Australia a Japón por mar en buques de transporte de hidrógeno líquido a lo largo de más de 9.000 km. El primer transportador de hidrógeno líquido del mundo zarpó de Kobe, en Japón, a Australia a finales de 2021 y regresó a Kobe a finales de febrero con el primer cargamento (Galimova et al 2023).

En particular en lo referido al transporte, para distancias menores a umbrales en el rango de entre 2,5 a 4 mil kilómetros, la alternativa de transporte por ductos suele ser la preferida en costos, mientras que para distancias superiores a 8 mil kilómetros de distancia prevalece la alternativa de transporte marítimo, cuando los costos de licuefacción se pueden amortizar por las largas distancias.

Figura 5: Costos de transporte de hidrogeno por tipo de transporte y distancia



Fuente: IEA Global Energy Review 2022

Los costos de transporte marítimo pueden representar una alta incidencia (de hasta un 50%) en la estructura de costo total de hidrógeno verde en formato de H<sub>2</sub> líquido para grandes distancias intercontinentales (10 mil km de distancia o más). Otras formas como el amoníaco o LOHC presentan mejores eficiencias de transporte marítimo.

### 3.1.6 Alta dependencia de insumos y servicios importados

Alcanzar las metas de producción y exportación de hidrógeno verde y derivados enunciadas en diversos países de América Latina para las próximas décadas, implicará desarrollar una cadena de valor local que pueda suministrar (un alto porcentaje de) los bienes y servicios requeridos con los estándares de calidad y seguridad pertinentes.

Al menos en las etapas tempranas del desarrollo del sector y la cadena de valor (y en menor medida en etapas posteriores), muy probablemente exista una importante dependencia de insumos y servicios importados.

Al escalar y crecer la producción local, se espera que también avance la transferencia de tecnología, la investigación y desarrollo local, la cantidad de empresas (pymes y grandes) con capacidad de

suministro de bienes y servicios nacionales. Si la producción local lograra escalar sin desarrollar su cadena de suministros nacionales, se corren riesgos como los que se detallan a continuación.

### 3.1.7 Riesgos de cumplimiento de contratos con el Estado Nacional y/o Subnacional

En ciertos casos, la viabilidad económica del proyecto puede depender de incentivos o subsidios a ser otorgados por el Estado Nacional o los Estados Subnacionales durante un determinado plazo, como por ejemplo compromisos de compra en precios fijo en moneda dura, contratos por diferencia, subsidios por kg producido, entre otros.

El riesgo soberano (o incluso sub-soberano) de cumplimiento de esos contratos podría dificultar el acceso al financiamiento, la decisión final de inversión, o incluso la continuidad de los proyectos que ya han sido iniciados o están parcialmente operativos.

### 3.1.8 Riesgos de liquidez del proyecto

Los proyectos de hidrógeno verde de mediana y gran escala se encuentran aún en un estadio temprano de desarrollo si se considera el nivel global, con tasas de supervivencia de proyectos reducida y elevada incertidumbre de alcanzar el hito de entrada en operación y luego de punto de equilibrio económico y financiero.

Los proyectos pueden presentar necesidades inesperadas o imprevistas de efectivo de corto plazo, por ejemplo, por potenciales desviaciones técnicas en el rendimiento de la planta de hidrógeno verde o por ineficiencias en el suministro de insumos y servicios clave de una cadena de valor local que puede estar aún en un nivel preliminar de desarrollo.

### 3.1.9 Escasez de personal operativo especializado / calificado y expertos en el sector H2V

La insuficiencia de conocimiento, experiencia y familiaridad respecto de las nuevas tecnologías constituye una barrera. La falta de conocimiento del potencial técnico de los recursos encarece ciertos proyectos. Por otra parte, los decisores políticos, las instituciones financieras y los inversores pueden tener dificultades para evaluar la conveniencia, la factibilidad técnica, la viabilidad económica y el riesgo asociado a los proyectos, con un grado apropiado de confianza. Por ende, se muestran renuentes a priorizarlos a la hora de incluirlos en un portafolio de proyectos, de aprobar un crédito con ese destino o de tomar decisiones de inversión.

A su vez, la inexistencia o limitación de un portafolio robusto de proyectos similares, puestos en práctica previamente, hace más difícil la adquisición incremental de experiencia y de capacidades, y resulta las más de las veces, en una muy lenta curva de aprendizaje que, a su vez, constituye una restricción.

El desarrollo de la cadena de valor de hidrógeno verde y de PtX implica nuevos procesos productivos (electrólisis, conversión, otros), de transporte y también de adaptación en su uso final.

Estos nuevos procesos requieren personal operativo especializado y calificado, que incorpore los conocimientos y la experiencia necesaria para ejecutar los mismos de forma segura e idónea. Los centros de formación deberán ampliar su oferta terciaria y académica para brindar capacitación. Los centros de investigación y desarrollo nacionales y subnacionales deberán incorporar al hidrógeno verde entre sus áreas de interés y estudio e investigación.

Además, se requieren expertos en las distintas disciplinas relacionadas con el sector de hidrógeno verde y PtX y su cadena de valor, que comprendan las tendencias de mercado -regional y global-, la evolución de las tecnologías actuales y las en desarrollo a futuro, los avances en los procesos productivos, los estándares y certificaciones en proceso de consolidación, la factibilidad técnica y económica de los proyectos, y los modelos de financiamiento más usuales, así como las posibles fuentes de financiamiento disponibles a distintas escalas y en diferentes mecanismos, entre otros.



## 3.2 Mecanismos de Mitigación y Financiamiento

De acuerdo al relevamiento internacional realizado inicialmente, se han identificado una serie de mecanismos propuestos para abordar y mitigar las potenciales barreras y riesgos para el acceso a recursos financieros, incluyendo la disponibilidad de diversos instrumentos y fuentes de financiamiento, entre otros. A continuación, se describen algunos de tales mecanismos, instrumentos y fuentes.

### 3.2.1 Fondos Nacionales Específicos de Hidrógeno Verde y Derivados

La implementación de las estrategias nacionales y de las nuevas hojas de ruta de los países y las regiones para el desarrollo del hidrógeno verde y de sus derivados suele comenzar con la creación de un fondo específico con presupuesto definido, que permita asegurar y hacer disponibles los recursos necesarios para apoyar financieramente los proyectos propuestos a través de diferentes mecanismos. Estos se presentan con algún detalle en lo que resta del presente capítulo.

Entre los principales ejemplos internacionales que merece la pena destacar, se cuentan, por caso, los siguientes desarrollados: Chile, Uruguay, Alemania, el Reino Unido, Japón, Sudáfrica, Namibia y Canadá, entre algunos otros.

Por ejemplo, la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), agencia estatal descentralizada de Chile, anunció a fines del año 2022 la creación de fondo de capital para el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde "Green H2 FUND I", que contará con inversión pública y privada, con apoyo de la propia agencia estatal y bajo la administración de la firma de capital de riesgo Genesis Venture. En sus inicios el fondo dispondrá de un capital de entre 100 a 120 MUSD para inversiones, de los cuales un 80% corresponde a aportantes privados y el 20% restante proviene de una línea de crédito de CORFO. El tamaño final objetivo del fondo es de hasta 300 MUSD.

El foco de inversión de Green H2 FUND I se espera sean (hasta diez) empresas chilenas con alto potencial de crecimiento y en etapas de expansión de sus negocios, que requieran de financiamiento para poner en marcha proyectos de Hidrógeno Verde que se espera sean particularmente de pequeña y mediana escala (20 a 100MW de capacidad de electrólisis).

En Uruguay, el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de ese país, el Laboratorio Tecnológico Uruguayo (LATU) y la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) crearon, a principios de 2022, el Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde, con el objetivo de financiar proyectos de investigación, innovación y formación en esta temática específica.

El Gobierno de Alemania a su vez anunció a fines del año 2022 la creación de dos nuevos fondos verdes para acelerar el desarrollo global de la cadena de valor del hidrógeno verde. Ellos son:

- El "Fondo de Desarrollo PtX" (*PtX Development Fund*) está destinado a asistir a las economías en desarrollo y emergentes a construir cadenas de valor locales en torno al hidrógeno verde.
- Por su parte, el "Fondo de Crecimiento PtX" (*PtX Growth Fund*) apoyará a empresas alemanas y europeas que tengan una oficina o instalaciones de producción en Alemania. Su propósito es proporcionar subsidios para apoyar inversiones que impulsen la economía y puedan contribuir a acelerar el mercado global de hidrógeno verde.

Ambos están destinados a ayudar a reducir la brecha de financiación para proyectos de hidrógeno verde a gran escala. El Fondo de Desarrollo, bajo la responsabilidad del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ), dispondrá de 250 millones de euros. El Fondo de Crecimiento, bajo la responsabilidad del Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Acción Climática (BMWK), contará con 300 millones de euros.

Luego de la presentación de la "Estrategia Hidrógeno Reino Unido", se anunció un amplio paquete de apoyo financiero por 366 millones de libras esterlinas para el desarrollo del hidrógeno bajo en carbono, incluyendo un Fondo de Hidrógeno Cero Neto (NZHF, Net Zero Hydrogen Fund), y otros mecanismos. El Fondo NZHF comprende hasta 240 millones de libras esterlinas en subvenciones, acordadas hasta

2025, para respaldar los costos iniciales de desarrollo y construcción de proyectos de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono.

El Ministerio de Comercio Internacional e Industria (METI) de Japón, a través de su Organización para el Desarrollo Tecnológico y de la Nueva Energía de Japón (NEDO), anunció en 2021 la creación del fondo "Green Innovation Fund" con un presupuesto equivalente a 18,4 miles de millones de dólares para proporcionar apoyo a iniciativas de descarbonización durante los próximos 10 años. La política de asignación de recursos de este fondo incluye la promoción de diferentes temáticas, entre las que se encuentra la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua, usando primariamente energía de fuentes renovables, con un presupuesto reservado que es equivalente a aproximadamente 650 millones de dólares.

El Gobierno de Sudáfrica, a su turno, en asociación con empresas estatales de los Países Bajos y Dinamarca, ha lanzado en junio de 2023 un fondo de hidrógeno verde de mil millones de dólares denominado SA-H2 con el objetivo de acelerar el uso del combustible limpio para contribuir a los esfuerzos de descarbonización del país.

El Gobierno de Namibia, en asociación con firmas de control estatal de los Países Bajos, han anunciado a mediados de 2023 la creación del fondo "SDG Namibia One", un vehículo de inversión, en modalidad *blended-finance*, para financiar proyectos de hidrógeno verde y combustibles sintéticos con un capital estimado de hasta unos mil millones de euros.

A su vez el Gobierno de la Provincia de Ontario, en Canadá, ha establecido un "Fondo de Innovación de Hidrógeno" que invertirá 15 millones de dólares canadiense durante los próximos tres años (2023-2026), para impulsar y desarrollar oportunidades para que el hidrógeno se integre en el sistema de electricidad limpia de Ontario, incluido la infraestructura para el almacenamiento de electricidad a partir de hidrógeno.

### 3.2.2 Convocatoria I&D y proyectos piloto

Uno de los mecanismos más utilizados son las convocatorias para financiar la investigación y desarrollo (I+D), el desarrollo de proveedores (principalmente locales) y/o el desarrollo de proyectos piloto (mayormente demostrativos y de baja escala). Los aportes, según el caso, pueden ser de fondos reembolsables o no reembolsables.

Los casos relevados, en este tipo de iniciativas, comprenden la agencia ANEEL de Brasil, la agencia CORFO de Chile, la agencia ARENA de Australia, Japón, Francia, España y Reino Unido.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) de Brasil ha lanzado en junio 2023 una consulta abierta para I+D estratégico en Hidrógeno Renovable (Consulta N° 23/2023), para proyectos de plantas piloto de hasta 10 MW de electrólisis, y/o prototipos de piezas y componentes para la cadena de valor del hidrógeno renovable.

Por su parte, la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), agencia estatal descentralizada de Chile, ha lanzado en abril de 2021 la primera convocatoria para proyectos de desarrollo de plantas de producción de hidrógeno verde en el país. Se adjudicaron seis proyectos de entre 10 a 240 MW de capacidad de electrólisis.

La Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA) anunció en 2019 una Ronda de Financiamiento para el Desarrollo del Hidrógeno Renovable de hasta 70 millones de dólares australianos para ayudar a acelerar el desarrollo del hidrógeno renovable en Australia. Finalmente en 2021, se adjudicaron 3 proyectos de capacidad de electrólisis de 10 MW cada uno. ARENA también ha anunciado recientemente que destina 25 millones de dólares australianos para la investigación y el desarrollo del hidrógeno.

El Ministerio de Medioambiente (MOE) de Japón lanzó a fines de 2022 una convocatoria, vinculada al Programa de Apoyo Financiero "Joint Crediting Mechanism (JCM)", con foco en proyectos piloto en la cadena de valor del hidrógeno en el extranjero. El programa busca subvencionar proyectos



demostrativos para producir hidrógeno utilizando energía renovable, en un tercer país con abundante potencial de energía renovable, como por ejemplo, la energía solar y eólica.

El programa Territorial Hydrogen Ecosystems, lanzado en el año 2018 y dirigido por la agencia francesa de gestión del medio ambiente y energía, ADEME, ha proporcionado más de 320 millones de euros en apoyo a 35 proyectos de hidrógeno en dos convocatorias realizadas desde su lanzamiento. Los resultados de la segunda ronda fueron divulgados ya en febrero de 2023, con unos 14 proyectos adjudicados: mayormente se trata de proyectos de capacidad de electrólisis de hasta 5 MW.

Desde 2021, el Gobierno de España, a través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), ha puesto en marcha cinco convocatorias de ayuda financiera para proyectos ligados al hidrógeno verde, pertenecientes a Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA). Entre dichas convocatorias se encuentra, por ejemplo, el "Programa H2 Pioneros" el cual ha otorgado 150 millones de euros a 19 proyectos de generación de hidrógeno verde (hasta 50 MW de potencia) para industria química o para sustituir el gas natural en otros procesos industriales o para usos en movilidad pesada.

En Reino Unido, la convocatoria Línea 1 con recursos del Fondo de Hidrógeno Cero Neto (NZHF) prevé hasta un 50 % de apoyo de co-financiación para DEVEX (gastos de desarrollo) para estudios de diseño de ingeniería front-end (FEED) y costos posteriores a FEED.

### 3.2.3 Convocatoria a proyectos a escala comercial

Si bien menos frecuente, también se han identificado convocatorias para financiar proyectos de hidrógeno verde de gran escala.

Por ejemplo, en mayo de 2023, el gobierno australiano anunció el establecimiento de la "Iniciativa Hidrógeno Headstart" de 2 mil millones de dólares australianos (incluidos en el Presupuesto Federal 2023-2024) para financiar proyectos de hidrógeno verde de gran escala (2 a 3 proyectos de hasta 1GW de capacidad de electrólisis).

### 3.2.4 Beneficios fiscales a la inversión (CAPEX)

Dado que las magnitudes de las inversiones de capital en el desarrollo de la capacidad de electrólisis y de generación renovable son significativas, algunos países promueven dichas inversiones mediante beneficios fiscales sobre un porcentaje de la inversión. Ese porcentaje puede alcanzar hasta el 40% del CAPEX elegible. Estados Unidos y Canadá son los principales países identificados que han propuesto este abordaje.

En Estados Unidos, a través de la Ley de Reducción de la Inflación (conocida como IRA), los incentivos a la inversión en hidrógeno limpio se determinan en función de rangos de intensidad de carbono, con una tasa de crédito fiscal decreciente ante proyectos de mayores intensidades de carbono. La tasa máxima de crédito fiscal es de 30% de los costos elegibles.

Por su parte en Canadá los incentivos también consisten en un crédito fiscal a la inversión, reembolsable (denominados créditos ITC) en función de la intensidad de carbono del ciclo de vida del hidrógeno. El Crédito ITC ofrece diferentes niveles de apoyo, que van entre el 15% y el 40% de los costos elegibles del proyecto, siendo que los proyectos que producen el hidrógeno más limpio reciben los niveles más altos de apoyo.

### 3.2.5 Beneficios fiscales y subsidios a la producción

Otro mecanismo de beneficio para los proyectos de hidrógeno verde son los incentivos a la producción. Los incentivos consisten en un monto fijo por kg producido, sea mediante un crédito fiscal, o en subsidios durante un determinado plazo. Las variantes relevadas incluyen esquemas de montos decrecientes en el tiempo, así como también de montos que dependen de la intensidad de carbono del proyecto.

Los principales países y regiones que han anunciado este tipo de mecanismos para el hidrógeno verde son Estados Unidos, la Unión Europea y la India.

Estados Unidos, también a través de la Ley IRA, establece incentivos a la producción de hidrógeno limpio en función de rangos de intensidad de carbono, con un máximo de 3 dólares por kg de H<sub>2</sub> producido, para proyectos de intensidades menores a 0,45 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub> producido, por un periodo máximo de hasta 10 años.

El Banco de Hidrógeno Europeo (EHB por sus siglas en inglés), ha lanzado recientemente subastas para otorgar subsidios a la producción de hidrógeno verde estimados en hasta 4 euros/kg por un plazo de hasta 10 años.

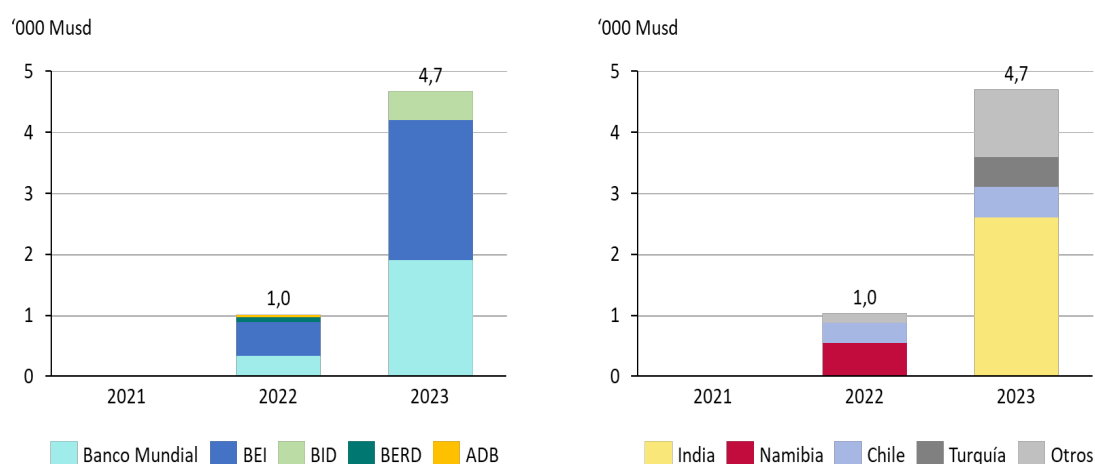
En la India, el programa *Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition Programme* (SIGHT) incluiría subsidios a la producción de hidrógeno verde de 0,6 dólares por kg (50 rupias/kg) en el primer año del proyecto, decrecientes hasta 0,36 dólares por kg (30 rupias/kg) desde el tercer año.

### 3.2.6 Préstamos de Bancos Multilaterales de Desarrollo

En los últimos años, los Bancos Multilaterales de Desarrollo (BMD) han incrementado significativamente su presupuesto destinado al apoyo del desarrollo del sector del hidrógeno verde.

Países como Chile en la región de América Latina han logrado posicionarse como proveedores con potencial competitivo global y acceder a acuerdos de financiamiento, como por ejemplo con el BID y el Banco Mundial.

Figura 6: Financiamiento de H<sub>2</sub>V por bancos multilaterales de desarrollo, por fuente y país socio



Fuente: IEA Global Hydrogen Review 2023

Nota: BEI= Banco Europeo de Inversiones; BID= Banco Interamericano de Desarrollo; BERD= Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo; ADB= Banco Desarrollo de Asia

Existiría pues la oportunidad para Argentina para continuar el sendero iniciado por Chile y otros países en desarrollo y lograr acuerdos similares que le permitan desarrollar su propia cadena de valor en el sector.

### 3.2.7 Cooperación Internacional

La cooperación entre países en relación al desarrollo del hidrógeno verde y derivados puede tener diversos objetivos como la transferencia de conocimiento técnico, el financiamiento de estudios de I+D, la creación de hubs regionales de producción y exportación, y la consolidación de compromisos de exportación, entre otros.

Algunos ejemplos incluyen Alemania con Sudáfrica y con Canadá, y a la Unión Europea y Alemania con Brasil, entre muchos otros. El banco de desarrollo alemán, KfW, provee financiamiento para

estudios de I+D de hidrógeno en Sudáfrica. Canadá también anunció una nueva alianza con Alemania para colaborar en la exportación de hidrógeno limpio y posibilitar la inversión en proyectos comerciales. La Comisión Europea y el Gobierno de Brasil anunciaron en 2023 un programa conjunto de inversión de hasta 2 mil MUSD en proyectos de hidrógeno verde y eficiencia energética, con financiamiento en el marco del programa Global Gateway de la Unión Europea.

### 3.2.8 Contratos por Diferencia (CfD)

Los Contratos por Diferencia (CfD por sus siglas en inglés) son modelos contractuales que buscan que productores de hidrógeno bajo en carbono incentiven su producción a través de la provisión de apoyo continuo a sus ingresos, cubriendo la diferencia entre el costo de producción (precio de ejercicio) y el precio de venta del hidrógeno (precio de referencia). Los costos de producción del hidrógeno bajo en carbono son actualmente más altos que los precios de referencia basados en las economías del hidrógeno gris.

Ejemplos de su aplicación para hidrógeno bajo en carbono incluyen países como Canadá y Reino Unido. En Canadá, los CfD son una de las herramientas de inversión que proporcionará el "Fondo de Crecimiento de Canadá", un vehículo de inversión pública independiente, con hasta unos 15 mil millones de dólares canadienses, para apoyar proyectos de crecimiento limpio. Estos contratos respaldarían el precio futuro de, por ejemplo, el carbono o el hidrógeno, brindando previsibilidad que ayuda a eliminar el riesgo de grandes proyectos que persigan reducir las emisiones de Canadá. Por su parte en Reino Unido, el denominado Modelo de negocio de producción de hidrógeno (HPBM, Hydrogen Production Business Model) dispone de un presupuesto total de 100 millones de libras y aplica a proyectos de madurez TRL 7+ y >5MW de capacidad de producción de hidrógeno.

### 3.2.9 Acuerdos de compra de largo plazo

Ante una demanda de hidrógeno verde y derivados aún no desarrollada en todo su potencial, mecanismos que aporten certidumbre de demanda e ingresos a los proyectos facilitan la decisión final de inversión. Uno de estos mecanismos son los acuerdos de compra de largo plazo, donde se comprometen volúmenes de compra por un plazo determinado.

Algunos ejemplos destacados incluyen el proyecto Neom en Arabia Saudita, en acuerdo con la compañía estadounidense Air Products y el esquema H2Global anunciado en Alemania.

El proyecto de hidrógeno verde Neom de 2,2 GW de capacidad de electrólisis en el desierto del noroeste de Arabia Saudita, ha logrado un acuerdo de compra exclusivo de 30 años por parte de Air Products por el total de amoníaco verde a producir. Air Products también forma parte del JV desarrollador del proyecto.

Lanzado en 2020, H2Global<sup>1</sup> de Alemania consiste en un modelo competitivo de doble subasta en el que el hidrógeno verde o sus derivados se compran en países no pertenecientes a la UE al precio más bajo posible con contratos de largo plazo (a 10 años). Los productos son vendidos a empresas alemanas y europeas a través de un intermediario (HINT.CO, un intermediario privado externo) al mayor precio posible en subastas a corto plazo, contribuyendo a la descarbonización. Las diferencias de precios que pudieran surgir entre las subastas de compra y venta son provistas por fondos estatales (de forma análoga a un contrato por diferencia). Los acuerdos de compra a largo plazo brindan a los exportadores de hidrógeno verde y derivados (amoníaco, e-metanol y e-SAF) seguridad para sus decisiones de inversión y acceso a clientes.

<sup>1</sup> Si bien H2Global se incluye como ejemplo de acuerdos de compra de largo plazo, también se destaca su esquema de doble subasta cubriendo posibles diferencias entre precios de producción y demanda.

### 3.2.10 Desarrollo de infraestructura común

En muchos casos los proyectos de hidrógeno verde y derivados implican grandes inversiones, mucha incertidumbre y alta complejidad de coordinación y planificación entre diversos actores (ej. países) con un interés común. A modo de ejemplo un ducto para transporte de hidrógeno podría atravesar el territorio de varios países y jurisdicciones subnacionales, requiriendo múltiples permisos, aprobaciones y logística en cada uno de ellos, que sin un proyecto común podría enfrentar obstáculos y demoras significativas.

En la Unión Europea existe el concepto de Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (PIICE, en español, ó IPCEI en inglés). Durante el año 2022, la UE ya aprobó PIICE relacionados a la cadena del hidrógeno: "PIICE Hy2Tech" y "PIICE Hy2Use".

- Proyecto **"PIICE Hy2Tech"**
  - *Alcance:* Abarcará una amplia parte de la cadena de valor de la tecnología del hidrógeno, por ejemplo, i) generación de hidrógeno, ii) pilas de combustible, iii) almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno, y iv) aplicaciones para usuarios finales, especialmente en el sector de la movilidad.
  - *Aportes e Inversiones:* Los Estados miembros aportarán hasta 5.400 millones de euros en concepto de financiación pública, que se espera desbloqueen unos 8.800 millones de euros adicionales, provenientes de inversiones privadas.
  - *Estados participantes:* Alemania, Austria, Bélgica, Chequia, Dinamarca, Eslovaquia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Italia, Países Bajos, Polonia y Portugal.
  - Participarán 41 proyectos de 35 empresas.
- Proyecto **"PIICE Hy2Use"**
  - *Alcance:* i) construcción de infraestructuras relacionadas con el hidrógeno, sobre todo electrolizadores a gran escala e infraestructuras de transporte, para producir, almacenar y transportar hidrógeno renovable e hipocarbónico; y ii) desarrollo de tecnologías innovadoras y más sostenibles para integrar el hidrógeno en los procesos industriales de múltiples sectores, especialmente aquellos que tienen más dificultades para descarbonizar, como los del acero, el cemento y el vidrio. Se espera que PIICE impulse el suministro de hidrógeno renovable e hipocarbónico, reduciendo así la dependencia del suministro de gas natural.
  - *Aportes e Inversiones:* Los Estados miembros aportarán hasta 5.200 millones de euros en concepto de financiación pública, que se estima desbloqueen unos 7.000 millones de euros adicionales en inversiones privadas.
  - *Estados participantes:* Austria, Bélgica, Dinamarca, Eslovaquia, España, Finlandia, Francia, Grecia, Italia, Países Bajos, Polonia, Portugal y Suecia.
  - Participarán 35 proyectos de 29 empresas.

Otros ejemplos incluyen los proyectos de los ductos para transporte de hidrógeno verde "SouthH2" (desde Túnez en el norte de África hasta Alemania) y "H2Med" (entre España, Francia, Portugal, Alemania).

### 3.2.11 Garantías

En los casos de proyectos los cuáles sustentan su modelo de ingresos en contratos de largo plazo de abastecimiento con precio comprometido en moneda dura por el Estado Nacional, éstos pueden beneficiarse al contar con garantías (respaldadas por un tercero, como por ejemplo un Banco Multilateral de Desarrollo) de las obligaciones del Estado nacional en esos contratos ya establecidos. Estas garantías podrían permitir a los inversores desarrolladores de proyectos, el acceso a mejores condiciones de financiamiento para sus proyectos.

### 3.2.12 Reserva de Liquidez

Algunos países, como por ejemplo Chile con la colaboración del Banco Mundial, ponen a disposición financiamiento en forma de Reserva de Liquidez (*liquidity reserve account*, LRA por sus siglas en inglés), destinada a cubrir necesidades inesperadas o imprevistas de efectivo. La LRA tiene por objetivo

cubrir potenciales desviaciones técnicas en el rendimiento de la planta de generación de hidrógeno verde en el corto plazo y proporcionar liquidez al subproyecto.

La siguiente Tabla resume algunos de los ejemplos de aplicación de estos instrumentos en diferentes regiones y países.

Tabla 2: Relevamiento internacional de modelos de financiamiento identificados

Instrumento	Ejemplos
Fondos Nacionales Específicos de Hidrógeno Verde y Derivados	Chile; Uruguay; Japón; Sudáfrica; Namibia; Alemania; UE; UK NZHF
Convocatoria I&D y proyectos piloto	ANEEL Brasil; CORFO Chile; ARENA Australia; Japón, Francia; España PERTE ERHA; UK NZHF
Convocatoria a proyectos escala comercial	ARENA Australia
Beneficios fiscales a la inversión (CAPEX)	EEUU IRA (hasta 30% CAPEX elegible); Canadá (hasta 40% CAPEX elegible)
Beneficios fiscales y Subsidios a la producción	EEUU IRA (hasta 3 usd/kg); UE EHB (hasta 4,4 usd/kg); India (hasta 0,6 usd/kg)
Préstamos de Bancos Multilaterales de Desarrollo	BID-Chile Banco Mundial-Chile / India EIB – Brasil / Namibia / India
Cooperación Internacional	Alemania con Sudáfrica, Canadá y Arabia Saudita UE y Brasil Alemania y Brasil
Contratos por Diferencia (CfD)	Canadá UK HPBM
Acuerdos de compra de largo plazo	Neom - Air Products (Arabia Saudita) H2Global Alemania
Desarrollo de infraestructura común	UE - "PIICE Hy2Tech" y "PIICE Hy2Use" Norte de África y Europa - Ducto "SouthH2" Europa – Ducto "H2Med"
Garantías	Argentina / Banco Mundial – Programa Renovar
Reserva de Liquidez	Chile – Cuenta de Reserva de Liquidez

Fuente: Elaboración propia

### 3.3 Barreras y Mecanismos

Si bien algunos mecanismos pueden aplicar a más de una barrera, la siguiente Tabla da cuenta de un intento de vincular los mecanismos e instrumentos relevados con las principales barreras identificadas al desarrollo.

Tabla 3: Barreras al desarrollo del H2V y derivados en Argentina y mecanismos para su abordaje y mitigación

Barreras al desarrollo	Mecanismos de abordaje y mitigación
1. Inmadurez de tecnologías de producción: electrólisis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Convocatorias con aportes no reembolsables para investigación y desarrollo y pilotos demostrativos</li> <li>• Cooperación internacional</li> </ul>
2. Altos costos de inversión de desarrollo y escaso financiamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beneficios fiscales a las inversiones de capital (ej. IRA EEUU o ITC Canadá)</li> <li>• Convocatorias para financiamiento de proyectos de gran escala (ej. Australia)</li> <li>• Creación de Fondos Nacionales Específicos de Hidrógeno Verde y Derivados para inversión en desarrollo de proyectos</li> <li>• Etapabilizar proyectos con inversiones por fases</li> <li>• Cooperación internacional</li> </ul>
3. Brecha de costos de producción versus hidrógeno gris / fósiles 8. Riesgos de liquidez de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beneficios fiscales a la producción (ej. IRA EEUU o UE EHB o India)</li> <li>• Contratos por diferencia (ej. UK HPBM o Canadá), cubriendo la diferencia entre el costo de producción (precio de ejercicio) y el precio de venta del hidrógeno (precio de referencia).</li> <li>• Creación de cuenta de Reserva de Liquidez y fondeo (ej. Chile)</li> </ul>
4. Demanda de H2V no desarrollada en industria y residencial	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incentivos a los usuarios finales de H2V y derivados (escala gradual y temporal) para fomentar adopción inicial</li> <li>• Mandatos de corte mínimo de H2V en distribución de gas natural a sector industria y residencial (ej. España, Chile en Coquimbo y La Serena)</li> </ul>
4. Demanda de H2V en sector transporte aéreo y marítimo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mandatos de corte mínimo de SAF renovable en combustibles de aviación, con escalas graduales crecientes en el tiempo (ej. Estrategia Nacional H2V Panamá; UE)</li> <li>• Mandatos de corte mínimo de aceite vegetal hidrogenado (HVO) renovable en combustibles de bunkering, con escalas graduales crecientes en el tiempo (ej. Estrategia Nacional H2V Panamá)</li> </ul>
5. Altos costos de transporte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover infraestructura compartida y proyectos de interés común</li> <li>• Generar acuerdos entre puertos origen y destino de largo plazo</li> </ul>
6. Alta dependencia de insumos y servicios importados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promoción, profesionalización y certificación de empresas locales de bienes y servicios de la cadena de valor</li> <li>• Créditos blandos a pymes locales de la cadena de valor para inversiones de capital y también capital de trabajo</li> <li>• Promoción y financiamiento de hubs regionales de H2V (ej. EEUU, Colombia - Medellín, otros)</li> <li>• Regulaciones de contenido mínimo nacional/local y de transferencia de conocimiento y tecnología</li> <li>• Fomento a las alianzas estratégicas con jugadores internacionales para su establecimiento en la región</li> <li>• Cuantificar y divulgar transparentemente la demanda de bienes y servicios del sector de H2V y derivados</li> </ul>
7. Riesgo de cumplimiento de contratos con el Estado Nacional y/o Provinciales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantía de respaldo por Banco Multilateral de Desarrollo (similar a programa RenovAr de energía renovable en Argentina)</li> </ul>



Barreras al desarrollo	Mecanismos de abordaje y mitigación
9. Escasez de personal operativo especializado / calificado y expertos en el sector H2V	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Becas para formación de nuevos profesionales en carreras universitarias y terciarias afines al sector</li> <li>• Asistencia Técnica de Banco Multilateral de Desarrollo (BMD)</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial, CORFO, otros

A continuación se presenta una aproximación particular para Argentina, identificando las barreras de mayor relevancia y criticidad para el país, así como una propuesta de los mecanismos a ser priorizados para su aplicación en Argentina, dadas las condiciones nacionales.

Tabla 4: Análisis de barreras y mecanismos para el desarrollo del H2V aplicado a Argentina

Barreras al desarrollo	Relevancia de la barrera para Argentina	Mecanismos sugeridos/prioritarios para aplicar en Argentina
1. Inmadurez de tecnologías de producción: electrólisis	● (similar al nivel global)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Convocatorias con aportes no reembolsables para investigación y desarrollo y pilotos demostrativos</li> </ul>
2. Altos costos de inversión de desarrollo y escaso financiamiento	●	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beneficios fiscales a las inversiones de capital</li> <li>• Creación de Fondos Nacionales Específicos de Hidrógeno Verde y Derivados para inversión en desarrollo de proyectos, con apoyo de BMD y comprometiendo financiamiento mixto</li> </ul>
3. Brecha de costos de producción versus hidrógeno gris / fósiles 8. Riesgos de liquidez de proyectos	●	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos por diferencia</li> <li>• Creación de cuenta de Reserva de Liquidez y fondeo</li> <li>• Mecanismos e instrumentos de fijación de precios al carbono</li> </ul>
4. Demanda de H2V no desarrollada	●	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mandatos de corte mínimo de H2V</li> <li>• Mecanismos e instrumentos de fijación de precios al carbono</li> </ul>
5. Altos costos de transporte	●	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover infraestructura compartida y proyectos de interés común</li> <li>• Expansión y modernización de puertos de aguas profundas (con aporte privado)</li> </ul>
6. Alta dependencia de insumos y servicios importados	●	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promoción, profesionalización y certificación de empresas locales de bienes y servicios de la cadena de valor</li> <li>• Créditos blandos a pymes locales de la cadena de valor para inversiones de capital y también capital de trabajo</li> <li>• Fomento a las alianzas estratégicas con jugadores internacionales para su establecimiento en Argentina</li> </ul>
7. Riesgo de cumplimiento de contratos con el Estado Nacional y/o Provinciales	●	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantías de Respaldo por BMD (similar a programa RenovAr de energía renovable en Argentina)</li> </ul>

Barreras al desarrollo	Relevancia de la barrera para Argentina	Mecanismos sugeridos/prioritarios para aplicar en Argentina
9. Escasez de personal operativo especializado / calificado y expertos en el sector H2V	●	<ul style="list-style-type: none"> <li>Becas para formación de personal especializado</li> </ul>



Fuente: Elaboración propia

### Principales Hallazgos e Implicancias

- El sector del hidrógeno verde y derivados si bien presenta un alto potencial, se encuentra en un estadio incipiente y en transición (desde hidrógeno gris basado en combustible fósiles).
- Para alcanzar su potencial deberá primero sortear importantes barreras que incluyen la escasa madurez tecnológica, los altos costos de inversión de capital, la brecha de costos de producción versus hidrógeno gris / fósiles, entre otras varias.
- En los últimos años ha comenzado a surgir diferentes mecanismos e instrumentos para mitigar y superar esas barreras y riesgos.
- Los principales instrumentos identificados en el relevamiento incluyen:
  - fondos verdes nacionales específicos para el H2V,
  - convocatorias para investigación y desarrollo y proyectos piloto de baja escala/experimental,
  - convocatorias para proyectos de gran escala,
  - beneficios fiscales a la inversión (CAPEX) y a la producción,
  - préstamos de Bancos Multilaterales de Desarrollo,
  - acuerdos de cooperación internacional,
  - contratos por diferencia (CfD), y,
  - acuerdos de compra de largo plazo, entre otros.
- Algunos de estos mecanismos son por el momento sólo anuncios, otros de ellos están avanzando en sus primeros pasos, por lo cual aún deben probar su factibilidad de implementación y su eficacia
- Los países de América Latina, liderados principalmente por Chile y Brasil, también han iniciado la implementación de mecanismos e instrumentos para desarrollar el sector de hidrógeno verde. Ejemplos de ello incluyen la creación de fondos nacionales específicos, primeras convocatorias para financiar y subsidiar I+D y proyectos piloto, acuerdos de cooperación internacional, y préstamos con bancos multilaterales de desarrollo.
- En el caso de otros mecanismos relevados a nivel internacional, como contratos por diferencia, acuerdos de compra de largo plazo, beneficios fiscales a la inversión y a la producción, todavía no existen experiencias ni anuncios en la región.



# 4

# ANÁLISIS INTERNACIONAL



## 4 Análisis internacional de esquemas de desarrollo de la cadena de valor

### 4.1 Fomento de desarrollo de cadena de valor local

Del relevamiento internacional, se han identificado sólo dos casos, Egipto y Namibia, donde se establecen requerimientos de contenido local mínimos en el sector de hidrógeno verde.

El Gabinete de Ministros de Egipto anunció en mayo de 2023 un conjunto de incentivos para el desarrollo del H2V y derivados, entre cuyas condiciones se establece el requisito de al menos un 20% de contenido local (componentes fabricados localmente).

Por su parte Namibia, si bien no estableció un porcentaje de contenido local, incluye en su Estrategia de H2V aspiraciones ambiciosas en materia de contenido local, como la creación de empleo local de hasta 80 mil puestos de trabajo adicionales y la creación de industrias manufactureras locales que fabricarán los componentes necesarios para producir y transportar H2V y CO2, aportando en conjunto hasta 6 mil MUSD al PIB del país.

Por otra parte, en la región de América Latina se destacan los antecedentes de fomento de desarrollo de cadena de valor local del Gobierno Regional de Atacama (Chile), el Gobierno del Estado de Paraná (Brasil) y la ciudad de Medellín en Colombia.

Chile a través del Programa Territorial Integrado (PTI) Energía Atacama de la agencia estatal CORFO, en conjunto con recursos del Gobierno Regional de Atacama, busca contribuir al desarrollo y fortalecimiento de proveedores de bienes y servicios locales, con el fin de aumentar su participación en proyectos y negocios de la industria energética y sus derivados.

En particular, el Gobierno del Estado de Paraná (Brasil) ha anunciado una serie de medidas para crear una política integrada de fomento a la producción, investigación y uso del insumo H2V en el Estado, entre las cuales se destacan por ejemplo:

- i. alivio fiscal para la cadena de producción de insumos;
- ii. líneas de crédito por un total equivalente a 100 millones dólares para incentivar inversiones en el sector;
- iii. creación de “Descomplica H2R”, que establece criterios para el licenciamiento ambiental de combustibles;
- iv. sanción de proyecto de ley que crea la “Política Estatal de Hidrógeno Renovable”;
- v. cooperación técnico-científica entre la Secretaría de Estado de Ciencia, Tecnología y Educación Superior, la Fundación Araucária y el Instituto Tecnológico de Paraná (Tecpar), para la elaboración de proyectos de investigación, desarrollo tecnológico y producción e innovación industrial en el ámbito del hidrógeno renovable.

En Colombia, la organización Empresas Públicas de Medellín (EPM), en colaboración junto a universidades y otros actores relevantes en el sector, promueve el desarrollo de un “Hub de Hidrógeno” local, el cual busca posicionar a la ciudad colombiana como un referente en el área, conformando una comunidad dedicada a la gestión y transferencia de conocimiento en torno al hidrógeno verde, y promoviendo el desarrollo de tecnologías y cadenas de valor.

## 4.2 Rol de empresas internacionales líderes y afines al sector en el desarrollo local

Para la etapa de producción de hidrógeno verde, existen varios casos de empresas internacionales reconocidas en tecnología y desarrollo en el sector de energía renovable e hidrógeno verde con proyectos de plantas piloto y/o comerciales de producción de hidrógeno verde en la región de América Latina.

Esas empresas incluyen la australiana Fortescue, la italiana Enel Green Power, la alemana Linde, las francesas Air Liquide, Qair y Total Enren, las alemanas Hy2gen, Enertrag y RWE Renewables, la canadiense Neogreen Hydrogen Corporation, y la chilena HIF Global.

Generalmente, aunque no en todos los casos, lo hacen en asociación con empresas locales, por ejemplo, la alemana Hy2gen junto con la mexicana MexCo, o la francesa Air Liquide junto con las uruguayas Saceem y CIR.

Las alianzas podrían darse entre compañías de trayectoria probada en producción de hidrógeno, compañías de generación de energía renovable, compañías químicas y/o tecnológicas, de ingeniería y construcción, o incluso empresas pertenecientes a sectores de uso / destino del H2V como pueden ser la minería, la refinación, o la producción de fertilizantes, que además incorporan un potencial *off-taker*.

Estas empresas internacionales reconocidas cumplen un rol fundamental en el desarrollo local, fundamentalmente reduciendo el riesgo de “no éxito” de los proyectos que se desplieguen, acortando los tiempos necesarios hasta la puesta en marcha, facilitando el acceso al financiamiento internacional, y a la vez contribuyendo al desarrollo del tramo local de la cadena, mediante procesos de transferencia de tecnologías y conocimiento:

- **Reducción de riesgo de “no éxito”:** La experiencia y la pericia técnica de la gestión de proyectos y la operación de plantas de hidrógeno verde y derivados y/o energías renovables a nivel internacional o global, el conocimiento de las tecnologías y los procesos en cuestión, reducen el riesgo de mortalidad (o fracaso) de los proyectos y aumentan las probabilidades de alcanzar la fase de decisión final de inversión y la puesta en marcha de esos proyectos.
- **Tiempos de proyecto:** Esa misma experiencia previa en proyectos similares, habiendo superado obstáculos, decisiones erróneas, demoras, y generando un recorrido favorable en la curva de aprendizaje en las etapas de pre-factibilidad, factibilidad, estudios de impacto ambiental, FEED, ingeniería de detalle, obtención de permisos y otras instancias, permiten minimizar los tiempos entre el momento del anuncio de inicio de un proyecto hasta su entrada en operación.
- **Acceso al financiamiento internacional:** Los jugadores internacionales de reconocida trayectoria y flujos de caja positivos pueden ampliar el abanico de esquemas de financiamiento y facilitar el acceso a inversionistas que de otra forma solo a nivel local no hubiera sido posible. También pueden contribuir a lograr mejores tasas, plazos de financiamiento, tenores y plazos de gracia.
- **Transferencia de tecnología y conocimiento:** Las empresas de tecnología y procesos relacionados con ciclo del hidrógeno verde y derivados y las empresas del sector de H2V con experiencia en el uso de estas tecnologías, pueden facilitar la transferencia de tecnología y conocimiento al tramo local la cadena de valor global. También podrían transferir conocimientos técnicos y de gestión, tanto teóricos como prácticos, al personal especializado a sus socios y proveedores locales. Otro aspecto relevante es compartir el entendimiento de las tendencias de corto, mediano y largo plazo de la industria y las mejores prácticas de la gestión de los

negocios y la operación. Es recomendable incluir cláusulas de transferencia de tecnología y conocimiento en los contratos de alianzas de empresas locales con jugadores internacionales.

Estos proyectos con presencia de importantes jugadores internacionales representan volúmenes de inversiones relevantes y son fuente de generación de puestos de trabajo, entre las cuales se destacan<sup>2</sup>:

- **Fortescue Future Industries (FFI) (casa matriz Australia):** La firma minera australiana Fortescue, líder en el desarrollo de hidrógeno verde, ha anunciado proyectos de producción de hidrógeno verde en Argentina y en Brasil en los últimos años. A fines de 2021, realizó el anuncio de una inversión para un proyecto para desarrollar hidrógeno verde en la provincia de Río Negro, Argentina, que de llevarse a cabo podría implicar inversiones por de 8.4 mil MUSD y generar 15 mil puestos de trabajo. El proyecto ha avanzado con el estudio de impacto socioambiental, mientras aguarda por nueva regulación local. En paralelo, durante el año 2022 Fortescue anunció una inversión de 6 mil MUSD para un proyecto de planta de producción de hidrógeno verde (con capacidad de hasta 15 millones toneladas anuales) y de planta desalinizadora de agua en la zona portuaria de Fortaleza, la capital del estado de Ceará, en el nordeste de Brasil. El proyecto, que podría generar 5 mil puestos de trabajo durante su construcción, ha presentado su estudio de impacto socioambiental y aguarda la aprobación de su licencia por las autoridades locales.
- **Enel Green Power (casa matriz Italia):** Mediante su “Proyecto Faro del Sur” producirá 25 mil toneladas anuales de hidrógeno verde (capacidad de electrolisis de 240 MW) en la Región de Magallanes, Chile.
- **Linde (casa matriz Alemania):** La alemana Linde, junto con la estatal chilena ENAP, cuenta con un proyecto adjudicado (“HyPro Aconcagua”) para reemplazar parcialmente la producción de hidrógeno gris por hidrógeno verde (3 mil toneladas anuales) en la Refinería Aconcagua.
- **Engie (casa matriz Francia):** junto con la chilena Enaex, desarrolla el proyecto HyEx - adjudicado en convocatoria por la agencia estatal CORFO de Chile- para la instalación de una planta de producción de amoníaco verde de 18 kton/año en base a energía renovable, destinado a la industria minera.
- **Air Liquide (casa matriz Francia):** La compañía francesa Air Liquide desarrolla un proyecto para construir y operar un electrolizador con una capacidad de 80 MW para la producción de hasta 60 mil toneladas anuales de e-metanol en Chile, como parte del proyecto AMER (Antofagasta Energía y Minería Renovable), del cual también forman parte la francesa EDF Renewables, la suizo-alemana Proman, la alemana Sowitec y la chilena COPEC. Por otra parte, Air Liquide, en consorcio con las firmas uruguayas Saceem (ingeniería) y CIR (metalúrgica), desarrollan el proyecto H24U en Uruguay con una inversión de 43 millones de dólares para la instalación de una planta de producción de hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica.
- **Hy2gen (casa matriz Alemania):** La empresa alemana Hy2gen, que desarrolla, financia, construye y opera plantas para la producción de hidrógeno verde y derivados, ha anunciado la primera planta de amoníaco verde en el sur de México, junto con la firma mexicana desarrolladora de parques eólicos MexCo. El proyecto denominado Marengo I produciría inicialmente 180 kton/año de amoníaco renovable para exportación a clientes de la UE. Se

<sup>2</sup> Se presenta un listado no exhaustivo de proyectos, luego en Sección 5 se profundiza en “Plantas en operación y Proyectos”

estima que el proyecto impulsará el desarrollo económico de la región al generar alrededor de 1.000 empleos durante la fase de construcción y 100 empleos directos para la operación de la planta.

- **Enertrag (casa matriz Alemania):** Desarrolla el proyecto anunciado en 2022 “Tambor Green Hydrogen Hub” en Uruguay, en conjunto con la empresa uruguaya SEG Ingeniería, para la instalación de una planta de capacidad de producción de hasta 15 kton/año de hidrógeno verde en formato de e-metanol, en base a energía eólica y solar.
- **Neogreen Hydrogen Corporation (casa matriz Canadá):** La compañía canadiense enfocada en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, ha firmado un memorándum de entendimiento (MoU) en 2021 con la Administración Nacional de Energía de Paraguay (ANDE), para evaluar la construcción de una planta industrial que producirá fertilizante e hidrógeno verde. En diciembre de 2022 firmaron un contrato de prestación de servicio de conexión y suministro de energía eléctrica exclusivo para la nueva planta. Se proyecta la creación de hasta 3.000 puestos de trabajo durante su construcción y otros 1.000 para su operación.
- **Total Enren (casa matriz Francia):** Total Eren, 100% controlada por Total Energies, tiene 3,5 GW de activos operativos en todo el mundo, y una cartera diversificada de proyectos solares, eólicos, hidroeléctricos y de almacenamiento de más de 10 GW en 30 países. Además de sus actividades de producción de energías renovables, Total Eren ha lanzado en los últimos años proyectos pioneros de hidrógeno verde en varias regiones, como el norte de África, América Latina y Australia. Total Enren ha firmado un Acuerdo de Colaboración con la NOC chilena ENAP en 2021 para el desarrollo del proyecto “H2 Magallanes” con una capacidad futura de 8 GW de electrólisis y 7 millones de toneladas anuales de amoníaco.
- **HIF Global (casa matriz Chile):** Highly Innovative Fuels (HIF) es uno de los líderes globales en efuels. Fue originalmente fundada en Chile pero cuenta también con subsidiarias en Uruguay, Estados Unidos, Asia Pacífico y EMEA. HIF ya se encuentra produciendo efuels en su instalación Haru Oni en Magallanes, Chile, y tiene la intención de comenzar la construcción de la instalación HIF Matagorda eFuels a escala comercial en Texas en 2024. El primer desarrollo australiano de HIF, en Tasmania, se anunció en julio de 2022. En Uruguay, HIF desarrolla junto con la petrolera nacional ANCAP el proyecto “HIF Paysandú” con una capacidad de electrólisis prevista en 1.000 MW y una capacidad de producción proyectada de 256 mil litros anuales de SAF y 100 mil toneladas anuales de H2. Por otra parte, HIF ha cerrado un acuerdo de reserva de capacidad de electrólisis con la fábrica de la alemana Siemens Energy.
- **Qair (casa matriz Francia):** Productor independiente de energías renovables con operaciones por 1 GW de capacidad y una meta de 3GW para el año 2027, con presencia principalmente en Europa y Norte de África y Brasil. En 2021 Qair anunció el proyecto “Maritimo Dragao” en el nordeste de Brasil con una capacidad de electrólisis prevista de hasta 2,2 GW y una capacidad de producción de H2V de 300 mil toneladas anuales, con inversiones que podrían ascender hasta 4,0 BnUSD.
- **RWE Renewables (casa matriz Alemania):** Se trata de una de las principales empresas de energía renovable del mundo, con una capacidad de generación global de 38 GW en todo el mundo, la cual se encuentra avanzando en el desarrollo de su primer proyecto de H2V en Chile, denominado Vientos Magallánicos, previsto para el año 2026, con una capacidad proyectada de 0,8 GW de energía eólica y 475 mil toneladas anuales de amoníaco verde. Cuenta con una cartera de cerca de 30 proyectos de hidrógeno verde en Europa, también proyectos en países de otros continentes como Corea del Sur.

Figura 7: Mapa de empresas internacionales reconocidas con proyectos de plantas industriales de producción de H<sub>2</sub>V y derivados en LAC



Nota: no exhaustivo, empresas y proyectos seleccionados

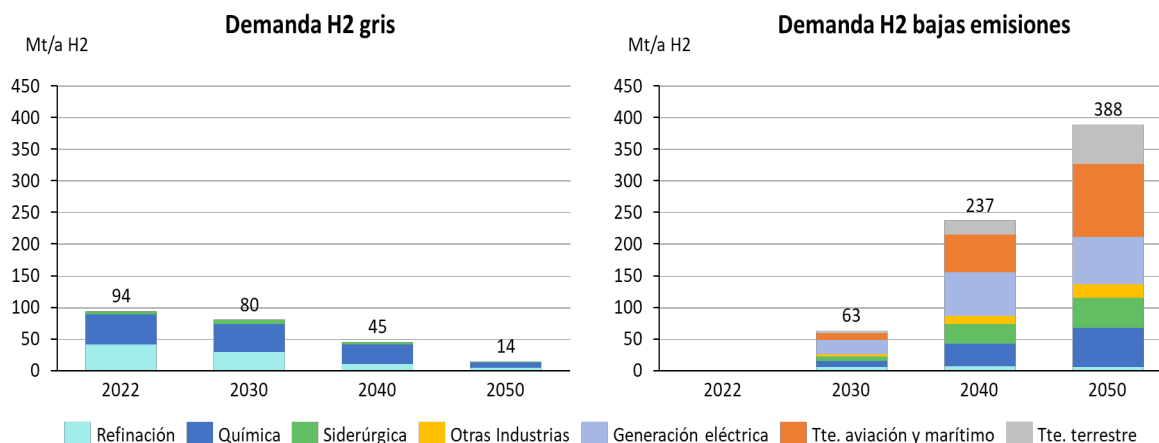
Fuente: Elaboración propia

### 4.3 Aplicaciones del hidrógeno de bajas emisiones

La Agencia Internacional de Energía (IEA) estima en su Escenario Cero Neto al 2050 que la **demanda global de hidrógeno proveniente de combustibles fósiles caerá desde niveles actuales de 94 millones de toneladas anuales (Mt/a) en 2022 hasta sólo 14 Mt/a en 2050**, mientras que la demanda global de hidrógeno de bajas emisiones alcanzará los 388 Mt/a en 2050 desde niveles prácticamente nulos en 2022.

IEA proyecta que la demanda global de hidrógeno de bajas emisiones al año 2050 se distribuirá entre los siguientes usos/destinos: 30% combustibles marinos y de aviación, 19% generación eléctrica, 16% transporte terrestre, 16% químicos, 12% industria siderúrgica, 5% otras industrias y 1,5% refinación.

Figura 8: Proyección de demanda global de hidrógeno y sus usos al 2050



Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA), Escenario Cero Neto 2022- 2050

Respecto a los combustibles para aviación, existe una creciente tendencia a establecer metas crecientes de mezcla de combustible de aviación sostenible (SAF). Por ejemplo, en septiembre 2023, la UE ha aprobado un ambicioso calendario que obliga a los aeropuertos y proveedores de combustible de la región a garantizar que, a partir de 2025, al menos el 2% de los combustibles de aviación sean verdes/SAF (incluyendo al hidrógeno renovable), y que esta proporción aumente cada cinco años: el 6% en 2030, 20% en 2035, 34% en 2040, 42% en 2045 y 70% en 2050. En la región de Asia Pacífico, en 2022 Japón propuso una legislación que exige que los SAF representen el 10% del combustible de aviación para el año 2030, mientras que la Administración de Aviación Civil de China también fijó objetivos ambiciosos para aumentar el uso de SAF y reducir la intensidad de las emisiones de GEI (IEA 2023). Panamá en su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá (ENHIVE) establece que la oferta de energéticos para la aviación provenga en un 30% de H2V, sus derivados y o SAF, hacia el año 2050.

Los combustibles para transporte marítimo también presentan potencial como uso final para el hidrógeno de bajas emisiones. La Organización Marítima Internacional (IMO) ha publicado en Julio 2023 su estrategia para la reducción de las emisiones GEI en el transporte marítimo, la cual prevé una reducción de la intensidad de carbono del transporte marítimo internacional en al menos un 40% para 2030. También incluye un nuevo nivel de ambición relacionado con la adopción de tecnologías, combustibles y/o fuentes de energía con emisiones nulas o casi nulas de GEI, que representen al menos el 5%, esforzándose por alcanzar el 10%, de la energía utilizada por el transporte marítimo internacional para 2030.

La Unión Europea decidió adoptar la nueva regulación “FuelEU” a mediados de 2023, la cual busca incrementar el uso de combustibles bajos en carbono en el transporte marítimo con incentivos especiales para combustibles no biológicos, como el hidrógeno bajo en carbono. La regulación establece medidas para garantizar que la intensidad de los gases de efecto invernadero de los combustibles utilizados por el sector marítimo disminuyan gradualmente con el tiempo, desde un 2% en 2025 hasta un 80% en 2050. Durante 2023 comenzó a operar el primer ferry de hidrógeno líquido en Europa, el “MF Hydra” en Noruega. Otros ejemplos incluyen barcazas propulsadas por hidrógeno en Países Bajos, y el primer barco comercial propulsado por pilas de combustible de hidrógeno (“Sea Change”) en Estados Unidos. El Foro Marítimo Mundial también ha identificado más de 50 proyectos piloto y de demostración de embarcaciones cero emisiones con foco en hidrógeno y amoníaco verde (IEA, 2023). Adicionalmente, Panamá promueve la meta que el 40% de la oferta de bunkering para transporte marítimo al año 2050 provenga de H2V y/o sus derivados.



Según la IEA, se evidencia un creciente interés por utilizar hidrógeno o amoníaco como combustible en el sector de generación eléctrica. Varias empresas de servicios públicos en América del Norte, Europa y la región de Asia y el Pacífico están explorando la posibilidad de utilizar mezclas de hidrógeno con gas natural en turbinas de gas de ciclo combinado o de ciclo abierto (IEA, 2023).

En particular en Asia, se han anunciado varios proyectos para explorar el uso de amoníaco en centrales eléctricas alimentadas con carbón. También se han identificado proyectos que buscan combinar la producción de hidrógeno a partir de energía renovable con el almacenamiento de a gran escala para su posterior reconversión. Algunos ejemplos destacados incluyen (IEA, 2023): la firma Advanced Clean Energy Storage e IPP Renewed de Estados Unidos, tiene previsto la puesta en marcha en 2025 de turbinas de gas con hasta 30% de co-combustión de hidrógeno verde para una nueva central eléctrica de ciclo combinado de 840 MW; la firma Saltend de Reino Unido busca modernizar una central de ciclo combinado alimentada con gas natural de 1.200 MW para que funcione con un 30% de co-combustión de hidrógeno desde el año 2027.

Adicionalmente, diversos países han definido metas de co-combustión de hidrógeno en la generación eléctrica:

- **México:** El Ministerio de Energía ha establecido en su Plan Nacional Eléctrico 2023-2037 el objetivo de aumentar la proporción de hidrógeno en las plantas de turbinas de gas de ciclo combinado hasta 30% para el año 2036
- **Estados Unidos:** La Agencia de Protección Ambiental (EPA) ha propuesto uso de mezclas de hidrógeno al 30% en turbinas de gas, con factores de capacidad intermedios a altos para el año 2032.
- **Japón:** meta de combustión conjunta de 30% de hidrógeno en grandes turbinas de gas y del 50% de amoníaco en centrales eléctricas de carbón para el año 2030
- **Corea del Sur:** meta de 13 TWh de generación de electricidad a partir de la combustión conjunta de hidrógeno y amoníaco en centrales eléctricas de gas y carbón existentes para el año 2030, y 47 TWh de generación eléctrica de a partir de hidrógeno y amoníaco para el año 2036.



### Principales Hallazgos e Implicancias

- Se han identificado ejemplos regionales en América Latina e internacionales de otras regiones, de políticas de desarrollo y fortalecimiento de proveedores de bienes y servicios locales, con el fin de aumentar su participación en proyectos y negocios de la industria energética y sus derivados.
- Para la etapa de producción de hidrógeno verde, existen varios casos de empresas internacionales reconocidas en tecnología y desarrollo con proyectos de plantas piloto y/o comerciales de producción de hidrógeno verde en la región de América Latina.
- Estos proyectos representan importantes volúmenes de inversiones y son fuente de generación de puestos de trabajo.
- Generalmente, aunque no en todos los casos, las empresas internacionales se instalan en asociación con empresas locales.
- Estas empresas internacionales reconocidas cumplen un rol fundamental en el desarrollo local reduciendo el riesgo de “no éxito” de los proyectos, acortando los tiempos hasta la puesta en marcha, facilitando el acceso al financiamiento internacional, y contribuyendo al desarrollo de la cadena local mediante la transferencia de tecnología y conocimiento. Es recomendable incluir cláusulas de transferencia de tecnología y conocimiento en los contratos de alianzas con jugadores internacionales.
- La demanda global de hidrógeno de bajas emisiones alcanzará los 388 Mt/a en 2050 desde niveles prácticamente nulos en 2022. Los principales sectores destino de esta demanda serán principalmente los combustibles marinos y de aviación, la generación eléctrica, el transporte terrestre, la industria química, la industria siderúrgica y la refinación.
- En el caso de combustibles para aviación, existe una creciente tendencia a establecer metas de mezcla de SAF. Mientras que, en el transporte marítimo, también se ha relevado el establecimiento de metas de reducción de emisiones que representan una oportunidad para combustibles no contaminantes como el hidrógeno verde y derivados.
- Adicionalmente, diversos países han definido metas de co-combustión de hidrógeno en la generación eléctrica.

# 5

## PROYECTOS Y PLANTAS



## 5 Proyectos y Plantas en operación

A nivel mundial, las dos mayores plantas de producción de hidrógeno verde en operación se encuentran en China. La química Baofeng ha inaugurado una planta en diciembre 2021 que presenta una capacidad de producción de hidrógeno verde de 27 kton/año con un electrolizador alcalino de 150 MW en base a energía solar. Recientemente, en junio 2023, ha iniciado su producción el proyecto de hidrógeno verde Xinjiang Kuqa de la empresa Sinopec, con una capacidad de 20 kton/año mediante 52 electrolizadores con una capacidad conjunta de 260 MW en base a energía solar. Mientras tanto, el proyecto Ordos, también de Sinopec, se encuentra en construcción próximo a iniciar operaciones con una capacidad de 30 kton/año de hidrógeno verde.

Los principales proyectos de gran escala anunciados y/o en desarrollo de hidrógeno verde en el resto del mundo, según relevamiento del portal *Hydrogen Insights* presentan capacidades estimadas de hasta 43 millones de toneladas por año. No obstante, muy pocos de estos proyectos han alcanzado el hito de decisión final de inversión (FID por sus siglas en inglés). La tasa de éxito de estos proyectos anunciados aún es desconocida, aunque se espera que sea baja.

- Spirit of Scotia (Canadá) - Green Hydrogen International – Cap. producción H2 estimada: 43 MtonH2/año – Cap. electrólisis: no informada – Fecha inicio: no informada
- Fleur-de-lys (Canadá) - Green Hydrogen International – Cap. producción H2 estimada: 43 MtonH2/año – Cap. electrólisis: no informada – Fecha inicio: no informada
- Nouakchott (Mauritania) - Infinity Power Holding - Cap. producción H2 estimada: 8 MtonH2/año – Cap. electrólisis: 10 GW – Fecha inicio: 2028 por fases
- Western Green Energy Hub (Australia) – JV entre InterContinental Energy, CWP, Mirning Traditional Lands Aboriginal Corporation, Kepco - Cap. producción H2 estimada: 3,5 MtonH2/año – Cap. electrólisis: 35 GW – Fecha inicio: no informada
- Hydrogen City (EEUU) - Green Hydrogen International – Cap. producción H2 estimada: 3 MtonH2/año – Cap. electrólisis: no informada – Fecha inicio: 2026 por fases
- Proyecto SCZONE Ain Sokhna (Egipto) – ACME - Cap. producción H2 estimada: 2,1 MtonH2/año – Cap. electrólisis: 18 GW – Fecha inicio: no informada
- Hyrasia One (Kazajistán) - Hyrasia One - Cap. producción H2 estimada: 2,0 MtonH2/año – Cap. electrólisis: 20 GW – Fecha inicio: 2030 est.
- Green Energy Oman (Omán) – JV entre Shell, Intercontinental Energy, OQ, EnerTech Holdings - Cap. producción H2 estimada: 1,8 MtonH2/año – Cap. electrólisis: 14 GW – Fecha inicio: no informada
- Aman (Mauritania) - CWP - Cap. producción H2 estimada: 1,8 MtonH2/año – Cap. electrólisis: 30 GW – Fecha inicio: no informada
- Sin nombre (Mozambique) - Jearard Energy Resources - Cap. producción H2 estimada: 1,6 MtonH2/año – Cap. electrólisis: no informada – Fecha inicio: no informada

En América Latina, se han identificado cerca de 160 plantas en operación y proyectos de hidrógeno renovable, incluyendo producción, transporte y distribución, la mayoría de los cuáles se encuentra en etapa temprana de (pre)factibilidad luego de ser anunciados (Boese Cortés et al 2023). Chile (50 proyectos), Brasil (42) y Colombia (27) concentran la mayor cantidad de proyectos en la región.

Figura 9: Mapa de plantas en operación y proyectos de hidrógeno verde en América Latina



Fuente: LAC Green Hydrogen Action (Boese Cortés et al 2023)

Los proyectos en operación representan cerca del 15% del total de proyectos relevados (22 proyectos). Todos los proyectos en operación son de baja escala, y en la gran mayoría de ellos se trata de proyectos piloto. Perú cuenta con el electrolizador para producción de hidrógeno (25 MW de capacidad) más antiguo del mundo (del año 1965), originalmente alimentado a partir de electricidad de red, y desde el año 2022 en base a energía renovable. El primer proyecto de hidrógeno 100% renovable de la región fue la planta piloto de Hychico en Argentina, inaugurada en el año 2008, con capacidad de cerca de 0.6 MW de electrólisis basada en energía eólica. Colombia cuenta con cinco proyectos en operación de escala experimental, entre ellos un piloto de 50 KW de capacidad de electrólisis en la Refinería de Cartagena de Ecopetrol para reemplazar hidrógeno gris por renovable. Otros proyectos operativos en la región se localizan principalmente en Brasil, Chile, y Costa Rica.

En Brasil, a fines de 2023 se ha certificado la primera tonelada de hidrógeno verde producida en el país. La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) anunció que la hidroeléctrica brasileira Furnas produjo 730 kilos de H<sub>2</sub>V a partir de energía solar e hidráulica en la planta de Itumbiara, en el estado de Minas Gerais al sureste de Brasil, mientras que la portuguesa EDP alcanzó un máximo de 295 kilos utilizando energía solar como materia prima, en el Complejo Termoeléctrico Pecém en Ceará, al noreste del país.

El listado de proyectos anunciados y/o en desarrollo de hidrógeno verde de la región totaliza cerca de 30 GW de capacidad de electrólisis y más de 40 millones de toneladas anuales de capacidad de producción de hidrógeno verde y derivados. Algunos de ellos son proyectos piloto y otros de gran escala.

Los proyectos piloto demostrativos representan un rol fundamental para el sector de hidrógeno verde y derivados desde el punto de vista del desarrollo tecnológico, disminución de riesgos, generación de conocimiento y desarrollo de la cadena de valor local. Estos proyectos requieren de apoyos técnicos y financieros especiales, diferentes a los proyectos de gran escala. Algunos de estos mecanismos e instrumentos de financiación se explican en el capítulo “3.2 Mecanismos de Mitigación y Financiamiento” del presente documento. La petrolera estatal de Colombia, Ecopetrol, cuenta con un Plan Estratégico de Hidrógeno con una meta de producción de 1 millón de toneladas de hidrógeno bajo en carbono para el año 2040, mientras que actualmente avanza con dos proyectos piloto de capacidad de electrólisis de 60 MW cada uno.

A continuación, se describen algunos de los proyectos más relevantes en la región:

En Argentina, la firma australiana Fortescue Future Industries (FFI) ha anunciado el Proyecto Pampas con una capacidad proyectada de 2,2 millones de toneladas anuales de H<sub>2</sub>V y una inversión que podría alcanzar los 8,4 miles de MUSD (aún en etapas de estudios de factibilidad técnico-económica).

Fortescue también cuenta con un proyecto en el puerto de Pecem (estado de Ceará, Brasil) con una producción potencial de 15.000 mil toneladas anuales de H<sub>2</sub>V y una inversión aproximada de 6 mil MUSD.

El Estado de Ceará de Brasil ha firmado 36 memorandos de entendimiento (MOU por sus siglas en inglés) (según relevamiento a la fecha de inicios de 2024) con empresas nacionales y extranjeras para el desarrollo de la cadena de producción de hidrógeno verde local, incluyendo el proyecto de FFI entre otros.

El Proyecto “H2 Magallanes” de Total Eren y ENAP se trata del proyecto anunciado de mayor envergadura de Chile, con una capacidad futura de 8 GW de electrólisis y 7 millones de toneladas anuales de amoníaco. ENAP y Total Eren han firmado un Acuerdo de Colaboración en 2021 para el desarrollo del proyecto. Se prevé que la construcción del proyecto comience en 2025 para iniciar la producción de hidrógeno en 2027. Inicialmente se apalancará en instalaciones existentes de ENAP en Cabo Negro y terminales de Laredo y San Gregorio, así como energía eólica del parque eólico existente del cual ENAP es socio mayoritario.

La mayoría de estos proyectos de gran escala continúan en fase de pre-factibilidad, sólo algunos pocos han avanzado con la presentación de los estudios de impacto ambiental ante las autoridades pertinentes, previo al otorgamiento de las licencias ambientales y operativas, para una posterior eventual decisión final de inversión y comienzo de las obras de construcción.

Tabla 5: Listado de principales proyectos de gran escala en desarrollo en América Latina

País	Proyecto	Desarrolladores	Cap. Electrólisis	Cap. Producción	Inversión
Brasil	Port Pecem	Fortescue	nd	15.000 kton/a H <sub>2</sub>	6,0 BnUSD
Chile	H2 Magallanes	Total Eren, ENAP	8.000 MW	7.000 kton/a NH <sub>3</sub>	nd
Argentina	Pampas	Fortescue	nd	2.200 kton/a H <sub>2</sub>	8,4 BnUSD
Chile	HNH Energy	Austria Energy, Okowind, CIP	1.300 MW	150 kton/a H <sub>2</sub> 880 kton/a NH <sub>3</sub>	3,0 BnUSD
Chile	H1 Magallanes	CWP Global	nd	170 kton/a H <sub>2</sub> 1.000 kton/a NH <sub>3</sub>	nd
Chile	Gente Grande	TEG, Haura Energy, Hive Energy	nd	250 kton/a H <sub>2</sub> 1.250 kton/a NH <sub>3</sub>	8.0 BnUSD
Chile	HyEx	Engie, Enaex	2.000 MW	700 kton/a NH <sub>3</sub>	nd
Brasil	Base One	Energix Energy	nd	600 kton/a NH <sub>3</sub>	5,4 BnUSD
Brasil	Transhydrogen Alliance	Proton Ventures, GES, Trammo DMCC, Varo Energy	nd	500 kton/a H <sub>2</sub>	2,0 BnUSD

País	Proyecto	Desarrolladores	Cap. Electrólisis	Cap. Producción	Inversión
Brasil	Maritimo Dragao	Qair	2.240 MW	300 kton/a H2	4,0 BnUSD
Chile	Vientos Magallanes	RWE Renewables	835 MW	475 kton/a NH3	nd
Uruguay	HIF Paysandú	ANCAP, HIF	1.000 MW	256 kltrs/a SAF 100 kton/a H2	4,0 BnUSD
Brasil	BBF Project for SAF	BBF	nd	500 km3/a SAF	0,4 BnUSD
Chile	HOASIS	TCI GECOMP	2.100 MW	102 kton/a H2 250 kton/a NH3	nd
Brasil	Porto do Acu	Fortescue	300 MW	250 kton/a NH3	ND
México	Marengo I	MexCo, Hy2Gen	nd	170 kton/a NH3	1,1 BnUSD
Chile	H2 Tango	Gasco, HyNewGen, Linde, Vopak y Puerto de Rotterdam	nd	170 kton/a NH3	nd

Fuente: Elaboración propia basado en LAC Green Hydrogen Action (Boese Cortés et al 2023)

Uno de los mecanismos usuales en los grandes proyectos de hidrógeno verde (incluyendo proyectos de generación a partir de fuentes renovables con opción de producción de hidrógeno verde) es la “etapabilidad” de la inversión y su financiamiento, el desarrollo tecnológico y la capacidad productiva por fases, por ejemplo en términos de capacidad de electrólisis. No obstante, este concepto presenta limitaciones para la producción de derivados (amoníaco, metanol, y combustibles sintéticos), dado que las plantas de conversión no son fácilmente escalables, como sí lo pueden ser los electrolizadores, y se podría perder eficiencia de escala si se plantea en etapas.

Es posible el abordaje para la conversión por etapas de instalaciones existentes y la instalación de nuevos módulos brownfield, como es el caso del proyecto de desarrollo de amoníaco verde por partes de Profértil en Bahía Blanca.

Algunos ejemplos de proyectos por fases se describen a continuación:

- El Proyecto Pampas de Fortescue está previsto desarrollar en tres fases: i) fase piloto con capacidad de 35 kton/año de H2; ii) fase productiva inicial con capacidad 250 kton/año de H2; iii) fase productiva final/potencial con capacidad 2.200 kton/año H2.
- El proyecto de Unigel en el estado de Bahía, Brasil, donde prevé una fase inicial de capacidad de 60 MW de electrólisis, y una segunda fase de 240 MW.
- El proyecto HNH Energy en Chile también plantea dos etapas de inversión.
- Por su parte el proyecto HyEx de Engie y Enaex, se desarrollará en dos fases, siendo la primera una etapa piloto con la instalación de 36 MW fotovoltaicos para probar la tecnología de electrólisis (se espera que la operación comience en 2024), y una segunda comercial, donde se escalará hasta la capacidad total de 700 kton/a NH3 hacia el año 2030.
- Proyecto H2 TANGO en Chile (en desarrollo por Gasco, HyNewGen, Linde, Vopak y el Puerto de Rotterdam) implica estudios conceptuales sobre las capacidades de producción y logística

para exportar a Europa, con una entrega inicial de 172 kton/año de amoníaco verde al año a partir de 2027, y una segunda fase de producción de 430 kton/año.

Más aún, existe un número apreciable de incertidumbres sobre la demanda futura de hidrógeno y sus derivados a nivel global, sus precios, los costos de producción y acerca de cuáles de las vías de obtención de hidrógeno y del carbono a utilizarse para la producción de derivados será aceptable en función de los criterios de sostenibilidad que adopten diversos mercados clave, como los de Europa y Asia.

En este contexto, resulta atractivo desarrollar tempranamente aquellas fases en la cadena de valor de producción de hidrógeno y sus derivados que resulten flexibles en cuanto a su potencial contribución al crecimiento económico sostenible y los senderos de descarbonización que pudiera desarrollar Argentina, en función de la posible evolución del mercado (la demanda) global de hidrógeno verde, y la capacidad del país para competir como proveedor global.

Esta flexibilidad en los senderos a escoger para el desarrollo del hidrógeno y de sus derivados puede tomar la forma de opcionalidad tanto en términos de los tiempos de desarrollo, la escala o modularidad de los proyectos, y de adecuación de sus insumos a diferentes criterios de aceptación.

En este sentido, es clave la identificación y aprovechamiento integral de las sinergias que pudieran existir con las distintas cadenas de valor existentes en la estructura económica nacional, en particular de aquellas que ya tienen un grado de inserción considerable en las cadenas globales de valor: la agroindustria, incluida especialmente la producción de fertilizantes, los biocombustibles y los combustibles sostenibles de aviación (SAF), el acero, la petroquímica y la refinación, los sectores vinculados a la infraestructura portuaria y la energética, entre otros, incluyendo la fabricación de bienes de capital críticos para la cadena del PtX.

Además de contribuir al desarrollo de las cadenas de valor domésticas, estas opciones tienen también ventajas logísticas en cuanto a su comercialización internacional, como menores costos de transporte por unidad de valor.

De manera que el desarrollo planeado de una cadena de valor del hidrógeno verde concebido como un esfuerzo nacional de objetivos múltiples (y no simplemente de carácter económico o puramente exportador) implica diferentes planos en los cuales hay un componente de involucramiento de los distintos actores que integran la economía nacional, entre ellos: el estado, los actores privados, la banca comercial, la banca de desarrollo y el sector científico-tecnológico.

### Principales Hallazgos e Implicancias

- Los proyectos en operación en la región de ALyC son de baja escala, y en la gran mayoría de ellos se trata de proyectos piloto. Incluso a nivel global la mayor planta en operación sólo alcanza aprox. 30 kton/año.
- El listado de proyectos anunciados y/o en desarrollo de hidrógeno verde en la región de ALyC totaliza cerca de 30 GW de capacidad de electrólisis y más de 40 millones de toneladas anuales de capacidad de producción de hidrógeno verde y derivados.
- Los mayores proyectos anunciados en ALyC (de hasta 15 millones toneladas por año) son de envergadura relevante global y se ubicarían en el top 10 de proyectos anunciados en el mundo.
- Las empresas energéticas nacionales en la región (tales como Sinopec, Petrobras, ANCAP, Ecopetrol, ENAP, YPF) podrían jugar un rol relevante como promotoras y facilitadoras de desarrollos del sector del hidrógeno verde, apalancándose a partir de su posicionamiento en otras etapas de la cadena de valor y sobre la base de la infraestructura existente.



# 6

## AVANCES EN ARGENTINA



## 6. Avances en el desarrollo del hidrógeno verde en Argentina

Argentina ha sido un país pionero en la concepción de una visión para el desarrollo de una cadena de valor del hidrógeno como componente crucial de un proceso de transformación de su sector energético, cuya primera manifestación se expresara inicialmente a partir de la promulgación de la Ley Nacional de Hidrógeno (Ley N° 26.123), promulgada ya en el año 2006. Esa ley declara de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y las aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía. Adicionalmente, la mencionada Ley crea el Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO) y un Régimen Fiscal Promocional.

No obstante, dicha Ley no establece en su origen un tratamiento diferencial (más favorable) para el hidrógeno renovable, respecto del hidrógeno gris.

Luego, en febrero de 2023, el Ministerio de Economía definió los beneficios e incentivos de un proyecto de ley para la creación del Régimen de Promoción del Hidrógeno, que incluye entre otros una integración mínima de contenido nacional de hasta el 50 por ciento de los proyectos.

Más recientemente, en mayo de 2023, la Secretaría de Energía de Argentina confirmó que se encuentra en debate un proyecto que comprende un tratamiento para el hidrógeno verde, el rosa y el azul, que incluye estabilidad fiscal por 30 años, beneficios fiscales, la certificación de origen, y las formas de la integración y desarrollo previsto para las cadenas locales de valor.

También en 2023 se publicó la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en donde se afirma que el acceso al financiamiento para concretar inversiones de capital y tecnología es un factor crítico para lograr la competitividad de esta cadena de valor. También hace referencia a la importancia de contar con un sistema de información sobre financiamiento para la economía verde. Por otra parte, menciona la posibilidad que los proyectos de hidrógeno participen en los mercados de carbono y accedan a nuevas fuentes de financiamiento y otros incentivos destinados a la mitigación del cambio climático.

Adicionalmente, Argentina cuenta desde el año 2016 con un Programa Nacional de Desarrollo de Proveedores (PRODEPRO), lanzado por el Ministerio de Producción, con el objetivo de desarrollar proveedores nacionales en sectores estratégicos.

Ese Programa otorga Aportes No Reembolsables (ANR) para proyectos de inversión en sectores estratégicos de la industria, créditos a tasa subsidiada y asistencia técnica por parte del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) para facilitar la aplicación en las empresas de tecnologías de gestión, capacitación de personal, y mejora de procesos, entre otras cuestiones relacionadas con el incremento de la eficiencia y productividad. En la reciente convocatoria 2023, el monto máximo de ANR era de 100 millones de pesos, representando hasta un máximo del 75% de la inversión propuesta. Si bien se incluye “tecnología verde” entre los proyectos de inversión en sectores estratégicos elegibles para ANR, no se menciona explícitamente al hidrógeno verde y derivados, por lo cual sería recomendable ampliar y explicitar esa posibilidad o alternatively crear una línea dedicada.

En este sentido, la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno de Argentina busca fomentar el desarrollo de proveedores locales para dar respuesta complementaria a las

necesidades de bienes de capital y servicios conexos en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones en Argentina, y exportar al mercado regional e internacional como oportunidad de negocio.<sup>3</sup>

A continuación, se identifican las principales capacidades industriales y tecnológicas existentes y a ser generadas para el desarrollo del hidrógeno verde en el país.

Tabla 6: Principales capacidades industriales y tecnológicas en proveedores y servicios para el desarrollo del Hidrógeno Verde en Argentina

Capacidades	Equipamiento para energías renovables	Electrolizadores	Recipientes y compresores	Servicios tecnológicos
Existentes	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fundición y mecanizado de piezas</li> <li>Transformadores y componentes</li> <li>Sistemas de almacenaje, construcción de torres</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proyectos para el desarrollo de prototipos de electrolizadores alcalinos</li> <li>Empresas con cercanía tecnológica con la fabricación de electrolizadores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proveedores de gas comprimido</li> <li>Proveedores para hidrógeno de alta presión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Servicios tecnológicos a la industria de oil &amp; gas, petroquímica y otras</li> </ul>
Fortalecer y/o Generar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Góndolas y paneles</li> <li>Construcción de torres y palas</li> <li>Equipos para conversión, transformación y control de energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Partes y piezas de electrolizadores y para procesos complementarios en plantas de electrólisis</li> <li>Equipos para electrónica de potencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptación de equipos actuales para almacenamiento y transporte de H2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operación de planta</li> <li>Mantenimiento predictivo y preventivo</li> <li>Logística</li> <li>Trazabilidad</li> </ul>
Etapas de CdV relacionada	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energía Renovable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Producción H2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conversión</li> <li>Transporte y Reconversión</li> <li>Usos finales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Producción H2</li> <li>Conversión y reconversión</li> <li>Usos finales</li> </ul>

Fuente: Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno

Un antecedente relevante local es la legislación provincial de la Provincia de Neuquén para el impulso y desarrollo de los proveedores locales para proveer bienes y servicios para el desarrollo de la Cuenca de Vaca Muerta. En este sentido la Ley provincial N° 3032/2016, "Régimen de Preferencia en la Adquisición de Bienes y Servicios de Origen Neuquino para la Industria Hidrocarburífera y Minera", ha permitido mejorar los indicadores de contratación de PyMEs locales por parte de las empresas operadoras. Además, la Ley provincial N° 3338/2022 de Fortalecimiento y Desarrollo de la Cadena de Valor Neuquina, amplió las características que debe tener una firma para ser considerada neuquina y reemplazó a las contempladas originalmente en la Ley 3032. Durante el año 2022, el 27% del total de bienes y servicios utilizados por las grandes operadoras de Vaca Muerta fueron adquiridos a las

<sup>3</sup> Presidencia de la Nación, Secretaría de Asuntos Estratégicos (2023). Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno. Septiembre de 2023.

denominadas "empresas neuquinas certificadas" (ENC), capitalizaron más de 830 millones de dólares, un 64% más que en el año 2021.

Luego de la promulgación de la nueva Ley mencionada, se han adherido al beneficio 220 empresas, superando el máximo histórico de años anteriores de 95 empresas, mientras que el objetivo de mediano plazo es alcanzar a las 1200 pymes locales certificadas como ENC. La aplicación y monitoreo del cumplimiento de ambas leyes (presente y modificada) es responsabilidad del Centro PyME-Adeneu.

### Principales Hallazgos e Implicancias

- Argentina fue un país pionero con la promulgación de la Ley Nacional de Hidrógeno en el año 2006, declarando de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía.
- Adicionalmente, la Ley crea el Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO) y un Régimen Fiscal Promocional. No obstante, dicha Ley no establece un trato diferencial para el hidrógeno renovable.
- En 2023 la Secretaría de Energía de Argentina confirmó que se encuentra en debate un proyecto que contempla al hidrógeno verde, al rosa y al azul.
- Asimismo, en 2023 se publicó la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno afirmando que el acceso al financiamiento para concretar inversiones es un factor crítico en dirección de fortalecer la competitividad.
- Adicionalmente, Argentina cuenta desde el año 2016 con el Programa Nacional de Desarrollo de Proveedores (PRODEPRO), con el objetivo de desarrollar proveedores nacionales en sectores estratégicos.
- La Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno de Argentina señala que será necesario el desarrollo de proveedores locales y estipula contenido mínimo de producción local.
- La cadena de valor del H2V y derivados presenta una oportunidad de reindustrialización de Argentina y de creación de nuevas oportunidades de negocios para que empresas locales proveedoras de bienes y servicios logren desarrollarse y se instalen nuevas firmas.
- Se han identificado rubros en los cuáles se requiere fortalecer y/o generar capacidades para integrarse a la cadena de valor del H2V.
- El desarrollo planeado de una cadena de valor del H2V concebido como un esfuerzo nacional de objetivos múltiples (y no simplemente de carácter meramente económico o exclusivamente exportador) implica diferentes planos en los cuales hay un componente de involucramiento de los distintos actores que integran la economía nacional: el estado, los actores privados, la banca comercial, la banca de desarrollo, los inversores y el sector científico-tecnológico.
- La identificación y el aprovechamiento integral de las sinergias que pudieran existir con las distintas cadenas de valor existentes en la estructura económica nacional, en particular de aquellas que ya tienen un grado de inserción considerable en las cadenas globales de valor: la agro-industria, incluida especialmente la producción de fertilizantes, los biocombustibles y los SAF, el acero, la petroquímica y la refinación, los sectores vinculados a la infraestructura portuaria y a la energética, entre otros, incluyendo la fabricación de bienes de capital críticos para la cadena del PtX.
- El Gobierno Nacional, y más aún los Gobiernos Provinciales, deben desarrollar estrategias y medidas para fomentar el rol de las empresas locales de bienes y servicios de la cadena de valor del hidrógeno verde.

# 7 USOS ACTUALES Y POTENCIALES



## 7 Usos actuales y potenciales del hidrógeno en Argentina

Según la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno publicada en septiembre de 2023, Argentina produce actualmente 0,4 millones de toneladas de hidrógeno gris al año (Mt/a) para consumo interno, lo que representa el 9% del mercado latinoamericano y aproximadamente el 0,4% de la demanda mundial.

Cerca del 60% del consumo interno actual se concentra en la producción de fertilizantes (principalmente síntesis de amoníaco y producción de urea) y en el sector de refinación (principalmente para la hidro-desulfuración de combustibles), mientras que otros usos relevantes del hidrógeno gris son en otras ramas como la producción de metanol, la industria siderúrgica y la producción de otros productos químicos.

Tabla 7: Consumo interno actual de hidrógeno en Argentina por sector

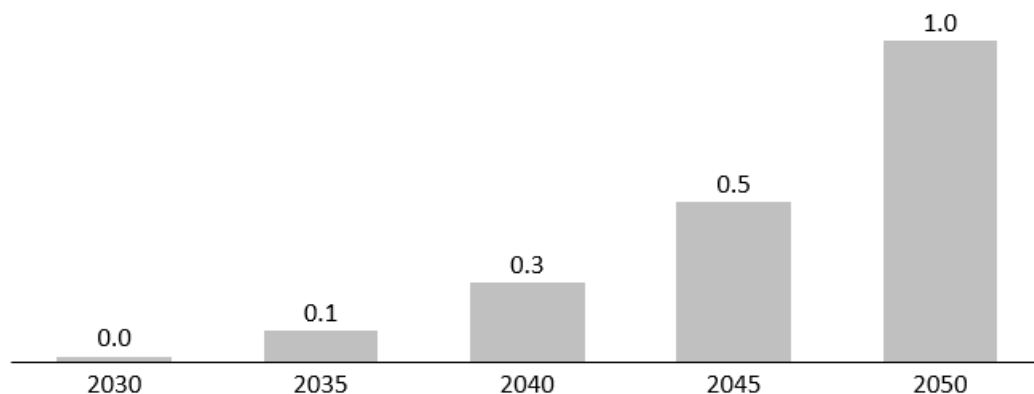
Sector	Consumo (Mt/y)	Participación
Fertilizantes	0.13	33%
Refinación	0.11	27%
Industria siderúrgica	0.06	16%
Metanol	0.06	15%
Otros químicos	0.04	9%
<b>Total Argentina</b>	<b>0.40</b>	<b>100%</b>

Fuente: Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno

Argentina ha establecido la meta de multiplicar por 12 su producción de hidrógeno para el año 2050, con el objetivo de alcanzar los 5 millones de toneladas anuales. Este nivel de producción requeriría agregar 30 GW de capacidad de electrólisis y 55 GW de capacidad adicional de energía renovable, mayormente eólica y solar fotovoltaica, desde los 16,4 GW actuales (4,9 GW de eólica y solar fotovoltaica).

Se proyecta que las exportaciones de hidrógeno representarán el 80% (equivalentes a 4 Mt/y) de esa meta para 2050, mientras que el consumo interno de hidrógeno de bajas emisiones mostrará un crecimiento sostenido a partir de 2030, alcanzando las 100 mil toneladas por año (kt/y) en 2035, 500 kt/a en 2045 y 1 Mt/a en 2050. Una parte de la demanda se podrá cubrir con la producción nacional de hidrógeno azul, lo que contribuirá a mejorar las condiciones para generar desarrollos a gran escala que puedan participar competitivamente en los mercados de exportación.

Figura 10: Proyección a 2050 de Consumo Interno de Hidrógeno de Bajas Emisiones en Argentina



Fuente: Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno

Se espera que el consumo interno futuro de hidrógeno esté compuesto por usos existentes (fertilizantes, refinación, industria siderúrgica, metanol y otros químicos), pero también surgirían nuevos usos, incluidos los combustibles sintéticos -en particular, combustibles sostenibles de aviación y metanol-, “gas blending”, combustibles para transporte pesado, otras industrias que deben avanzar hacia la descarbonización (por ejemplo, cemento) y el almacenamiento.

El hidrógeno verde también podría integrar aún más las energías renovables en las redes eléctricas, al proporcionar cargas flexibles y almacenamiento estacional a largo plazo.

El mercado de fertilizantes en Argentina alcanzó un máximo de 5,7 millones de toneladas en el año 2021, con una tasa anual compuesta del 4,4% durante el período 2011-2021, antes de una caída del -16% a 4,8 TM/año en el 2022, debido a la ocurrencia de una fuerte y prolongada sequía en Argentina y elevados precios internacionales (afectando las importaciones). Sólo el 30% del mercado se abastece con producción nacional, mientras que el 70% restante se provee con importaciones.

Los fertilizantes nitrogenados (incluida la urea) representan el 56% del mercado total argentino, seguidos por los fertilizantes fosforados con un 37% de participación. Profertil (JV Nutrien e YPF) es el principal productor local con una capacidad industrial de 1,4 TM/a de urea granulada y 0,8 TM/a de amoníaco.

Durante 2023, Profertil anunció que pretende duplicar su capacidad instalada con inversiones de 2 mil millones de dólares y completó estudios de prefactibilidad para una ampliación de su capacidad productiva de amoníaco verde y la incorporación de tecnología de captura de carbono en sus instalaciones existentes.



Tabla 8: Mercado de fertilizantes en Argentina

Tipo de Fertilizante	Principales productos	Consumo (Mt/a)	Participación
Fertilizantes nitrogenados	Urea, UAN, Nitrato de Amonio Calcáreo	3.20	56%
Fertilizantes fosfatados	MAP, DAP, SPS, SPT Ca, MAP 15 & S	2.08	37%
Fertilizantes azufrados	Sulfato de amonio, TSA	0.20	4%
Fertilizantes potásicos	Cloruro de potasio, Nitrato de potasio, Sulfato de potasio, TSK	0.07	1%
Otros fertilizantes	-	0.13	2%
Total Argentina	-	5.68	100%

Datos de la Campaña 2021/2022

Fuente: Asociación Civil Fertilizar

Por su parte, el consumo aparente de acero en Argentina fue de 5,1 millones de toneladas en el año 2022 (Cámara Argentina del Acero), con una tasa anual compuesta de sólo 0,2% durante el período 2013-2022. La producción local representa el 91% del mercado total, siendo Argentina el 32º productor mundial de acero. Los jugadores clave en este rubro incluyen a Ternium Siderar, Tenaris Siderca, Acindar, Sipar Gerdau, Acerbrag y Acero Zapla.

En Argentina hay actualmente cuatro plantas siderúrgicas activas, capaces en conjunto de producir cerca de 5.000 kt/año de acero. Tres de estas plantas utilizan tecnología EAF (Electric Arc Furnace), representando aproximadamente la mitad de la producción total del país. El 50% restante se fabrica en una sola planta utilizando tecnología BOF (Basic Oxygen Furnace), que está en funcionamiento desde antes de 1974.

El hidrógeno utilizado para la producción de acero en Argentina se produce íntegramente a partir de gas natural (hidrógeno gris); existe una importante oportunidad de descarbonización mediante la aplicación de la reducción directa del mineral de hierro (DRI) basada en hidrógeno verde, seguida de la fabricación de acero en hornos de arco eléctrico. La demanda de acero en Argentina está impulsada principalmente por los sectores de la construcción, automotriz, agrícola y energético, con un mercado potencial de exportación relevante, particularmente para la industria automotriz (Brasil).

Si el 100% de la producción local de acero se convirtiera a "acero verde" con hidrógeno verde en proceso DRI, la potencial demanda de hidrógeno verde ascendería hasta un estimado de 185 kt/año. Sin embargo, si se considera una curva gradual de adopción alineada con la Hoja de Ruta hacia Cero Neto de IEA, el mercado potencial de hidrógeno verde en la industria siderúrgica en Argentina se ubicaría en un rango de entre 25 a 64 kt/año.

En el campo de la refinación, se recuerda que en Argentina existen nueve refinerías con una capacidad instalada total cercana a los 700 mil barriles diarios. Las refinerías más grandes son las de La Plata (YPF), Luján de Cuyo (YPF), Dock Sud (Shell/Raizen) y Campana (Axion Energy).

Durante la última década, la Secretaría de Energía ha estado impulsando (incluso aceptando que se pospusieran algunos plazos) a las refinerías locales para que cumplan con regulaciones más estrictas para avanzar hacia combustibles más limpios, y específicamente sobre el contenido máximo de azufre en gasolinas y diésel.

Así, Axion Energy ya ha completado la modernización de su refinería de Campana (año 2021), mientras que YPF se encuentra ejecutando su plan de inversiones (principalmente unidades de hidrotratamiento

y desulfuración e instalaciones de blending) que apunta a estar terminado en el año 2026 (cuando más del 70% de los combustibles de YPF cumplirán con contenido ultra bajo de azufre). Para ello YPF ha recibido un préstamo de 375 millones de dólares de la CAF en 2023 para financiar su plan de modernización. Las unidades de hidrot ratamiento, desulfuración, isomerización, craqueo catalítico y reformado catalítico de estas refinerías son grandes consumidoras de hidrógeno gris. Se estima una demanda actual de aproximadamente 45 kt/año de hidrógeno gris. El hidrógeno verde podría potencialmente sustituir al hidrógeno gris en la industria de refinación argentina, mientras que el hidrógeno azul con captura CCS de procesos existentes enfrentaría limitaciones para avanzar con la fase de almacenamiento de CO<sub>2</sub> principalmente en las grandes refinerías en las cercanías de Buenos Aires.

La Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno de Argentina afirma que “la producción de combustibles sintéticos como el metanol, el combustible de aviación sostenible (SAF) y el aceite vegetal hidrogenado (HVO) demandará hidrógeno de bajas emisiones para descarbonizar el sector del transporte marítimo y aeronáutico”. Añade además que, en menor medida, “se aplicará a la electromovilidad, principalmente en vehículos pesados que utilizan pilas de combustible alimentadas por hidrógeno”.

El consumo de combustibles de aviación en Argentina (a base de combustibles fósiles) alcanzó 1,43 millones de m<sup>3</sup> durante el año 2022, siendo YPF, Pan American Energy y Shell/Raizen los mayores productores. La Hoja de Ruta hacia Cero Neto de IEA estima que la adopción de los combustibles sintéticos podría alcanzar el 37% de los combustibles de aviación hacia el año 2050, lo cual si se aplicara sobre el mercado argentino, representaría una demanda de hidrógeno verde de aproximadamente 500 kt/año.

En cuanto a las mezclas de combustibles marinos residuales IFO, el mercado argentino totalizó 1,22 millones de toneladas durante el año 2022, liderado por Shell/Raizen y seguido por Trafigura, Pan American Energy e YPF como actores clave. YPF, con su Refinería Plaza Huincul, es el mayor productor de metanol de Argentina con una capacidad de 400 mil toneladas anuales (a base de gas natural fósil).

Utilizando una mezcla 70-30 conocida como “Mezclas IFO” para aproximar el consumo de combustible marino en Argentina, la demanda del país en 2022, incluidos los combustibles búnkeres, ascendió a 1.213 mil toneladas de petróleo equivalente (ktep). Considerando al hidrógeno verde y sus derivados metanol y amoníaco verde como alternativas para reemplazar parcialmente los combustibles marítimos fósiles, según las curvas de adopción gradual definidas en Hoja de Ruta hacia Cero Neto de IEA al mediano y largo plazo, el potencial de hidrógeno verde y derivados en el mercado de combustibles marítimos en Argentina se ubicaría en un rango de entre 90 a 270 kt/año.

La mezcla de hidrógeno con corrientes de gas natural en las redes de transporte y distribución es otro nicho relevante para las acciones de descarbonización. En 2022, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) creó la Mesa de Innovación Tecnológica “Tecnologías para la descarbonización del servicio público de gas por redes”, a través de la Resolución N° 320/2022. Entre sus objetivos está el reducir la proporción de gas combustible fósil que circula en las redes de transporte y distribución, mediante un corte o mezcla con biometano o hidrógeno.

Entre varios estudios, en 2022 el PNUMA encargó el estudio “Proyecto CBIT – Argentina. Estudio regulatorio para la creación de un mercado voluntario de gas natural ‘hidrogenado’”, en el que se analizaron los desafíos regulatorios para esta oportunidad.

La Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno luego reforzó esta noción con la posible creación de un mercado de mezcla de gas, voluntario y virtual. A la fecha, en Argentina aún no se ha anunciado ningún proyecto piloto concreto de *gas blending*. Durante el año 2022, el gas natural entregado a los usuarios finales totalizó 41.115 millones de m<sup>3</sup> en el país (promedio 112,6 millones de m<sup>3</sup>/día). Los principales tipos de usuarios finales son centrales eléctricas (33%), industria (30%), residencial (25%), GNC (6%), y comercial (3%), entre los principales.

El transporte de gas natural en Argentina está a cargo de dos empresas concesionarias: Transportadora Gas del Norte (TGN) y Transportadora Gas del Sur (TGS). Los mayores licenciatarios de distribución de gas incluyen a Metrogas, Naturgy Ban, Camuzzi Gas Pampeana, Distribuidora de Gas del Centro, Camuzzi Gas del Sur, Litoral Gas, Distribuidora de Gas Cuyana, Gasnor y Gasnea.

La industria del cemento también podría beneficiarse del hidrógeno verde en su trayectoria de descarbonización, introduciendo el hidrógeno verde como combustible limpio alternativo para hornos de alta temperatura en el proceso de producción de clinker.

Las entregas nacionales de cemento en el año 2022 totalizaron 12,9 millones de toneladas, creciendo aproximadamente a un 7,3% interanual y con una tasa anual compuesta del 1,1% durante el período 2013-2022. La producción local alcanzó 13,0 Mt/a en 2022, lo que representa un factor de utilización de alrededor del 70% de la capacidad instalada. Loma Negra, Cementos Avellaneda, Holcim y PCR son los mayores jugadores en el mercado de cemento argentino. Se estima que la demanda de hidrógeno verde en la industria de cemento de Argentina podría alcanzar aproximadamente 90 kt/año en el largo plazo.

### Principales Hallazgos e Implicancias

- Argentina produce actualmente 0,4 Mt/a hidrógeno gris para consumo interno
- Cerca del 60% del consumo interno actual del hidrógeno gris se concentra en la producción de fertilizantes y en el sector de refinación (principalmente para la hidro-desulfuración de combustibles), mientras que otros usos relevantes son en otras ramas como la producción de metanol, la industria siderúrgica y la producción de otros productos químicos.
- Se proyecta que las exportaciones de hidrógeno representarán el 80% (equivalentes a 4 Mt/y) de la meta de producción establecida para 2050 (x12), mientras que el consumo interno de hidrógeno de bajas emisiones mostrará un crecimiento sostenido a partir de 2030
- Se espera que el consumo interno futuro de hidrógeno esté compuesto por usos existentes (fertilizantes, refinación, industria siderúrgica, metanol y otros químicos), pero también surgirían nuevos usos, incluidos los combustibles sintéticos -en particular, combustibles sostenibles de aviación y metanol-, “gas blending”, combustibles para transporte pesado, otras industrias que deben avanzar hacia la descarbonización (por ejemplo, cemento) y el almacenamiento.

# 8

# MECANISMOS DE FOMENTO



## 8 Antecedentes de mecanismos de fomento utilizados en el sector de energía en Argentina

A nivel doméstico, las transiciones energéticas no han sido ajenas a la realidad energética de Argentina. Ejemplos de este aserto incluyen los siguientes:

- **Gas Natural Comprimido (GNC):** La penetración del GNC en el transporte en menos de dos décadas pasó de una participación incipiente a representar más del 20% del consumo final de energía en dicho sector (Secretaría de Energía, 2022), mediante políticas y estrategias comerciales impulsadas conjuntamente por el sector público y el privado.  
El Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático de 2023, establece metas con el objetivo de aumentar el porcentaje de vehículos utilitarios livianos convertidos a GNC desde el 9% de 2020, hasta un 15% al 2030, y de utilitarios pesados desde el 3% de 2020 al 11% en 2030, como también metas para GNC en el transporte de larga distancia. También desde ENARGAS se han implementado diversas normas técnicas (NAGs) para la certificación y habilitación de distintos tipos de vehículos y de estaciones de carga para el GNC.
- **Biocombustibles (bioetanol y biodiésel):** desde la sanción de la Ley 26.093 en 2006 (y posteriores normativas Ley 27.640 y Resolución 438/2022), que establece mandatos mínimos de corte de biocombustibles en naftas y diesel, mediante estos y otros diversos instrumentos - y no sin algunas dificultades- se alcanzaron aproximadamente el 10% del consumo energético para el transporte y una escala que permite a Argentina competir eficientemente en el mundo como exportadora de biodiésel.
- **Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables:** entre 2015 y la actualidad se superó el 15% de participación sobre la demanda total de energía eléctrica partiendo de una cifra por debajo del 2% (la Ley 27.191 establece un objetivo de 20% de la demanda para 2025). Para ello, desde 2016 el Gobierno ha adjudicado cerca de 250 proyectos, sumando más de 6.300 MW de potencia instalada de energías renovables a través de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del programa RenovAr, la Resolución 202/2016 y el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER). Las empresas adjudicatarias firmaron contratos a 20 años de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con precio comprometido y definido en USD/MWh con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y un acuerdo de adhesión al fideicomiso “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” (FODER), estructura que brinda garantía de pago a las centrales de generación.  
A su vez el Banco Mundial, mediante contrato con FODER, otorgó garantías para los proyectos de energías renovables adjudicados (630 millones dólares entre las Rondas 1, 1.5 y 2). Se trata de un acuerdo que permite mejorar las condiciones de financiamiento de los emprendimientos. La garantía ofrecida por el Banco Mundial tiene un carácter opcional para los inversores que participaron y fueron adjudicados en el programa RenovAr, y se convierte en una garantía de las obligaciones del Estado nacional en los contratos establecidos tras las licitaciones.
- **Shale gas y Shale oil:** a partir de la sanción de la Ley 27.007, y las posteriores Resolución 46/2017 y el Plan Gas, crecieron vertiginosamente hasta alcanzar actualmente el 42% y el 47% de la producción de petróleo y de gas natural, respectivamente, y siguen creciendo a un ritmo del 14% i.a. en el caso del gas y del 36% i.a. en el caso del petróleo. La Ley 27.007 introdujo un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos para aquellos

proyectos de inversión que superen los 250 millones de dólares estableciendo que, bajo ciertas condiciones, parte de la producción podrá ser comercializada libremente en el mercado externo, sin tener que abonar derechos de exportación; a la vez previó la libre disponibilidad de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos.

La Resolución 46/2017 crea el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina, estableciendo precios mínimos de hasta 7,5 USD/MMBTU para la nueva producción. El Plan Gas.Ar (Rondas 1 a 5 desde año 2020) establece incentivos para viabilizar inversiones inmediatas tendientes al mantenimiento y/o crecimiento de la producción en las cuencas productivas, donde los productores se comprometen a lograr una curva de producción que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales.

- **Bonos verdes:** El mercado de deuda sostenible en Argentina (bonos sociales verdes, sustentables y vinculados a la sostenibilidad, denominados bonos SVS+) ha exhibido un muy significativo crecimiento desde su apertura en el año 2019, con un total de 72 emisiones registradas y un monto total financiado de cerca de 1.600 millones de dólares, según reporte de la Comisión Nacional de Valores con información hasta el tercer trimestre de 2023 incluido. Se destaca el caso de Genneia, una empresa argentina dedicada al desarrollo y operación de proyectos de generación de energías renovables con cerca de 1 GW de capacidad instalada renovable, la cual lidera el mercado argentino de bonos SVS+ con aproximadamente 700 millones de dólares de bonos verdes emitidos a través de once colocaciones (dato a cierre del año 2023), para financiar su cartera de proyectos renovables en construcción.

Figura 11: Ejemplos de transiciones energéticas recientes en Argentina



Fuente: FTDT sobre la base de Secretaría de Energía, CAMMESA y ENARGAS

### Principales Hallazgos e Implicancias

- En Argentina, las transiciones energéticas no han sido ajenas a la realidad energética del país.
- Las transiciones recientes en materia energética de Argentina dan cuenta de la posibilidad de producir cambios sustantivos en la manera en la que se produce, transforma y utiliza la energía en plazos relativamente muy cortos.
- Aun en contextos de ciertas dificultades macroeconómicas y de otras restricciones, se logra mediante la acción deliberada y conjunta del Estado y del sector privado, cuando median políticas consistentes de mediano y largo plazo, entre diferentes períodos de gobierno, y mediante la utilización de diversos instrumentos adecuados para provocar y luego sostener el cambio.



# 9

## MODELOS DE NEGOCIO PARA EL DESARROLLO DE H<sub>2</sub>V Y PtX

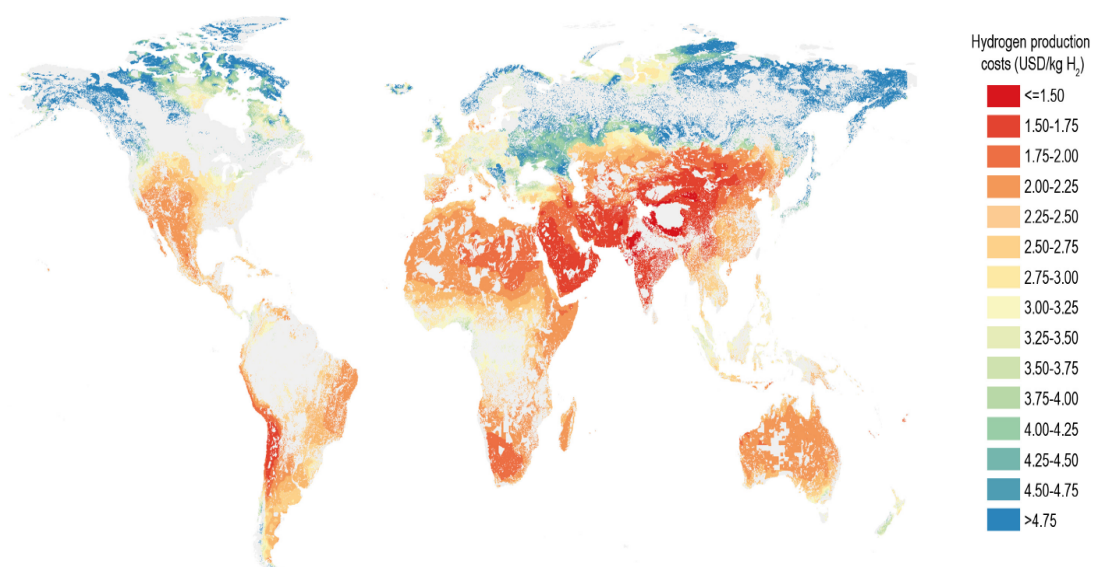


## 9 Aplicación en Argentina: Modelos de negocio para el desarrollo de H2V y PtX

De acuerdo a estimaciones de IEA al año 2030, **el noroeste de Argentina (en base a energía solar) y el sur de Argentina (en base a energía eólica) se encontrarían potencialmente entre las regiones de menores costos de producción del mundo** (sin considerar los costos de transporte).

En el resto de Sudamérica, también se destacan el norte de Chile, sur de Perú y el noreste de Brasil como regiones de alto potencial para alcanzar costos muy competitivos a nivel global.

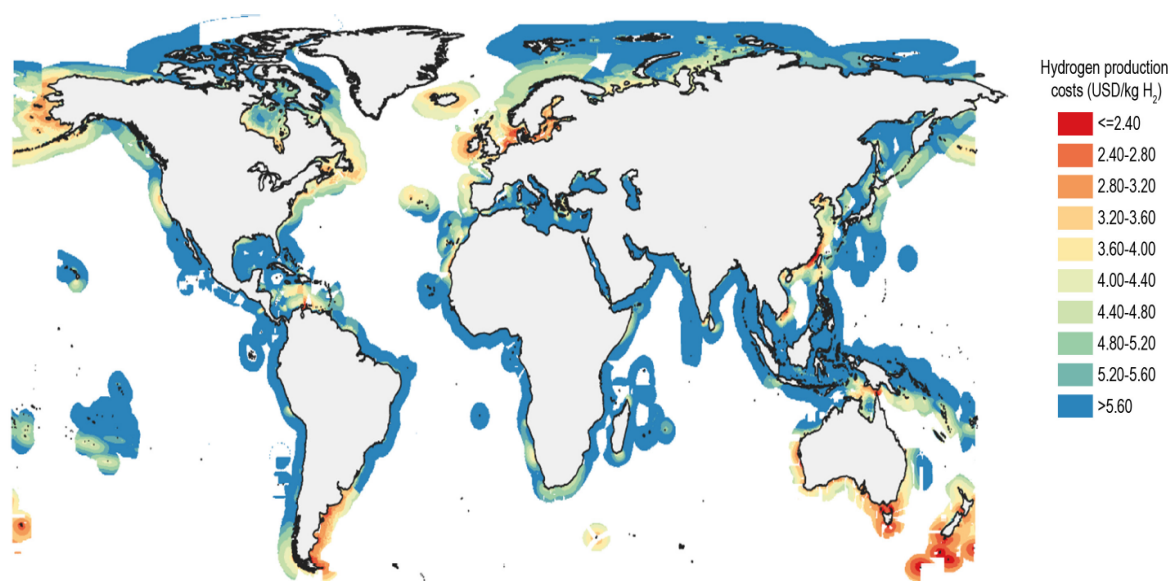
*Figura 12: Mapa Global de Costos de Producción de Hidrógeno Onshore a 2030 en base a energía solar y eólica con factor mínimo de carga de 40% (USD/kg)*



Fuente: IEA Global Hydrogen Review 2022

Si bien aún no desarrollado, **IEA también destaca el potencial de costos competitivos a nivel global del offshore del sur de Argentina en base a energía eólica.**

Figura 13: Mapa Global de Costos de Producción de Hidrógeno Offshore a 2030 en base a eólica con factor mínimo de carga de 20% (USD/kg)

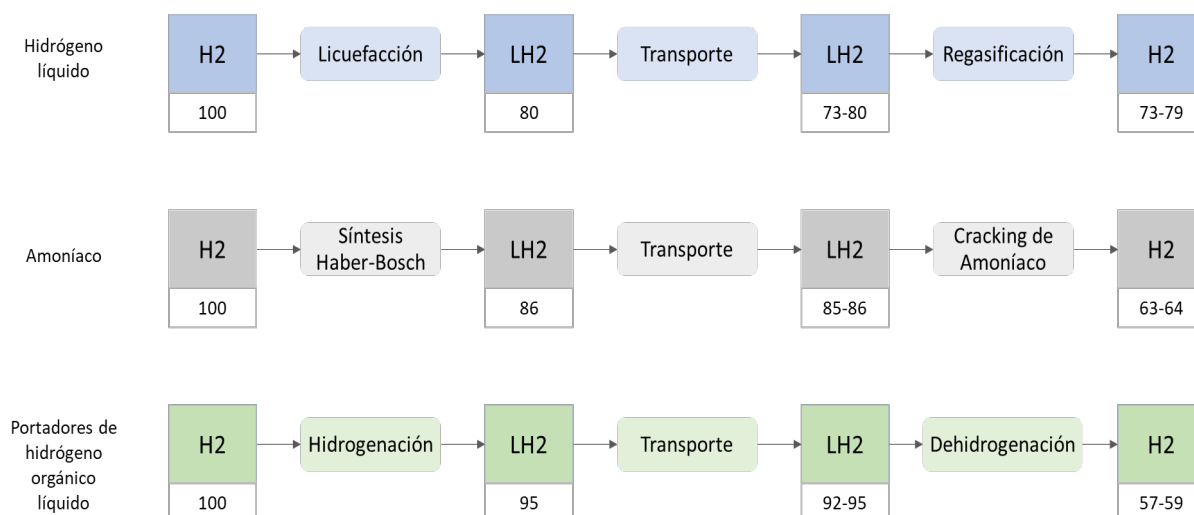


Fuente: IEA Global Hydrogen Review 2022

El hidrógeno puede transportarse sea como hidrógeno líquido (LH2), como mediante otras formas de portadores de hidrógeno: como amoníaco (NH3) y como portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC).

Los procesos de conversión y reconversión desde hidrógeno hacia y desde estas formas alternativas portadoras implican ciertas pérdidas de energía que deben ser tenidas en consideración, así como también debe tenerse en cuenta el uso final del producto para determinar la decisión que finalmente se adopta.

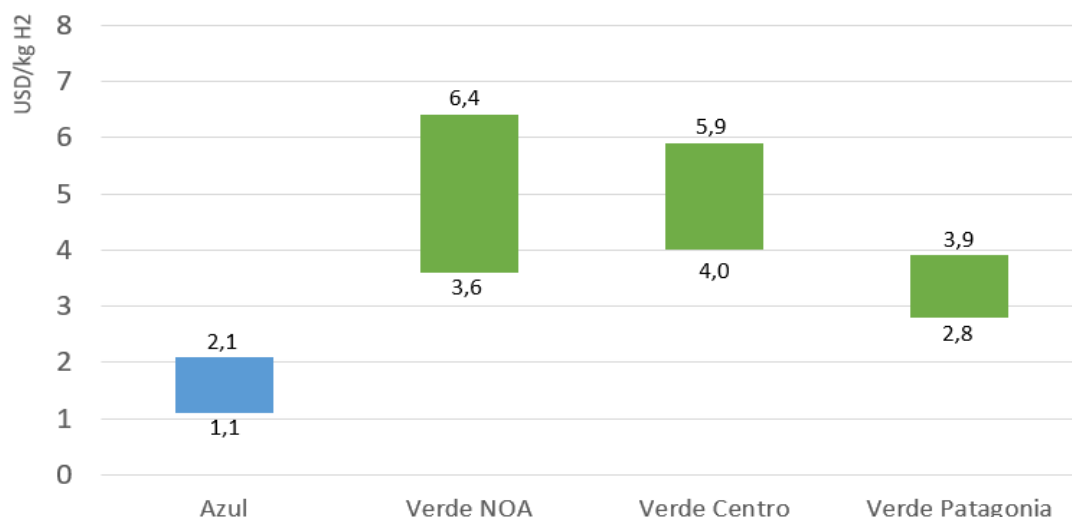
Figura 14: Energía disponible equivalente en procesos de conversión y transporte de hidrógeno



Fuente: IEA Global Energy Review 2022

Según cálculos presentados oportunamente en la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno, los costos actuales estimados de producción de hidrógeno verde en Argentina se ubicarían en el rango entre 2,8 a 6,4 USD/kg, siendo el hidrógeno verde en base a la energía eólica onshore en la Patagonia el más competitivo con valores potenciales en el rango de 2,8 a 3,9 USD/kg.

Figura 15: Costos actuales estimados de producción de hidrógeno verde en Argentina (USD/kg)



Fuente: Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno (2023)

En particular en lo referido al transporte, las principales regiones de demanda potencial de hidrógeno al 2030 y 2050 se encuentran a distancias superiores a 10.000 kilómetros de la Argentina, como por ejemplo hacia Europa y Estados Unidos (12 a 15 mil kms), la India (16 mil kms), Japón, Corea y China (cerca de 20 mil kms), por lo cual la modalidad de transporte seleccionada debe ser la marítima (que prevalece en costos a distancias superiores a 8 mil kms).

La herramienta PtX Business Opportunity Analyzer (BOA)<sup>4</sup> desarrollada por Oeko-Institut y Agora Energiewende, en el marco del proyecto PtX Hub, permite analizar los costos de producción y entrega del hidrógeno verde y derivados a diferentes regiones del planeta, fuentes de energía renovable, y destinos, con la posibilidad de desagregar los componentes de costos y realizar sensibilidades en numerosas variables (ej. costo de capital representado por el WACC<sup>5</sup>, CAPEX, modo de transporte, año de proyección, y otros). En el presente documento se utiliza la versión 1.0.9 de la herramienta BOA.

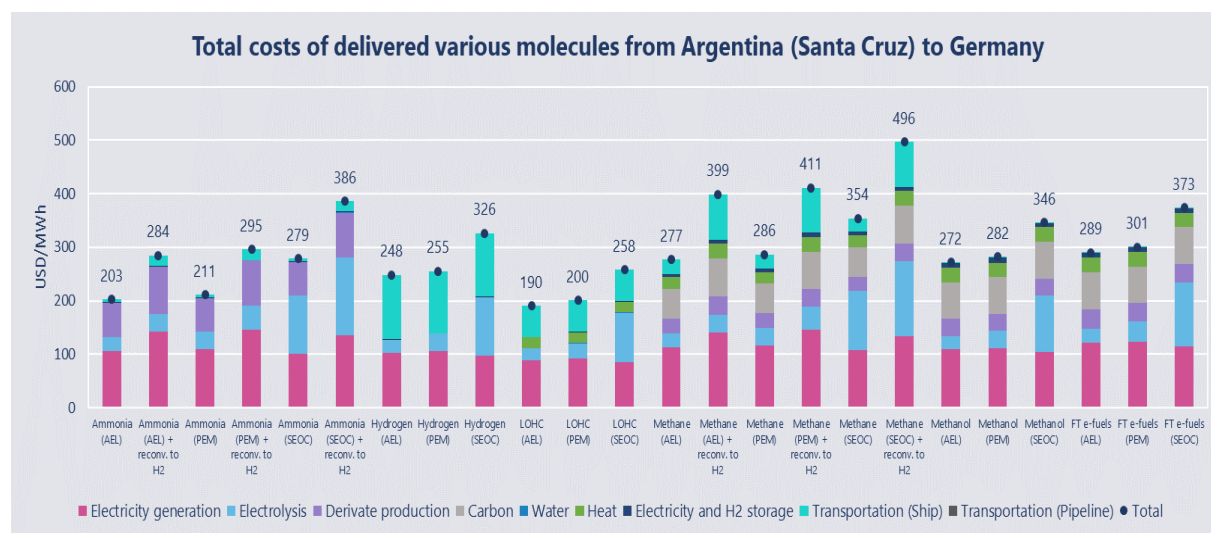
Los costos se expresan como *costo nivelado de hidrógeno* (LCOH, por sus siglas en inglés).

<sup>4</sup> <https://www.agora-energiewende.org/data-tools/ptx-business-opportunity-analyser-1>

<sup>5</sup> WACC: Weighted average cost of capital

Al seleccionar la región de Santa Cruz, Argentina con fuente renovable Eólica-Onshore en un escenario de reducción de costos intermedio en proyección al año 2030, para destino de demanda Alemania, modo de transporte marítimo y WACC por defecto de 15% anual<sup>6</sup>, se obtienen los siguientes LCOH totales por producto (incluyendo el transporte al mercado de destino), medidos en USD/MWh para permitir su comparación.

Figura 16: Costos 2030 para Entrega en Alemania desde Argentina (Santa Cruz) para diferentes tipos de productos derivados de hidrógeno verde (USD/MWh)



Fuente: PtX BOA 2023 v1.0.9

La tecnología de electrolizador alcalino (AEL), actualmente la más utilizada y desarrollada, presenta los menores costos de producción en todos los tipos de productos, frente a otras tecnologías como electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM) y electrolizador de celdas de combustible de óxido sólido (SEOC).

En primer lugar se puede analizar la competitividad de cada uno de los productos según los costos de producción y transporte hasta ser entregado en su destino final (Alemania). Si bien el producto hidrógeno presenta el menor costo de producción (128 USD/MWh), al considerar también los costos de transporte al mercado de destino, el costo total asciende a 248 USD/MWh. Por otra parte, los productos portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC) y amoníaco presentan ventajas en los costos totales frente al hidrógeno (-23% y -18% respectivamente), aún incluyendo los costos de conversión del derivado. En el caso de considerar la reconversión a hidrógeno para uso final como hidrógeno, el derivado amoníaco muestra mayores costos totales que el producto hidrógeno (284 USD/MWh para NH<sub>3</sub>->H<sub>2</sub>). Los productos metano, metanol y otros combustibles sintéticos utilizando procesos Fischer-Tropsch presentan mayores costos totales que los productos anteriores hidrógeno, amoníaco, LOHC. Por lo tanto, se evidencia que productos de mayor valor agregado se vuelven competitivos respecto del hidrógeno.

Bajo los mismos supuestos anteriores (WACC 15% anual, Santa Cruz Argentina, eólica onshore, proyección 2030 con reducción intermedia de costos, destino Alemania) se define un escenario base para análisis de sensibilidad sobre el producto hidrógeno. El análisis de sensibilidad permite examinar cómo el cambio en una variable afecta un resultado e identificar las variables más críticas. En el

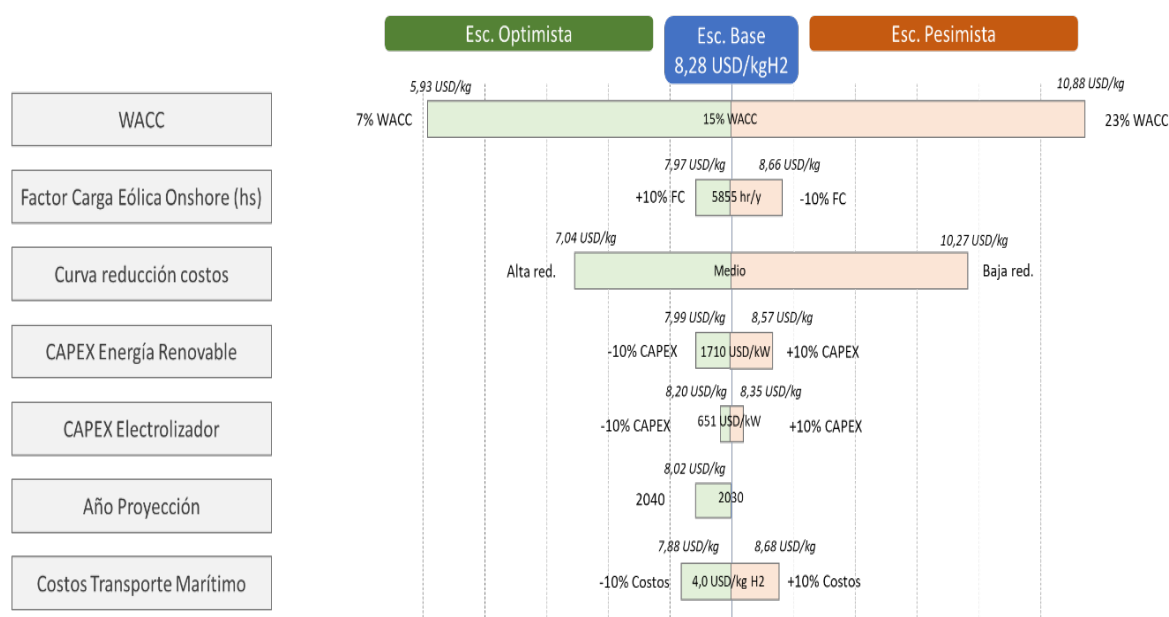
<sup>6</sup> WACC Argentina por defecto 15% anual, pero la herramienta permite modificarlo y simular diferentes escenarios

escenario base los costos totales serían de 248 USD/MWh ó su equivalente de 8,28 USD/kg H<sub>2</sub>. Se realizaron sensibilidades a las variables:

1. WACC;
2. factor de carga de energía eólico onshore en horas anuales;
3. velocidad de curva de reducción de costos;
4. CAPEX de energía renovable;
5. CAPEX de electrolizador;
6. año de proyección; y
7. costos de transporte marítimo.

El análisis de sensibilidad evidencia la fuerte incidencia del costo de capital (WACC) para la competitividad del hidrógeno verde y derivados producido en Argentina, por lo que el costo de financiamiento para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde es un elemento clave para asegurar su viabilidad.

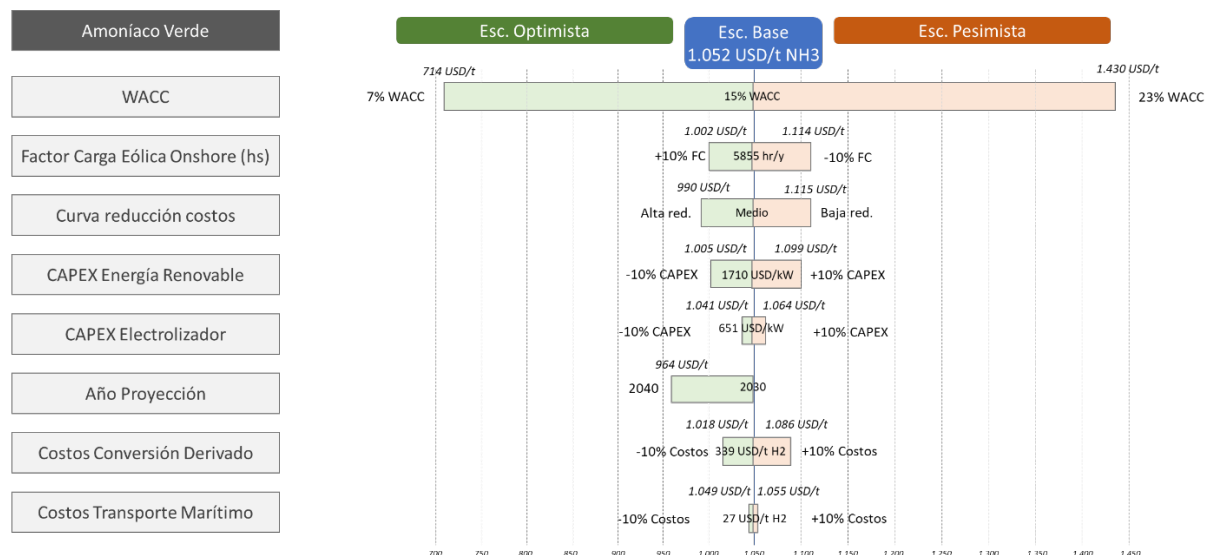
Figura 17: Sensibilidades al Costo Total de Entrega de Hidrógeno



Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta PtX BOA 2023 v1.0.9

Si se realiza el mismo análisis de sensibilidad de variables pero sobre el costo del producto amoníaco, también se destaca la alta incidencia de la WACC en el costo total, por sobre el resto de la variables analizadas.

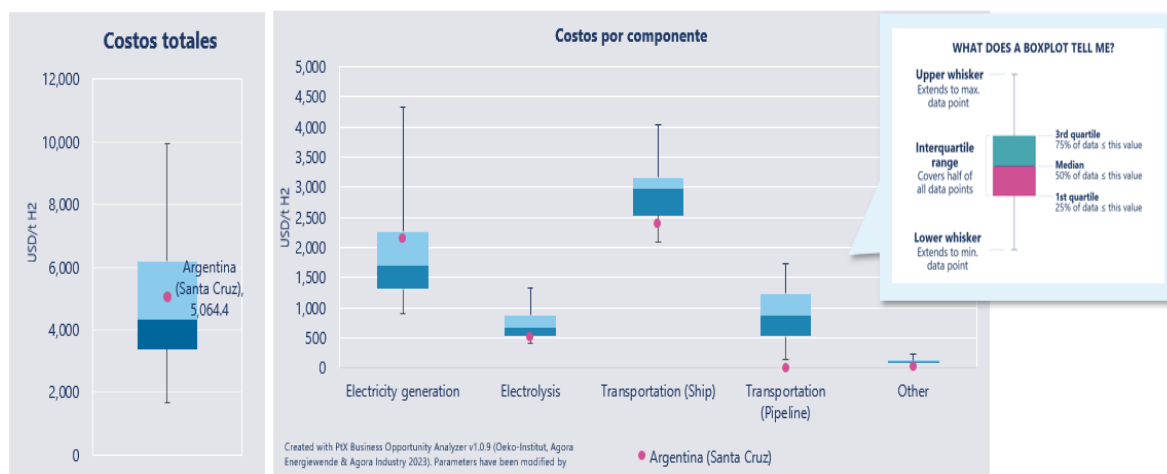
Figura 18: Sensibilidades al Costo Total de Entrega de Amoníaco



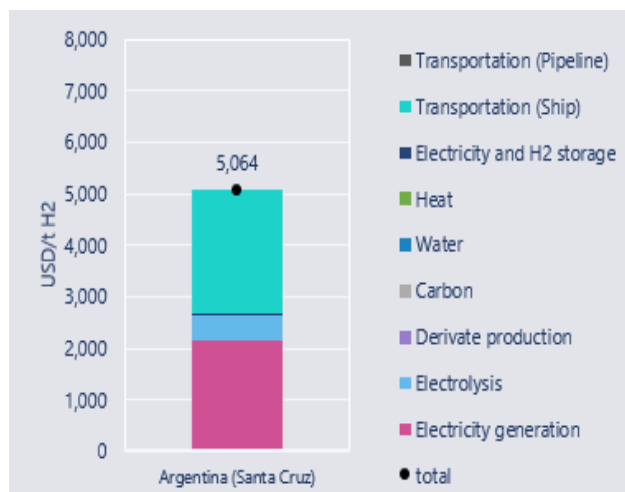
Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta PtX BOA 2023 v1.0.9

En un escenario alternativo de WACC de 7% anual y elevada reducción de costos, los costos de hidrógeno mediante electrolizador alcalino para entrega en Alemania se reducirían hasta 5,1 USD/kg. Al analizar en detalle los costos por componente de producción de hidrógeno, en comparación con la oferta simulada de otros 34 países del mundo, se observa principalmente la fuerte incidencia del costo de la electricidad renovable y del costo del transporte marítimo.

Figura 19: Costos de Hidrógeno Verde por componente para Entrega en Alemania desde Argentina (Santa Cruz) – WACC 7% - Escenario Fuerte reducción Costos 2030





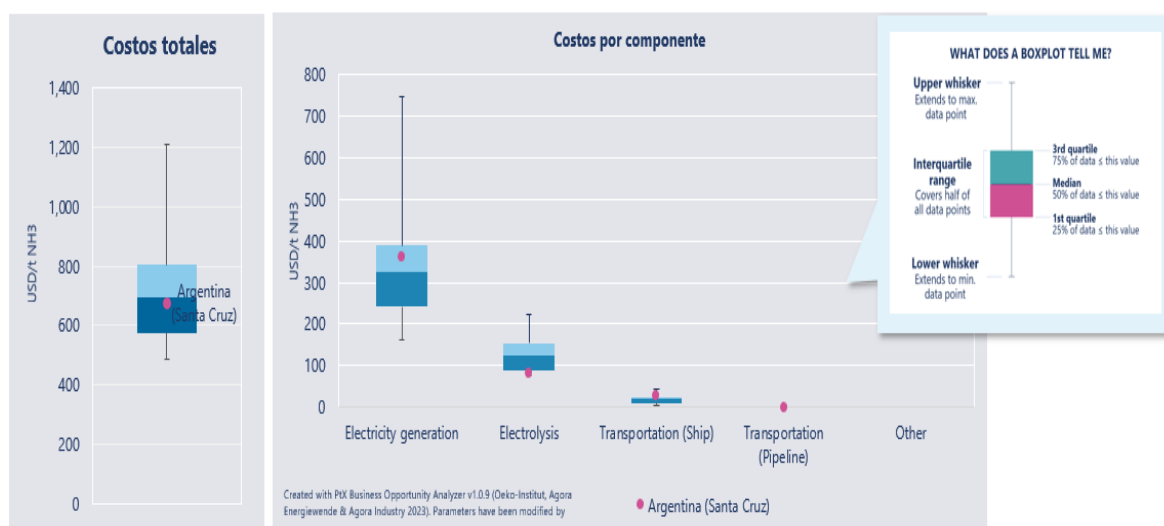


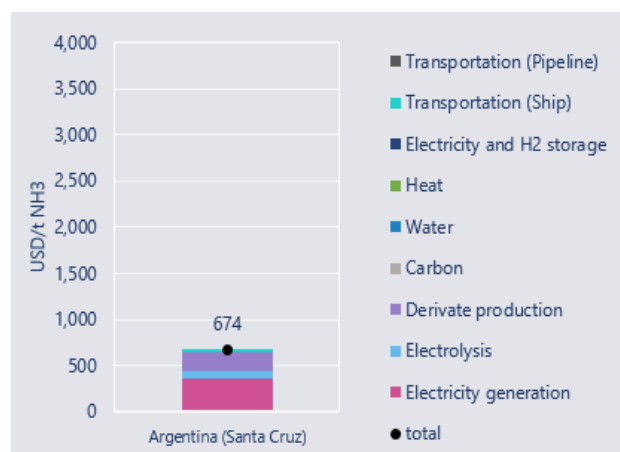
Fuente: PtX BOA 2023 v1.0.9

Si en el mismo escenario alternativo, de WACC de 7% anual y fuerte reducción de costos, se focaliza en el producto amoníaco verde, Argentina encontraría una mejor posición competitiva con un costo total de entrega a Alemania proyectado de 674 USD/ton NH<sub>3</sub> al 2030, ubicándose en la mediana de la muestra de potenciales países productores.

El costo de la electricidad renovable continúa siendo el componente de mayor incidencia en el costo total, pero en contraste con el hidrógeno verde el costo de transporte marítimo es marginal (aproximadamente 4% del total) en la ecuación de costos. La conversión de hidrógeno a amoníaco aporta aprox 200 usd/ton NH<sub>3</sub> de costo (equivalente a 30% del total).

Figura 20: Costos de Amoníaco Verde por componente para Entrega en Alemania desde Argentina (Santa Cruz) – WACC 7% - Escenario Fuerte reducción Costos 2030





Fuente: PtX BOA 2023 v1.0.9

Un estudio de la firma Rystad Energy concluye que “a medida que el hidrógeno gana prominencia en la búsqueda global hacia la descarbonización y la seguridad energética, muchos proyectos relevantes de infraestructura están considerando el transporte en forma de amoníaco, un método más seguro y rentable para exportar oferta de hidrógeno en grandes volúmenes” (Rystad Energy, 2023). Se proyectan exportaciones de amoníaco verde globales de 76 millones de toneladas anuales al 2035, y 121 millones al 2050.

En este contexto y de acuerdo al análisis realizado, **se sugiere favorecer tempranamente aquellos desarrollos en la cadena de valor de producción de hidrógeno y sus derivados que resulten más flexibles en cuanto a su potencial contribución a los diversos senderos, como la infraestructura de transporte y transmisión, habilitante para la incorporación de generación renovable, la infraestructura portuaria y aquellas instalaciones para la producción de derivados, que resulte tecnológicamente neutral frente a las posibles fuentes de hidrógeno y de carbono aceptables, minimizando el riesgo de transformarse en activos varados y que presenten opcionalidad** (es decir, que puedan generar beneficios tanto en presencia como en ausencia de un mercado de H2).

Esta flexibilidad en los senderos a escoger para el desarrollo del hidrógeno y de sus derivados puede tomar la forma de opcionalidad, tanto en términos de los tiempos de desarrollo, la escala o modularidad de los proyectos, y de adecuación de sus insumos a diferentes criterios de aceptación.

Algunos ejemplos de acuerdos y financiamiento para el desarrollo de infraestructura compartida y en sinergia en la región y el mundo incluyen los siguientes:

- Chile: La empresa estatal ENAP ha firmado un acuerdo con seis empresas internacionales de energía (Total Eren Chile, HIF Chile, FreePower Group, Grupo EDF, RWE y HNH Energy) para generar la infraestructura necesaria para producir hidrógeno verde en la Región de Magallanes, transformando el actual Terminal Marítimo Gregorio en el mayor complejo industrial de la zona y realizar estudios de factibilidad para evaluar la construcción de una nueva terminal marítima, que facilite la comercialización de H2 y sus derivados. Además, ENAP junto con Total Eren, HIF Global y HNH Energy, han acordado invertir 50 millones de dólares en la reconversión del Terminal Laredo en la misma Región de Magallanes
- Brasil: La Comisión de Financiación Externa (Cofix), órgano vinculado al Ministerio de Planificación y Presupuesto de Brasil, ha aprobado en septiembre de 2023 la financiación por un monto de 90 millones de dólares para obras de infraestructura en el Complejo Industrial y Portuario de Pecém (Cipp), esenciales para la llegada del polo verde de hidrógeno. Las obras en el Complejo de Pecém incluyen la instalación de infraestructuras básicas para los corredores de servicios públicos y el acceso al sector de producción de hidrógeno verde en el Complejo

de Pecém, tales como: la ampliación de la Terminal Multi-Utilidades (TMUT) del Puerto de Pecém, que recibirá un nuevo atraque, y la ampliación del muelle 2 de la terminal portuaria para el vector y sus derivados. Anteriormente, en junio de 2023, el Fondo de Inversión en el Clima (CIF) ya había aprobado un plan de 70 millones de dólares para apoyar la flexibilidad de la red para la integración de las energías renovables en Brasil, con 35 millones de dólares para proyectos de hidrógeno verde en el Complejo de Pecém.

- Colombia: El Fondo de Inversión en el Clima (CIF) ha aprobado en febrero de 2023 un plan de inversiones por 70 millones de dólares para acelerar la integración de energías renovables en la red eléctrica del país, y también financiar estudios de factibilidad para proyectos prospectivos de hidrógeno verde.
- Alemania, Italia y Austria: Han firmado un acuerdo en junio 2023 para construir un nuevo ducto denominado “SouthH2” que inicialmente transporte gas natural y a futuro se reconvierta a hidrógeno, desde Túnez en el norte de África hasta Alemania. Al ser clasificado como un “Proyecto de Interés Común” de la Unión Europea podría acceder a financiación de la UE y permisos acelerados. La capacidad estimada es de 4 millones de toneladas anuales de hidrógeno para el 2030.
- España, Francia, Portugal, Alemania: Se ha decidido cancelar el proyecto de gasoducto Midcat (que buscaba conectar Cataluña con el sur de Francia a través de los Pirineos) para reemplazarlo por el nuevo H2Med (antes BarMar) que transportará hidrógeno verde con una inversión de 2.500 millones de euros para una capacidad de 2 millones de toneladas anuales al 2030.

En conclusión, en relación a Argentina, existen oportunidades para aplicar dicha “opcionalidad” fomentando desarrollos de infraestructura como redes de transporte eléctrico (vinculadas a energía renovable), infraestructura de ductos (con dualidad o reconversión gas natural / hidrógeno) e infraestructura portuaria requerida para la exportación de hidrógeno verde y, principalmente, derivados.

En tal sentido, teniendo en cuenta que el acceso al financiamiento de bajo costo resulta un factor crítico a nivel global para reducir los costos y tornar competitivas tecnologías, junto con el establecimiento de marcos regulatorios innovadores que facilitaron la inversión extranjera directa, las alianzas estratégicas tempranas con actores relevantes de la demanda global pueden contribuir a relajar una de las barreras más importantes para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde en Argentina, como lo es el elevado costo del financiamiento, una condición compartida con buena parte de los países en desarrollo.

Las condiciones de financiamiento concesional facilitado por actores de la demanda interesados en el desarrollo de esta producción, en conjunto con la inversión extranjera directa a gran escala que permita reducir el riesgo y acelerar la curva de aprendizaje de los proyectos, así como contar con acuerdos de compra de largo plazo (*off-take agreements*) y demás instrumentos que contribuyan a disminuir el riesgo de precio, como los contratos por la diferencia (*contracts for difference*) pueden contribuir a disminuir el costo del financiamiento, viabilizando así los proyectos. A nivel local, ejemplos como los mecanismos de garantía establecidos en el marco del programa RenovAr de Argentina constituyen antecedentes de aplicación exitosa de este tipo de instrumentos para el desarrollo de generación renovable.

La necesidad de inversión en infraestructura requerida para la producción a escala de hidrógeno puede ser, al menos parcialmente, satisfecha mediante acuerdos con actores de la demanda con intereses energéticos y geopolíticos en la región y en el país, por ejemplo, mediante inversión extranjera directa, la introducción de mecanismos de reducción de riesgos que faciliten el financiamiento, como acuerdos de compra de largo plazo, financiamiento a tasas concesionales o mecanismos similares.

En este sentido, cabe considerar la relación inversa entre la dificultad para financiar la infraestructura de transmisión y el desarrollo del hidrógeno: un desarrollo exitoso y competitivo del hidrógeno verde y



En línea con este concepto, la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno de Argentina considera que el desarrollo de la economía del hidrógeno requerirá el despliegue de nuevas infraestructuras y la adaptación de las existentes, clasificados en seis ejes prioritarios: i. generar facilidades en torno a los polos de producción; ii. adecuar corredores para la conexión entre lugares de producción y adoptantes; iii. acondicionar infraestructura portuaria para la exportación; iv. construir sitios para el almacenamiento y el despacho de hidrógeno y sus derivados; v. definir espacios de almacenamiento geológico y construir infraestructura para el transporte de CO<sub>2</sub>; y, planificar redes de transporte para la energía.

En particular en infraestructura portuaria, afirma que existen necesidades estratégicas para renovar y mejorar al menos 9 puertos en 5 provincias, incluyendo el despliegue de nuevas capacidades, dragados y ampliaciones, entre otras obras.

### Principales Hallazgos e Implicancias

- El noroeste de Argentina (en base a energía solar) y el sur de Argentina (en base a energía eólica) se encontrarían potencialmente entre las regiones de menores costos de producción del mundo (antes de costos de transporte). En el resto de Sudamérica, también se destacan el norte de Chile, sur de Perú y el noreste de Brasil.
- Si bien aún no explorado, Argentina también tendría el potencial de lograr uno de los menores costos de producción de hidrógeno renovable a partir de energía eólica offshore, en las costas de la Patagonia.
- El alto costo de capital (WACC) de Argentina afecta su potencial competitivo como proveedor mundial de hidrógeno verde y derivados.
- La molécula seleccionada para permitir el transporte en barco hacia los centros de demanda (como Europa, China e India) tiene gran influencia en la competitividad del producto. En el caso particular que el formato sea hidrógeno líquido en barco desde Argentina hacia los principales centros de demanda, el costo de licuefacción y transporte presentan una alta incidencia en el costo total y, por lo tanto, pierde competitividad en destino.
- Argentina podría encontrar mayores ventajas competitivas en focalizar su estrategia en productos de mayor industrialización como el amoníaco, con mayores eficiencias en el transporte y el desarrollo de mercado interno y regional de fertilizantes.
- El desarrollo del hidrógeno verde y derivados en Argentina plantea sinergias relacionadas con los conceptos de “flexibilidad” y “opcionalidad” fomentando desarrollos de infraestructuras como redes de transporte eléctrico (vinculadas a energía renovable), infraestructura de ductos (con dualidad o reconversión gas natural / hidrógeno) e infraestructura portuaria requerida para la exportación de hidrógeno verde y derivados.

# 10 CONSIDERACIONES FINALES



## 10 Consideraciones finales

Los principales hallazgos del estudio y las recomendaciones para el desarrollo del hidrógeno verde y sus derivados en Argentina así como, importantemente, para su financiamiento, se sintetizan a continuación:

- **Argentina se presenta como un potencial exportador de hidrógeno verde y derivados de escala mundial, con precios de producción competitivos**

Según la IEA, el noroeste de Argentina (en base a energía solar) y el sur de Argentina (en base a energía eólica) se encontrarían potencialmente entre las regiones de menores costos de producción del mundo (antes de costos de transporte). En el resto de Sudamérica, también se destacan el norte de Chile, sur de Perú y el noreste de Brasil. Si bien aún no explorado, y en un segundo orden de prioridad detrás del potencial onshore, **Argentina también tendría en el largo plazo el potencial de lograr costos reducidos de producción de hidrógeno renovable a partir de energía eólica offshore, en las costas de la Patagonia.**

La Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno establece una meta de 5 millones de toneladas anuales de hidrógeno de bajas emisiones al 2050, con un 80% de dicho volumen destinado a la exportación.

- **Alcanzar dicho potencial implica una oportunidad de reindustrialización con nueva capacidad a instalar de energía renovable por hasta 55 GW y de electrólisis por hasta 30 GW al año 2050**

La Estrategia Nacional proyecta que será necesario instalar al menos 30 GW de capacidad de electrólisis y 55 GW de generación eléctrica renovable al 2050, para lograr la meta de producción de hidrógeno de bajas emisiones.

Argentina podría encontrar mayores ventajas competitivas en focalizar su estrategia en productos de mayor industrialización como el amoníaco, con mayores eficiencias en el transporte y el desarrollo de mercado interno y regional de fertilizantes

- **Dicha reindustrialización requiere del desarrollo de una cadena de valor de proveedores locales de bienes y servicios eficiente, sumado a capacidades de I&D que fomenten la innovación y competitividad**

La cadena de valor del hidrógeno verde y derivados presenta una oportunidad de reindustrialización de Argentina y de oportunidades de negocios para que empresas locales proveedoras de bienes y servicios logren desarrollarse. Se han identificado rubros en los cuáles se requiere fortalecer y/o generar capacidades. Se han relevado también varios casos de empresas internacionales reconocidas en tecnología y desarrollos en el sector de hidrógeno verde (ej Fortescue, Engie, Air Liquide, Enel, entre otras) con proyectos de plantas piloto y/o comerciales de producción de hidrógeno verde en la región de América Latina. Generalmente lo hacen en asociación con empresas locales. El Gobierno Nacional, y más aún los Gobiernos Provinciales, deben desarrollar estrategias y medidas para fomentar el rol de las empresas locales de bienes y servicios de la cadena de valor del hidrógeno verde. Es recomendable que los acuerdos con empresas internacionales para el desarrollo del hidrógeno verde y derivados en Argentina incluyan cláusulas de transferencia de tecnología y conocimiento hacia sus socios locales (en caso de existir) y/o la cadena de proveedores locales.

- **Las capacidades a construir son de capital intensivo requiriendo innovadores modelos de financiamiento**

Las capacidades de energía renovable adicional y de electrólisis de hidrógeno a incorporar requieren de importantes montos de inversión de capital, que se estiman en hasta 90 mil MUSD al año 2050.



Los grandes proyectos podrían realizarse por etapas / fases facilitando la confirmación de su viabilidad de mercado y económica. No obstante, la magnitud de las inversiones en su conjunto y la fuerte incidencia del costo de capital en Argentina, plantean desafíos de acceso al financiamiento de los proyectos que requerirán de modelos innovadores.

➤ **Se han identificado una serie de mecanismos propuestos para abordar y mitigar las múltiples barreras al desarrollo del sector de H2V, incluyendo diversos instrumentos de financiamiento**

Existen múltiples barreras al desarrollo del sector del hidrógeno verde y derivados que incluyen la inmadurez tecnológica, los altos costos de inversión de capital, la brecha de costos de producción versus hidrógeno gris / fósiles, entre otros varios. Los principales instrumentos identificados en el relevamiento incluyen fondos verdes, convocatorias para investigación y desarrollo y proyectos piloto de baja escala/experimental, convocatorias para proyectos de gran escala, beneficios fiscales a la inversión y a la producción, préstamos de BMD, acuerdos de cooperación internacional, CfD, y acuerdos de compra de largo plazo.

➤ **Los bancos multilaterales de desarrollo pueden jugar un rol significativo y acelerar en las fases iniciales del desarrollo del sector**

En los últimos años, los BMD han incrementado significativamente su presupuesto destinado al apoyo del desarrollo del sector del hidrógeno verde. Países como Chile en la región de América Latina han logrado posicionarse como proveedor con potencial competitivo global y acceder a acuerdos de financiamiento, como por ejemplo con el BID y el Banco Mundial. Existe la oportunidad para Argentina de continuar el sendero iniciado por Chile y lograr acuerdos similares que le permitan desarrollar su propia cadena de valor del sector.

➤ **Adicionalmente se requieren de políticas de construcción y fomento de la demanda interna de H2V**

Para fomentar adopción inicial de H2V y derivados, podrían requerirse incentivos a los usuarios finales con escala de gradualidad y temporalidad. Estos incentivos podrían incluir mandatos de mezcla mínima de H2V en redes de distribución de gas natural a los sectores industrial y residencial, de SAF renovable en combustibles de aviación, y de aceite vegetal hidrogenado (HVO) renovable en combustibles de bunkering para transporte marítimo. También podrían incluir beneficios fiscales a sectores industriales de uso final de H2V como siderurgia, cemento, petroquímica y otros. Adicionalmente, los mecanismos e instrumentos de fijación de precios al carbono, como los sistemas de comercio de emisiones (ETS) o los impuestos al carbono, podrían facilitar el desarrollo de la demanda local de H2V.

➤ **La cooperación internacional será un factor clave para el desarrollo inicial del sector en Argentina, así como la búsqueda de sinergias como hub regional para un desarrollo de mayor escala competitivo a nivel global**

Las alianzas estratégicas tempranas con actores relevantes de la demanda global pueden contribuir a relajar una de las barreras más importantes para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde en Argentina, como lo es el elevado costo del financiamiento, una condición compartida con buena parte de los países en desarrollo. Potenciales proveedores globales de América Latina como Brasil y Chile son ejemplos pioneros de acuerdos de cooperación internacional (con Agencia GIZ / Ministerio BMWK de Alemania y con Unión Europea mediante programa Global Gateway).

Muchos países de la región presentan ambiciones de convertirse al mismo tiempo en importantes exportadores a nivel mundial de H2V en las siguientes décadas, para abastecer los grandes centros de demanda como Europa y Asia, pero de cierta forma compitiendo entre sí por dichos mercados. Se recomienda buscar sinergias entre países vecinos para generar un hub regional con desarrollo de cadenas de valor y desarrollar rutas comerciales en conjunto hacia los centros de demanda. Esto requiere un programa de planeamiento estratégico y de coordinación regional que converja con otros intereses del subcontinente en materia de cadenas de valor de desarrollo regional y de acción climática (por ejemplo la búsqueda de la



descarbonización regional ) así como de protección de bienes comunes y de ecosistemas de manera de proteger algunos de los acervos naturales más valiosos de la región.

- **El desarrollo de capacidad de producción de H2V y derivados deberá apalancarse en conceptos de flexibilidad y opcionalidad de infraestructura compartida y complementaria**

El desarrollo del hidrógeno verde y derivados en Argentina plantea sinergias relacionadas con los conceptos de “flexibilidad” y “opcionalidad” fomentando desarrollos de infraestructura como redes de transporte eléctrico (vinculadas a energía renovable), infraestructura de ductos (con dualidad o reconversión gas natural / hidrógeno) e infraestructura portuaria requerida para la exportación de hidrógeno verde y derivados (nuevas capacidades, dragados y ampliaciones).

- **Argentina puede contribuir a dar forma a las definiciones de certificación y velar por la integridad ambiental de los mecanismos que se establezcan**

La competitividad de Argentina para el desarrollo del PtX puede mejorar o reducirse en función de las definiciones de estándares, mecanismos y criterios que se establezcan y, por lo tanto, debería tener que poder participar directamente en su elaboración en el plano internacional para asegurarse que las definiciones que se adopten reflejen lo mejor posible las circunstancias e intereses del país

- **El desarrollo de sector de H2V en Argentina podría convertirse en una de las principales acciones de mitigación del cambio climático para el país así como de poderoso vector de transformación energética e industrial.**

El desarrollo de sector H2V y derivados en Argentina evita emisiones al año 2050 por sustitución de combustibles fósiles en la matriz energética.

Este desarrollo tendría impactos mayoritariamente positivos (directos e indirectos) en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030.

Entre los principales impactos directos positivos se destacan el hidrógeno verde como energía limpia no contaminante (ODS#7), el desarrollo de nueva infraestructura y la modernización y adaptación de la infraestructura existente (ODS#9) y acción de mitigación por el clima (ODS#13).

# 11 ANEXO



# 11 Anexo: Relevamiento de estrategias de desarrollo y modelos de financiamiento de hidrógeno verde por región y países

Esta sección releva los esquemas y modelos de financiamiento empleados para el desarrollo del hidrógeno verde y sus derivados, en diferentes países de América Latina, y asimismo en otras regiones del mundo.

## América Latina

En primer lugar, se profundiza en los modelos de financiamiento identificados que se han desarrollado en la región de América Latina, con la descripción de los casos de Chile, Brasil, Uruguay, Colombia y Costa Rica.

### Chile

Los modelos de financiamiento de H2V y derivados en Chile incluyen los siguientes:

- convocatoria para financiamiento a proyectos de H2V con aporte financiero de agencia estatal;
- creación de fondo de capital público-privado (20% público / 80% privado);
- préstamo del BID para financiamiento de nuevos proyectos H2V;
- préstamo del Banco Mundial para acelerar la viabilidad de los proyectos de H2V desde una escala piloto a una comercial; y,
- dos iniciativas de colaboración internacional y financiamiento con la Unión Europea en el marco del Programa Global Gateway.

La Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), agencia estatal descentralizada de Chile, ha lanzado en abril de 2021 la primera convocatoria para proyectos de desarrollo de plantas de producción de hidrógeno verde en el país. En diciembre de 2021 se adjudicaron 6 proyectos de hidrógeno verde (de las 12 propuestas recibidas), con un aporte financiero total de CORFO por 50 MUSD, de los cuales se espera generen inversiones por unos 1.000 MUSD, produciendo más de 45 kton/año de hidrógeno verde, lo que reducirá en más de 600 kton/año de CO<sub>2</sub>. Los proyectos deberán iniciar la producción antes de fin del año 2025.

Tabla 9: Proyectos adjudicados en Primera Convocatoria CORFO a Proyectos (Chile)

Proyecto	Empresa	Cap. Electrólisis (MW)	Prod. H2V (ton/año)	Aporte CORFO (MUSD)
Proyecto Faro del Sur	Enel Green Power Chile S.A.	240	25.000 h2v	16,9
AMER	Air Liquide S.A.	80	60.000 e-metanol	11,8

HyEx – Producción Hidrógeno Verde	Engie S.A.	26	3.200 h2v	9,5
Hidrógeno Verde Bahía Quintero	GNL Quintero S.A.	10	430 H2V	5,7
H2V CAP	CAP S.A.	20	1.550 H2V	3,6
HyPro Aconcagua	Linde GmbH	20	3.200	2,4

Fuente: Elaboración propia basado en datos de CORFO

En diciembre de 2022, CORFO anunció la creación de fondo de capital para el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde "Green H2 FUND I", que contará con inversión pública y privada, con apoyo de la agencia estatal y bajo la administración de la firma de capital de riesgo Genesis Venture. En sus inicios el fondo dispondrá de un capital de entre 100 a 120 MUSD para inversiones, de los cuales un 80% corresponde a aportantes privados y el 20% restante proviene de una línea de crédito de CORFO. El tamaño final objetivo del fondo es de hasta 300 MUSD. El foco de inversión de Green H2 FUND I se espera sean (hasta diez) empresas chilenas con alto potencial de crecimiento y en etapas de expansión de sus negocios, que requieran de financiamiento para poner en marcha proyectos de Hidrógeno Verde de pequeña y mediana escala (20 a 100MW de capacidad de electrólisis).

En junio de 2023, el BID aprobó un préstamo por 400 MUSD para apoyar el desarrollo de la industria del hidrógeno verde y sus derivados en Chile. Los recursos se destinarán al financiamiento de nuevos proyectos en hidrógeno verde, desarrollo de la demanda local, formación de capital humano, creación de bienes y servicios intermedios que faciliten el desarrollo de la industria, financiación de investigación aplicada, desarrollo e innovación tecnológica, y fomento del emprendimiento en este sector. El préstamo es la segunda operación de crédito en el marco de la línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión (CCLIP), por 1.000 MUSD, para la productividad y el desarrollo sostenible en Chile. Tiene un plazo de amortización de 24 años, un período de gracia de seis años y medio, y una tasa de interés preferencial que está basada en tasa de referencia de financiación garantizada a un día (SOFR por sus siglas en inglés)<sup>7</sup>.

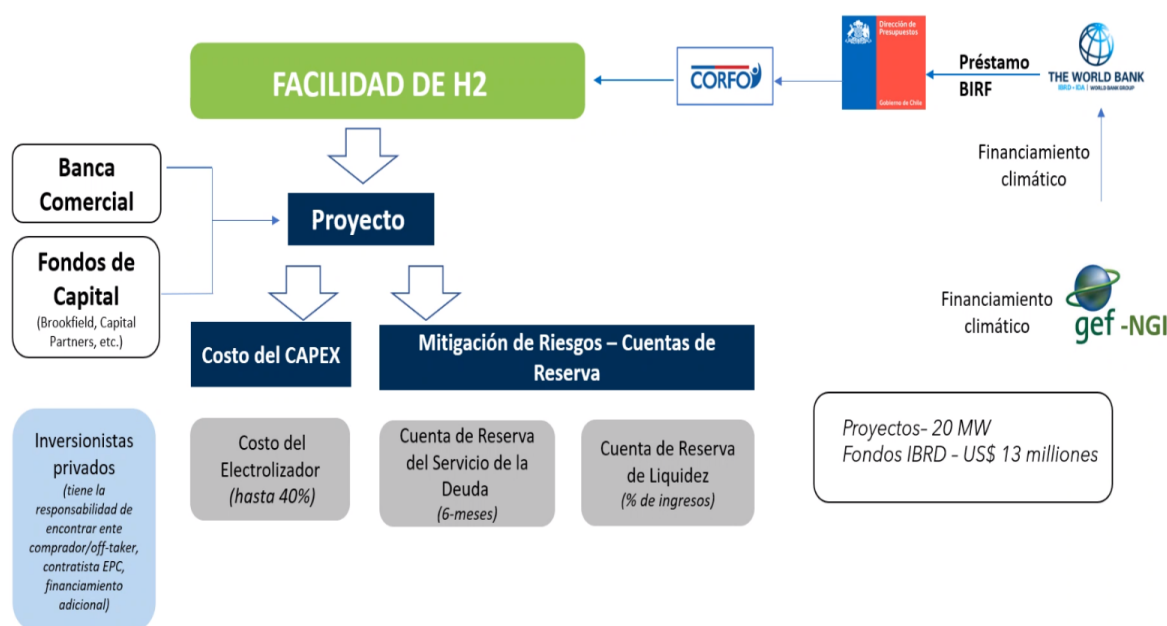
También en junio de 2023, el Gobierno de Chile y la Unión Europea lanzaron dos iniciativas de colaboración en el marco del Programa Global Gateway. La primera de ellas, denominada "Proyecto Equipo Europa para Desarrollo del Hidrógeno Renovable en Chile", consiste en un programa de asistencia técnica para mejorar las condiciones de la promoción de la economía de hidrógeno renovable y sustentable en Chile. Cuenta con un presupuesto de 4 millones de euros de la Unión Europea, complementado por otros 4 millones de euros provistos por el Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania (BMWK). La segunda iniciativa es la creación del "Fondo Equipo Europa de Hidrógeno Renovable en Chile" que canalizará el fondeo para el desarrollo de proyectos para la producción y uso de hidrógeno renovable. Se trata de un mecanismo de financiación de proyectos que combina un aporte de 16,5 millones de euros de la Facilidad de Inversión de la Unión Europea de América Latina y el Caribe (EU LACIF) y 200 millones de euros en préstamos por el Banco de Inversiones Europeo (EIB) y el banco de desarrollo alemán KfW. El Fondo será gestionado por CORFO.

Además, hacia fines de junio de 2023, el Banco Mundial ha aprobado un préstamo de 150 MUSD para incentivar la inversión en proyectos de hidrógeno verde en Chile bajo el programa denominado "Facility

<sup>7</sup> El tipo de financiación a un día garantizado es una medida amplia del costo de tomar prestado efectivo a un día que es garantizado por valores del Tesoro de la reserva Federal. Algunos bancos han sustituido el uso de la LIBOR (tipo de interés medio calculado a partir de las estimaciones presentadas por los principales bancos de Londres) por la SOFR.

de hidrógeno verde en Chile para apoyar un proyecto de desarrollo económico verde, resiliente e inclusivo". El préstamo será implementado por CORFO y beneficiará principalmente a las comunidades locales donde se producirá el hidrógeno verde. El programa busca movilizar inversiones privadas, de otras instituciones multilaterales y fondos de financiamiento del clima para impulsar la transición energética que estimulará a la economía chilena. Se espera que el instrumento financiero obtenga recursos adicionales del sector privado que puedan generar inversiones por al menos 280 MUSD. El proyecto incentivará inversiones tempranas en la producción de hidrógeno verde y acelerará la viabilidad de los proyectos desde una escala piloto a una comercial.

Figura 22: Esquema de financiamiento de Banco Mundial para proyectos de H2V en Chile



Fuente: Banco Mundial

Dentro del marco del préstamo del Banco Mundial, y considerando su experiencia en financiamiento de proyectos, se propusieron instrumentos para mitigar algunos riesgos específicos para el desarrollo del H2V en Chile.

Tabla 10: Instrumentos de mitigación de riesgos del desarrollo de H2V Chile-Banco Mundial

Riesgos	Mitigación con financiamiento del Banco Mundial
Elevado costo de electrolizadores	Financiar un porcentaje (por ej. 40%) del costo del electrolizador. El saldo de la deuda de un proyecto sería proporcionado por otros prestamistas en términos comerciales
Incertidumbre del rendimiento técnico	Financiar una Cuenta de Reserva de Liquidez (LRA) destinada a cubrir necesidades inesperadas o imprevistas de efectivo.

Novedad de la industria	Financiar una Cuenta de Reserva del Servicio de Deuda (DSRA) por 6 meses disponible para prestamistas comerciales
Alto costo inicial de transporte	Asesoría sobre infraestructura compartida
Escasez de personal especializado y alto costo de expertos internacionales	Financiar un componente de Asistencia Técnica para apoyar la creación de capacidad institucional e industrial. Acceso a la red de expertos en Banco Mundial y a socios (por ej. Mission Innovation, Hydrogen for Development)

Fuente: Banco Mundial, CORFO

## Brasil

El Plan Nacional de Hidrógeno (PNH2) de Brasil define los ejes para el desarrollo del hidrógeno en el país. Dentro del Eje N°6 de "Cooperación internacional" se incluye la directriz de "identificar fuentes e instrumentos de financiamiento internacional, tales como fondos verdes, agencias de cooperación internacional y bancos multilaterales de desarrollo y fondos de inversión, así como instrumentos de *blended-finance*, para apoyar y realizar proyectos relacionados con la producción y uso de hidrógeno en Brasil".

Brasil ha avanzado con múltiples acuerdos de cooperación internacional para la investigación y desarrollo del hidrógeno verde:

- Alianza Energética Brasil-Alemania (2021) entre la agencia GIZ del Ministerio de Economía y Energía de Alemania (BMWi) y el Ministerio de Minas y Energía de Brasil, para la elaboración de estudio "Mapeo del Sector Hidrógeno Brasileño: Panorama Actual y Potenciales para el Hidrógeno Verde", que ofrece un panorama de la industria y de los principales actores académicos e institucionales que actúan en Brasil en el área de hidrógeno, así como una descripción general de las principales tecnologías de aplicación de hidrógeno y PtX, y su estado de madurez en Brasil en comparación con los países líderes en estas tecnologías.
- Acuerdo de transporte de hidrógeno verde entre los puertos de Pecem (Brasil) y Rotterdam (Países Bajos) (2023)
- Acuerdo firmado entre Ministerio de Economía y Acción Climática de Alemania y el Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2023) para la realización de una convocatoria para la instalación de plantas de producción de hidrógeno de bajas emisiones en Brasil, con garantías por el Gobierno alemán
- Comisión Europea y el Gobierno de Brasil (2023) anunciaron un programa conjunto de inversión de hasta 2 mil MUSD en proyectos de hidrógeno verde y eficiencia energética, con financiamiento en el marco del programa Global Gateway de la Unión Europea.

El Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) de Brasil ha anunciado en junio 2023, que analiza un nuevo financiamiento para la transición energética del país, entre lo que se incluiría el avance tecnológico de proyectos de hidrógeno verde, con una cartera total de inversiones cercana a 10 mil MUSD.

Por otra parte, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha lanzado en junio 2023 la consulta abierta para I+D estratégico en Hidrógeno Renovable (Consulta N° 23/2023) para proyectos de plantas piloto de hasta 10 MW de electrólisis y/o prototipos de piezas y componentes para la cadena de valor del hidrógeno renovable. El calendario tentativo prevé la aprobación y lanzamiento de la convocatoria en septiembre 2023, recepción de propuestas hasta noviembre 2023 y adjudicación de proyectos en enero 2024.

En octubre 2023, el Banco Mundial y el Consorcio Interestatal para el Desarrollo Sostenible del Noreste de Brasil, firmaron un memorando de entendimiento con el fin de crear un polo de hidrógeno verde en la región con un presupuesto de 90 millones de dólares. Se incluirán proyectos de energías renovables, agua y saneamiento, compromiso de las comunidades y desarrollo digital.

### Uruguay

A principios de 2021, Uruguay fue una de las 4 naciones seleccionadas (entre 155 iniciativas de más de 100 países) para recibir 10 MUSD de financiamiento de carácter no reintegrable del Fondo Conjunto de las Naciones Unidas para los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS). La propuesta, presentada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), a través de su Dirección Nacional de Energía (DNE), consiste en diversas acciones que inicien la segunda fase de transición energética nacional, incluyendo el desarrollo de la tecnología del hidrógeno, entre otras acciones.

En marzo de 2022, el MIEM, el Laboratorio Tecnológico Uruguayo (LATU) y la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) crearon el Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde, con el objetivo de financiar proyectos de investigación, innovación y formación en esta temática.

En abril de 2022 se lanzó la primera convocatoria a proyectos vinculados a la construcción, producción y uso de hidrógeno verde y sus derivados (escala mínima de 1,5 MW de capacidad de electrólisis).

En mayo de 2023, se seleccionó (entre 5 propuestas) el "Proyecto H24U", presentado por el consorcio integrado por Saceem y CIR, para recibir el apoyo económico de 10 millones de dólares no reembolsables para la implementación del primer emprendimiento comercial de transporte de carga que utilizará el hidrógeno verde como energético. El proyecto prevé una inversión de 43,5 MUSD.

### Colombia

Durante el año 2022, el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) lanzó la iniciativa "+H2 Colombia", mediante la cual se hizo pública una convocatoria para interesados en manifestar interés para desarrollar estudios de pre-inversión (prefactibilidad y factibilidad), para iniciativas de producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, re-electrificación y uso del hidrógeno verde e iniciativas de producción y gestión eficiente de la energía para el caso del hidrógeno azul, que se consideren, escalables y replicables. Diez proyectos de 9 firmas fueron seleccionados durante el proceso de la convocatoria (entre cerca de 60 propuestas de interés) para recibir financiamiento por un total equivalente a 1,5 MUSD. La iniciativa cuenta con apoyo internacional por parte del Ministerio de Economía y Protección del Clima de Alemania a través de su Agencia GIZ, y el Gobierno Coreano representando por el Korea Eximbank. A finales de 2022, FENOGE, empero, anunció una reducción del alcance de la iniciativa, financiando finalmente un solo estudio de carácter general y transversal, que beneficie a diferentes actores del sector.

### Costa Rica

En 2022, Costa Rica fue seleccionada para recibir fondos para el proyecto "Green H2 Costa Rica", formulado con apoyo de la Cooperación alemana GIZ, tras su presentación en el concurso "Ambition Initiative" de la NAMA Facility, una instancia de financiamiento de proyectos orientados a la mitigación del cambio climático. El proyecto, liderado por la empresa Ad Astra Rocket Company, contempla una inversión de 25 millones de euros. Aún no fue definido el aporte financiero de NAMA Facility. Actualmente el proyecto se encuentra en una fase denominada "Detailed Preparation Phase" (DPP), que implica la formulación del proyecto completo.

### Otros Latinoamérica

Asimismo, varios países de América Latina y el Caribe han recibido apoyo técnico y financiero por parte de bancos multilaterales de desarrollo. Entre estos, los siguientes:

- Barbados: BID Invest ha financiado parte de la Evaluación de Impacto Ambiental y Social del proyecto Renewable Barbados de las empresas Hydrogène de France (HDF) y Rubis que consiste en una planta solar de 50MW con producción de hidrógeno verde y almacenamiento

de energía en baterías de litio. IFC proporciona apoyo técnico incluyendo una evaluación del recurso solar, estudios geotécnicos e hidrológicos y una evaluación del ciclo de vida ambiental, fortaleciendo la bancabilidad del proyecto, para que inversionistas privados internacionales financien su construcción.

- Ecuador: BID ha financiado, mediante un instrumento de cooperación no reembolsable por un monto de 95 mil dólares, un estudio para la elaboración de la Hoja de Ruta y la Estrategia para la Producción de Hidrógeno Verde de Ecuador

## Internacional

Se realizó también el relevamiento de modelos de financiamiento de hidrógeno verde y derivados, aplicados a nivel internacional, más allá de la región de América Latina y el Caribe.

La siguiente tabla resume los principales hallazgos.

Tabla 11: Resumen del relevamiento de modelos de financiamiento internacional

País / Región	Financiamiento de H2V y derivados
Unión Europea	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Financiación de 200 millones de euros para investigación para acelerar los proyectos de hidrógeno, en el marco del plan "REPowerEU" de la Comisión Europea.</li> <li>• Aprobación de dos Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (PIICE, en español, ó IPCEI en inglés) relacionados a la cadena del hidrógeno: "PIICE Hy2Tech" y "PIICE Hy2Use".</li> <li>• Creación del Banco de Hidrógeno Europeo (EHB por sus siglas en inglés), con el objetivo acelerar la inversión y cerrar la brecha de inversión. El Banco creará una plataforma de subastas de la UE que ofrezca "subastas como servicio" para los Estados miembros, utilizando tanto el Fondo de Innovación como los recursos de los Estados miembros, para financiar proyectos de hidrógeno renovable sin perjuicio de las normas sobre ayudas estatales de la UE.</li> </ul>



País / Región	Financiamiento de H2V y derivados
Alemania	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Innovador mecanismo de financiación denominado H2Global (por el Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Protección del Clima de Alemania (BMWK) con presupuesto de 900 millones de euros), que consiste en un modelo competitivo de doble subasta en el que el hidrógeno verde o sus derivados se compran en países no pertenecientes a la UE al precio más bajo posible con contratos a 10 años. Los productos son vendidos a empresas alemanas y europeas a través de un intermediario (HINT.CO, un intermediario privado externo) al mayor precio posible en subastas a corto plazo, contribuyendo a la descarbonización.</li> <li>• Creación de dos nuevos fondos verdes para acelerar el desarrollo global de la cadena de valor del hidrógeno verde: i) "Fondo de Desarrollo PtX" (PtX Development Fund) por 250 millones de euros destinado a ayudar a las economías en desarrollo y emergentes a construir cadenas de valor locales en torno al hidrógeno verde; y ii) "Fondo de Crecimiento PtX" (PtX Growth Fund) por 300 millones de euros apoyará a empresas alemanas y europeas que tengan una oficina o instalaciones de producción en Alemania.</li> <li>• Acuerdos de cooperación para el desarrollo del hidrógeno verde con diferentes países incluyendo Sudáfrica, Canadá, Arabia Saudita, otros.</li> </ul>
Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fondo de Hidrógeno Cero Neto (NZHF) comprende hasta 240 millones de libras esterlinas en subvenciones, acordadas hasta 2025, para respaldar los costos iniciales de desarrollo y construcción de proyectos de producción de H2 con bajas emisiones.</li> <li>• Modelo de negocios de producción de hidrógeno (HPBM), con un presupuesto total de 100 millones de libras, consiste en un modelo contractual para que los productores de hidrógeno incentiven la producción y el uso de hidrógeno bajo en carbono a través de la provisión de apoyo continuo a sus ingresos, cubriendo la diferencia entre el costo de producción (precio de ejercicio) y el precio de venta del hidrógeno (precio de referencia). Aplica a proyectos de madurez TRL 7+ y &gt;5MW de capacidad de producción de hidrógeno.</li> <li>• Acelerador de Hidrógeno Industrial (IHA) consiste en un programa de financiación de la innovación de hasta 26 millones de libras esterlinas, para ayudar a la industria del Reino Unido a adoptar el hidrógeno como una fuente de combustible limpia y asequible, para sectores como la manufactura, al demostrar la viabilidad del hidrógeno a las empresas y reducir el costo de cambiar los sistemas de energía. Aplica a proyectos de demostración, factibilidad y/o FEED.</li> </ul>

País / Región	Financiamiento de H2V y derivados
España	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cinco convocatorias (por el Ministerio MITECO) de ayuda financiera para proyectos ligados al hidrógeno verde pertenecientes a Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), cubriendo entre 25 % a 80 % de la inversión de los proyectos. El presupuesto conjunto de las convocatorias alcanza los 340 millones de euros (se han seleccionado 63 proyectos, sobre una base de más de 200 propuestas). Las convocatorias incluyen los programas "H2 Pioneros" y "H2 Cadena de Valor".</li> </ul>
Francia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversiones anunciadas por el Gobierno de Francia por 1.900 millones de euros en el sector de hidrógeno del país, como parte de su plan de inversión industrial de 30 mil millones de euros denominado "Francia 2030".</li> <li>• Dos convocatorias realizadas desde 2018 bajo el programa Territorial Hydrogen Ecosystems (dirigido por la agencia francesa de gestión del medio ambiente y energía ADEME), proporcionando más de 320 millones de euros en apoyo a 35 proyectos de hidrógeno. Mayormente proyectos de hasta 5 MW de cap. electrólisis. Fondo adicional al programa por 175 millones de euros anunciado para una nueva convocatoria.</li> </ul>
Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ley de Reducción de la Inflación (IRA), que proporciona políticas e incentivos adicionales para el hidrógeno, incluyendo créditos fiscales a la inversión de capital (hasta 30% del CAPEX elegible) y a la producción (hasta 3usd/kg) de hidrógeno limpio.</li> <li>• Ley de Infraestructura Bipartidista (BIL) que incluye 9,5 mil millones destinados al desarrollo del hidrógeno limpio, entre otros sectores beneficiados. Incluye iniciativas de: i) Hubs Regionales de Hidrógeno Limpio (por 8 mil millones de dólares); ii) Programa de Electrólisis de Hidrógeno Limpio (por 1.000 millones de dólares); entre otros.</li> </ul>
Canadá	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crédito fiscal de inversión reembolsable (denominado ITC) para las inversiones realizadas en la producción de hidrógeno limpio en función de la intensidad de carbono del ciclo de vida del hidrógeno (hasta 40% del CAPEX elegible).</li> <li>• Contratos por diferencia (CfD) en el marco del "Fondo de Crecimiento de Canadá".</li> <li>• Creación de "Fondo de Innovación de Hidrógeno" del Gobierno de la Provincia de Ontario, con inversión de 15 millones de dólares canadiense durante periodo 2023-2026.</li> <li>• Acuerdo de cooperación de largo plazo con Alemania.</li> </ul>

País / Región	Financiamiento de H2V y derivados
Australia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ronda de Financiamiento para el Desarrollo del Hidrógeno Renovable (por Agencia ARENA) de hasta AUD 70 millones para ayudar a acelerar el desarrollo del hidrógeno renovable en Australia. Tres proyectos adjudicados con cap. electrólisis de 10 MW c/u con apoyo financiero por AUD 103 millones</li> <li>• Apoyo financiero de Agencia ARENA por AUD 50 millones para la investigación y el desarrollo del hidrógeno, y AUD 50 millones para cuatro proyectos de hidrógeno como parte de la iniciativa conjunta australiana-alemana HyGATE</li> <li>• "Iniciativa Hidrógeno Headstart" de AUD 2 mil millones (incluidos en el Presupuesto Federal 2023-2024) para financiar proyectos de hidrógeno verde de gran escala (2 a 3 proyectos de hasta 1GW de capacidad de electrólisis).</li> </ul>
Japón	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Creación del fondo "Green Innovation Fund" con un presupuesto equivalente a 18,4 miles de millones de dólares para proporcionar apoyo a iniciativas de descarbonización. El programa incluye la promoción de la producción de hidrógeno renovable, con un presupuesto equivalente a cerca de 650 millones de dólares.</li> <li>• Convocatoria (por el Ministerio de Energía), vinculada al Programa de Apoyo Financiero "Joint Crediting Mechanism (JCM)", con foco en proyectos piloto en la cadena de valor del hidrógeno en el extranjero.</li> </ul>
Corea del Sur	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gobierno de Corea del Sur ha anunciado financiación (mediante fondos nacionales y de gobiernos locales) equivalente a 193 millones de dólares para crear seis "ciudades de hidrógeno" con foco en hidrógeno azul derivado del gas fósil con CCS.</li> </ul>
India	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desembolsos financieros anunciados por Ministerio de Energías Nuevas y Renovables (MNRE) totalizan INR 19.744 rupias (equivalentes a 2,4 mil millones de dólares), incluyendo 17.490 millones de rupias para el programa "Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition Programme (SIGHT)", 1.466 millones de rupias para proyectos piloto, 400 millones de rupias para I+D (con un marco de asociación público-privadas denominadas "Strategic Hydrogen Innovation Partnership (SHIP)", y 388 millones de rupias para otros componentes de la Misión Nacional Hidrógeno Verde.</li> <li>• Subsidios a la producción de hidrógeno verde de 0,6 dólares por kg (50 rupias/kg) en el primer año del proyecto. Convocatorias lanzadas a través de entidad estatal SECI.</li> <li>• Banco Europeo de Inversiones (EIB) acordó formalmente unirse a la India Hydrogen Alliance (IH2A) e incrementar su apoyo para el desarrollo de hubs y proyectos de hidrógeno verde, a gran escala, en toda India con una financiación indicativa de 1.000 millones de euros.</li> <li>• Financiación de 1,5 mil millones de dólares del Banco Mundial para acelerar el desarrollo de energía con bajas emisiones de carbono en la India (también incluye aportes de BIRF y AIF).</li> </ul>

País / Región	Financiamiento de H2V y derivados
Arabia Saudita	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proyecto Neom de 2,2 GW de capacidad de electrólisis y monto de inversión por 8,5 mil millones de dólares, a ser financiado entre dos fondos gubernamentales y un consorcio de 21 instituciones financieras.</li> <li>Acuerdo de compra exclusivo de 30 años por parte de Air Products por el total de amoníaco verde producido por el proyecto Neom.</li> </ul>
Sudáfrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Creación del fondo "SA H2" por hasta 1.000 millones de euros por el Gobierno de Sudáfrica en asociación con empresas estatales de los Países Bajos y Dinamarca.</li> <li>Financiamiento de estudios de I+D de hidrógeno en Sudáfrica por parte del banco de desarrollo alemán, KfW.</li> </ul>
Egipto	<ul style="list-style-type: none"> <li>Préstamo del Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo (BERD) por 80 millones de dólares a la empresa Egypt Green para desarrollar la primera instalación de hidrógeno verde del país.</li> <li>Beneficios fiscales para proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados (proyecto de ley).</li> </ul>
Namibia	<ul style="list-style-type: none"> <li>Asociación estratégica con la Unión Europea con inversiones por hasta 500 millones de euros, a través del Banco Europeo de Inversiones (EIB)</li> <li>Creación del fondo "SDG Namibia One", un vehículo de inversión en modalidad blended-finance para financiar proyectos de hidrógeno verde y combustibles sintéticos con un capital estimado de hasta 1.000 millones de euros.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describe la estrategia y modelo de financiamiento del desarrollo de hidrógeno verde y derivados para diversos países y regiones del resto del mundo.

### Unión Europea

En julio de 2020, la Comisión publicó la Estrategia del Hidrógeno de la UE, en la que se establecen ambiciosos objetivos en materia de producción y uso de hidrógeno limpio (instalar al menos 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable a más tardar hacia 2030 y alcanzar una producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE), y puso en marcha la Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio, que reúne a la comunidad europea del hidrógeno (industria, sociedad civil, autoridades públicas).

En mayo de 2022, la Comisión Europea presentó el plan "REPowerEU" como respuesta a la crisis energética que significó la invasión de Rusia en Ucrania, por el cual se busca reducir la dependencia de la UE en energía en base a combustibles fósiles de Rusia y a la vez hacer frente a la crisis climática. El plan se focaliza en el ahorro de energía, diversificación del suministro de energía y despliegue acelerado de energías renovables. En particular, para el hidrógeno renovable, reafirma las metas de 10 millones de toneladas de producción doméstica en UE y 10 millones de toneladas de importaciones para 2030. Para acelerar los proyectos de hidrógeno, se reserva una financiación adicional de 200 millones de euros para investigación.

Entre julio y septiembre de 2022, la UE aprobó dos Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (PIICE, en español, ó IPCEI en inglés) relacionados a la cadena del hidrógeno: "PIICE Hy2Tech" y "PIICE Hy2Use".

El proyecto "PIICE Hy2Tech" ha sido preparado y notificado conjuntamente por quince Estados miembros de la UE: Alemania, Austria, Bélgica, Chequia, Dinamarca, Eslovaquia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Italia, Países Bajos, Polonia y Portugal. Abarcará una amplia parte de la cadena de valor de la tecnología del hidrógeno, por ejemplo, i) la generación de hidrógeno, ii) las pilas de combustible, iii) el almacenamiento, el transporte y la distribución de hidrógeno, y iv) las aplicaciones para usuarios finales, especialmente en el sector de la movilidad. Los Estados miembros aportarán hasta 5.400 millones de euros en concepto de financiación pública, que se espera desbloqueen 8.800 millones de euros adicionales provenientes de inversiones privadas. Participarán 41 proyectos de 35 empresas.

El proyecto "PIICE Hy2Use" fue preparado y notificado conjuntamente por trece Estados miembros de la UE: Austria, Bélgica, Dinamarca, Eslovaquia, España, Finlandia, Francia, Grecia, Italia, Países Bajos, Polonia, Portugal y Suecia. Su alcance contempla: i) la construcción de infraestructuras relacionadas con el hidrógeno, sobre todo electrolizadores a gran escala e infraestructuras de transporte, para producir, almacenar y transportar hidrógeno renovable e hipocarbónico; y ii) el desarrollo de tecnologías innovadoras y más sostenibles para integrar el hidrógeno en los procesos industriales de múltiples sectores, especialmente aquellos que tienen más dificultades para descarbonizar, como los del acero, el cemento y el vidrio. Se espera que el PIICE impulse el suministro de hidrógeno renovable e hipocarbónico, reduciendo así la dependencia del suministro de gas natural. Los Estados miembros aportarán hasta 5.200 millones de euros en concepto de financiación pública, que se estima desbloqueen unos 7.000 millones de euros adicionales en inversiones privadas. Participarán 35 proyectos de 29 empresas.

En marzo 2023, la Comisión Europea anunció la creación del Banco de Hidrógeno Europeo (EHB por sus siglas en inglés), con el objetivo acelerar la inversión y cerrar la brecha de inversión para que la UE alcance sus ambiciosos objetivos en materia de REPowerEU. Los cuatro pilares definidos para el EHB son los siguientes:

- **Creación de un mercado doméstico de hidrógeno renovable.** Las necesidades totales de inversión se estiman entre 335-471 mil millones de euros, incluyendo unos 200 a 300 mil millones de euros necesarios para la producción adicional de energía renovable. La Comisión tiene la intención de que el EHB cubra y reduzca la brecha de costos entre el hidrógeno renovable y los combustibles fósiles para los primeros proyectos. Esto se logrará a través de un sistema de subastas para la producción de hidrógeno renovable para apoyar a los productores a través de un pago de precio fijo por kg de hidrógeno producido por un máximo de 10 años de operación. Las primeras subastas piloto están previstas para Q3-2023, con el apoyo de 800 millones de euros del Fondo de Innovación. El Banco creará una plataforma de subastas de la UE que ofrezca "subastas como servicio" para los Estados miembros, utilizando tanto el Fondo de Innovación como los recursos de los Estados miembros, para financiar proyectos de hidrógeno renovable sin perjuicio de las normas sobre ayudas estatales de la UE.
- **Importaciones internacionales de hidrógeno renovable hacia la UE.** Se propone ofrecer una prima verde para las importaciones de hidrógeno renovable a través de un sistema de subastas similar al utilizado para el mercado doméstico. Explorará posibles fuentes de financiación dentro del presupuesto de la UE o una iniciativa del Equipo Europa (Team Europe Initiative).
- **Transparencia y coordinación:** entendimiento de la demanda, las necesidades de infraestructura, los flujos de hidrógeno y los datos de costos, con miras a desarrollar referencias de precios de hidrógeno
- **Dinamizar los instrumentos financieros existentes:** coordinación y combinación de estos con nueva financiación pública y privada, tanto en la UE como a nivel internacional.

## Alemania

A fines del 2021, el Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Protección del Clima de Alemania (BMWK) aprobó un presupuesto de 900 millones de euros para un innovador mecanismo de financiación denominado H2Global (lanzado en 2020), que consiste en un modelo competitivo de doble subasta en el que el hidrógeno verde o sus derivados se compran en países no pertenecientes a la UE al precio más bajo posible con contratos a 10 años. Los productos son vendidos a empresas alemanas y europeas a través de un intermediario (HINT.CO, un intermediario privado externo) al mayor precio posible en subastas a corto plazo, contribuyendo a la descarbonización. Los acuerdos de compra a largo plazo brindan a los exportadores de hidrógeno verde y derivados (amoníaco, e-metanol y e-SAF) seguridad para sus decisiones de inversión y acceso a clientes. Las primeras subastas fueron anunciadas en diciembre de 2022 con fecha de presentación de propuestas en febrero de 2023.

En paralelo, en noviembre de 2022, el Gobierno de Alemania anunció la creación de dos nuevos fondos verdes para acelerar el desarrollo global de la cadena de valor del hidrógeno verde. El "Fondo de Desarrollo PtX" (*PtX Development Fund*) está destinado a ayudar a las economías en desarrollo y emergentes a construir cadenas de valor locales en torno al hidrógeno verde. El "Fondo de Crecimiento PtX" (*PtX Growth Fund*) apoyará a empresas alemanas y europeas que tengan una oficina o instalaciones de producción en Alemania. Su propósito es proporcionar subvenciones para apoyar inversiones que impulsen la economía y puedan contribuir a acelerar el mercado global de hidrógeno verde. Ambos están destinados a ayudar a reducir la brecha de financiación para proyectos de hidrógeno verde a gran escala. El Fondo de Desarrollo, bajo la responsabilidad del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ), contará con 250 millones de euros. El Fondo de Crecimiento, bajo la responsabilidad del Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Acción Climática (BMWK), contará con 300 millones de euros.

En junio 2023, Alemania y Sudáfrica firmaron un acuerdo de cooperación para el desarrollo del hidrógeno verde. Anteriormente, Alemania también había acordado una asociación para el desarrollo del hidrógeno con Canadá, y la firma de un acuerdo similar con Arabia Saudita; ambas naciones planean exportar hidrógeno verde hacia Alemania.

## Reino Unido

En agosto de 2021, el Gobierno de Reino Unido publicó su "Estrategia Hidrógeno UK" la cual define una meta de 10GW de capacidad de producción de hidrógeno de bajo carbono para el año 2030.

Luego de la presentación de la Estrategia, se anunció un amplio paquete de apoyo financiero por 366 millones de libras esterlinas para el desarrollo del hidrógeno bajo en carbono, incluyendo un Fondo de Hidrógeno Cero Neto (NZHF, *Net Zero Hydrogen Fund*), Modelo de negocio de producción de hidrógeno (HPBM, *Hydrogen Production Business Model*) y un Acelerador de Hidrógeno Industrial (IHA, *Industrial Hydrogen Accelerator*).

El Fondo de Hidrógeno Cero Neto (NZHF) comprende hasta 240 millones de libras esterlinas en subvenciones, acordadas hasta 2025, para respaldar los costos iniciales de desarrollo y construcción de proyectos de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono. El fondo NZHF presenta dos líneas de apoyo financiero:

- NZHF Línea 1: Hasta un 50 % de apoyo de cofinanciación para DEVEX (gastos de desarrollo) para estudios de diseño de ingeniería front-end (FEED) y costos posteriores a FEED.
- NZHF Línea 2: Hasta un 30 % de apoyo de cofinanciación para CAPEX (inversiones de capital) para proyectos que no requieren apoyo a los ingresos a través de HPBM.



- Apoyo máximo de 10 millones de libras por proyecto para Línea 1 y 20 millones para Línea 2. Aplica a proyectos de madurez TRL 7+<sup>8</sup>
- La primera convocatoria de NZHF Líneas 1 y 2 se lanzó en Abril 2022 con cerca de 60 propuestas recibidas. Se seleccionaron 15 proyectos con un apoyo por un monto de 38 millones de libras. La segunda convocatoria fue lanzada en Abril 2023.

El Modelo de negocios de producción de hidrógeno (HPBM), con un presupuesto total de 100 millones de libras, consiste en un modelo contractual para que los productores de hidrógeno incentiven la producción y el uso de hidrógeno bajo en carbono a través de la provisión de apoyo continuo a sus ingresos, cubriendo la diferencia entre el costo de producción (precio de ejercicio) y el precio de venta del hidrógeno (precio de referencia). Aplica a proyectos de madurez TRL 7+ y >5MW de capacidad de producción de hidrógeno.

El Acelerador de Hidrógeno Industrial (IHA) consiste en un programa de financiación de la innovación de hasta 26 millones de libras esterlinas, para ayudar a la industria del Reino Unido a adoptar el hidrógeno como una fuente de combustible limpia y asequible, para sectores como la manufactura, al demostrar la viabilidad del hidrógeno a las empresas y reducir el costo de cambiar los sistemas de energía. Aplica a proyectos de demostración, factibilidad y/o FEED.

La primera Ronda de Asignación de Hidrógeno Electrolítico (HAR1) de julio de 2022 ofreció conjuntamente los ingresos del Modelo de negocio de producción de hidrógeno (HPBM) y el apoyo a inversiones de capital del Fondo de Hidrógeno Cero Neto (NZHF). Se seleccionaron 20 proyectos de hidrógeno electrolítico invitados a pasar al primer paso de la etapa de acuerdo de oferta (se estima apoyar proyectos en conjunto por 250 MW de capacidad en la HAR1). El nivel máximo de financiación de inversiones de capital para proyectos se establece en el 20 %. Luego, el Gobierno tiene la intención de lanzar la segunda ronda de asignación (HAR2) en el cuarto trimestre de 2023, con el objetivo adjudicar contratos de hasta 750 MW de capacidad a principios de 2025. Después de la HAR2, hacia mediados de la década de 2020, se proyecta migrar a rondas anuales de asignación competitiva basada en precios para acuerdos de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, para tecnologías de hidrógeno específicas no producidas por CCUS, sujeto a legislación y condiciones del mercado.

Adicionalmente, el Reino Unido fondea la innovación en tecnologías de producción a través del *Net Zero Innovation Portfolio* (NZIP, 2021-25) de 1.000 millones de libras y el *UK Research and Innovation* (UKRI), incluyendo iniciativas como:

- Fases 1 y 2 del concurso NZIP Low Carbon Hydrogen Supply por hasta 60 millones de libras, con el objetivo de acelerar el desarrollo de soluciones de suministro a granel de hidrógeno, bajas en carbono, en los sectores de industria, generación eléctrica, calentamiento/calefacción y transporte. Está dirigido a proyectos con un nivel de preparación tecnológica (TRL) de 4 a 7, buscando lograr costos operativos o de capital más bajos en comparación con la reforma de metano con vapor con captura y almacenamiento de carbono (SMR+CCS), o mejorar las tasas de captura de carbono. a un costo comparable.
- Fase 2 del concurso del Programa de Innovación BECCS de Hidrógeno con 25 millones de libras esterlinas para apoyar los mejores proyectos de la Fase 1 para desarrollar unidades de demostración
- El Consejo de Investigación de Ingeniería y Ciencias Físicas (EPSRC) realizó una convocatoria de investigación sobre la producción e integración de hidrógeno sin carbono. En total, se financiaron 15 proyectos de hasta 18 meses de duración (a partir de junio de 2022) por un total de 3,7 millones de libras esterlinas.

---

<sup>8</sup> TRL 7+ significa nivel de madurez tecnológica en estadio de “demostración de sistema o prototipo en un entorno real”, o superior.



## España

España aspira a conseguir una potencia de electrólisis para producción de hidrógeno verde de 4 gigavatios (GW) al año 2030. Desde 2021, el Gobierno de España, a través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), ha puesto en marcha cinco convocatorias de ayuda financiera para proyectos ligados al hidrógeno verde pertenecientes a Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). Las ayudas cubrirán entre un 25 % y un 80 % de la inversión de los proyectos elegibles seleccionados. El presupuesto conjunto de las convocatorias alcanza los 340 millones de euros. En total se han seleccionado 63 proyectos, sobre una base de más de 200 propuestas. Las convocatorias lanzadas son las siguientes:

- Programa H2 Pioneros: Otorga 150 millones de euros a 19 proyectos de generación de hidrógeno verde (hasta 50 MW de potencia) para industria química o para sustituir el gas natural en otros procesos industriales o para usos en movilidad pesada. Los beneficiarios incluyen a Iberdrola, EDP, Cepsa, Enagás Renovable o Redexis, entre otros.
- Programa H2 Cadena de Valor - Línea 1: Apoyo financiero por 12 millones de euros para la creación de instalaciones para fabricar electrolineras e hidrogeneras, sistemas de almacenamiento o el desarrollo de plataformas de ensayo para tecnologías de hidrógeno. En total, 6 proyectos fueron seleccionados.
- Programa H2 Cadena de Valor - Línea 2: Reparte 37 millones de euros a 12 proyectos de movilidad propulsada por hidrógeno, desarrollados por grupos como Airbus, Talgo junto a Repsol y Sener, Alstom en alianza con Adif, Enagás de la mano de Repsol, y otros.
- Programa H2 Cadena de Valor - Línea 3: Distribuye 100 millones de euros en 7 proyectos demostradores de electrólisis de potencia superior a 20 MW. Los beneficiarios incluyen a Endesa, Repsol, EDP, y Cepsa, entre otros.
- Programa H2 Cadena de Valor - Línea 4: Reparte 40 millones de euros para 19 proyectos para investigación y desarrollo de programas piloto y de formación de personal. Los beneficiarios incluyen a Iberdrola, Siemens Gamesa junto a Hiperbaric, Acerinox o Ingeteam, entre otros.

## Francia

A fines del 2021, el Gobierno de Francia anunció que invertiría 1.900 millones de euros (2.150 millones de dólares) en el sector de hidrógeno del país, como parte de su plan de inversión industrial de 30 mil millones de euros denominado "Francia 2030". Francia se ha propuesto una meta de 6,5 GW de capacidad de electrólisis para la generación de hidrógeno renovable para 2030.

Por otra parte, el programa *Territorial Hydrogen Ecosystems*, lanzado en el año 2018 y dirigido por la agencia francesa de gestión del medio ambiente y energía ADEME, ha proporcionado más de 320 millones de euros en apoyo a 35 proyectos de hidrógeno en dos convocatorias desde su lanzamiento. Los resultados de la segunda ronda fueron divulgados en febrero de 2023, con 14 proyectos adjudicados, mayormente proyectos de capacidad de electrólisis de hasta 5 MW. Se espera que estos proyectos produzcan un total combinado de 8.400 toneladas anuales de hidrógeno una vez operativos, el 91 % de los cuales está destinado al suministro de transporte público, camiones y vehículos de residuos municipales. En mayo de 2023, el Gobierno de Francia anunció un fondeo adicional al programa por 175 millones de euros para una nueva convocatoria con fecha de vencimiento en septiembre de 2023.

## Estados Unidos

En junio de 2021, el Departamento de Energía (DOE) de EEUU lanzó el "*Hydrogen Energy Earthshot*" con la ambición de reducir el costo del hidrógeno limpio en un 80 por ciento a 1 dólar por 1 kilogramo de H<sub>2</sub> en una (1) década ("1 1 1").

En noviembre de 2021 se promulgó la Ley de Inversión en Infraestructura y Empleos (IIJA), también conocida como Ley de Infraestructura Bipartidista (BIL), que autoriza una inversión única de 62 mil

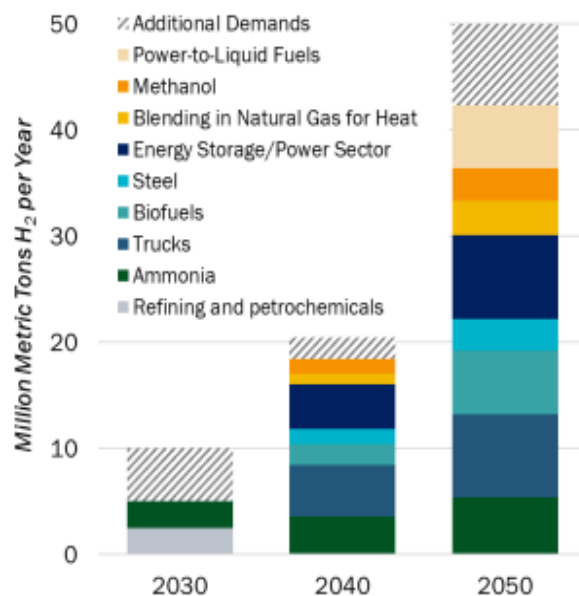
millones de dólares en infraestructura, y competitividad para brindar un futuro de energía limpia más equitativo, dentro de los cuales se incluyen 9,5 mil millones destinados al desarrollo del hidrógeno limpio. Estas inversiones e iniciativas incluyen entre otras las siguientes:

- Hubs Regionales de Hidrógeno Limpio (por 8 mil millones de dólares): Permite la demostración y el desarrollo de redes de productores de hidrógeno limpio, consumidores potenciales e infraestructura conectiva. Estos centros impulsarán la producción, el procesamiento, la entrega, el almacenamiento y el uso final de hidrógeno limpio, lo que permitirá beneficios regionales sostenibles y equitativos, así como promueve la aceptación del mercado. En octubre 2023, el DOE anunció la selección de siete proyectos con una inversión total público y privada de 50 mil millones de dólares.
- Programa de Electrólisis de Hidrógeno Limpio (1.000 millones de dólares): Este programa mejorará la eficiencia y la rentabilidad de las tecnologías de electrólisis al respaldar toda la cadena de innovación, desde la investigación, el desarrollo y la demostración, hasta la comercialización y el despliegue para permitir 2 usd/kg de hidrógeno limpio a partir de la electrólisis para el año 2026.
- Actividades de RDD&D<sup>9</sup> de Manufactura y Reciclado de Hidrógeno Limpio (500 millones de dólares): Apoyo a la fabricación doméstica de equipos de hidrógeno limpio, incluidos proyectos que mejoran la eficiencia y la rentabilidad y respaldan las cadenas de suministro nacionales para componentes clave.
- Estándar de Producción de Hidrógeno Limpio: Apoya el desarrollo de un estándar de producción de hidrógeno limpio que sea un punto de referencia para programas específicos bajo la Ley BIL.

La Estrategia y Hoja de Ruta Nacional de Hidrógeno Limpio de Estados Unidos, que fuera publicada en junio de 2023, establece unas metas de producción de hidrógeno limpio de 10 millones de toneladas anuales para 2030, luego 20 millones para 2040 y 30 millones para 2050.

<sup>9</sup> Research, development, demonstration, and deployment (RDD&D)

Figura 23: Aplicaciones de la Demanda Potencial de Hidrógeno Limpio en EEUU



Fuente: Elaboración propia en base a Estrategia y Hoja de Ruta Nacional de Hidrógeno Limpio de Estados Unidos

Además, en agosto de 2022, se promulgó la importante Ley de Reducción de la Inflación (IRA), que proporciona políticas e incentivos adicionales para el hidrógeno, incluyendo créditos fiscales a la inversión de capital y a la producción de hidrógeno limpio.

Los incentivos a la inversión de hidrógeno limpio se determinan en función de rangos de intensidad de carbono, con una tasa de crédito fiscal decreciente ante proyectos de mayores intensidades de carbono. La tasa máxima de crédito fiscal es de 30% de los costos elegibles.

Tabla 12: Incentivos de créditos fiscales para la inversión de hidrógeno limpio de IRA (EEUU)

Rangos de Intensidad de Carbono (kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub> producido)	Tasa de crédito fiscal (%)
< 0,45 kg	30%
0,45 a < 1,5 kg	10%
1,5 a < 2,5 kg	7,5%
2,5 a < 4,0 kg	6,0%

Fuente: Elaboración propia basado en Inflation Reduction Act

Los incentivos a la producción de hidrógeno limpio también se determinan en función de rangos de intensidad de carbono, con un máximo de 3 dólares por kg de H<sub>2</sub> producido para proyectos de

intensidades menores a 0,45 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub> producido. Los incentivos tendrán un plazo máximo de 10 años.

Tabla 13: Incentivos de créditos fiscales para la producción de hidrógeno limpio de IRA (EEUU)

Rangos de Intensidad de Carbono (kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub> producido)	Tasa de crédito fiscal (usd/kgH <sub>2</sub> )
< 0,45 kg	3,00 usd/kgH <sub>2</sub>
0,45 a < 1,5 kg	1,02 usd/kgH <sub>2</sub>
1,5 a < 2,5 kg	0,75 usd/kgH <sub>2</sub>
2,5 a < 4,0 kg	0,60 usd/kgH <sub>2</sub>

Fuente: Elaboración propia basado en la Inflation Reduction Act

La IRA también apoya el desarrollo de sectores de demanda de hidrógeno limpio a través de programas adicionales, como subvenciones y préstamos a automotrices para producción de vehículos eléctricos con celdas de combustible, proyectos industriales demostrativos, y proyectos de infraestructura energética, entre otros.

### Canadá

En 2022, mediante la Declaración Económica de Otoño 2022 (*Fall Economic Statement 2022*), el Gobierno Federal de Canadá anunció un crédito fiscal de inversión reembolsable para las inversiones realizadas en la producción de hidrógeno limpio en función de la intensidad de carbono del ciclo de vida del hidrógeno.

En marzo 2023, mediante el Presupuesto 2023, el gobierno confirmó los detalles del Crédito Fiscal a la Inversión en Hidrógeno Limpio (ITC por sus siglas en inglés). El Crédito ITC ofrece diferentes niveles de apoyo que van entre el 15% y el 40% de los costos elegibles del proyecto, siendo que los proyectos que producen el hidrógeno más limpio reciben los niveles más altos de apoyo.

Tabla 14: Incentivos de créditos fiscales para la inversión de hidrógeno limpio de ITC (Canadá)

Rangos de Intensidad de Carbono (kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub> producido)	Tasa de crédito fiscal (%)
< 0,75 kg	40%
0,75 a < 2,0 kg	25%
2,0 a <4,0 kg	15%
4 kg o superior	n/d

Fuente: Elaboración propia basado en ITC, Presupuesto 2023 (Canadá)

El ITC proporciona subsidios para la compra e instalación de equipos de producción de hidrógeno entre el 27 de marzo de 2023 y el 31 de diciembre de 2034, después de lo cual se eliminará el ITC de Hidrógeno. Se espera que el Crédito Fiscal ITC de Hidrógeno propuesto cueste 5,6 mil millones de dólares canadienses durante los próximos cinco años (a partir de 2023-24), y hasta 12,1 mil millones adicionales entre 2028 y 2034. El ITC también extenderá un crédito fiscal del 15% a los equipos necesarios para convertir hidrógeno en amoníaco para transportar el hidrógeno. El crédito fiscal solo estará disponible en la medida en que la producción de amoníaco esté asociada con la producción de hidrógeno limpio.

El Presupuesto 2023 también incluye al "Fondo de Crecimiento de Canadá" (*Canada Growth Fund*), un vehículo de inversión pública independiente de 15 mil millones de dólares canadienses, que ayudará a atraer capital privado para construir una economía limpia de Canadá, mediante el uso de instrumentos de inversión que absorben ciertos riesgos para alentar la inversión privada en proyectos, tecnologías, negocios y cadenas de suministro con bajas emisiones de carbono.

Una de las herramientas de inversión que proporcionará el "Fondo de Crecimiento de Canadá" para apoyar proyectos de crecimiento limpio son los contratos por diferencia (CfD). Estos contratos respaldarían el precio futuro de, por ejemplo, el carbono o el hidrógeno, brindando previsibilidad que ayuda a eliminar el riesgo de grandes proyectos que persigan reducir las emisiones de Canadá.

Diversos gobiernos provinciales también se han involucrado en el financiamiento de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones. A fines de 2022, el Gobierno Federal de Canadá anunció que invertiría 300 millones de dólares canadienses a través de la iniciativa *Net Zero Accelerator* del Fondo de Innovación Estratégica, junto con una contribución provincial de 161,5 millones de dólares canadienses para apoyar un proyecto de 1,6 mil millones de dólares canadienses de Air Products Canada Ltd., para promover combustibles y energía limpios en Canadá. Estos recursos facilitarían la construcción de una planta de producción y licuefacción de hidrógeno azul en Edmonton, que utiliza tecnología de reformado autotérmico y captura de carbono.

El Gobierno de la Provincia de Ontario ha establecido un "Fondo de Innovación de Hidrógeno" que invertirá 15 millones de dólares canadiense durante los próximos tres años (2023-2026), para impulsar y desarrollar oportunidades para que el hidrógeno se integre en el sistema de electricidad limpia de Ontario, incluido el almacenamiento de electricidad de hidrógeno.

En relación a la cooperación internacional, en agosto de 2022, Canadá también anunció una nueva alianza con Alemania para colaborar en la exportación de hidrógeno limpio y posibilitar la inversión en proyectos comerciales.

Por otra parte, en julio de 2023, el mayor fondo público de pensiones de Canadá, CPP Investments, ha realizado su primera apuesta por el hidrógeno verde, con una inversión de 130 millones de euros con la compra de una participación mayoritaria en Power2X, una empresa de Países Bajos que desarrolla proyectos de hidrógeno verde y derivados, principalmente en Europa.

## Australia

En 2019, Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA) anunció una Ronda de Financiamiento para el Desarrollo del Hidrógeno Renovable de hasta 70 millones de dólares australianos para ayudar a acelerar el desarrollo del hidrógeno renovable en Australia. Se recibieron 36 expresiones de interés y se preseleccionaron 7 propuestas. Finalmente, en 2021 se adjudicaron 3 proyectos (de las empresas Engie, ATCO y AGIG) que fueron financiados con un presupuesto total de 103 millones de dólares australianos. Cada uno de los proyectos implica una capacidad de electrólisis de 10 MW. Los montos totales de inversión de los proyectos suman 161 millones de dólares australianos.

ARENA también ha anunciado recientemente 25 millones de dólares australianos para la investigación y el desarrollo del hidrógeno, y apoyo por 50 millones de dólares australianos para cuatro proyectos de hidrógeno como parte de la iniciativa conjunta australiana-alemana HyGATE.

Adicionalmente, en mayo de 2023, el gobierno australiano anunció el establecimiento de la "Iniciativa Hidrógeno Headstart" de 2 mil millones australianos (incluidos en el Presupuesto Federal 2023-2024) para financiar proyectos de hidrógeno verde de gran escala (2 a 3 proyectos de hasta 1GW de capacidad de electrólisis).

Los gobiernos estatales de Australia también cuentan con programas de financiamiento para el desarrollo del hidrógeno:

- El Gobierno del Estado de Victoria, junto con el Gobierno Federal de Australia, han aportado 100 millones de dólares australianos a un proyecto piloto de producción de hidrógeno limpio de 500 millones de dólares australianos, denominado proyecto Cadena de Valor de Energía de Hidrógeno (HESC), impulsado con financiación del Gobierno de Japón mediante su Fondo de Innovación Verde.
- El Gobierno del Estado de New South Wales (NSW) ha publicado su propia Estrategia de Hidrógeno NSW, con una meta de 110 mil toneladas de producción de hidrógeno verde y 700 MW de capacidad de electrólisis al 2030. En el marco de dicha estrategia, ha lanzado una convocatoria "iniciativa de hubs de hidrógeno" en la cual 2 proyectos (de capacidad de electrólisis de 10 y 12 MW) han sido adjudicados con fondeo por 64 millones de dólares australianos en marzo de 2023.

## Japón

En 2021, el Ministerio de Comercio Internacional e Industria (METI) de Japón, a través de su Organización para el Desarrollo Tecnológico y de la Nueva Energía de Japón (NEDO), anunció la creación del fondo "Green Innovation Fund" con un presupuesto equivalente a 18,4 miles de millones de dólares para proporcionar apoyo a iniciativas de descarbonización durante los siguientes 10 años.

La política de asignación de recursos del fondo incluye diferentes temáticas, entre las que se encuentra la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua, usando energía de fuentes renovables, con un presupuesto reservado equivalente a cerca de 650 millones de dólares.

Por otra parte, el Ministerio de Medioambiente (MOE) de Japón lanzó a fines de 2022 una convocatoria, vinculada al Programa de Apoyo Financiero "Joint Crediting Mechanism (JCM)", con foco en proyectos piloto en la cadena de valor del hidrógeno en el extranjero. El programa busca subvencionar proyectos de demostración para producir hidrógeno utilizando energía renovable en un tercer país con abundante potencial de energía renovable, como la energía solar y eólica. Este hidrógeno verde se transportará y utilizará en los países socios (como los países de las islas del Pacífico).

Se seleccionó un proyecto de demostración de producción de hidrógeno renovable mediante electrólisis con base en energía geotermal, localizado en Nueva Zelanda y propuesto por la empresa Obayashi Corporation. El hidrógeno generado se utilizará en un generador de combustión híbrido en un puerto de Fiji.

## Corea del Sur

El gobierno de Corea del Sur ha anunciado, en enero 2023, una financiación equivalente a 193 millones de dólares para crear seis "ciudades de hidrógeno" durante los próximos cuatro años, con foco en hidrógeno azul derivado del gas fósil con captura y almacenamiento de carbono. La mitad de los recursos provendrán de fondos nacionales y la otra mitad de los gobiernos locales.

## Arabia Saudita

El proyecto de hidrógeno verde Neom de 2,2 GW de capacidad de electrólisis (y 4.6 GW de capacidad de energía renovable solar y eólica) a ser localizado en el desierto del noroeste de Arabia Saudita, se ha convertido en el primer proyecto de H2 renovable en la escala de GW, en asegurar el financiamiento necesario para comenzar la fase construcción. La producción de hidrógeno verde se destinará como insumo para la producción de amoníaco verde con un volumen estimado de 1,2 millones de toneladas por año desde finales de 2026. Se ha comprometido un acuerdo de compra exclusivo de 30 años por parte de Air Products por el total de amoníaco verde producido. El monto de inversión totaliza 8,5 mil



millones de dólares, a ser financiado entre dos fondos gubernamentales y un consorcio de 21 instituciones financieras. Aproximadamente 6,1 mil millones de dólares serán aportados por un consorcio de bancos internacionales y regionales entre los cuales se incluyen HSBC, JP Morgan, BNP Paribas, Credit Agricole, Mitsubishi UFJ Financial Group, First Abu Dhabi Bank, Standard Chartered Bank, Korea Development Bank, KfW IPEX-Bank y otros bancos. El resto será proporcionado por el Fondo de Desarrollo Nacional y el Fondo de Desarrollo Industrial de Arabia Saudita. El proyecto es desarrollado por Neom Green Hydrogen Company, un JV entre Air Products (firma industrial de Estados Unidos), ACWA Power (desarrollador saudí de energías renovables) y la empresa estatal Neom.

## India

El Gobierno de India, a través del Ministerio de Energías Nuevas y Renovables (MNRE) ha aprobado en enero de 2023 la "Misión Nacional Hidrógeno Verde" para estimular la oferta y la demanda de hidrógeno verde, con el objetivo colocar a India en el mapa mundial como líder en la transición del hidrógeno verde. Esta misión establece una meta al 2030 de capacidad de producción de hidrógeno verde de 5 millones de toneladas anuales y una capacidad de energía renovable adicional de 125 GW. Los desembolsos financieros anunciados totalizan INR 19.744 rupias (equivalentes a 2,4 mil millones de dólares), incluyendo 17.490 millones de rupias para el programa "*Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition Programme (SIGHT)*", 1.466 millones de rupias para proyectos piloto, 400 millones de rupias para I+D (con un marco de asociación público-privadas denominadas "*Strategic Hydrogen Innovation Partnership (SHIP)*"), y 388 millones de rupias para otros componentes de la Misión.

Versión preliminares indican que el programa SIGHT incluye subsidios a la producción de hidrógeno verde de 0,6 dólares por kg (50 rupias/kg) en el primer año del proyecto, que van decreciendo hasta 0,36 dólares por kg (30 rupias/kg) desde el tercer año. Las primeras convocatorias para acceder a los subsidios a la producción han sido lanzadas en julio de 2023, a través de la entidad estatal *Solar Energy Corporation of India (SECI)*, con fecha límite de presentación de propuestas hacia septiembre de 2023.

Cinco estados de India, incluyendo los estados industrializados de Maharashtra y Gujarat, también han anunciado beneficios como electricidad en condiciones favorables y reembolsos de impuestos sobre la producción de hidrógeno verde y sus derivados.

A principios de febrero 2023, el Banco Europeo de Inversiones (EIB) acordó formalmente unirse a la *India Hydrogen Alliance (IH2A)* e incrementar su apoyo para el desarrollo de hubs y proyectos de hidrógeno verde, a gran escala, en toda India con una financiación indicativa de 1.000 millones de euros.

En julio de 2023, el Banco Mundial aprobó una financiación de 1,5 mil millones de dólares para acelerar el desarrollo de energía con bajas emisiones de carbono en la India. El financiamiento ayudará a la India a promover la energía baja en carbono al expandir la energía renovable, desarrollar hidrógeno verde y estimular el financiamiento climático para inversiones. El préstamo de 1.440 millones de dólares será aportado por el Banco Internacional para la Reconstrucción y el Fomento (BIRF), facilitado por un respaldo de 1.000 millones de dólares del Reino Unido. También se incluye un crédito de 57 millones de dólares de la Asociación Internacional de Fomento (AIF).

## China

Actualmente, China es el mayor productor y consumidor de hidrógeno a nivel mundial, principalmente hidrógeno basado en recursos fósiles. China busca alcanzar una capacidad instalada de electrólisis de 100 GW al 2030 para producción de hidrógeno verde. La *China Hydrogen Alliance (CHA)*, una asociación de la industria del hidrógeno apoyada por el gobierno chino, estima que la producción de hidrógeno basado en energías renovables podría alcanzar los 100 millones de toneladas para 2060, lo que representa el 20 por ciento del consumo de energía final proyectado. Además del hidrógeno, China también planea expandir su capacidad de generación solar y eólica, con el objetivo de duplicar la capacidad actual de aproximadamente 600 gigavatios (GW) disponible en 2020 hacia 1200 GW para 2030.



Los subsidios que han fomentado el crecimiento de la industria solar de China, no se han asignado por el momento al sector del hidrógeno verde.

### Sudáfrica

Se estima que Sudáfrica requerirá entre 6 a 7 GW de capacidad renovable por año durante los próximos 20 años para respaldar el desarrollo de su industria de hidrógeno verde.

El Gobierno de Sudáfrica, en asociación con empresas estatales de los Países Bajos y Dinamarca, ha lanzado en junio de 2023 un fondo de hidrógeno verde de mil millones de dólares denominado SA-H2 con el objetivo de acelerar el uso del combustible limpio para contribuir a los esfuerzos de descarbonización del país. Bancos estatales de desarrollo de Sudáfrica, la Corporación de Desarrollo Industrial y el Banco de Desarrollo de África del Sur, participarán en el fondo SA-H2 junto con la empresa de seguros sudafricana Sanlam, con participaciones aún no divulgadas a integrarse en los próximos dos años. Invest International, una empresa entre el Ministerio de Finanzas de los Países Bajos y el banco de desarrollo FMO de Países Bajos, proporcionará un capital inicial de 50 millones de euros al fondo SA-H2. La administración del fondo estará a cargo de Climate Fund Managers, un JV formado por FMO y Sanlam. El fondo operará con una facilidad de *blended-finance*, permitiendo inversiones de ambos el sector público y privado en los proyectos.

Adicionalmente, el banco de desarrollo alemán, KfW, está financiando estudios de I+D de hidrógeno en Sudáfrica.

### Egipto

En noviembre de 2022, el Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo (BERD) acordó un préstamo de 80 millones de dólares a la empresa Egypt Green para desarrollar la primera instalación de hidrógeno verde del país. Egypt Green en un JV formado por Fertiglobe (uno de los mayores exportadores marítimos de urea y amoníaco), Scatec ASA (un productor de energía independiente con sede en Noruega), Orascom Construction (uno de los mayores grupos de ingeniería y construcción en el Medio Oriente y África del Norte), y el Fondo Soberano de Egipto (un fondo de inversión de propiedad estatal). La financiación del BERD se utilizará para construir una instalación con capacidad de electrolisis PEM por 100 MW con base de energía renovable solar y eólica por 260 MW, con una producción estimada de hasta 15 mil toneladas de hidrógeno verde al año.

Por otra parte, Egipto se encuentra próximo a aprobar un proyecto de ley que establece beneficios fiscales para proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados, proyectos de energía renovable, plantas de desalinación de agua y otros proyectos de la cadena de valor relacionados al hidrógeno verde. Los beneficios incluyen (en un listado no exhaustivo):

- Crédito fiscal del 33-55% sobre los ingresos obtenidos de la producción de hidrógeno verde y sus derivados
- Exención del impuesto al valor agregado (IVA) sobre equipos, máquinas, vehículos (sin incluir turismo) y materiales adquiridos y que sean necesarios para el proyecto
- Tasa de IVA de 0% para las exportaciones de proyectos de hidrógeno verde y derivados

### Namibia

En noviembre 2022, durante la COP27 en Egipto, Namibia acordó una asociación estratégica con la Unión Europea relacionada con materias primas sostenibles e hidrógeno renovable. La carta de intención incluye inversiones por hasta 500 millones de euros, a través del Banco Europeo de Inversiones (EIB).

Luego en junio de 2023, el Gobierno de Namibia alcanzó un acuerdo con la empresa privada Hyphen Hydrogen Energy para el desarrollo, construcción y operación del proyecto de hidrógeno verde a ser localizado en el Parque Nacional Tsau-Khaeb en el desierto de Namib. Con una inversión total de 10 mil millones dólares, el proyecto contará con un electrolizador de 3 GW alimentado por 7 GW de energía eólica y solar, con una capacidad de producción de hasta 2 millones de toneladas de amoníaco verde

por año, para exportación a la UE y otros mercados regionales y globales. El Gobierno de Namibia tendrá la opción de controlar una participación de un 24% en el proyecto.

También en junio de 2023, el Gobierno de Namibia, en asociación con firmas de control estatal de Países Bajos, han anunciado la creación del fondo "SDG Namibia One", un vehículo de inversión en modalidad blended-finance para financiar proyectos de hidrógeno verde y combustibles sintéticos con un capital estimado de hasta mil millones de euros. Este fondo será administrado por la nueva empresa Nam-H2 Managers, un JV del Fondo de Inversión Ambiental (EIF) de Namibia, y las empresas Climate Fund Managers e Invest International de Países Bajos. Invest International aportará un capital inicial de 40 millones de euros al fondo.

## 12 Bibliografía

Banco Mundial (2023). Comunicado de Prensa “Chile acelera la industria del hidrógeno verde con apoyo del Banco Mundial”. <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2023/06/29/chile-to-accelerate-its-green-hydrogen-industry-with-world-bank-support>

BID (2022). The roadmap for a green hydrogen economy in Trinidad and Tobago <http://dx.doi.org/10.18235/0004555>

Boese Cortés, I. and Soto, I. 2023. Renewable Hydrogen in Latin America and the Caribbean: Opportunities, Challenges, and Pathways. LAC Green Hydrogen Action. Santiago, [80] pp. [https://h2news.cl/wp-content/uploads/2023/08/2023-Renewable-Hydrogen-in-Latin-America-and-The-Caribbean\\_Opportunities-Challenges-and-Pathways.pdf](https://h2news.cl/wp-content/uploads/2023/08/2023-Renewable-Hydrogen-in-Latin-America-and-The-Caribbean_Opportunities-Challenges-and-Pathways.pdf)

CNV (2023). Informe Trimestral de Mercado de Deuda Sostenible en Argentina. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe\\_del\\_mercado\\_de\\_deuda\\_sostenible\\_-\\_3q-2023\\_vf.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_del_mercado_de_deuda_sostenible_-_3q-2023_vf.pdf)

ENAP (2021). Comunicado de Prensa 06.12.2021. Acuerdo de Colaboración con Total Eren. <https://www.enap.cl/download/forzada/7605/noticia>

Falcone, P.M., Hiete, M., Sapio, A., 2021. Hydrogen economy and sustainable development goals (SDGs): review and policy insights. Curr. Opin. Green Sustain. Chem., 100506

Foro Marítimo Mundial (2023). Mapping of Zero-Emission Pilots and Demonstration Projects. Fourth Edition. [https://www.globalmaritimeforum.org/content/2023/05/Getting-to-Zero-Coalition\\_Mapping-of-Zero-Emission-Pilots-and-Demonstration-Projects\\_Fourth-edition.pdf](https://www.globalmaritimeforum.org/content/2023/05/Getting-to-Zero-Coalition_Mapping-of-Zero-Emission-Pilots-and-Demonstration-Projects_Fourth-edition.pdf)

Galimova, Tansu & Fasihi, Mahdi & Bogdanov, Dmitrii. (2023). Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland. Applied Energy. 347. 121369. [10.1016/j.apenergy.2023.121369](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121369)

IEA (2022), Global Hydrogen Review 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>, License: CC BY 4.0

IEA (2023), Global Hydrogen Review 2023, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, License: CC BY 4.0

IEA, Global hydrogen demand in the Net Zero Scenario, 2022-2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-demand-in-the-net-zero-scenario-2022-2050> , IEA. Licence: CC BY 4.0

IRENA (2022) Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Merlin Zacharie Ayissi, Ivan Aquigeh Newen, Rhiad Alloune, Dieudonné Bitondo, "Effects of Gasoline and Hydrogen Blends on Exhaust Gas Emissions and Fuel Consumption from Gasoline Internal Combustion Engines", Journal of Combustion, vol. 2022, Article ID 5526205, 10 pages, 2022. <https://doi.org/10.1155/2022/5526205>

Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2023). Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2). <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/PlanodeTrabalhoTrienalPNH2.pdf>

Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2021). Plan de Trabajo Trienal 2023-2025 <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>

Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (2022). Hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay

[https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/H2\\_final\\_14jul22\\_digital.pdf](https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/H2_final_14jul22_digital.pdf)

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2020). Estrategia Nacional Hidrógeno Verde [https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_verde\\_-\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf)

Ministerio de Minas y Energía de Colombia (2021). Hoja de Ruta del Hidrógeno [https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf)

Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica (2023). Estrategia Nacional de Hidrógeno verde de Costa Rica <https://energia.minae.go.cr/wp-content/uploads/2020/04/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf>

Mneimneh, Farah & Ghazzawi, Hasan & Hejjeh, Mohammad & Manganelli, Matteo & Ramakrishna, Seeram. (2023). Roadmap to Achieving Sustainable Development via Green Hydrogen. Energies. 16. 10.3390/en16031368.

Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2023): PTX Business Opportunity Analyser. Version 1.0.9 <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/business-opportunity-analyser-boa>

Oeko-Institut (2023). PTX Business Opportunity Analyser (BOA): Data Documentation. Documentation of data sources and data processing, version 1.0. Oeko-Institut, Freiburg and Berlin, Germany. Commissioned by Agora Energiewende and Agora Industry.

Olabi, Abdul Ghani & Abdelkareem, Mohammad & Mahmoud, Mohamed & Elsaid, Khaled & Obaideen, Khaled & Rezk, Hegazy & Wilberforce Awotwe, Tabbi & Eisa, Tasnim & Chae, Kyu-Jung & Sayed, Enas. (2023). Green hydrogen: Pathways, roadmap, and role in achieving sustainable development goals. Process Safety and Environmental Protection. 177. 10.1016/j.psep.2023.06.069.

Organización Marítima Internacional (2023). Estrategia sobre la reducción de las emisiones de GEI procedentes del transporte marítimo. <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/annex/MEPC%2080/Annex%2015.pdf>

Rystad Energy (2023). Hydrogen exports to shift to ammonia production by 2035, despite trade uncertainties <https://www.rystadenergy.com/news/hydrogen-exports-shift-ammonia-production-2035>

Samaniego, J.; Schmidt, K.; Carlino, H.; Caratori, L.; Carlino, M.; Gogorza, A.; Rodríguez Vagaría, A.; Vázquez Amábile, G. (2021). Current understanding of the potential impacts of Carbon Dioxide Removal approaches on the SDGs in selected countries in Latin America and the Caribbean. Final Report. CEPAL. <https://www.cepal.org/es/node/54322>

Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Presidencia de la Nación de Argentina (2023). Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_-\\_sae.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf)

Secretaría Nacional de Energía (2023). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá (ENHIVE) [https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29771\\_B/98196.pdf](https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29771_B/98196.pdf)

Signoria, Chiara. (2023) Environmental, health, safety, and social management of green hydrogen in Latin America and the Caribbean: a scoping study. IDB Technical Note; 2554.

Wang, Lijun & Hong, Chen & Li, Xiangyang & Yang, Zhenzhong & Guo, Shuman & Li, Quancai. (2022). Review on blended hydrogen-fuel internal combustion engines: A case study for China. Energy Reports. 8. 6480-6498. 10.1016/j.egyr.2022.04.079. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.079>

