

**PROVINCIA DE BUENOS AIRES  
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES**

**PROYECTO**

**LINEAMIENTOS PARA LA ESTRATEGIA PROVINCIAL DEL HIDRÓGENO BAJO EN  
EMISIONES**

**CONTRATO DE OBRA EX-2024-00034115- -CFI-GES#DC**

**INFORME FINAL (IF)**

**Asociación Civil Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia  
Tecnología e Innovación (CIECTI)**

**MARZO 2025**

La presente investigación fue realizada por pedido del Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires con financiamiento del Consejo Federal de Inversiones. El equipo de trabajo multidisciplinario del Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación que estuvo a cargo de la ejecución del proyecto lo conformaron:

Ignacio Sabbatella

Guido Perrone

Juan Manuel González Ferrer

Carina Guzowski

Carlos Aggio

Las opiniones expresadas en este informe son de exclusiva responsabilidad de sus autores/as y pueden no coincidir con las de las instituciones que patrocinaron la investigación.

## Resumen Ejecutivo

En el presente informe se exponen los resultados de un proyecto de asistencia técnica realizado por el Centro Interdisciplinario de Estudios de Ciencia, Tecnología e Innovación (CIECTI) para el Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires (MAPBA), con la ayuda financiera y el acompañamiento técnico del Consejo Federal de Inversiones (CFI).

El objetivo general es brindar al MAPBA una Hoja de ruta provincial para el desarrollo de la economía del hidrógeno ( $H_2$ ) de bajas emisiones en el territorio provincial. El proyecto se extendió a lo largo de ocho meses, entre julio de 2024 y marzo de 2025, en el cual un equipo de profesionales del CIECTI, provenientes de diferentes disciplinas trabajó de modo colaborativo con la Dirección Provincial de Transición Ecológica del MAPBA.

La estrategia metodológica combinó distintas técnicas de recolección de información: la investigación documental y la realización de 26 entrevistas con informantes clave, tanto del sector público como privado y académico. Asimismo, se hicieron cuatro visitas de campo: Bahía Blanca, Dock Sud, La Plata y Campana.

El informe está organizado en distintas secciones que introducen al lector en la economía del  $H_2$  de bajas emisiones, tanto en lo conceptual (sección 2), como en la caracterización del mercado global (sección 3), además de los antecedentes internacionales, nacionales y provinciales (sección 4) y de un diagnóstico del mercado nacional, con énfasis en la provincia de Buenos Aires (sección 5). A continuación, el informe aborda las áreas de estudio pre identificadas con potencial para constituirse en un hub de  $H_2$  de bajas emisiones (sección 6), de acuerdo a un relevamiento de las condiciones que deberían cumplir, en consonancia con lo establecido en la literatura internacional, y a un esquema compuesto por cuatro pilares: el mercado interno, el mercado de exportación, las actividades de I+D+i (investigación, desarrollo e innovación) y la participación en la cadena de valor. Asimismo, examina el sistema científico-tecnológico y universitario con asiento en el territorio provincial para dar cuenta de las capacidades existentes en materia de  $H_2$  y derivados (sección 7).

Una vez sistematizado y clasificado el material, se realizó un examen exhaustivo del mismo (sección 8), mediante un análisis PESTEL, para detallar los factores Políticos, Económicos, Sociales, Tecnológicos, Ecológicos y Legales que involucran al objeto de estudio, y un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) sobre el desarrollo del  $H_2$  a nivel provincial.

La evidencia muestra que Bahía Blanca cuenta con inmejorables condiciones para ser no solamente un hub de  $H_2$  gris, sino también para convertirse adicionalmente en un hub de  $H_2$  de bajas emisiones. Actualmente, existen dos proyectos de exportación que permitirían poner en marcha la economía tanto del  $H_2$  verde como azul y, en cambio, el mercado local seguirá utilizando  $H_2$  a partir de

combustibles fósiles hasta tanto no sea viable económica y tecnológicamente. Al mismo tiempo, esta locación tiene una importante actividad I+D+i relacionada al tema y experiencia en la participación de la cadena de valor de industrias complejas como la del petróleo y gas que podría adaptarse a esta nueva industria. Finalmente, Bahía Blanca reúne buenas condiciones naturales y/o de base, como la disponibilidad de fuentes de energía renovable y suministro de gas natural, además de una óptima infraestructura portuaria que ya opera con cargas de amoníaco.

Por su parte, Dock Sud podría convertirse en un área de consumo de H<sub>2</sub> y, precisamente, su contribución a la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones pasaría por el mercado interno. El puerto presta actualmente el servicio de *bunkering* a partir de combustibles fósiles, pero las metas de descarbonización del transporte marítimo internacional podría hacer que las grandes compañías navieras exijan la carga de combustibles sustentables, derivados del H<sub>2</sub>. De no atenderse en tiempo y forma, podría representar una amenaza para la actividad del puerto. Gran La Plata no presenta elementos para transformarse en un área de producción y tampoco de consumo H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Por lo tanto, no cuenta como posible locación de un hub, aunque sí podría hacer un aporte sustancial en actividades de I+D+i desde la Mesa de H<sub>2</sub> de la UNLP y desde Y-TEC, en caso que no se discontinúe el proyecto del electrolizador anunciado. Por último, Zárate-Campana presenta un potencial de desarrollo tanto de la producción como del consumo H<sub>2</sub> de bajas emisiones, aunque es necesario ponerlo a consideración de acuerdo a dos condiciones: por un lado, la reactivación del proyecto CAREM y la producción de H<sub>2</sub> rosa y, por el otro, la incorporación del H<sub>2</sub> en los planes de descarbonización hacia 2050 de Tenaris y otras empresas de la zona. De modo que podría conformarse en el futuro como un área de producción o de consumo, pero aún así lejos de convertirse en un hub en los términos que fue definido al comienzo de esta sección. A su vez, tiene cierto potencial para participar en la cadena de valor, en caso que Tenaris avance con la fabricación de tanques y caños para el transporte y almacenamiento de H<sub>2</sub> en su planta de Campana y que Toyota finalmente produzca los modelos de motorización a H<sub>2</sub> en su planta de Zárate.

Entre las recomendaciones de políticas públicas, se propone que un área específica del gobierno provincial se responsabilice de tomar las recomendaciones de este informe (ejemplo creando la “Unidad H<sub>2</sub>”) y las convierta en un documento de perfil político con una Estrategia Provincial del Hidrógeno de bajas emisiones para los próximos años. De modo complementario, se propone la conformación de la “Mesa intersectorial bonaerense del H<sub>2</sub> de bajas emisiones” como ámbito de articulación público-privada que oriente los esfuerzos provinciales para desarrollar la economía del H<sub>2</sub>. La Mesa debería estar conformada por representantes de las diferentes partes interesadas del sector público, privado y académico.

Asimismo, se sugieren cinco líneas de acción en referencia 1) al marco regulatorio en materia ambiental, fiscal y certificación; 2) la articulación con los distintos actores que componen el ecosistema vinculado directa e indirectamente

con la economía del H<sub>2</sub> al interior del propio sector público, los stakeholders públicos y privados, con los y las responsables de diseñar e implementar la política de H<sub>2</sub> a nivel nacional, con los y las responsables de diseñar e implementar las estrategias provinciales de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en las provincias argentinas; 3) al fortalecimiento del sistema científico-tecnológico provincial; 4) a la cooperación internacional orientada a lograr acceso a financiamiento y la transferencia de conocimiento, con una línea concreta para la creación de una planta experimental de H<sub>2</sub> en Bahía Blanca, en el que trabajen en conjunto el Consorcio del puerto, PLAPIQUI (Planta Piloto de Ingeniería Química de CONICET-UNS) y empresas del Complejo Petroquímico; y 5) a una política focalizada territorialmente en Bahía Blanca, para constituir el primer *hub* de H<sub>2</sub> de bajas emisiones del país. En esta línea, la provincia tiene roles para cubrir, tanto en la aprobación y control ambiental de la producción para el mercado de exportación, así como en la construcción de la licencia social, y en el impulso de las actividades de I+D+i a través de la planta piloto.

## i. ÍNDICE

1. Introducción	8
1.1. Finalidad y Objetivos	9
1.2. Metodología	10
2. Hidrógeno de bajas emisiones	14
2.1. Conceptos básicos y tecnologías del H2	16
2.2 La cadena de valor del vector energético	20
2.2.1. Aplicaciones del H2	24
2.2.2. Producción de H2 bajo en carbono	37
2.2.3. Almacenamiento y transporte del H2	42
2.3. Incertidumbres y desafíos tecnológicos	45
2.3.1. Incertidumbres Globales	45
2.3.2. Desafíos Provinciales para el Desarrollo del Hidrógeno	46
2.4. Certificación de emisiones en la producción de H2	48
2.4.1. Principales elementos del Marco de Certificación	50
2.4.2. Experiencias globales relevantes	54
3. Mercado global: situación actual y proyecciones	59
3.1 Caracterización actual del mercado global del H2	61
3.2. Proyectos de H2 en el mundo	64
3.3. Perspectivas del mercado del H2 de bajas emisiones	68
4. Antecedentes	73
4.1. Antecedentes internacionales	73
4.2. Antecedentes nacionales	78
4.3. Antecedentes subnacionales	87
5. Hidrógeno en Argentina y en la PBA	94
5.1 Panorama nacional	94
5.2. Hidrógeno gris en la PBA	98
5.3 Proyectos de hidrógeno de bajas emisiones en PBA	100
6. Hubs de hidrógeno en la PBA	103
6.1. Marco conceptual	103
6.2 Factores determinantes para la factibilidad de desarrollo de un hub de hidrógeno	111
6.3. Caracterización de las áreas con potencial uso o producción de H2 de bajas emisiones	120
6.3.1. Bahía Blanca	121
6.3.2. Dock Sud	135
6.3.3. Gran La Plata	138
6.3.4. Zárate-Campana	141

6.3.5. Otras locaciones	147
7. Sistema científico-tecnológico y universitario	148
7.1 Inicios de la investigación en H2 en Argentina	149
7.2 Hidrógeno como combustible y vector energético: capacidades del sistema	152
7.3 Validación y Optimización de Tecnologías en Escala Local	157
8. Conclusiones y recomendaciones de política pública	159
8.1. Análisis PESTEL	159
8.2. Análisis FODA	163
8.3. Comparación y priorización de locaciones	169
8.4. Recomendaciones de política pública	172
9. Referencias bibliográficas	182
<b>10. Anexos</b>	<b>188</b>
Anexo I: Trabajo de campo en Bahía Blanca	188
Anexo II: Imágenes de las visitas	193
Anexo III: Vías de cooperación con el Estado Baviera (Alemania)	195
Anexo IV: Normativa ambiental aplicable a la economía del H2	199

## 1. Introducción

Durante el año 2023, el Centro Interdisciplinario de Estudios de Ciencia, Tecnología e Innovación (CIECTI) realizó un proyecto de asistencia técnica para el Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires (MAPBA) denominado “Lineamientos para la transición energética en la provincia de Buenos Aires” (“Lineamientos”, de acá en adelante), con la ayuda financiera y el acompañamiento técnico del Consejo Federal de Inversiones (CFI).

En el trabajo realizado, además de elaborar un diagnóstico del sector energético provincial, se formularon lineamientos de trabajo prioritarios para un plan de transición energética en la provincia de Buenos Aires hacia el año 2030, basándose en tres ejes principales: oferta de energía, demanda de energía y movilidad sustentable. Adicionalmente, se definió un cuarto eje transversal a los primeros tres sobre las capacidades productivas y tecnológicas existentes en el territorio provincial para apuntalar el proceso de transición.

Previamente, se había establecido la posibilidad de desarrollar una segunda etapa del proyecto que contemplara los resultados obtenidos en la primera. Asimismo, entre las recomendaciones de política pública vertidas en el documento final de “Lineamientos” se propuso la materialización de una Estrategia Provincial de Hidrógeno ( $H_2$ ). Tanto el relevamiento de antecedentes subnacionales como la realización de entrevistas revelaron la necesidad de que la provincia de Buenos Aires cuente con una hoja de ruta para promover, apoyar y/o potenciar acciones tendientes al desarrollo de la industria del  $H_2$  de bajas emisiones de carbono en el territorio provincial.

Actualmente, el  $H_2$  se usa en algunas industrias clave, como la fabricación de amoníaco para fertilizantes, la refinación de hidrocarburos en la industria petroquímica y la producción de metanol. También es utilizado en la producción de alimentos, en la siderurgia y en la metalurgia. Hasta hace poco tiempo, el  $H_2$  se obtenía exclusivamente a partir de combustibles fósiles mediante el proceso de reformado de metano con vapor o gasificación, lo que genera emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, en el escenario de crisis climática, se vuelve relevante la obtención de  $H_2$  a través de fuentes de energía y/o de procesos que no contribuyan a la emisión de GEI. Por lo tanto, el uso del  $H_2$  de bajas emisiones ha despertado el interés de los países del Norte Global, grandes empresas y organismos internacionales para contribuir a la transición energética global, como insumo en viejos y nuevos procesos industriales y como vector energético en aquellos sectores donde la electricidad no llega o son difíciles de descarbonizar en sus procesos de manufactura/generación/movilidad.

En Argentina la aplicación del  $H_2$  como vector energético se promocionó tempranamente a través de la Ley 26.123. Sancionada en el año 2006, tenía como objetivo principal declarar de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la

producción, el uso y aplicaciones del H<sub>2</sub> como combustible. Sin embargo, por diversos factores la ley no fue reglamentada y la vigencia del régimen de promoción que duraba 15 años perdió vigencia en 2021. En los últimos años, se elevaron al Congreso diversos proyectos de ley, siendo el último un proyecto de ley de promoción del H<sub>2</sub> de bajas emisiones, además de la publicación de la Estrategia Nacional de H<sub>2</sub> en 2023. Simultáneamente, provincias como Río Negro, Chubut, Santa Cruz, La Rioja y Tierra del Fuego han avanzado en la elaboración de planes estratégicos y/o en estudios de prefactibilidad.

Dada la abundante disponibilidad de fuentes de energía como el gas natural, la nucleoelectrica y la eólica existente en su territorio, un sector manufacturero que demanda o potencialmente podría demandar H<sub>2</sub> de bajas emisiones, importantes puertos que podrían convertirse en polos estratégicos para atraer inversiones nacionales e internacionales y que en el territorio provincial existen instituciones universitarias y científicas que estudian distintos aspectos en la materia y que podrían asociarse a proyectos productivos, puede decirse que la provincia de Buenos Aires cuenta con condiciones iniciales más que óptimas para desarrollar una economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones.

Aun cuando las mencionadas condiciones favorables para el desarrollo del H<sub>2</sub> existen desde hace tiempo, es ahora que la provincia está tomando el tema como una política de Estado que impulse la producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en el marco de su política de Transición Energética. Se vuelve necesario entonces abordarlo a partir de una estrategia por diversos motivos entre los que se destacan el acelerar la transición energética, promover el desarrollo productivo y tecnológico, crear nuevos puestos de trabajo y dinamizar las exportaciones. Se espera también que el diseño de una hoja de ruta sirva como insumo para estudios de prefactibilidad de proyectos concretos en el territorio provincial.

### **1.1. Finalidad y Objetivos**

La finalidad es brindar al Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires (MAPBA) una Hoja de Ruta provincial para el Desarrollo del H<sub>2</sub>. Este documento que contendrá un diagnóstico sectorial y recomendaciones de políticas públicas para promover el desarrollo de la producción, del consumo y de la exportación de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en el territorio provincial.

#### **Objetivos específicos**

- Estudiar antecedentes internacionales, nacionales y subnacionales con el fin de extraer aprendizajes y encontrar similitudes, diferencias y complementariedades.

- Realizar un diagnóstico integral del sector a nivel provincial, teniendo en cuenta:
  - fortalezas y obstáculos para la producción de los distintos tipos de H<sub>2</sub> de bajas emisiones (azul, rosa y verde);
  - tecnologías de producción y vectores logísticos;
  - cadena de valor asociada, desarrollo de capacidades productivas y tecnológicas y formación de recursos humanos;
  - demanda interna actual y potencial;
  - estado de la infraestructura energética y portuaria existente;
  - infraestructura necesaria y posibles mercados de exportación.
- Identificar los sitios idóneos para la formación de hubs de H<sub>2</sub>, teniendo en cuenta distintos factores, como la generación de energía renovable, la capacidad de almacenamiento, la demanda actual y potencial, las vías de exportación, entre otros. En esa línea, se preidentificaron como áreas de estudio Bahía Blanca, Dock Sud, Gran La Plata y Zárate-Campana.
- Releva y clasifica instituciones universitarias y organismos científico-tecnológicos que se encuentren trabajando en el desarrollo del H<sub>2</sub> en la provincia y releva las posibles contribuciones locales al desarrollo de la tecnología necesaria para impulsar la cadena de H<sub>2</sub> de bajas emisiones.
- Examinar las condiciones regulatorias, económicas, sociales y ambientales requeridas para impulsar las iniciativas preexistentes y generar las condiciones para atraer nuevas inversiones e iniciativas;
- Confeccionar una lista de actores a convocar a una Mesa de Hidrógeno Bonaerense y sus respectivos roles, entendiendo a esta mesa como un órgano transversal e interdisciplinario, encargado de acordar y definir políticas públicas activas y sostenidas en materia de ciencia, innovación, investigación y desarrollo del H<sub>2</sub> verde en la provincia.

## **1.2. Metodología**

La estrategia metodológica combinó tres técnicas de recolección de información: investigación documental, entrevistas con informantes clave y visitas de campo.

En cuanto a la **investigación documental**, se plasmó en las siguientes actividades:

- Relevamiento de bibliografía especializada en journals internacionales.
- Recolección y sistematización de los antecedentes internacionales, nacionales y subnacionales.

- Recopilación y análisis secundario de estadísticas publicadas por organismos internacionales y nacionales.
- Búsqueda en los sitios web de las empresas pre-identificadas

Por otro lado, se realizaron un total de 26 **entrevistas a informantes clave**. Para cada una se preparó una pautas guía que sirvió para priorizar los temas a tratar con cada uno de las personas y luego se utilizó la técnica de bola de nieve para enriquecer y capturar las diferentes visiones y aristas del tema. Las entrevistas se distribuyeron de la siguiente manera:

- Por sector:  
Público (10),  
Privado (10),  
Académico (6).
- Por origen:  
Nacional (20),  
Internacional (6).

Por último, durante el desarrollo del proyecto, se realizaron distintas **visitas de campo**. Las visitas al territorio permitieron tomar contacto con diferentes realidades y desafíos que presenta la producción y consumo de H<sub>2</sub> en la PBA. Las agendas de trabajo se armaron en conjunto con la contraparte provincial y con los actores contactados. A continuación se detallan los lugares visitados, las fechas y los actores contactados:

- Dock Sud: el 4 de octubre de 2024 el equipo realizó una visita a las oficinas del Consorcio de Gestión del Puerto de Dock Sud, donde fue recibido por el Capitán Adrián Minni, Sub-Gerente General, Yamila Castagnola, responsable de medio ambiente, y Pedro Andersen, colaborador.
- Bahía Blanca: realizada entre los días 4 y 5 de noviembre. Dada la cantidad de actividades realizadas, se describen detalladamente en el Anexo I.
- Gran La Plata: el equipo se trasladó hasta allí el 18 de febrero de 2025 para visitar, primero, las oficinas de la Secretaría de Vinculación e Innovación Tecnológica, donde mantuvo una entrevista con su titular, el Lic. Javier Díaz. Más tarde, la visita continuó en las oficinas del Consorcio de Gestión del Puerto La Plata, donde se dialogó con Justo Arauz de Paz (Sub Coordinador en Medio Ambiente) y Elizabeth Farella (Profesional en Medio Ambiente).
- Campana: el equipo visitó la planta de Tenaris-Siderca, donde mantuvo una entrevista con la Directora de Ambiente de la empresa, Carolina Bengochea.

Por otra parte, el equipo participó de una reunión virtual con especialistas del International PtX Hub Argentina<sup>1</sup>, organizada por el Ministerio de Ambiente de la PBA, el 23 de agosto de 2024. El objetivo de la reunión consistió en un primer intercambio de agendas e información, con el fin de explorar actividades conjuntas en el futuro cercano.

También parte del equipo participó del Taller de trabajo estratégico “Proyecto de Ley de hidrógeno de bajas emisiones para la República Argentina”, que se desarrolló el día 7 de agosto de 2024 en el Auditorio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El taller estuvo coordinado por el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) y el BID, en el que participaron actores de diferentes segmentos vinculados a la economía del hidrógeno (desarrolladores, proveedores, potenciales usuarios, funcionarios, organismos reguladores, miembros del sistema científico-tecnológico) con el objetivo de discutir los lineamientos que debería considerar un nuevo Proyecto de Ley que regule la actividad del sector.

Asimismo, miembros del equipo de trabajo asistieron al Segundo Foro del Consorcio H2Ar, celebrado el 5 de septiembre de 2024 en la sede de Y-TEC. A través de distintos paneles coordinados por Y-TEC, las empresas miembro del Consorcio H2Ar presentaron sus avances y objetivos en torno al desarrollo del hidrógeno, desde su producción, aplicaciones, aspectos regulatorios, captura de carbono, entre otros temas. El encuentro reunió a más de 180 profesionales y especialistas de diversas industrias en Argentina y América Latina, y se abordaron los avances tecnológicos, las oportunidades de negocio y los desafíos futuros en torno a esta fuente energética fundamental para la transición verde.

A su vez, el 6 de noviembre de 2024 se asistió al 3º Foro Hidrógeno AHK organizado por la cámara alemana en Argentina. En este foro se analizó la situación actual del mercado global y el régimen para impulsar inversiones del H<sub>2</sub> en Argentina.

Por último, el 5 de diciembre de 2024 un miembro del equipo participó del evento Hydrogen Dialogue en la ciudad de Nuremberg, Alemania. Este evento fue un espacio de networking cerrado donde se promocionaron distintas oportunidades de cooperación entre la Unión Europea, particularmente Alemania, y Argentina. Se aprovechó para establecer un diálogo con autoridades del Estado Federal de Baviera, el mayor impulsor de la economía del H<sub>2</sub> en este país europeo. Allí se puso énfasis en las posibles vinculaciones en temas de H<sub>2</sub> y derivados con el Centro

---

<sup>1</sup> El International PtX Hub, ubicado en Berlín, es un centro de conocimiento y colaboración para cadenas de valor innovadoras y sostenibles de hidrógeno verde y Power-to-X, a través de asesoramiento normativo y regulatorio, capacitación y diálogos intersectoriales con las partes interesadas. Está financiado por el Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) a través de la Iniciativa Internacional del Clima (IKI) y sus actividades en Argentina están implementadas por un consorcio conformado por la Agencia Alemana de Cooperación Internacional GIZ, la Subsecretaría de Transición y Planeamiento Energético, el CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética), la Fundación Torcuato di Tella, Agora Energiewende y DECHEMA e. V.

Universitario de Baviera para América Latina (BAYLAT), que promueve la creación de redes universitarias e instituciones de investigación entre Latinoamérica y Baviera. En el Anexo III se ampliará la información sobre las oportunidades de cooperación con dichos actores.

Una vez sistematizado y clasificado el material, se procedió a la realización del diagnóstico de la economía del H<sub>2</sub> en la provincia de Buenos Aires. Posteriormente, se realizó un examen exhaustivo mediante un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas), para facilitar la comparación de las áreas relevadas como potenciales hubs de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, y un análisis PESTEL, para detallar los factores Políticos, Económicos, Sociales, Tecnológicos, Ecológicos y Legales que involucran al objeto de estudio.

Asimismo, se elaboró con fines analíticos un esquema de la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones compuesto por cuatro pilares que será implementado en cada área territorial de estudio: el mercado interno, el mercado de exportación, las actividades de I+D+i (investigación, desarrollo e innovación) y la participación en la cadena de valor.

El **mercado interno** está potencialmente conformado por aquellos sectores cuya descarbonización no se puede lograr por medio de la electrificación y en cuyos procesos el H<sub>2</sub> de bajas emisiones o sus derivados (*Power-to-X* o PtX) podrían sustituir el consumo de combustibles fósiles (*hard-to-abate-sectors*, en inglés), tales como las industrias del acero, cemento, fertilizantes, refinerías; el sector transporte (aéreo, marítimo y terrestre, especialmente el pesado); el sector residencial y comercial; el almacenamiento de energía como complemento de la generación eléctrica intermitente de fuentes renovables; o su mezcla con gas natural para distintos usos (*blending*, en inglés).

El **mercado de exportación** refiere a la posibilidad de vender H<sub>2</sub> de bajas emisiones o derivados a países desarrollados, cuya producción del mismo no es viable técnica y/o económicamente o es insuficiente para cubrir su propia demanda. Por una parte, de ese modo se estaría facilitando la transición energética de aquellos países, que tienen un grado de responsabilidad alto en términos presentes e históricos en la acumulación de GEI que provocan el cambio climático. Por otra parte, para Argentina, en general, y para la provincia de Buenos Aires, en particular, el rol exportador representa una oportunidad no sólo de obtención de divisas, sino también de creación de puestos de trabajo y de encadenamientos productivos.

Las **actividades de I+D+i** buscan generar nuevos conocimientos y aplicaciones, en este caso referidos al H<sub>2</sub> de bajas emisiones y sus derivados. Dichas actividades podrían cumplir un rol auxiliar tanto para la producción destinada a la exportación como a la demanda interna, con el fin de abaratar, mejorar y/o

agregar valor en el proceso productivo, o incluso también en los segmentos de transporte, distribución y/o consumo. En ese sentido, la provincia de Buenos Aires cuenta en su territorio con instituciones académicas de prestigio internacional.

La **participación en la cadena de valor** del H<sub>2</sub> de bajas emisiones abarca desde la producción hasta el uso final de este elemento, incluyendo la fuente primaria de energía, la producción, el almacenamiento, el transporte y el uso final.

Una vez presentados los objetivos y la metodología, el orden de exposición será el siguiente: en la segunda sección, se detallan los conceptos básicos vinculados al H<sub>2</sub> de bajas emisiones y sus derivados, su cadena de valor, las incertidumbres y desafíos tecnológicos y la certificación de emisiones. En la tercera, se caracteriza la situación del mercado global y sus perspectivas, además de los proyectos en operación y en construcción. En la cuarta, se exponen los antecedentes internacionales, nacionales y provinciales en materia de elaboración de estrategias, hojas de ruta y otro tipo de planificación. En la quinta, se brinda un diagnóstico del mercado de H<sub>2</sub> en Argentina y en la provincia, así como los proyectos actualmente existentes para producir H<sub>2</sub> de bajas emisiones. En la sexta, se hace primero una conceptualización de los hubs H<sub>2</sub>, para luego analizar las áreas de estudio preidentificadas: Bahía Blanca, Dock Sud, Gran La Plata y Zárate-Campana. En la séptima, se examina el sistema científico-tecnológico y universitario con asiento en el territorio provincial para dar cuenta de las capacidades existentes en materia de H<sub>2</sub> y derivados. Por último, en la octava sección, se sintetizan los principales resultados, a través del análisis PESTEL, el análisis FODA y una comparación de las locaciones estudiadas, y se cierran con una serie de recomendaciones de políticas públicas y de acciones a seguir por la gestión provincial.

## **2. Hidrógeno de bajas emisiones**

En términos industriales, el H<sub>2</sub> ha sido utilizado principalmente como insumo desde principios del siglo XX, especialmente en la industria química. Su aplicación más significativa ha sido en el proceso de Haber-Bosch para la producción de amoníaco, insumo fundamental, entre otras cosas, para la producción de fertilizantes agrícolas. También se ha empleado extensamente en la refinación de petróleo para el proceso de hidrosulfuración, un proceso que elimina el azufre del hidrocarburo, y en la producción de metanol. Estas aplicaciones industriales del H<sub>2</sub> se basaban en su capacidad reactiva y en la posibilidad de su producción a partir de hidrocarburos como el gas natural, usando tecnologías como el reformado con vapor. Así, el uso tradicional del hidrógeno se centraba en procesos donde su

capacidad energética no era la principal ventaja, sino más bien sus propiedades químicas y reactivas.

Asimismo, en las últimas décadas este elemento tomó notoriedad como vector energético impulsado por la necesidad de encontrar soluciones energéticas sostenibles y de bajas emisiones de carbono para combatir el cambio climático. Su potencial para almacenar y transportar energía, principalmente renovable, así como para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, lo ha posicionado como un componente crucial en la transición energética. Este interés se intensificó significativamente a partir del Acuerdo de París en 2015, cuando las partes firmantes se comprometieron a reducir sus emisiones de GEI con el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global promedio por debajo de 2 grados centígrados y lo más cercano posible a 1,5 grados centígrados, para evitar así los impactos más graves del cambio climático, como el incremento de las sequías, las inundaciones y las tormentas severas.

En este marco, el H<sub>2</sub> de bajas emisiones emergió como una solución clave para alcanzar estos objetivos, llevando a una proliferación de proyectos de investigación, inversión y desarrollo en tecnologías de producción, almacenamiento y uso a nivel global.

En síntesis, el H<sub>2</sub> como insumo industrial y como vector energético representan diferentes paradigmas tecnológicos y productivos con implicancias en la escala de producción, almacenamiento y transporte y usos finales. En otras palabras, el hidrógeno se ha producido a lo largo de la historia principalmente a partir de hidrocarburos mediante reformado con vapor, enfocado en aplicaciones químicas y de refinación, con una cadena de valor centrada en la industria petroquímica y de fertilizantes, y con una producción eficiente, pero con alta emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). En contraste, el H<sub>2</sub> como vector energético orientado a la descarbonización, se basa en tecnologías de producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones de carbono, como la electrólisis usando energía renovable o la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un proceso tradicional. Este cambio implica un aumento significativo en la escala de producción para satisfacer las demandas energéticas, y reconfigura la cadena de valor hacia la integración con fuentes renovables, almacenamiento a gran escala y transporte seguro y eficiente. Además, la infraestructura debe adaptarse para manejar mayores volúmenes de H<sub>2</sub>, lo que presenta nuevos desafíos en términos de tecnología de acumulación y distribución, y expande su uso a sectores como el transporte y la generación de electricidad, promoviendo una economía más sostenible y baja en carbono.

De esta forma, en la siguiente sección se repasan conceptos básicos y se abordan las tecnologías del H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Estas tecnologías dan forma a segmentos industriales articulados sobre la base del H<sub>2</sub> de modo complejo para asistir a los sectores industriales en sus procesos de descarbonización, por lo cual se busca destacar los aspectos relevantes sobre la composición de la nueva cadena

de valor y derivaciones asociadas. También se profundizarán aspectos técnicos sobre la producción, almacenamiento y transporte, así como las aplicaciones del H<sub>2</sub> de bajas emisiones y su comercialización, retratando las incertidumbres y desafíos tecnológicos vigentes en la actualidad.

## **2.1. Conceptos básicos y tecnologías del H<sub>2</sub>**

La transición del H<sub>2</sub> de consumo industrial a vector energético implica un cambio fundamental en la base del conocimiento. Mientras que el uso industrial se centra en sus propiedades químicas y en procesos establecidos como la producción de amoníaco y la refinación de petróleo, el H<sub>2</sub> como vector energético se enfoca en sus propiedades energéticas, requiriendo avances en la ciencia de materiales, electroquímica y energías renovables. Esta dualidad supone, por un lado, la capacidad de descarbonización mediante el reemplazo del H<sub>2</sub> tradicional por el H<sub>2</sub> de bajas emisiones en los usos tradicionales, y por otro lado, desarrollando procesos alternativos basados en H<sub>2</sub> de bajas emisiones en industrias tradicionales, como la producción de acero o la construcción buscando su descarbonización.

A continuación, se desarrollan los conceptos básicos sobre las formas de producir H<sub>2</sub> y la nueva cadena de valor producto de este nuevo paradigma.

### **Los diferentes caminos hacia el hidrógeno de bajas emisiones**

En la actualidad, al hablar del H<sub>2</sub> de bajas emisiones estamos ante un mismo elemento químico que para obtenerlo se pueden transitar diferentes caminos. Estos caminos se diferencian principalmente a través de tres variables principales que los definen: por cuál es el proceso a través del cual se producirá el H<sub>2</sub>, la fuente de la cual se extraerá el elemento y finalmente cuál será la fuente de energía que abastecerá el proceso. Como resultado, transitando cualquiera de todos estos caminos se obtiene la misma molécula del elemento H<sub>2</sub>. A modo esquemático, se presentan en la siguiente figura (Nº 1) estos caminos a partir de la clasificación por colores que se ha popularizado, pero que a la hora de determinar la huella de carbono y certificar la misma resulta más complejo tal como se abordará más adelante.

**Figura N° 1: Ejemplos de variantes de hidrógeno por fuente, proceso y emisiones**

	<b>FUENTE</b>	<b>PROCESO</b>	<b>POST-PROCESO</b>	<b>EMISIONES DIRECTAS</b>
<b>NEGRO</b>	Carbón	Gasificación	-	CO <sub>2</sub>
<b>GRIS</b>	Gas natural Petróleo	SMR, ATR, oxidación parcial	-	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> fugitivo
<b>AZUL</b>	Gas natural Petróleo Carbón	SMR, ATR, oxidación parcial Gasificación	CCUS	CO <sub>2</sub> (CCS no es 100% efectivo), CH <sub>4</sub> fugitivo
<b>TURQUESA</b>	Gas natural	Pirólisis	-	CH <sub>4</sub> fugitivo
<b>ROSA</b>	Energía nuclear	Electrólisis	-	Residuos nucleares
<b>VERDE</b>	Renovables Biogas Biomasa	Electrólisis SMR, ATR, oxidación parcial Gasificación	- CCS CCS	Nulas Nulas considerando el ciclo completo
<b>AMARILLO</b>	Electricidad	Electrólisis	-	Propias del mix de la red
<b>BLANCO</b>	Presente en la naturaleza	En exploración	-	Nulas

Nota: SMR (Reformado de Metano con Vapor), ATR (Reformado autotérmico) y CCS (Captura y Almacenamiento de Carbono).

Fuente: Elaboración propia.

Este abanico de posibilidades da origen a un entramado de opciones para obtener H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Las diferentes combinaciones de proceso, fuente del H<sub>2</sub> y fuente de energía se diferencian principalmente en qué grado emiten o no CO<sub>2</sub> y si el mismo es de origen biogénico o antropogénico. Esta paleta cromática que inicialmente permitió estilizar los principales casos sujetos de promoción sigue

evolucionando a partir del surgimiento de nuevas alternativas tecnológicas y la dinámica de las pautas y criterios de sostenibilidad.

Es decir, a lo largo del tiempo esta “paleta de colores del H<sub>2</sub>” se ha desarrollado y refinado por varios actores en la industria energética y ambiental como una forma de clasificación. De esta forma, estos colores permiten distinguir de forma práctica las distintas metodologías de producción de H<sub>2</sub> en función de su impacto ambiental y las fuentes de energía utilizadas y se han convertido en una suerte de convenio a nivel internacional:

★ H<sub>2</sub> Gris: es el más común y es producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado. Actualmente, el total del hidrógeno consumido en Argentina es de este tipo<sup>2</sup>.

★ H<sub>2</sub> Verde: generado a partir de electricidad renovable (solar y eólica), utilizando como materia prima el agua, mediante un proceso de electrólisis. Se considera una emisión nula de CO<sub>2</sub> para esta opción.

★ H<sub>2</sub> Azul: es aquel obtenido de forma similar al hidrógeno gris, pero al que se le aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage) lo que permite reducir hasta en un 95% las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas durante el proceso.

★ H<sub>2</sub> Amarillo<sup>3</sup>: generado a partir de electricidad procedente de la red primaria, utilizando como materia prima el agua, mediante un proceso de electrólisis.

★ H<sub>2</sub> Rosa: generado a partir de electricidad procedente de energía nuclear, utilizando como materia prima el agua, mediante un proceso de electrólisis.

★ H<sub>2</sub> Turquesa: generado a partir del pirólisis de metano. En este proceso se genera carbono sólido, por lo que, a diferencia del H<sub>2</sub> azul, no es necesaria la captura del carbono resultante.

Asimismo, el H<sub>2</sub> obtenido mediante el reformado del biogás o la conversión bioquímica de la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos, también podría tener carácter renovable. Estas condiciones están referidas al origen del biogás, al proceso de reformado y al impacto ambiental global de todo el proceso<sup>4</sup>.

---

<sup>2</sup> Con la excepción del proyecto de la empresa Hychico S.A. en la provincia de Chubut.

<sup>3</sup> Existen otras definiciones del hidrógeno amarillo, pero a los fines de este proyecto se adopta esta definición.

<sup>4</sup> Si bien no existe aún un sistema internacional único, existen referencias como la normativa europea contenida en las Directivas de Energía Renovable (RED II), la Certificación Internacional de Sostenibilidad y Carbono (ISCC por sus siglas en inglés) o la Mesa Redonda sobre Biomateriales Sostenibles (RSB por sus siglas en inglés).

## Los carriers del H<sub>2</sub> de bajas emisiones

Desde un punto de vista práctico, al centrar la discusión sobre el H<sub>2</sub> se pierden de foco los aspectos industriales críticos referidos al manejo del nuevo vector y de sus *carriers*. Debido a la baja densidad de energía en volumen del H<sub>2</sub> en estado gaseoso en condiciones atmosféricas, resulta necesario llevar al gas a altas presiones o en su defecto convertir el H<sub>2</sub> gaseoso en un líquido con mayor densidad energética. Además, los *carriers*, que son sustancias o compuestos que lo contienen, permiten almacenar, transportar y utilizar H<sub>2</sub> de manera más eficiente, económica y segura. Es decir, el H<sub>2</sub> de bajas emisiones como vector energético está siendo utilizado a través de distintos *carriers*:

- ★ H<sub>2</sub> a altas presiones
- ★ H<sub>2</sub> líquido
- ★ Amoníaco
- ★ Metanol
- ★ Combustibles sintéticos (*e-fuels*)

Los *carriers* líquidos harían técnicamente posible el transporte por camión o barco para distancias largas, cuando los ductos de H<sub>2</sub> no son una opción. Los pronósticos indican que hacia el año 2050 la mitad del comercio internacional se hará a través de tuberías transfronterizas y la otra mitad se hará vía marítima en la forma de derivados, sobre todo amoníaco (IRENA, 2022). Por último, vale destacar un caso muy singular de abordaje que es la estrategia *Power-to-X*, la cuál se compone de un conjunto de procesos y rutas tecnológicas que transforman la energía renovable, mediante el H<sub>2</sub>, en diversas formas aprovechables.

El concepto *Power-to-X* (PtX) hace referencia a la conversión de energía renovable en productos (vectores) energéticos o químicos utilizando H<sub>2</sub> como intermediario. Este enfoque permite almacenar y transportar energía de manera más eficiente, abordando la intermitencia de las renovables y facilitando su uso en sectores difíciles de electrificar. Las aplicaciones del H<sub>2</sub> bajo la lógica de *Power-to-X* se centran en la producción de *carriers* energéticos y productos químicos de alto valor agregado. Entre las más relevantes se encuentran:

- *Power-to-Gas* (PtG): Conversión de H<sub>2</sub> en metano sintético mediante metanación catalítica. Este gas puede ser inyectado en la red existente o utilizado como combustible.
- *Power-to-Liquid* (PtL): Producción de combustibles sintéticos líquidos como el e-diesel, e-kerosene y e-gasolina, clave para la descarbonización del transporte aéreo y marítimo.
- *Power-to-Chemicals* (PtC): Producción de productos químicos como amoníaco verde, metanol sintético y otros derivados industriales.

- Power-to-Heat (PtH): Conversión del H<sub>2</sub> en calor, útil para procesos industriales y calefacción urbana.

Aunque las rutas Power-to-X presentan menores eficiencias energéticas globales debido a las múltiples etapas de conversión, son esenciales para sectores donde la electrificación directa no es factible, como en combustibles para aviación o aplicaciones industriales específicas.

## **2.2 La cadena de valor del vector energético**

Tal como se adelantó, el hecho de que el H<sub>2</sub> se adopte como vector energético resulta en un nuevo paradigma tecnológico, genera nuevas cadenas de valor que involucra a nuevos actores y redes de innovación. Además de las empresas químicas tradicionales, ahora participan empresas de energías renovables, compañías tecnológicas y sectores del transporte y de la infraestructura energética.

Asimismo, el H<sub>2</sub> como vector energético abre nuevos mercados y aplicaciones, incluyendo la generación de electricidad, el almacenamiento de energía, impulsión del transporte y diversos usos en el sector residencial, contrastando con los mercados más limitados y específicos del H<sub>2</sub> industrial.

La implementación de H<sub>2</sub> como vector energético requiere nuevas estructuras organizativas y políticas públicas que fomenten la investigación, la innovación y la inversión en infraestructuras específicas para la producción, almacenamiento y distribución de H<sub>2</sub> y sus derivados. Estos eslabones centrales adoptan morfologías y dinámicas diferentes, principalmente adaptándose al *carrier* que resuelva el problema de descarbonización de cada sector de la mejor manera.

Por ejemplo, el transporte aéreo ha comenzado a dar los primeros pasos en la adopción de combustibles sintéticos para aviación (SAF, por sus siglas en inglés), que pueden ser producidos por ejemplo a partir de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> capturado. En la actualidad existen diferentes tipos de tecnologías conocidas como procedimientos para la producción de SAF, pudiéndose optar por una variedad de materias primas, tanto procedentes de la biomasa como no procedentes de la biomasa. De esta forma, la economía del H<sub>2</sub> estará no sólo definida por los recursos con que cuente cada territorio sino también con los procesos de descarbonización de los sectores a los que competitivamente pueda abastecer.

## **Box N°1: H<sub>2</sub> verde y desarrollo industrial – una visión desde UNIDO e IRENA**

El H<sub>2</sub> verde es ampliamente reconocido como un motor para el desarrollo industrial sostenible, pero su impacto y la mejor manera de integrarlo en la economía dependen del enfoque que se adopte. Dos de las principales referencias internacionales en esta materia, UNIDO e IRENA, han planteado visiones complementarias que permiten entender tanto el potencial del H<sub>2</sub> como las estrategias necesarias para su implementación efectiva en países en desarrollo.

Por un lado, el enfoque de UNIDO (Albaladejo et al, 2022) destaca cuatro canales principales a través de los cuales el H<sub>2</sub> verde puede estimular el desarrollo industrial:

1. Impulso a las energías renovables y fortalecimiento del entramado tecnológico asociado: el H<sub>2</sub> verde demanda grandes cantidades de electricidad renovable, lo que genera incentivos para expandir la capacidad instalada de parques solares, eólicos, geotérmicos e hidroeléctricos. Este crecimiento puede dar lugar a la creación de clústeres industriales asociados, con empresas dedicadas a la fabricación de equipos, redes inteligentes y soluciones de almacenamiento energético.
2. Infraestructura para la producción, conversión y transporte de hidrógeno: la necesidad de producir, almacenar y transportar hidrógeno genera nuevas oportunidades industriales vinculadas a la fabricación de electrolizadores, compresores, tanques de almacenamiento y sistemas de conversión en carriers energéticos como el metanol y el amoníaco.
3. Atracción de industrias intensivas en energía y relocalización de la producción: los países con acceso a energía renovable de bajo costo pueden convertirse en polos de atracción para industrias que requieren grandes cantidades de electricidad, como la siderurgia, la petroquímica y la fabricación de fertilizantes. A medida que la descarbonización se convierte en un requisito para acceder a mercados internacionales, la disponibilidad de H<sub>2</sub> verde puede jugar un papel determinante en la reubicación de fábricas y en la integración de nuevas cadenas productivas.
4. Innovación y digitalización en la industria del hidrógeno: la transición energética basada en H<sub>2</sub> ofrece oportunidades para desarrollar tecnologías digitales avanzadas, como big data, blockchain, inteligencia artificial y gemelos digitales, que optimizan la eficiencia de los procesos industriales y permiten la certificación y trazabilidad de la producción de hidrógeno y sus derivados.

Por otro lado, IRENA, en su informe *Green Hydrogen for Sustainable Industrial Development: A Policy Toolkit for Developing Countries (2023)*, amplía esta visión al integrar el H<sub>2</sub> en estrategias industriales de largo plazo y resaltar la importancia de la construcción de cadenas de valor locales. En su análisis, el H<sub>2</sub> no solo representa una oportunidad para atraer inversiones y fomentar la relocalización de industrias, sino que también puede ser el catalizador para el desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales. Desde esta perspectiva, las políticas públicas deben priorizar:

- La integración del H<sub>2</sub> en sectores industriales existentes, facilitando su adopción progresiva en procesos productivos intensivos en energía.
- El desarrollo de proveedores locales y la adaptación tecnológica de la industria nacional para evitar la dependencia de importaciones en la cadena de valor del H<sub>2</sub>.
- La creación de plataformas de cooperación internacional, como redes de innovación y formación de talento, que faciliten la transferencia de tecnología y el acceso a mercados globales.

Ambas visiones convergen en que el H<sub>2</sub> verde no debe ser tratado únicamente como un vector energético, sino como una herramienta estratégica para transformar la estructura industrial y mejorar la competitividad de las economías emergentes. Sin embargo, el enfoque de UNIDO pone mayor énfasis en el efecto derrame de la inversión en energías renovables y la infraestructura de H<sub>2</sub>, mientras que IRENA subraya la necesidad de políticas activas para desarrollar capacidades locales y generar empleo de calidad en torno al H<sub>2</sub>.

Para la provincia de Buenos Aires, estas diferencias conceptuales son clave, ya que cualquier estrategia de hidrógeno deberá equilibrar ambos enfoques: aprovechar las oportunidades de inversión y relocalización industrial, pero al mismo tiempo garantizar que las capacidades productivas domésticas se integren de manera efectiva en esta transición energética.

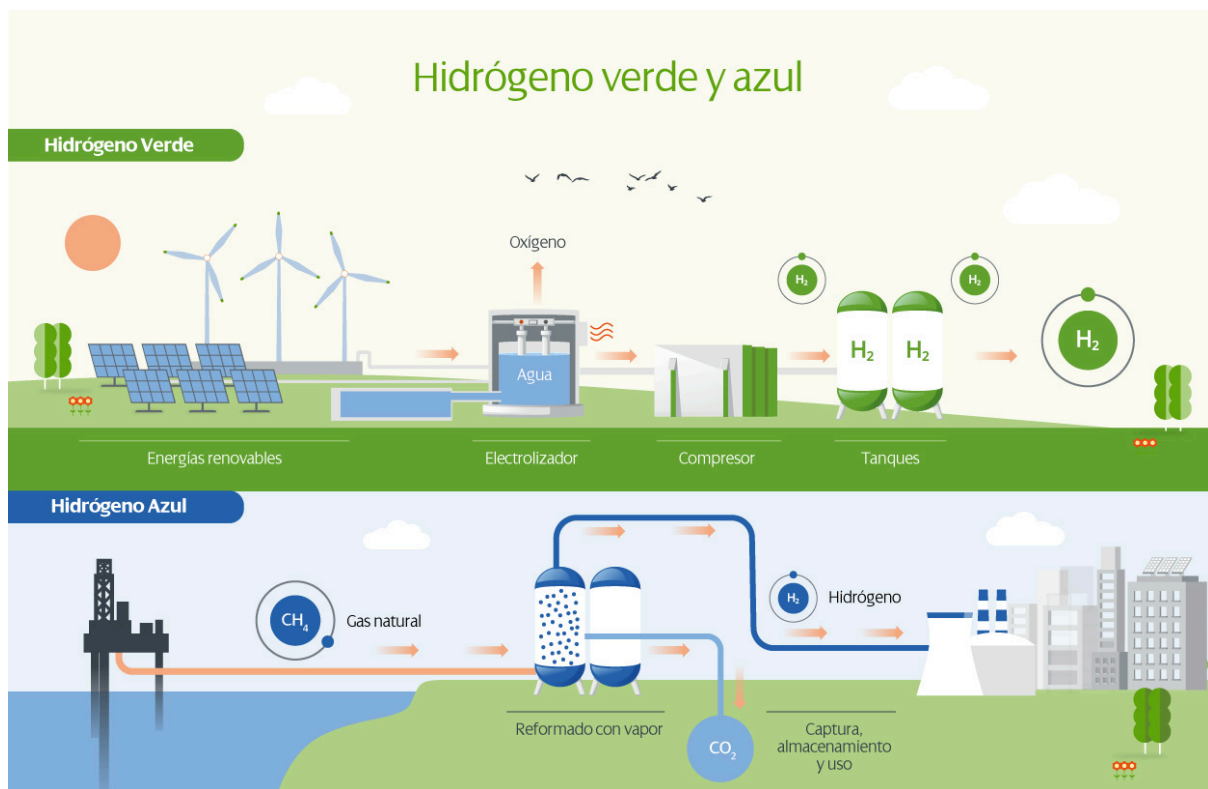
De esta forma, el impacto del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en el desarrollo industrial no solo depende de su potencial como vector energético, sino también de cómo se estructuran sus cadenas de valor y qué estrategias se adoptan para integrarlas en la economía productiva. Como se destacó en el Box N° 1, el H<sub>2</sub> verde puede estimular el crecimiento industrial a través de la expansión de las energías renovables, la atracción de industrias electrointensivas y el desarrollo de infraestructura tecnológica. Sin embargo, para que estos beneficios se traduzcan en una transformación productiva sostenible, es fundamental comprender cómo se configuran y articulan las cadenas de valor del H<sub>2</sub>, en particular en sus versiones verde y azul.

Cada tipo de H<sub>2</sub> responde a un esquema productivo diferente, con insumos, procesos y aplicaciones específicas que determinan su competitividad y viabilidad

económica. El H<sub>2</sub> verde se obtiene a partir de electrólisis alimentada por fuentes renovables, lo que requiere una infraestructura energética y tecnológica robusta. El H<sub>2</sub> azul, en cambio, se produce a partir de gas natural con captura de carbono (CCS), lo que implica un mayor grado de integración con la industria de hidrocarburos y la disponibilidad de sitios adecuados para el almacenamiento del CO<sub>2</sub> capturado (ver Figura N° 2). Ambos modelos presentan oportunidades y desafíos particulares, tanto en términos de costos y certificaciones como en la necesidad de una estrategia industrial que maximice su impacto en la generación de empleo y en la competitividad de la economía local.

A continuación, se presentan los esquemas de las cadenas de valor del H<sub>2</sub> verde y azul, que permitirán comprender los principales eslabones productivos, las sinergias con sectores industriales clave y las oportunidades para la integración de actores locales en la provincia de Buenos Aires.

**Figura N° 2: Esquema de la cadena de Valor del H<sub>2</sub> Verde y Azul**



Fuente:

Iberdrola

(Link:

<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/diferencia-hidrogeno-verde-a-zul>).

A partir de los esquemas de las cadenas de valor del H<sub>2</sub> verde y azul presentados, es necesario analizar con mayor profundidad los componentes clave de su desarrollo, considerando tanto la demanda como la oferta y la infraestructura necesaria para su implementación.

En primer lugar, se explorarán las aplicaciones del H<sub>2</sub>, donde se identifican los sectores que pueden integrar este vector energético en sus procesos productivos, desde la industria siderúrgica y química hasta el transporte pesado y la generación de energía. Comprender estos usos permite dimensionar el potencial mercado del H<sub>2</sub> en distintos escenarios y su impacto en la descarbonización de la economía.

Posteriormente, se abordará el segmento de producción, detallando las tecnologías disponibles y las condiciones necesarias para la generación de H<sub>2</sub> de bajas emisiones -más allá de los casos Verde y Azul-. Este apartado permitirá evaluar las ventajas y limitaciones de cada alternativa en términos de costos, eficiencia y acceso a insumos estratégicos, considerando además las capacidades de la provincia de Buenos Aires para su desarrollo.

Finalmente, el análisis se enfocará en el almacenamiento y transporte, aspectos fundamentales para la integración del hidrógeno en la matriz energética y su comercialización a nivel nacional e internacional. Se examinarán las distintas opciones tecnológicas, incluyendo almacenamiento en estado gaseoso o líquido, y su conversión en carriers como amoníaco o metanol, junto con los desafíos logísticos y de infraestructura que presentan cada una de estas opciones.

Con este enfoque, se busca proporcionar una visión integral sobre la viabilidad y los desafíos de la economía del H<sub>2</sub>, estableciendo una base para definir estrategias de implementación en la provincia de Buenos Aires.

### **2.2.1. Aplicaciones del H<sub>2</sub>**

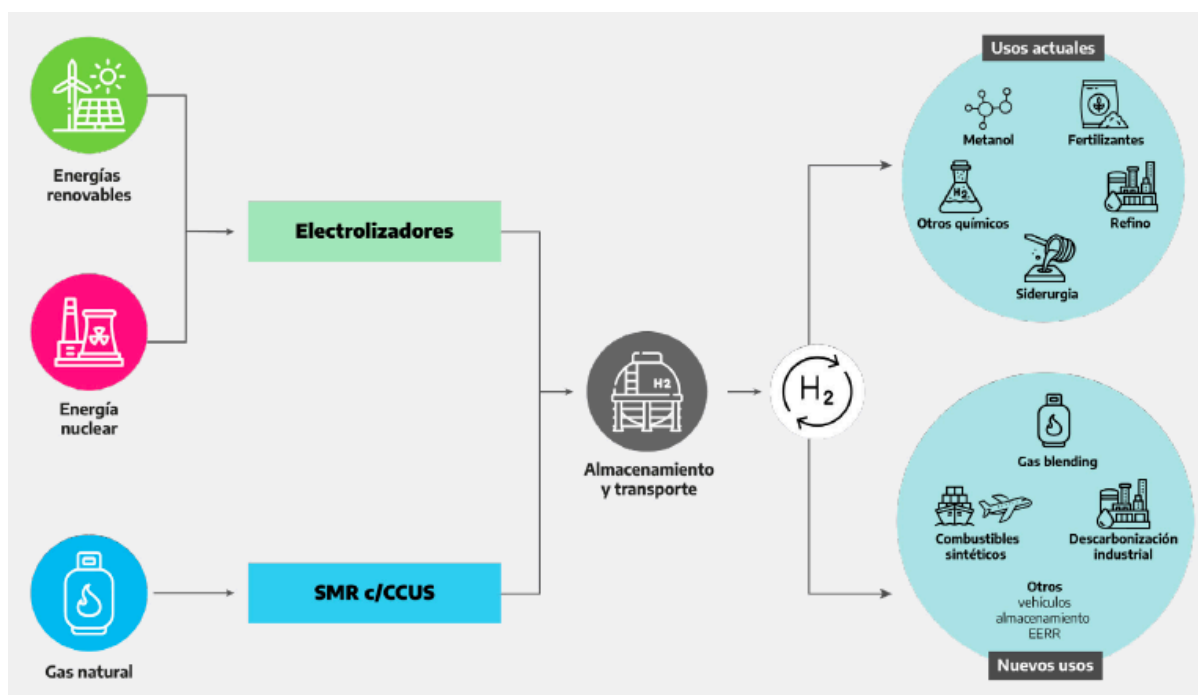
Tal como lo plantea la Estrategia Nacional de H<sub>2</sub> de la República Argentina (que será abordada en la sección 4.2), el nuevo elemento de bajas emisiones tiene dos funciones principales (ver Figura N° 3). Por un lado, puede sustituir el H<sub>2</sub> gris consumido actualmente en procesos tradicionales y, por el otro lado, puede sustituir otros vectores energéticos impulsando la descarbonización de las industrias o usos, en especial aquellos considerados “difíciles de descarbonizar” (*hard to abate sectors*). Además, la proliferación de las tecnologías PtX y el H<sub>2</sub> de bajas emisiones ha puesto en crisis varios procesos industriales tradicionales que, debido a su relevancia ambiental, eficiencia energética y dependencia de combustibles fósiles, necesitan una revisión o innovación urgente.

#### *Sector Industrial*

Uno de los casos más conocidos es el proceso de Haber-Bosch utilizado para la producción de amoníaco y otro es el proceso de desulfuración de los hidrocarburos. Ambos casos son de relevancia para la Provincia de Buenos Aires por la presencia de la producción de fertilizantes y la presencia de polos petroquímicos con la mayor capacidad de refinación del país. En cambio, los casos de la siderurgia y el cemento, también presentes en la provincia, están transitando

transformaciones más profundas en sus procesos tradicionales<sup>5</sup>. La característica común es la intensidad energética y dependencia de combustibles fósiles tanto para la producción de hierro y acero como de clinker, respectivamente.

**Figura N° 3: Usos actuales y nuevos usos del hidrógeno como vector energético**



Fuente: Estrategia nacional de Hidrógeno de la República Argentina

En suma, el H<sub>2</sub> de bajas emisiones, particularmente el H<sub>2</sub> verde, está ganando importancia en varias aplicaciones industriales debido a su capacidad para reducir drásticamente las emisiones de carbono. Uno de los principales usos es el ya mencionado en la refinación de petróleo, donde se emplea en procesos de hidrotratamiento y desulfurización, que eliminan impurezas de los combustibles fósiles. Tradicionalmente, este H<sub>2</sub> se produce a partir de gas natural, pero con la adopción de H<sub>2</sub> verde, se pueden reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en estas refinerías.

En la industria química, el H<sub>2</sub> es crucial para la producción de amoníaco (para fertilizantes), y también se utiliza en la producción de metanol. En ambos casos, son industrias intensivas en carbono que utilizan H<sub>2</sub> gris, no obstante, al adoptar H<sub>2</sub> verde, estos procesos pueden descarbonizarse significativamente. Además, tanto el amoníaco verde como el metanol verde se están explorando como *carriers* energéticos para el almacenamiento y transporte de hidrógeno, lo que crea nuevas

<sup>5</sup> Esta transformación en la forma en que se fabrica hierro y acero no tiene una solución única. Más información en: <https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Fact-sheet-Hydrogen-H2-based-ironmaking.pdf>

oportunidades en la cadena de valor energética. Hay iniciativas para adecuar procesos inversos o incluso adaptar motorizaciones de buques a los mismos. Aún son tecnologías en proceso de desarrollo y que además compiten con variantes de hidrocarburos como GLP o GNL que serían instancias intermedias de descarbonización.

Por otro lado, la industria del cemento está en un punto crítico, con su tradicional proceso intensivo en CO<sub>2</sub> siendo cuestionado debido a la disponibilidad de H<sub>2</sub> de bajas emisiones y la necesidad de descarbonizar sectores difíciles. El H<sub>2</sub>, junto con tecnologías como CCS y nuevos materiales, ofrece una vía para transformar la producción de cemento hacia una forma más sostenible y menos intensiva en CO<sub>2</sub>. Vale mencionar que el proceso tradicional emite CO<sub>2</sub> en forma directa durante el proceso de calcinación para la obtención de clinker, pero también por la necesidad de altas temperaturas del proceso obtenidas a partir de combustibles fósiles.

Por último, en la industria siderúrgica, el H<sub>2</sub> está revolucionando la producción de acero mediante la reducción directa de hierro (DRI). En lugar de utilizar coque (derivado del carbón), que emite grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, o gas natural, el H<sub>2</sub> puede actuar como reductor, produciendo acero de alta calidad con muy bajas emisiones. Este cambio representa una transformación significativa en uno de los sectores más intensivos en CO<sub>2</sub> a nivel global.

Dado que varios de estos procesos productivos están presentes en la provincia, durante el trabajo de campo se hicieron visitas a las áreas productivas con mayor potencial: el polo industrial y petroquímico de Bahía Blanca y la zona siderúrgica de Zárate-Campana.

### *Sector Generación*

Fuera de la aplicación industrial del H<sub>2</sub>, existe un gran interés en su uso para generación de energía. El origen de todo está en utilizar al vector H<sub>2</sub> para el almacenamiento de energía renovable (proceso conocido como Power-to-Gas). Aquí, el H<sub>2</sub> se produce mediante la electrólisis, usando el excedente de energía renovable (solar o eólica) durante los momentos de baja demanda. Este H<sub>2</sub> se almacena y puede reconvertirse en electricidad a través de celdas de combustible o turbinas de gas cuando la demanda energética aumenta o cuando no hay suficiente generación renovable.

La ventaja está en su integración con parques solares y eólicos para gestionar la intermitencia de las energías renovables, garantizando una fuente de energía constante y flexible. Esto permite el almacenamiento de energía renovable a gran escala y durante largos períodos de tiempo, lo que es esencial para estabilizar redes eléctricas con alta penetración de fuentes renovables. También se visualiza en el largo plazo un potencial mercado del H<sub>2</sub> para el abastecimiento de energía en sitios aislados.

Este uso del H<sub>2</sub> abre un abanico de opciones de cómo utilizarlo para producir energía. El primer modo es a través de las celdas de combustible a H<sub>2</sub> que lo convierten en electricidad. Un segundo modo de uso es a través de turbinas de gas adaptadas a H<sub>2</sub> o incluso realizando un blending de H<sub>2</sub> con gas natural. Por último, en instalaciones industriales o residenciales, el H<sub>2</sub> se utiliza en sistemas de cogeneración que producen simultáneamente electricidad y calor.

En resumen, este uso presenta una gran heterogeneidad de realidades en cuanto a volumen de energía, potencias o incluso ciclos necesarios. Por ejemplo, puede presentar viabilidad en áreas con alta demanda eléctrica y estacionalidad pronunciada. Aun así, es complejo abarcar la gran diversidad de aplicaciones que incluso están presentando un sinnúmero de opciones tecnológicas en desarrollo. Igualmente, el H<sub>2</sub> de bajas emisiones puede jugar un papel crucial en la descarbonización de la generación eléctrica. Su versatilidad lo convierte en una opción prometedora para integrar en las redes eléctricas y en sectores difíciles de descarbonizar

### *Sector Transporte*

Otro sector que comenzó a transitar una gran transformación por el uso del H<sub>2</sub> es el sector transporte. Tiene el potencial de descarbonizar varios modos de transporte, especialmente aquellos difíciles de electrificar directamente. A continuación, se analizan las particularidades específicas de cada caso. Para esto se presentan aspectos técnicos relacionados al H<sub>2</sub> y luego una reflexión sobre el potencial de su incorporación en la PBA:

#### 1. Automotor de carga y pasajeros

El H<sub>2</sub> está emergiendo como una alternativa clave en la descarbonización del transporte de carga y pasajeros, especialmente en segmentos donde la electrificación por baterías presenta limitaciones. Los camiones y buses impulsados por hidrógeno utilizan pilas de combustible para generar electricidad a partir de H<sub>2</sub>, emitiendo únicamente vapor de agua.

En el caso de los camiones de largo recorrido, esta tecnología resulta ideal para aplicaciones donde las baterías eléctricas presentan restricciones en términos de autonomía y tiempos de recarga. El transporte por carretera, y en particular los camiones pesados, representa un porcentaje significativo de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>, lo que ha llevado a distintos gobiernos a implementar políticas de reducción de emisiones. En la Unión Europea (UE), por ejemplo, se ha fijado una meta del 30% de reducción de emisiones para 2030 en vehículos pesados, mientras que en Estados Unidos, el California Air Resources Board (CARB) busca eliminar gradualmente los camiones diésel para 2045.

Para el caso de los buses de pasajeros, es importante diferenciar entre buses urbanos e interurbanos y los de larga distancia. Aunque los buses a H<sub>2</sub> ofrecen

ventajas ambientales, su adopción está siendo desafiada por la expansión de los buses eléctricos a batería, que han logrado una mayor penetración en entornos urbanos gracias a su relación costo-beneficio más favorable. Adicionalmente, el gas natural (particularmente el biometano) también ha demostrado ser una opción viable en algunos mercados, ofreciendo reducciones significativas de emisiones con costos operativos más bajos.

El debate entre H<sub>2</sub> y baterías en la movilidad pesada sigue abierto. En términos de difusión tecnológica, los buses eléctricos de batería han avanzado en ciudades con políticas de movilidad sostenible, mientras que los camiones de H<sub>2</sub> tienen una oportunidad estratégica en corredores logísticos clave, donde la necesidad de autonomía extendida y tiempos de repostaje rápidos juega un papel fundamental. Como se menciona en el informe "Lineamientos para la transición energética", existen zonas de alta demanda de transporte pesado en Buenos Aires, como los ejes Zárate-Campana y Bahía Blanca, donde la adopción de camiones a H<sub>2</sub> podría reducir significativamente las emisiones en el transporte de mercancías entre puertos y centros industriales.

En términos de movilidad de personas y carga, el rol de fabricantes globales como Toyota, presente en la provincia, es clave en la consolidación de esta tecnología. En línea con esta visión, Toyota ha desarrollado prototipos de la Hilux (modelo producido en Argentina) propulsados por celdas de combustible de H<sub>2</sub>, reflejando su visión de integrar esta tecnología en el segmento de vehículos comerciales y de trabajo. Estos vehículos han sido fabricados en las instalaciones de Toyota Motor Manufacturing UK (TMUK) en Derby, Inglaterra, y actualmente se encuentran en fase de prueba para evaluar su rendimiento y viabilidad comercial. La autonomía prevista de estos prototipos es de hasta 600 km, superando las capacidades de algunos sistemas eléctricos de batería. Para mayor información sobre Toyota se desarrolló el Box N° 2.

## **Box N° 2: Toyota y sus Aplicaciones Innovadoras del Hidrógeno**

Toyota ha sido pionera en la implementación del H<sub>2</sub> como fuente de energía en diversos sectores de la movilidad, demostrando su compromiso con la sostenibilidad y la innovación tecnológica. A continuación, se destacan algunas de sus iniciativas más relevantes:

### **Vehículos de Pasajeros: Toyota Mirai**

El Toyota Mirai es un vehículo eléctrico de pila de combustible (FCEV) que utiliza H<sub>2</sub> para generar electricidad, emitiendo únicamente vapor de agua. La segunda generación del Mirai, lanzada en 2020, ofrece una autonomía de hasta 650 kilómetros con un solo repostaje, que se realiza en aproximadamente cinco minutos. Desde su introducción en 2014, se han vendido alrededor de 27,500 unidades a nivel mundial<sup>6</sup>.

### **Transporte Público: Autobuses de H<sub>2</sub>**

En colaboración con Hino Motors, Toyota desarrolló el Toyota Sora, un autobús de pila de combustible diseñado para el transporte público<sup>7</sup>. Este vehículo tiene capacidad para hasta 79 pasajeros y ha sido implementado en las flotas de transporte de ciudades como Tokio, especialmente durante los Juegos Olímpicos de 2020, repitiendo este rol en París 2024.

### **Vehículos Comerciales: Camiones de H<sub>2</sub>**

Toyota ha adaptado su tecnología de pila de combustible para vehículos pesados. En 2017, inició pruebas con un camión Clase 8 en el Puerto de Los Ángeles, equipado con dos pilas de combustible similares a las utilizadas en el Mirai. Este proyecto, conocido como Project Portal<sup>8</sup>, busca reducir las emisiones en el sector del transporte de mercancías.

### **Innovaciones Futuras: Cartuchos Portátiles de H<sub>2</sub>**

En colaboración con su filial Woven Planet, Toyota ha desarrollado prototipos de cartuchos portátiles de hidrógeno, destinados a facilitar el uso diario de esta fuente de energía en aplicaciones domésticas y de movilidad ligera<sup>9</sup>. Estos cartuchos podrían alimentar desde motocicletas hasta electrodomésticos, promoviendo una sociedad basada en el H<sub>2</sub>.

Estas iniciativas reflejan la visión de Toyota de integrar el hidrógeno en múltiples facetas de la movilidad y la vida cotidiana, contribuyendo a la construcción de una sociedad más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles.

<sup>6</sup> Link: <https://www.ft.com/content/69422656-7a25-4bc7-b626-1e69d4da953c>

<sup>7</sup> Link: <https://prensa.toyota.es/toyota-pone-a-la-venta-el-autobus-de-pila-de-combustible-sora/>

<sup>8</sup> Link: <https://www.motortrend.com/features/1807-toyotas-hydrogen-fuel-cell-project-portal-class-8-semi-truck/>

<sup>9</sup> Link <https://www.hybrid-car.es/toyota-desarrolla-un-prototipo-de-cartucho-de-hidrogeno-portatil/>

## 2. Trenes

Los trenes de H<sub>2</sub>, como los desarrollados por Alstom en Europa, también usan pilas de combustible para convertir H<sub>2</sub> en electricidad, lo que los hace especialmente útiles en rutas no electrificadas. Son una alternativa limpia frente a los trenes diésel. Los trenes están avanzando hacia la descarbonización, especialmente en regiones como Europa en donde la UE se puso como objetivo reducir las emisiones del transporte ferroviario en un 90% para 2050 bajo el Pacto Verde Europeo, y las empresas están trabajando para reemplazar los trenes diésel en rutas no electrificadas con trenes de H<sub>2</sub> o eléctricos.

La provincia cuenta con una red ferroviaria extensa, pero es muy baja la cantidad que está electrificada. Los trenes de H<sub>2</sub> podrían reemplazar a los trenes diésel en rutas clave, reduciendo la huella de carbono de la producción agropecuaria provincial, sin necesidad de costosas inversiones en infraestructura eléctrica. Aun así, hubo ciertos inconvenientes técnicos con los trenes a H<sub>2</sub> y es posible que surjan alternativas tecnológicas asociadas a otro *carrier* o derivado.

## 3. Aviación

Aunque aún está en fases tempranas de desarrollo, el H<sub>2</sub> está siendo explorado como un combustible para la aviación, tanto en forma líquida como convertido en *e-fuels* (combustibles sintéticos a partir de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> capturado). Las pruebas con aviones de corto y medio alcance que funcionan con H<sub>2</sub> ya están en marcha.

Aun así, la aviación es uno de los sectores más difíciles de descarbonizar. La Organización de Aviación Civil Internacional (ICAO), a través del programa CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation), ha fijado como meta alcanzar la neutralidad de carbono para 2050. Las aerolíneas están comenzando a utilizar combustibles sostenibles de aviación (SAF) y explorando el H<sub>2</sub> como combustible para vuelos de corto y medio alcance. La UE con su iniciativa *Fit for 55* tiene como objetivo aumentar la adopción de combustibles sostenibles por parte de aeronaves. Finalmente, empresas como Airbus, que están desarrollando aviones propulsados por H<sub>2</sub>, son líderes en innovación en este sector.

De esta forma, en los aeropuertos de Buenos Aires y especialmente en Ezeiza, la implementación de aviones a hidrógeno o el abastecimiento de combustibles sostenibles podría contribuir a la reducción de la huella de carbono del transporte aéreo local e internacional. Sin embargo, el avance de estas tecnologías enfrenta desafíos significativos. Mientras que algunas aerolíneas y fabricantes han explorado opciones de hidrógeno, el desarrollo de biojets ha surgido como una alternativa más inmediata y viable para la transición del sector. No obstante, la adopción de combustibles sostenibles de aviación (SAF) avanza a un ritmo más lento de lo esperado debido a restricciones en la oferta y costos elevados, lo que

retrasa su implementación a gran escala<sup>10</sup>. A pesar de este contexto, la creciente presión regulatoria y la necesidad de descarbonización siguen siendo drivers de innovación, lo que abre una oportunidad para que la provincia impulse estrategias de producción y abastecimiento alineadas con el desarrollo del mercado.

#### 4. Marítimo

En términos tecnológicos, el transporte marítimo está buscando alternativas para descarbonizarse. Los buques de H<sub>2</sub> pueden utilizar motores de combustión interna adaptados para quemar H<sub>2</sub> o pilas de combustible para generar electricidad a partir de H<sub>2</sub>, produciendo solo vapor de agua como subproducto. En términos tecnológicos, los sistemas de pilas de combustible están en fase de prueba. Otra opción es la turbina de gas a H<sub>2</sub>, una tecnología emergente para la propulsión marítima. Estas turbinas podrían reemplazar los motores diésel tradicionales, especialmente en barcos de carga de gran tamaño. Estas dos alternativas contienen la complejidad del manejo del H<sub>2</sub>, tanto comprimido como líquido.

Por otro lado, el amoníaco verde es uno de los principales *carriers* de H<sub>2</sub> debido a su facilidad para almacenar y transportar. El amoníaco líquido no requiere las temperaturas extremadamente bajas del H<sub>2</sub> líquido, lo que simplifica su manejo. Empresas como MAN Energy Solutions están desarrollando motores que puedan utilizar directamente amoníaco como combustible en buques. El metanol también está ganando tracción como un *carrier* que puede reemplazar a los combustibles fósiles en barcos. Es más fácil de manejar que el H<sub>2</sub> puro, y su infraestructura de almacenamiento y transporte ya está desarrollada en muchos puertos.

En cuanto a metas de descarbonización, la Organización Marítima Internacional (IMO) ha trazado como Estrategia 2023 que la adopción de fuentes de energía, combustibles y/o tecnologías de emisiones de GEI nulas o casi nulas representará, como mínimo, el 5 %, con el objetivo de llegar al 10 %, de la energía utilizada por el transporte marítimo internacional para 2030. A su vez, que se alcanzará el punto máximo de emisiones de GEI procedentes del transporte marítimo internacional lo antes posible y llegar a unas emisiones de GEI netas nulas a más tardar en 2050 (OMI, 2023). Para lograr esto, el uso de H<sub>2</sub> y *carriers* como el amoníaco verde y el metanol verde están ganando protagonismo.

El transporte marítimo, especialmente en una región con siete puertos clave como la Provincia de Buenos Aires, representa una gran oportunidad para implementar tecnologías basadas en H<sub>2</sub> y descarbonizar este sector intensivo en emisiones de CO<sub>2</sub> o insertarse en la cadena de abastecimiento, produciendo los combustibles que demanda este sector. El transporte marítimo genera aproximadamente el 3% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> y organismos internacionales han establecido metas claras para reducir este impacto.

---

<sup>10</sup> Bloomberg (11/2/2025). Global Air Travel Surges While Switch to Clean Jet Fuel Lags [Global Air Travel Surges While Switch to Clean Jet Fuel Lags - Bloomberg](#)

Como anticipación, la adopción del H<sub>2</sub> en el transporte marítimo requiere una combinación de innovaciones tecnológicas en propulsión, almacenamiento criogénico, seguridad, y adaptación de la infraestructura portuaria las cuales están en proceso de desarrollo. Los puertos de la Provincia de Buenos Aires tienen un potencial significativo para convertirse en áreas logísticas de H<sub>2</sub> y *carriers* como el amoníaco o el metanol, lo que les permitiría integrarse en la economía global del H<sub>2</sub> y contribuir a la descarbonización del transporte marítimo. Por esa razón, el equipo visitó los Puertos de Dock Sud, de La Plata y de Bahía Blanca, además de contactarse con el Puerto de Quequén.

## 5. Automóviles

Los automóviles de H<sub>2</sub> también funcionan mediante pilas de combustible. Existen en el mercado modelos comerciales que utilizan H<sub>2</sub> como combustible, con tiempos de recarga similares a los vehículos convencionales de gasolina. Sin embargo, en este segmento existe una competencia muy desigual con la tecnología de los autos eléctricos cuya tecnología está madura y está ganando gran difusión. Por ahora, las marcas tradicionales como Toyota (ya abordado en el Box N°2) y Hyundai siguen intentando encontrar una alternativa al vehículo eléctrico que lideran marcas 100% eléctricas como Tesla o BYD.

Aunque la infraestructura de recarga de H<sub>2</sub> aún es limitada, el uso de autos de H<sub>2</sub> podría ser viable en la provincia si se instalaran estaciones de recarga en corredores estratégicos como la Ruta 2 (que conecta Buenos Aires con la costa atlántica) o las autopistas urbanas del AMBA.

En la medida de que esta tecnología logre incorporarse al mercado, para apoyar el uso generalizado de H<sub>2</sub> en estos sectores, la provincia necesita desarrollar una red de estaciones de recarga de H<sub>2</sub>, así como avanzar en la producción local de H<sub>2</sub> verde, utilizando energías renovables (eólica y solar). Entre las principales barreras se incluyen el alto costo inicial de las tecnologías de H<sub>2</sub> y la infraestructura de recarga.

### *Sector Residencial y Comercial*

Por último, otro gran actor dentro de la demanda de energía y alcanzado por el proceso de transición energética es el sector residencial y comercial. Esto fue abordado con anterioridad en el proceso de transición energética en el documento “Lineamientos para la transición energética”. El uso del H<sub>2</sub> en el consumo residencial y comercial es un área emergente que está siendo explorada para su potencial en la transición hacia una economía baja en carbono. Aunque la implementación del H<sub>2</sub> en estos sectores aún está en una etapa experimental, existen varios desarrollos y aplicaciones potenciales que podrían revolucionar la forma en que las energías se utilizan en hogares y negocios.

Las aplicaciones potenciales del H<sub>2</sub> en el consumo residencial y comercial incluye diversos mecanismos ya destacados en apartados anteriores. El uso de H<sub>2</sub> combustible sólo o en blending con gas natural permite la calefacción, calentamiento de agua y hasta la cocción. Mediante el uso de celdas combustibles de óxido sólido ya existen equipos comerciales que proveen de energía eléctrica y agua caliente por su principio de funcionamiento a altas temperaturas. El diseño y funcionalidad de las propuestas comerciales actualmente disponibles en el mercado (ver Figura N° 4) ya representan una solución para producir calor y electricidad en residencias, escuelas o pequeños negocios.

**Figura N° 4: Equipo domiciliario de co-generación con celdas de óxido sólido**



Fuente: extraído de <https://www.j-lpgas.gr.jp/en/appliances/>

### *Mercado de Exportación*

El modelo de producción de H<sub>2</sub> de exportación es el que ha captado mayor atención, especialmente enfocado en la demanda europea. Esta opción se está configurando como una oportunidad clave para los países que buscan posicionarse como proveedores de H<sub>2</sub> verde y sus derivados, dado el impulso de descarbonización en el continente europeo que se ha planteado ser el primer continente carbono-neutral. Abordamos a continuación algunos aspectos relevantes de esta opción comercial:

## 1. Demanda de la Unión Europea (UE)

La UE ha establecido metas ambiciosas para la descarbonización, con un enfoque fuerte en la adopción del H<sub>2</sub> de bajas emisiones. El Pacto Verde Europeo tiene como objetivo lograr la neutralidad climática para 2050, y el H<sub>2</sub> es clave para descarbonizar sectores difíciles como la industria pesada, el transporte y la energía. Tras la invasión rusa a Ucrania, en mayo de 2022 la Comisión Europea presentó un plan para poner fin a la fuerte dependencia de la UE de los combustibles fósiles. Este plan, denominado RePowerEU<sup>11</sup>, se propone para el año 2030 alcanzar una producción de 10 millones de toneladas de H<sub>2</sub> verde e importar otros 10 millones de toneladas, lo que crea una gran demanda para los mercados internacionales.

Asimismo, el avance de este continente en la descarbonización de su economía irá acompañada de un abanico de barreras para-arancelarias. Esto es considerado necesario para equiparar la competitividad de su economía que adopta modelos de producción sostenibles respecto de otras formas de producción más económicas. Directa o indirectamente, este proceso de descarbonización impactará en los modelos de producción locales además de generar una demanda de gran escala. Respecto del potencial aprovechamiento de esta demanda por parte de la Provincia de Buenos Aires, se debe tener en cuenta los próximos puntos.

## 2. Modelo de Producción-Exportación

El H<sub>2</sub> para exportación a la UE requeriría:

- Producción basada en energías renovables: países o regiones con abundancia de energía solar, eólica o hidroeléctrica (entre los que se encuentra la Provincia de Buenos Aires) tienen una ventaja competitiva para producir H<sub>2</sub> verde mediante electrólisis. Si bien la provincia no posee los vientos patagónicos o la radiación del Noroeste Argentino, tiene condiciones -como en el sur de la provincia- para encontrar una escala de inserción en este mercado. Los parques eólicos ubicados en la provincia promediaron en 2024 un factor de carga de 42%, con algunas centrales que superaron el 50%, lo que representa un valor muy elevado para este tipo de tecnologías. Como referencia, ese mismo año el factor de carga promedio de los parques eólicos en la Unión Europea fue del 24%.

- Desarrollo de infraestructuras: Para exportar H<sub>2</sub>, es necesario contar con una infraestructura robusta de producción, almacenamiento y transporte, que incluye plantas de electrólisis, tanques criogénicos, y terminales portuarias especializadas. Los carriers, como el amoníaco y el metanol verde, ya se ha evidenciado que juegan un rol importante para facilitar el transporte en largas distancias.

---

<sup>11</sup> El Plan para poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos (REPowerEU), es una respuesta de la Comisión Europea a las dificultades y perturbaciones del mercado mundial de la energía causadas por la invasión de Ucrania por Rusia. Más información en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0230>

### 3. Contratos a Largo Plazo y Certificación

El mercado de exportación de H<sub>2</sub> aún está en creación. Para exportar a Europa u otras regiones se avizora la dependencia de la firma de contratos a largo plazo que aseguren un suministro constante y confiable de H<sub>2</sub> verde, de un lado, y un comprador que acompañe la envergadura de la inversión asociada, del otro. Además, es ineludible que el H<sub>2</sub> exportado esté certificado como verde, lo que implica que debe cumplir con los criterios de emisiones establecidos por regulaciones europeas, como el Certificado de Origen de H<sub>2</sub> Verde y los estándares de sostenibilidad.

Este último punto está siendo parcialmente flexibilizado, dejando de lado la paleta de colores para catalogar al H<sub>2</sub> como de bajas emisiones o no. Existen algunas primeras escalas para definirlo como es el caso de la Política Nacional de H<sub>2</sub> con Bajas Emisiones de Carbono de Brasil que fue recientemente sancionada. La Ley 14.948, de 2024, regula la producción de H<sub>2</sub> considerado de bajas emisiones de carbono y establece la certificación voluntaria. Según la nueva ley, se considerará H<sub>2</sub> bajo en carbono aquel que, en el ciclo de vida del proceso productivo, dé como resultado un valor inicial inferior o igual a 7 kilogramos de dióxido de carbono equivalente por kilogramo de hidrógeno producido (7 kgCO<sub>2</sub>eq /kgH<sub>2</sub>)<sup>12</sup>.

### 4. Precios y Competitividad

El precio del H<sub>2</sub> verde sigue siendo una barrera para la exportación, ya que actualmente es más costoso que el hidrógeno gris o azul. No obstante, con la reducción de los costos de las energías renovables y las mejoras en la eficiencia de los electrolizadores, se espera que el precio del H<sub>2</sub> verde disminuya significativamente, aumentando su competitividad en el mercado internacional. Además, los subsidios europeos y las iniciativas de Financiación Climática Internacional están generando incentivos para acelerar este proceso y consolidar la viabilidad económica del H<sub>2</sub> verde como alternativa sostenible.

En este contexto, no se espera que el sector converja hacia una única escala de producción óptima, sino que la evolución tecnológica podría dar lugar a un modelo estratificado, donde distintos niveles de producción se establezcan en función de los desafíos técnicos y económicos específicos de cada escala. Esto se debe a que, si bien la economía de escala contribuye a la reducción de costos unitarios, también enfrenta rendimientos decrecientes y barreras logísticas, regulatorias o de infraestructura que pueden limitar su efectividad a gran escala. Como resultado, podrían coexistir diferentes modelos productivos: desde plantas de

<sup>12</sup>

Fuente: Agencia Senado  
<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2024/08/05/marco-legal-do-hidrogenio-de-baixo-carbo-no-e-sancionado>

gran capacidad orientadas a la exportación hasta instalaciones modulares adaptadas a demandas regionales o sectores específicos, optimizando costos y disponibilidad en función de cada mercado objetivo.

## 5. Iniciativas Internacionales y Acuerdos

El desarrollo del mercado de exportación está respaldado por múltiples acuerdos bilaterales e iniciativas internacionales. Países como Chile, Australia, Arabia Saudita y Marruecos han firmado acuerdos con la Unión Europea para convertirse en proveedores de H<sub>2</sub> verde. Getting to Zero Coalition y otros consorcios globales están trabajando para crear rutas comerciales de hidrógeno entre regiones productoras y demandantes.

En resumen, el mercado de exportación de H<sub>2</sub> está impulsado por la necesidad de descarbonización que tienen economías carentes de fuentes de energía renovable. La certificación verde o baja en carbono, el desarrollo de infraestructura y los acuerdos internacionales que aseguren un suministro estable y competitivo a largo plazo serán determinantes en la inserción local en esa cadena y que en la Provincia surjan hubs de H<sub>2</sub>.

### *Exportaciones no tradicionales de H<sub>2</sub> Verde*

Una forma de exportación indirecta de H<sub>2</sub> desde la Provincia de Buenos Aires es a través de la incorporación de H<sub>2</sub> verde en procesos industriales como la producción de fertilizantes, acero, o en el abastecimiento de aviones y buques internacionales con carriers bajos en carbono. Estos procesos permiten exportar productos con un valor agregado y menor huella de carbono, alineándose con las exigencias de los mercados internacionales que demandan soluciones sostenibles. A continuación, caracterizamos estas posibilidades para la provincia:

#### 1. Fertilizantes Verdes

- **Incorporación de H<sub>2</sub> Verde:** Bahía Blanca alberga uno de los centros petroquímicos más grandes del país, donde empresas como Profertil fabrican fertilizantes. Actualmente, el amoníaco se produce a partir de H<sub>2</sub> gris (derivado del gas natural), pero la transición al H<sub>2</sub> verde permitiría la fabricación de fertilizantes con baja huella de carbono.
- **Exportación Indirecta:** Los fertilizantes verdes podrían ser exportados a mercados internacionales que valoran productos con menor impacto ambiental, particularmente a la UE, donde existe una creciente demanda de productos

agrícolas sostenibles. Este enfoque no solo reduce las emisiones locales, sino que agrega valor a la cadena de exportación agrícola de la provincia.

## 2. Acero Verde

- Producción con H<sub>2</sub> Verde: En la región industrial de Zárate-Campana, empresas como Tenaris y Ternium son grandes productoras de acero. El uso de H<sub>2</sub> verde en lugar de coque o de gas natural en el proceso de reducción directa de hierro (DRI) permite producir acero verde, eliminando las emisiones de carbono que genera el uso de carbón en los altos hornos.

- Exportación Indirecta: El acero verde producido con H<sub>2</sub> de bajas emisiones sería muy atractivo para los mercados internacionales, especialmente en la UE y otros países que exigen productos con bajas emisiones. Dado que el acero es un componente clave en industrias como la automotriz y la construcción, este tipo de exportación indirecta posicionaría a Buenos Aires como un proveedor competitivo en la cadena de valor global.

## 3. Abastecimiento de Aviones y Buques con Carriers Bajos en Carbono

- Amoníaco y Metanol Verde como Carriers: Los puertos de Bahía Blanca y Dock Sud pueden convertirse en centros logísticos estratégicos para el abastecimiento de buques con carriers bajos en carbono como el amoníaco o el metanol verde. Estas sustancias pueden ser producidas localmente a partir de H<sub>2</sub> verde y CO<sub>2</sub> capturado, y ser utilizadas como combustibles alternativos en el transporte marítimo y aéreo.

- Exportación Indirecta: Si la infraestructura en estos puertos se adapta para la recarga de buques internacionales con estos combustibles verdes, la provincia se posicionaría como un hub regional en el comercio de H<sub>2</sub> y carriers verdes. Este abastecimiento no solo permitiría exportar combustible, sino también proporcionar servicios a las rutas marítimas y aéreas globales que pasen por la región, contribuyendo a la descarbonización del transporte internacional.

En síntesis, estas formas de exportación indirecta ofrecen una oportunidad estratégica para la Provincia de Buenos Aires. Al integrar el H<sub>2</sub> verde en sectores industriales clave, la provincia no solo promueve el desarrollo local y mejora su competitividad en los mercados internacionales, sino que contribuye con la transición energética nacional de otros países con un vector exportable.

## **2.2.2. Producción de H<sub>2</sub> bajo en carbono**

Como se ha presentado al inicio de esta sección, la producción de H<sub>2</sub> bajo en carbono puede llevarse a cabo a través de diversos procesos tecnológicos y utilizando diferentes fuentes de energía. A continuación, caracterizamos los procesos de electrólisis, reformado de vapor y pirólisis, caracterizando las opciones tecnológicas de cada caso y destacando cómo se integran con diversas fuentes de H<sub>2</sub> y de energía.

### **1. Electrólisis**

- Proceso: La electrólisis implica la separación de las moléculas de agua en H<sub>2</sub> y oxígeno mediante el uso de electricidad. Este proceso es el más limpio si la electricidad proviene de fuentes renovables. La Electrólisis Alcalina (AEL) es la tecnología más madura y utilizada para la producción de hidrógeno mediante energías renovables. Utiliza un electrolito líquido (usualmente hidróxido de potasio) para dividir el agua en H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>. La segunda tecnología más utilizada es la Electrólisis de Membrana de Polímero (PEM) que usa una membrana de intercambio de protones que permite una respuesta más rápida a los cambios de carga, haciéndola ideal para integrarse con fuentes intermitentes como la solar y eólica. Entre estas tecnologías, AEL es poco eficiente y PEM resulta más onerosa, aunque ambas se encuentran en el mercado. Por último, existe la Electrólisis de Óxidos Sólidos (SOEC) que es una tecnología emergente que funciona a altas temperaturas, lo que mejora la eficiencia, pero aún está en fase experimental.

- Fuentes de H<sub>2</sub>: El H<sub>2</sub> se obtiene del agua. Es un proceso clave para producir H<sub>2</sub> verde, siempre que la electricidad provenga de energías renovables. Aquí el punto clave es la incidencia del consumo de agua dulce en zonas de estrés hídrico como es el caso de la Patagonia o incluso el NOA, por lo que es comúnmente asociar un proceso de desalinización para utilizar agua de mar y tener menos impacto local.

- Fuentes de Energía: Para producir H<sub>2</sub> bajo en carbono mediante electrólisis, la electricidad debe generarse a partir de fuentes renovables (eólica, solar), nucleares, o eventualmente fósiles con captura de carbono. La combinación de energía nuclear (H<sub>2</sub> rosa) o renovables (H<sub>2</sub> verde) con electrólisis permite obtener H<sub>2</sub> sin emisiones de CO<sub>2</sub>. En cuanto a fuentes potenciales de largo plazo en la provincia podría pensarse en eólica offshore y mareomotriz.

### **2. Reformado de Vapor (SMR - Steam Methane Reforming)**

- Proceso: Este es el método más utilizado actualmente para producir H<sub>2</sub>, especialmente H<sub>2</sub> gris. En el reformado de metano, el gas natural o el biogás se descomponen utilizando vapor de agua a alta temperatura, liberando hidrógeno y

CO<sub>2</sub>. Es una tecnología súper madura pero que para que la producción de H<sub>2</sub> sea considerada baja en carbono se debe incorporar a tecnología de captura de carbono. Esta tecnología ya está implementada en algunas plantas, pero su adopción masiva aún está limitada por los costos y la infraestructura necesaria para almacenar o reutilizar el CO<sub>2</sub> capturado.

- Fuentes de H<sub>2</sub>: Utiliza gas natural o biometano como fuente de H<sub>2</sub>. Si el biometano proviene de residuos orgánicos, este proceso puede ser más sostenible.

- Fuentes de Energía: Tradicionalmente, se ha utilizado energía fósil, pero combinando con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS), se puede obtener H<sub>2</sub> azul, que es de bajas emisiones. Además, se puede combinar con fuentes renovables o nucleares para reducir la dependencia de combustibles fósiles en la producción de H<sub>2</sub>.

## 2\*. Captura de Carbono (CCUS):

Si bien no es una tecnología para producir H<sub>2</sub>, las tecnologías de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) son esenciales para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Su aplicación puede darse en industrias que dependen de combustibles fósiles o procesos intensivos en carbono, como la producción de H<sub>2</sub> azul, la generación de energía o la industria pesada. Estas tecnologías permiten capturar el CO<sub>2</sub> emitido en procesos industriales y energéticos, y luego almacenarlo o reutilizarlo, evitando que se libere a la atmósfera.

Se profundiza a continuación en cada paso de esta cadena como son la captura, la utilización y el almacenamiento del CO<sub>2</sub>.

### Captura de Carbono

Existen varios métodos para capturar el CO<sub>2</sub> en las plantas industriales o de energía:

- Captura Post-Combustión: Se captura el CO<sub>2</sub> de los gases de escape después de la combustión de combustibles fósiles. Este método utiliza solventes químicos, como aminas, que absorben el CO<sub>2</sub> del gas de combustión. Es la opción más utilizada y puede instalarse en plantas existentes.

- Captura Pre-Combustión: En este proceso, el carbono es eliminado antes de la combustión de combustibles fósiles. Implica convertir el combustible (por ejemplo, carbón o gas natural) en una mezcla de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>. El CO<sub>2</sub> se captura, y el H<sub>2</sub> se quema, produciendo solo vapor de agua.

- Captura Oxi-Combustión: En lugar de quemar el combustible con aire, se quema con oxígeno puro, produciendo una corriente de gases compuesta principalmente de vapor de agua y CO<sub>2</sub> puro, lo que facilita la captura del CO<sub>2</sub>. Esta tecnología está en fase de demostración, aunque ya ha sido implementada en algunos proyectos piloto.

### Utilización de Carbono (CCU)

El CO<sub>2</sub> capturado puede ser reutilizado en diversos procesos industriales en lugar de ser almacenado, lo que se conoce como Utilización de Carbono (CCU). La utilización de CO<sub>2</sub> en la producción de productos químicos, combustibles sintéticos o materiales de construcción como bloques de cemento está en etapas de desarrollo, aunque algunas aplicaciones ya son comerciales. Los procesos de mineralización de CO<sub>2</sub> están avanzando, y algunos proyectos están comenzando a generar ingresos mediante la venta de productos derivados del carbono capturado.

Por otro lado, existe un sinnúmero de casos de industrias que poseen al CO<sub>2</sub> como un insumo. Puede mencionarse la producción de bebidas carbonatadas, la producción de fertilizantes con urea o incluso está avanzando la tecnología de su uso para la producción de polímeros como el policarbonato. Una aplicación creciente y con buen grado de madurez es la carbonatación de cemento o la fabricación de bloques de construcción que integran CO<sub>2</sub> en su estructura. El CO<sub>2</sub> capturado se puede mineralizar y convertir en carbonatos estables, que se integran en los productos de cemento o concreto, mejorando su resistencia y reduciendo la huella de carbono del sector de la construcción, tal es el caso de la firma Carbon Cure.

### Almacenamiento de Carbono (CCS)

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es una tecnología madura, utilizada en varios proyectos a gran escala. Por ejemplo, el proyecto Sleipner en el Mar del Norte ha estado operando desde 1996, almacenando millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas subterráneas. Este método de almacenamiento está bien establecido y ha demostrado ser seguro y efectivo. Por lo tanto, CO<sub>2</sub> que no se puede reutilizar se puede almacenar permanentemente en formaciones geológicas profundas a través de tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS):

- Almacenamiento Geológico: El CO<sub>2</sub> se inyecta en yacimientos de petróleo y gas agotados, o en acuíferos salinos profundos, donde queda atrapado de forma segura. Este método está bien establecido, con varios proyectos a gran escala en operación.

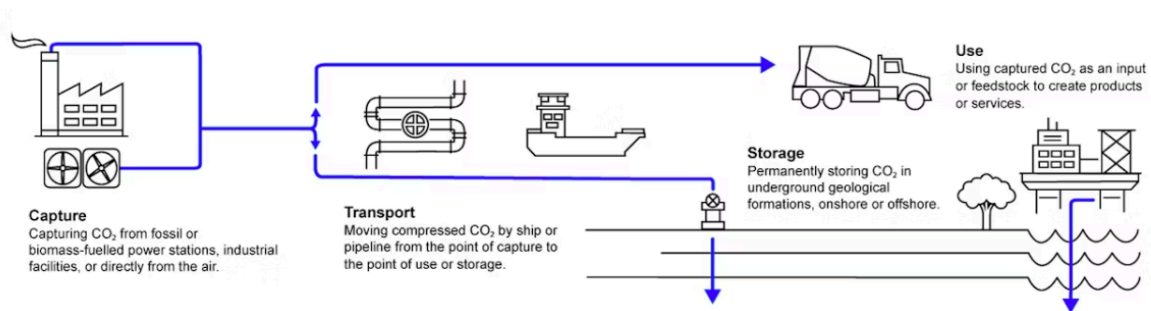
- Almacenamiento en Basaltos: En este proceso, el CO<sub>2</sub> se inyecta en formaciones de roca basáltica, donde reacciona con minerales para formar rocas carbonatadas estables, atrapando el CO<sub>2</sub> de forma permanente.

- Inyección para Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR): El CO<sub>2</sub> se utiliza en campos petrolíferos para aumentar la recuperación de petróleo al reducir la viscosidad del crudo. Aunque esto implica la producción de más petróleo, el CO<sub>2</sub>

queda atrapado en el yacimiento de petróleo, funcionando también como una forma de almacenamiento.

Durante el desarrollo del proyecto, el equipo tuvo la oportunidad de entrevistar a dos investigadoras de la Universidad Nacional del Sur, las cuales han participado de un proyecto de investigación para elaborar un atlas nacional de formaciones aptas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Ese proyecto fue liderado por Y-TEC, pero cabe resaltar que las investigadoras destacaron el desconocimiento del subsuelo y la necesidad de invertir más en I+D con la finalidad de aportar conocimiento sobre la factibilidad o no de cuencas, como por ejemplo la de Claromecó en el territorio provincial, en su capacidad de almacenamiento. Estos estudios permitirán definir la factibilidad y posterior modelado de los reservorios.

**Figura N° 5: Cadena de valor de la Captura de Carbono**



Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA)

En general, las tecnologías de captura de carbono están avanzando rápidamente, con la captura post-combustión y el almacenamiento geológico como las más maduras y comercialmente disponibles. Sin embargo, el alto costo y la infraestructura requerida para implementar estas tecnologías a gran escala siguen siendo los principales obstáculos. Las tecnologías de utilización del CO<sub>2</sub> (CCU) están en una fase más emergente, con proyectos prometedores en combustibles sintéticos y materiales de construcción, pero aún necesitan más tiempo para consolidarse a escala industrial.

### 3. Pirólisis

- Proceso: La pirólisis del metano, también conocida como pirólisis térmica, descompone el gas natural en H<sub>2</sub> y carbono sólido sin emitir CO<sub>2</sub>. Se produce lo que se conoce como hidrógeno turquesa, una opción emergente con gran potencial.

- Fuentes de H<sub>2</sub>: Utiliza gas natural como fuente de hidrógeno, pero a diferencia del reformado de vapor, no produce CO<sub>2</sub>. El carbono generado es sólido y

puede ser utilizado en otras industrias. También puede aplicarse a biometano, aunque resultaría mucho más costoso.

- Fuentes de Energía: La energía para la pirólisis puede provenir de fuentes renovables, nucleares o fósiles (siempre que se capturen las emisiones). Al no emitir  $\text{CO}_2$  en la reacción química, es un proceso de bajas emisiones.

En resumen, la electrólisis y el reformado de vapor con CCS son tecnologías relativamente maduras, mientras que la pirólisis se encuentra en etapas tempranas, con un futuro prometedor en el contexto de la producción de  $\text{H}_2$  bajo en carbono. En la Provincia de Buenos Aires, con su acceso a gas natural, biometano, y potencial eólico, cada una de estas tecnologías tiene el potencial de integrarse en la cadena de valor del  $\text{H}_2$ , contribuyendo a la descarbonización de la industria y el transporte.

### **2.2.3. Almacenamiento y transporte del $\text{H}_2$**

El almacenamiento y transporte del  $\text{H}_2$  (gaseoso o líquido), así como de otros carriers energéticos como el amoníaco y el metanol, son fundamentales para la viabilidad y eficacia del  $\text{H}_2$  como vector energético. Cada método tiene tecnologías asociadas y desafíos específicos que influyen en su adopción y uso práctico que a su vez están determinados específicamente por la aplicación. A continuación, se describen estas tecnologías y aspectos relevantes para cada uno:

#### **1. $\text{H}_2$ a Alta Presión**

Debido a la baja intensidad energética por volumen del  $\text{H}_2$ , una forma de lograr la cantidad de energía necesaria para una aplicación es la alta presión. El  $\text{H}_2$  a alta presión presenta desafíos específicos para los materiales ferrosos utilizados en infraestructuras como tanques de almacenamiento, tuberías y sistemas de transporte. Para tanques por ejemplo, esto se podría resolver utilizando compuestos de fibra de carbono, que pueden soportar presiones de hasta 700 bar. Estos tanques están diseñados para maximizar la seguridad y minimizar la pérdida de  $\text{H}_2$ .

En cuanto al transporte, se realiza mediante tuberías especiales que pueden manejar alta presión o en contenedores cilíndricos montados en camiones, trenes o barcos. En el caso de inyectar  $\text{H}_2$  a alta presión en ductos de gas para blending, los materiales ferrosos enfrentan problemas como la corrosión y fragilización que plantean grandes desafíos a la integridad de los ductos. La diferencia principal entre estas opciones que si bien los tanques a alta presión son efectivos, su uso implica un alto consumo energético en el proceso de compresión y limitaciones en términos de la densidad energética del  $\text{H}_2$  almacenado. Los ductos en cambio, poseen mayor capacidad de transporte de energía pero limitaciones en la presión aunque nuevas

tecnologías están emergiendo y algunas fueron presentadas en el Segundo Foro del Consorcio H2Ar en Berisso.

Una tecnología emergente en cuanto al almacenamiento son los hidruros metálicos. Estos hidruros son compuestos sólidos que pueden almacenar H<sub>2</sub> en su estructura, liberándolo cuando se calientan. Su aplicación está vinculada al almacenamiento de H<sub>2</sub> para aplicaciones estacionarias y móviles, como en pilas de combustible para vehículos.

## 2. H<sub>2</sub> Líquido

La segunda opción de utilizar H<sub>2</sub> como vector energético es utilizarlo en estado líquido. Para licuar el H<sub>2</sub>, se debe enfriar a temperaturas muy bajas (-253°C), utilizando tecnología criogénica. Se almacena en tanques criogénicos aislados térmicamente para minimizar la evaporación. Tanto la tecnología criogénica y las dificultades para su mantenimiento en estado líquido hace que el usos de esta tecnología sea muy limitado a sectores como el aeroespacial.

En cuanto a su transporte, se utilizan camiones cisterna criogénicos, barcos similares a los utilizados para el gas natural licuado (GNL), y a través de contenedores especiales. Hay que destacar que la licuefacción es un proceso que requiere mucha energía, lo que puede aumentar el costo del H<sub>2</sub> y reducir significativamente la eficiencia global de la solución. Sin embargo, el H<sub>2</sub> líquido tiene una mayor densidad energética por volumen comparado con el gas comprimido, lo que lo hace más adecuado para el transporte a larga distancia.

## 3. Amoníaco (NH<sub>3</sub>) como *carrier*

El amoníaco, que se forma al combinar H<sub>2</sub> con nitrógeno en el proceso Haber-Bosch, se puede almacenar a presión moderada o a temperatura ambiente en tanques de acero. Esto hace que la acumulación reduzca significativamente los problemas de manipular H<sub>2</sub> pero incorpora una pérdida de eficiencia significativa. Actualmente, para impulsar su uso se están desarrollando y aplicando celdas de combustible que mediante un pre-tratamiento consumen directamente amoníaco.

En cuanto al transporte, el amoníaco se mueve en forma líquida en camiones cisterna, barcos y a través de tuberías existentes para amoníaco. El problema asociado es que el amoníaco es tóxico, lo que implica consideraciones especiales de seguridad. Sin embargo, es más fácil de licuar que el H<sub>2</sub> y tiene una densidad energética volumétrica más alta, lo que lo hace atractivo para el almacenamiento y transporte de energía a gran escala.

## 4. Metanol (CH<sub>3</sub>OH) como *carrier*

Otro *carrier* asociado al H<sub>2</sub> es el metanol. Este carrier es un líquido a temperatura ambiente, lo que facilita su almacenamiento en tanques convencionales

similares a los utilizados para los combustibles líquidos. La producción de metanol puede ser una forma efectiva de almacenar hidrógeno, ya que se puede sintetizar a partir de hidrógeno y CO<sub>2</sub> capturado, contribuyendo a la reducción de emisiones. Además, a diferencia del amoníaco, el metanol se puede utilizar directamente como combustible o reconvertido en hidrógeno en el punto de uso cosa que aún se está resolviendo en el amoníaco.

En cuanto a su logística, el metanol se transporta utilizando la infraestructura existente para combustibles líquidos, incluyendo camiones cisterna, barcos y tuberías lo cual se vuelve una ventaja competitiva muy importante. La otra ventaja competitiva es la densidad energética respecto de los demás combustibles.

A modo de cierre, puede afirmarse que aún no existe una única solución dominante, sino un abanico de alternativas tecnológicas con distintos grados de madurez, costos, riesgos e infraestructuras asociadas. Las opciones como el hidrógeno comprimido o líquido suelen ser más utilizadas en aplicaciones locales o móviles, pero también encontramos portadores químicos como el amoníaco o los líquidos orgánicos (LOHC), que permiten una mayor densidad energética y facilitan el transporte a larga distancia.

La siguiente tabla (Nº 1) resume las principales características comparativas de estas alternativas, considerando aspectos clave como la densidad energética, la facilidad de transporte, los requisitos de infraestructura, los riesgos asociados y el grado de madurez tecnológica. Esta comparación resulta fundamental para orientar decisiones estratégicas en torno al desarrollo de infraestructura logística, almacenamiento estacionario o exportación, particularmente en territorios como la provincia de Buenos Aires que buscan posicionarse como actores en la economía global del H<sub>2</sub>.

**Tabla Nº 1: Comparación de atributos de los *carriers* del hidrógeno.**

Método	Densidad Energética	Facilidad de Transporte	Infraestructura a Requerida	Riesgos Asociados	Madurez Tecnológica
Hidrógeno Comprimido	Baja (aprox. 5.6 MJ/L a 700 bar)	Alta	Cilindros de alta presión	Riesgo de fugas y explosiones debido a alta presión	Alta
Hidrógeno Líquido	Alta (aprox. 8.4 MJ/L)	Media	Tanques criogénicos	Evaporación por ebullición y necesidad de mantener temperaturas extremadamente bajas	Media

Método	Densidad Energética	Facilidad de Transporte	Infraestructura a Requerida	Riesgos Asociados	Madurez Tecnológica
Hidruros Metálicos	Variable según material	Baja	Sistemas de almacenamiento sólido	Peso elevado y complejidad en la liberación del hidrógeno	Baja
Líquidos Orgánicos (LOHC)	Media	Alta	Infraestructura similar a combustibles líquidos	Complejidad en procesos de hidrogenación y deshidrogenación	Media
Amoníaco (NH <sub>3</sub> )	Alta	Alta	Infraestructura existente para NH <sub>3</sub>	Toxicidad y necesidad de reconversión a H <sub>2</sub>	Alta

Fuente: Elaboración propia.

### **2.3. Incertidumbres y desafíos tecnológicos**

El desarrollo del H<sub>2</sub> de bajas emisiones enfrenta múltiples incertidumbres tecnológicas y desafíos estructurales que serán influyentes en la estrategia provincial de Buenos Aires en los próximos años. Mientras que algunos de estos factores dependen de tendencias globales y avances tecnológicos aún inciertos, otros son barreras locales que pueden abordarse con planificación estratégica y políticas públicas adecuadas.

Por ello, se presenta una diferenciación entre incertidumbres globales, que afectan la evolución del sector en su conjunto, y desafíos provinciales, que condicionan la implementación de proyectos en Buenos Aires.

#### **2.3.1. Incertidumbres Globales**

##### **a. Evolución y ritmo del cambio tecnológico**

Actualmente, el sector del hidrógeno está en una fase de diversificación tecnológica, con múltiples rutas en competencia, desde mejoras en electrólisis hasta innovaciones en almacenamiento y captura de carbono. Sin embargo, aún no ha comenzado un proceso claro de selección y consolidación de tecnologías dominantes.

Esta incertidumbre dificulta la toma de decisiones estratégicas, ya que no se puede predecir con precisión qué tecnologías serán más competitivas a largo plazo. Por ejemplo:

- Los avances en membranas avanzadas para electrólisis podrían mejorar la eficiencia de producción.
- La consolidación de carriers energéticos (amoníaco, metanol, combustibles sintéticos) dependerá de los costos de conversión y transporte.
- Tecnologías maduras como Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS) siguen enfrentando dificultades económicas y regulatorias.

Uno de los aspectos centrales en la evolución del cambio tecnológico en torno al hidrógeno de bajas emisiones es la creciente atención hacia enfoques escalables y modulares, especialmente en contextos donde la infraestructura, el financiamiento o la demanda aún no justifican grandes desarrollos integrados. A diferencia de los megaproyectos centralizados que requieren fuertes inversiones iniciales y altos niveles de riesgo, las soluciones modulares —como electrolizadores de pequeña y mediana escala, unidades móviles de almacenamiento o sistemas integrados en plantas industriales existentes— permiten avanzar progresivamente, generar aprendizaje tecnológico local y adaptarse a entornos cambiantes. Esta lógica de escalabilidad habilita esquemas de producción y consumo más próximos, como el autoconsumo industrial o la descarbonización de sectores específicos, al tiempo que crea condiciones para una transición más gradual hacia modelos de mayor volumen y alcance exportador. En economías en desarrollo como la argentina, donde los proyectos deben convivir con restricciones estructurales, esta aproximación puede ser clave para reducir barreras de entrada, dinamizar la cadena de proveedores y generar capacidades desde abajo.

#### b. Volatilidad de costos energéticos y financiamiento del hidrógeno

La viabilidad económica del H<sub>2</sub> verde depende en gran parte del costo de la electricidad renovable. En Buenos Aires, aunque los factores de carga de energía solar y eólica son competitivos, la alta volatilidad de los precios de la energía y los costos financieros pueden afectar los proyectos.

Si bien a nivel global los precios de electrólisis están disminuyendo, los proyectos de hidrógeno en la provincia deben competir con opciones más económicas. Además, la disponibilidad de subsidios y financiamiento climático internacional será un factor clave para cerrar la brecha de costos.

c. Competencia con los hidrocarburos y regulaciones internacionales

A nivel global, el hidrógeno enfrenta una competencia desleal con los combustibles fósiles, cuyos precios no reflejan completamente su impacto ambiental. Sin mecanismos claros de impuestos al carbono o incentivos para el hidrógeno de bajas emisiones, la transición puede verse ralentizada como se ha observado en las visitas de campo de esta consultoría.

En este sentido, las regulaciones internacionales como el CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) de la UE y las reglas del Inflation Reduction Act (IRA) de EE.UU. pueden generar oportunidades o barreras según el cumplimiento de estándares de producción y certificación.

### **2.3.2. Desafíos Provinciales para el Desarrollo del Hidrógeno**

d. Infraestructura para producción, transporte y almacenamiento

El desarrollo del hidrógeno en Buenos Aires requiere una infraestructura específica, que va desde plantas de producción hasta sistemas de transporte y almacenamiento. A diferencia de otras provincias con proyectos de exportación a gran escala, Buenos Aires tiene una infraestructura portuaria estratégica (Bahía Blanca, Dock Sud, Zárate-Campana), lo que abre oportunidades para el desarrollo de carriers como amoníaco o metanol.

Sin embargo, adaptar o construir gasoductos para hidrógeno, desarrollar hidrogeneras para movilidad y establecer hubs logísticos sigue siendo un desafío técnico y financiero significativo.

e. Integración con energías renovables y estabilidad del suministro

La integración eficiente del H<sub>2</sub> con energías renovables es un desafío clave. Buenos Aires, a diferencia de las provincias patagónicas con alto recurso eólico, presenta un modelo híbrido de generación, combinando solar, eólica y por ejemplo biogás, destacando alto potencial eólico en regiones como Bahía Blanca. Esto requiere:

- i. Sistemas de almacenamiento energético para garantizar un suministro estable.
- ii. Flexibilización de la red eléctrica para soportar variaciones en la demanda de hidrógeno.

Además, a nivel global se está debatiendo si el hidrógeno debe producirse en momentos de excedentes renovables (hidrógeno oportunista) o con generación constante, lo que impacta en los modelos de negocio y rentabilidad. Esto fue muy

evidente durante la entrevista que se realizó a la experiencia de Mallorca durante la consultoría.

f. Evolución de costos tecnológicos y modelos de producción

A medida que la tecnología avanza, se espera una reducción de costos en electrólisis, captura de carbono y almacenamiento. Sin embargo, este proceso no es lineal y presenta rendimientos decrecientes en economías de escala.

En este sentido, el desarrollo del H<sub>2</sub> no necesariamente seguirá un único modelo de producción masiva, sino que podrían coexistir distintas escalas optimizadas para diferentes usos y mercados. Por ejemplo:

- i. Plantas a gran escala para exportación (modelos centralizados con carriers como amoníaco).
- ii. Producción modular para industria local (hidrógeno como insumo para fertilizantes, acero o refinerías).

Esta diversificación puede generar un ecosistema productivo más flexible, pero también añade incertidumbre en la planificación de inversiones.

g. Regulación, certificación y licencia social

La aceptación pública y regulatoria del H<sub>2</sub> es otro desafío clave. A nivel internacional, las normas de certificación de huella de carbono (CertifHy, CBAM, IRA) definirán qué proyectos serán competitivos en el mercado global.

A nivel local, la falta de un marco normativo claro puede dificultar la implementación de proyectos, generando incertidumbre para los inversores. Además, la licencia social de estos proyectos dependerá de:

- i. Percepción pública sobre seguridad y beneficios del hidrógeno.
- ii. Impacto ambiental real de los proyectos en las comunidades locales.

La experiencia internacional muestra que los proyectos que priorizan la transparencia, consulta pública y generación de empleo local tienen mayor aceptación y menor riesgo de oposición social.

h. Formación y capacitación de recursos humanos

La escasez de profesionales capacitados en tecnologías de hidrógeno es una barrera para la escalabilidad de la industria. Actualmente, la formación en Argentina se encuentra en una fase inicial, con programas en universidades y centros de investigación, pero sin una oferta sistemática para cubrir la demanda futura.

Es necesario desarrollar estrategias de formación técnica y profesional, alineadas con las necesidades de la industria, incluyendo:

- i. Ingeniería y mantenimiento de electrolizadores y celdas de combustible.
- ii. Seguridad en el manejo y transporte de hidrógeno.
- iii. Modelos de negocio y regulación internacional del hidrógeno.

La Provincia de Buenos Aires tiene un potencial significativo para desarrollar una economía basada en el H<sub>2</sub> debido a la existencia de zonas aptas para la generación de energía eólica y solar, infraestructura industrial existente incluyendo industrias pesadas y complejos petroquímicos y puertos comerciales de relevancia nacional. Al enfrentar y superar estas incertidumbres, desafíos y barreras, la Provincia de Buenos Aires podría posicionarse como un líder en la producción y utilización de H<sub>2</sub>, contribuyendo significativamente a sus objetivos de transición energética y reducción de emisiones de carbono.

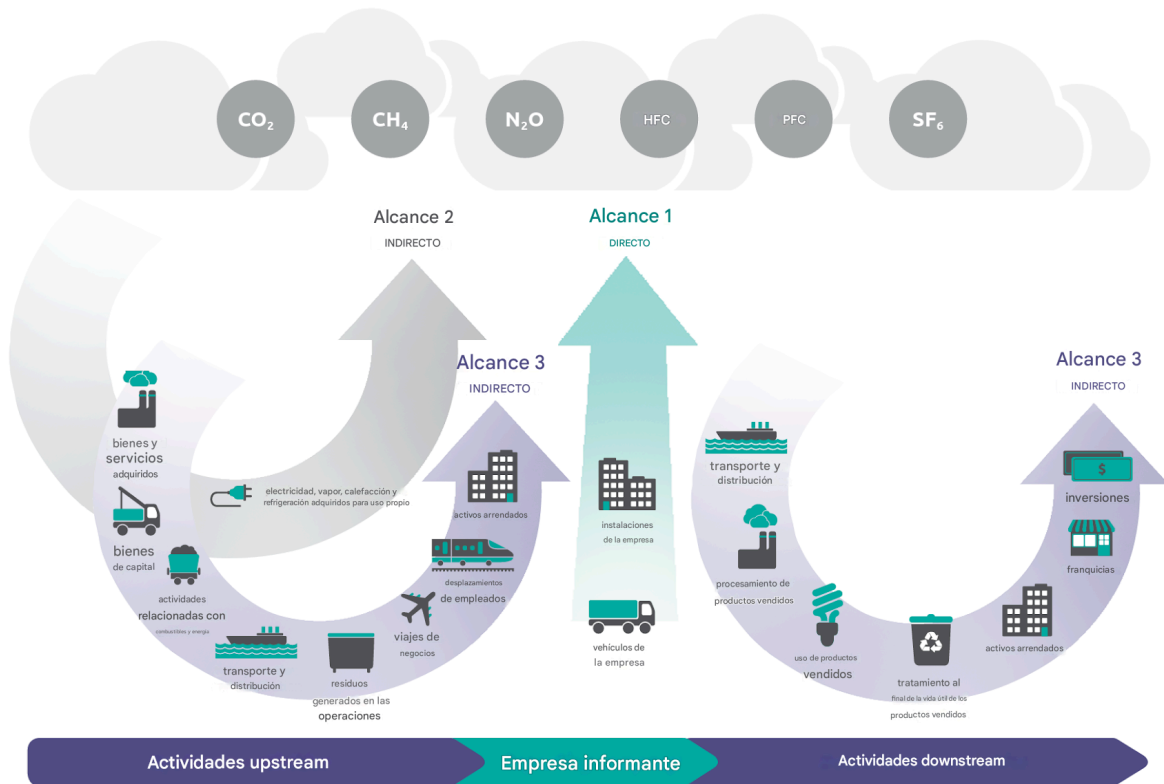
#### **2.4. Certificación de emisiones en la producción de H<sub>2</sub>**

El proceso de desfosilización mediante el uso de H<sub>2</sub> -o cualquiera de sus carriers- requiere establecer marcos regulatorios para certificar la sostenibilidad de su producción. Es una obligación asegurar la reducción de emisiones prometidas por el H<sub>2</sub> bajo en carbono, lo cual además debe ser verificable a nivel internacional. Por ello, diversas instituciones internacionales, gubernamentales y no gubernamentales, comenzaron a normalizar y desarrollar diferentes instrumentos mediante los cuales, además, se establecen especificidades técnicas asociadas a los niveles de emisión y métodos de determinación y mensura.

En particular, el marco de certificación de H<sub>2</sub> bajo en carbono es un aspecto esencial para el desarrollo del mercado global del hidrógeno. La dinámica evolutiva desde la clasificación por colores hacia estándares basados en emisiones reales está moldeando las estrategias nacionales y regionales, públicas y privadas. Como consecuencia, existe un conjunto de estándares, certificaciones y etiquetas (ECE) para promover la utilización del H<sub>2</sub> “renovable”, “limpio” o “verde” en la descarbonización (Gale et al., 2024).

La posibilidad y la variedad de ECE disponibles impacta directamente en las posibilidades de exportación y en la competitividad de países, regiones y subregiones. Este puede ser el caso de la Provincia de Buenos Aires. A su vez, estos ECE se sustentan en la existencia de dos normativas principales sobre emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI): la Norma ISO Serie 14.000 y el GHG Protocol donde se establecen diferentes alcances de cuáles procesos serán incluidos para la medición y certificación, los cuales se denominan Alcance 1, 2 y 3 y establecen una delimitación clara respecto de la organización (ver Figura N° 6).

**Figura N° 6: Descripción general de los alcances de las emisiones del Protocolo de GEI a lo largo de la cadena de valor.**



Fuente: Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard - WRI.

Así, una serie de normas, estándares y esquemas de certificación y etiquetado de hidrógeno, algunas ya existentes y otras recientemente desarrollados, tienen como objetivo promover el papel del hidrógeno “renovable”, “limpio” o “verde” en la descarbonización de las transiciones energéticas. A continuación, se describe la situación internacional y regional respecto de algunos de los programas clave sobre la certificación de emisiones en la producción de hidrógeno mediante, primero, el abordaje de los principales elementos del Marco de Certificación; segundo, un repaso de las experiencias globales más relevantes; y, finalmente, una comparación con el caso argentino en diversas dimensiones.

#### **2.4.1. Principales elementos del Marco de Certificación**

La siguiente sección surge de la entrevista realizada con una consultora experta en certificaciones y un referente de Enagás Renovable y su experiencia en el piloto llevado adelante en Mallorca, España.

- a) Evolución de los colores hacia certificaciones basadas en emisiones a lo largo de la cadena de valor

Uno de los primeros puntos a atender cuando se comienza a explorar los avances y estrategias de sistemas de certificaciones es que la clasificación ideal basada en colores (verde, azul, gris, etc.) que había sido ideada en el comienzo de la agenda del H<sub>2</sub> está siendo reemplazada progresivamente por estándares que evalúan la huella de carbono específica en toda la cadena de valor. De acuerdo a la entrevista sostenida con el directivo de Enagás Renovable, este no es el único punto que debería ser contemplado, sino que muchas restricciones que originalmente habían sido ideadas para garantizar la baja emisión en la producción de H<sub>2</sub> resultan inviables en la práctica.

El proyecto piloto que ellos llevan adelante va desde la producción con energía solar hasta el abastecimiento de consumo vehicular o domiciliario (hoteles inicialmente), incluyendo transporte en camiones y un hidrogeno ducto. De acuerdo con los entrevistados, si bien se encuentran en una fase inicial y con autorizaciones temporales para adecuarse a la norma, entienden que la experiencia debería servir para mejorar la calidad de la normativa actual.

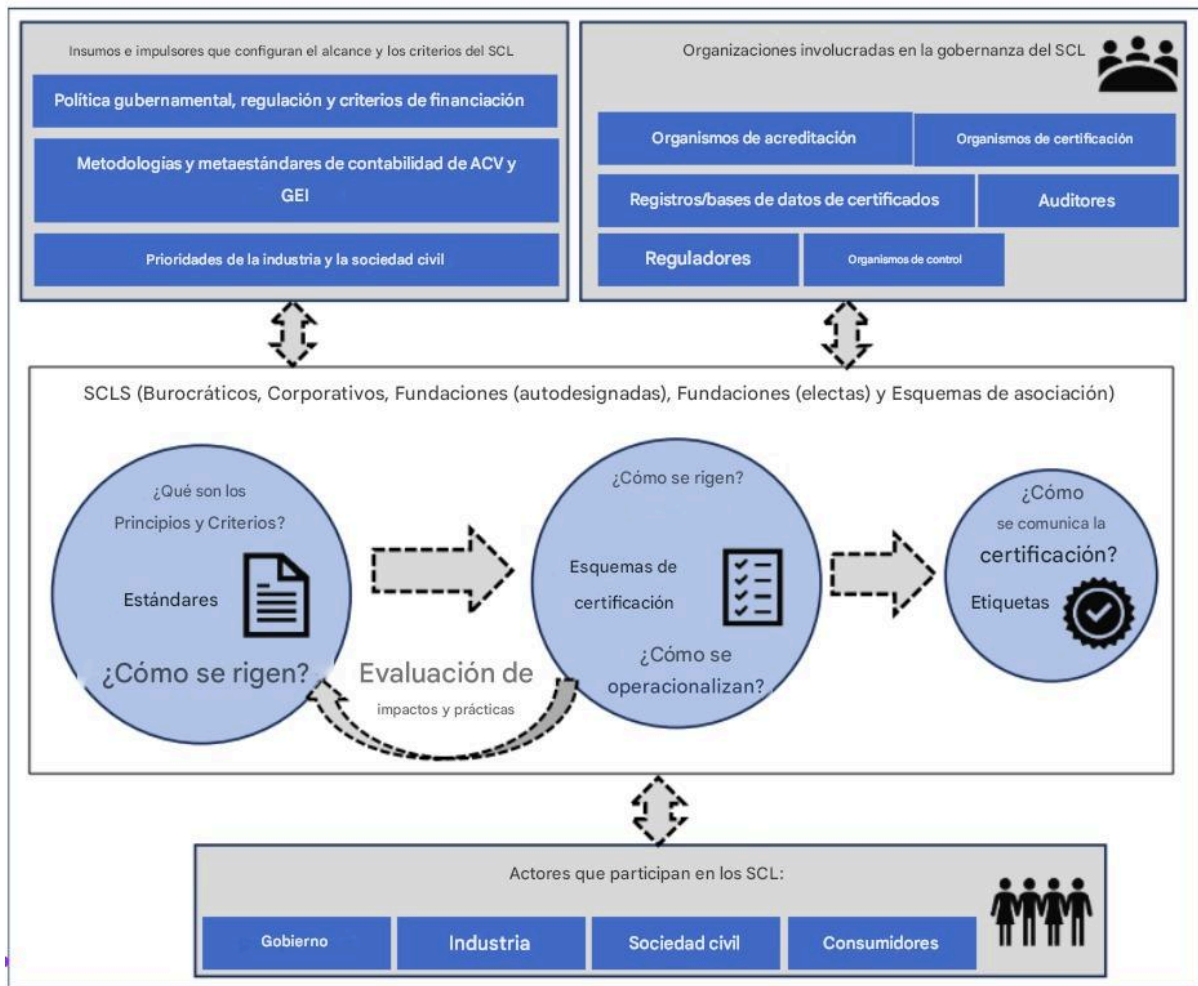
El otro punto fuerte de la certificación es que se basa en los alcances 1, 2 y 3 de las normas ISO serie 14.000 y el GHG Protocol. Estas dos iniciativas estaban siendo implementadas por las empresas para adecuarse al Pacto Mundial<sup>13</sup>, y ahora se están consolidando como referencia clave para la certificación de emisiones en la producción de H<sub>2</sub>, abarcando emisiones directas e indirectas desde la producción hasta el uso final. Sobre esta base se erigen un sinnúmero de iniciativas que buscan abordar diferentes problemáticas o segmentos en la cadena de valor del H<sub>2</sub>.

En su análisis sobre las diferentes ECE que están proliferando, Gale et al. (2024) plantean el complejo entramado que se transita desde el establecimiento de un estándar hasta la certificación mediante una etiqueta. Como demuestra la siguiente figura extraída de su trabajo (Figura N° 7), desde las contribuciones y objetivos definiendo criterios y alcance, las organizaciones envueltas en la gobernanza y los actores participando en el desarrollo afectan la traducción de estándares en esquemas de certificación y la traducción de esquemas de certificación en etiquetas que obtendrán los productos.

---

<sup>13</sup> El Pacto Mundial de las Naciones Unidas es un llamamiento a las empresas para que incorporen 10 principios universales relacionados con los derechos humanos, el trabajo, el ambiente y la lucha contra la corrupción en sus estrategias y operaciones, así como para que actúen de forma que avancen los objetivos sociales y la implementación de los ODS. Extraído de <https://www.un.org/es/cr/C3%B3nica-onu/el-pacto-mundial-de-la-onu-la-b%C3%BAqueda-de-soluciones-para-retos-globales> .

**Figura N° 7: Esquema general de ECE (SCL en inglés).**



Fuente: elaborado en base a Gale et al. (2024).

Este estudio de Gale et al. (2024) analizó además 25 esquemas de certificación de los cuales 7 estaban en desarrollo y 15 ya se encontraban disponibles. Entre los objetivos compartidos por las iniciativas estaban la descarbonización y la facilitación comercial como elementos centrales. Otro punto destacado en el análisis es que existen sistemas regulados y no regulados en el contexto de certificación de hidrógeno bajo en carbono, lo que hace referencia al grado de obligatoriedad y al marco institucional que los respalda existiendo esquemas voluntarios. Asimismo, la diversidad de alcances o límites en lo respectivo al sistema analizado para determinar las emisiones resulta complejo en esta instancia que podríamos caracterizar como de creación de variedades y que transcurrirá una siguiente etapa donde serán seleccionadas las mejores, de acuerdo con la evolución del mercado.

Asimismo, otro aspecto en el cual hay diferencias entre las iniciativas de certificación es sobre la aplicación del concepto de adicionalidad. Este concepto es crítico en la estrategia europea sobre el desarrollo de los proyectos de H<sub>2</sub> y está relacionado con que un proyecto nuevo de producción debe ir asociado a una nueva

capacidad de generación de energía renovable para que lo abastezca. En caso contrario, la planta de producción tendería a consumir fuentes existentes, desabasteciendo de energía al sistema e impulsando el incremento de consumos de energía de origen fósil. Un último punto técnico está referido a ciertas dificultades para el correcto funcionamiento de un mercado voluntario de compensación de carbono, especialmente por la calidad de los proyectos, cuán permanente es el secuestro del carbono, doble contabilidad o hasta la existencia de “greenwashing” (Gale et al., 2024).

En definitiva, el proceso de certificación es algo complejo y en desarrollo que abarca cuestiones técnicas, económicas, sociales y de impacto ambiental. Si bien las iniciativas buscan contabilizar las emisiones de GEI y promover el desarrollo del mercado, está claro que detrás de las dimensiones enumeradas surgen un sinnúmero de aspectos a abordar y que en gran medida tienen aspectos idiosincráticos como la biodiversidad, el uso del agua o aspectos sociales de las comunidades, por lo cual, es sumamente relevante la comprensión en profundidad de cada iniciativa para comprender sus implicancias. Aun así, se debe monitorear cómo evolucionan las iniciativas y cuáles serán efectivamente aceptadas e implementadas.

#### b) Sistemas de Certificación y Registros

Un punto relevante que surgió durante la entrevista con la experta en certificaciones fue la necesidad de contar con un Registro que administre el surtido conjunto de sistemas de certificación que están surgiendo. Para cada producto (H<sub>2</sub>, amoníaco, metanol, en sus variantes verde, amarillo, rosa, etc.) y para cada destino de exportación (Unión Europea, Corea del Sur, Japón, EE.UU.), será necesario que un organismo emita el correspondiente certificado, contemplando los requisitos específicos de cada caso.

A su vez, existe hasta hoy una divergencia entre lo que puede denominarse sistemas regulados y sistemas no regulados:

- Sistemas Regulados (UE, UK, EE.UU., Australia): establecen criterios estrictos para huella de carbono y fuentes de energía renovable, exigiendo trazabilidad y cumplimiento de estándares de sostenibilidad.
- Sistemas No Regulados (CertifHy en Europa, CertHiLAC en América Latina): incorporan aspectos sociales y ambientales no contemplados en normativas estrictamente regulatorias.

Cada país ha abordado este desafío en función de sus necesidades y estrategia de inserción internacional. Chile, por ejemplo, ha enfocado su sistema en el destino de exportación, priorizando mercados como la UE y Asia, y está avanzando en el uso de contratos PPA para garantizar la trazabilidad y

renovabilidad de las fuentes energéticas. Brasil, en cambio, ha optado por un sistema más básico, gestionado por una cámara no gubernamental, centrado en la certificación del origen renovable de la energía y en emisiones de pequeñas plantas.

Hasta el momento, en Argentina no se ha definido un esquema nacional que aborde esta necesidad de manera unificada. En este escenario, la Provincia de Buenos Aires podría desempeñar un rol facilitador, acompañando a los desarrolladores en la interpretación y adopción de certificaciones exigidas por los mercados internacionales, especialmente en sectores industriales y logísticos con potencial exportador, destacando que siempre el Estado en términos de certificación es un aval importante. Sin una acción temprana en esta materia, existe el riesgo de ralentizar las iniciativas de las empresas bonaerenses o hacer que deban enfrentar individualmente los desafíos de certificación, afectando su competitividad en el comercio global.

#### c) Herramientas para el desarrollo

Otro aspecto relevante, pero que aún no está resuelto, es cómo se instrumentará o qué herramientas permitirán el desarrollo de los mercados de H<sub>2</sub> y sus derivados. Entre las primeras herramientas surgidas aparecen los “Pasaportes de Hidrógeno” como facilitadores del comercio internacional con trazabilidad robusta. Otro elemento clave son los “Registros Electrónicos”, los cuales resultan clave para la trazabilidad de los embarques y evitar doble contabilidad, como se discute en Chile con el sistema RENOVA y la experiencia en Brasil.

### **2.4.2. Experiencias globales relevantes**

#### Iniciativas Nacionales

##### *Estados Unidos: Ley de Reducción de la Inflación (IRA)*

La Ley de Reducción de la Inflación (IRA, por sus siglas en inglés), aprobada en 2022, es uno de los marcos regulatorios más importantes en EE.UU. para fomentar la producción de hidrógeno limpio<sup>14</sup>. Dentro de esta ley, se incluye un sistema de créditos fiscales que depende del nivel de emisiones de GEI asociado con la producción de H<sub>2</sub>. Para obtener incentivos fiscales, las empresas deben demostrar que su H<sub>2</sub> es producido con emisiones de carbono por debajo de ciertos umbrales establecidos.

---

<sup>14</sup> Comunicado de la Casa Blanca “Treasury Sets Out Proposed Rules for Transformative Clean Hydrogen Incentives” (<https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/clean-energy-updates/2023/12/22/treasury-sets-out-proposed-rules-for-transformative-clean-hydrogen-incentives/>).

El IRA clasifica el H<sub>2</sub> en distintos niveles de "limpieza" dependiendo de la intensidad de carbono, hasta un máximo de 4 kilogramos de CO<sub>2</sub> equivalente por kilogramo de hidrógeno producido (kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub>). El nivel más alto de incentivo (USD 3/kg) está destinado al H<sub>2</sub> verde (asociado a la producción por electrólisis y fuentes renovables), también se incluyen tecnologías como el H<sub>2</sub> azul (producido a partir de gas natural con captura de carbono) o incluso H<sub>2</sub> obtenido de procesos más tradicionales con mejoras en eficiencia y reducción de emisiones.

El **Crédito de Producción de Hidrógeno Limpio** se encuentra bajo la sección 45V<sup>15</sup> del IRA e incentiva la producción de hidrógeno con bajas emisiones de GEI, ofreciendo hasta USD3 de crédito fiscal por kg de hidrógeno según la intensidad de carbono del proceso. En términos de reglamentación y procedimientos específicos de certificación de las emisiones, dependen del **Departamento del Tesoro de EE.UU.** y la **IRS** (Internal Revenue Service).

#### *Brasil: Marco Legal de Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono*

En agosto de 2024, en Brasil se aprobó la Ley 14.948<sup>16</sup> Marco Legal de Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono, la primera en América Latina en abordar de manera integral la certificación de H<sub>2</sub> limpio. Esta ley establece las bases para el desarrollo de una economía de H<sub>2</sub> en Brasil, con un enfoque en la certificación de las emisiones asociadas con su producción adoptando una postura de **neutralidad tecnológica**, promoviendo diversas rutas de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, sin centrarse exclusivamente en fuentes renovables o en el H<sub>2</sub> verde.

Igualmente, Brasil posee inmenso potencial en energías renovables (particularmente solar y eólica) y apunta a ser un líder en la producción de H<sub>2</sub> verde. La ley establece un marco de certificación nacional que busca alinearse con los estándares internacionales, garantizando que el H<sub>2</sub> producido en el país cumpla con los requisitos de baja emisión de carbono para acceder a mercados internacionales para lo que además crea el "Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio". La ley también contempla incentivos fiscales y regulaciones para fomentar la inversión en proyectos de H<sub>2</sub> bajo en carbono.

Asimismo, la ley define al H<sub>2</sub> bajo en carbono como aquel obtenido de diferentes fuentes en el proceso productivo que tiene emisiones de GEI, según análisis de ciclo de vida, con un valor inicial menor o igual a 7 kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub>.

---

<sup>15</sup> Section 45V Credit for Production of Clean Hydrogen (<https://www.federalregister.gov/documents/2023/12/26/2023-28359/section-45v-credit-for-production-of-clean-hydrogen-section-48a15-election-to-treat-clean-hydrogen>).

<sup>16</sup> Texto completo en: <https://www.jusbrasil.com.br/legislacao/2658666742/lei-14948-24>

## Iniciativas Regionales

### *Reglamento Delegado de la UE sobre Hidrógeno Renovable y de Bajo Carbono*

La Unión Europea ha adoptado una postura rigurosa en la certificación de emisiones de H<sub>2</sub>, impulsada por su Estrategia del Hidrógeno de 2020 y enmarcada en el Pacto Verde Europeo. La Comisión Europea emitió el Reglamento Delegado sobre H<sub>2</sub> renovable, que define las reglas para certificar tanto el de origen renovable como el de bajo carbono.

Este reglamento se centra en la metodología para calcular las emisiones del ciclo de vida del H<sub>2</sub>, incluidas las emisiones indirectas. El H<sub>2</sub> renovable debe cumplir con criterios de adicionalidad, es decir, debe ser producido usando energía renovable adicional a la existente, y la intensidad de carbono debe ser inferior a los 3,38 kg de CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub> para ser considerado bajo en carbono, conforme a la Directiva de Energías Renovables (RED II)<sup>17</sup>.

La Directiva REDII y los reglamentos delegados establecen las normas para la producción de H<sub>2</sub> renovable y de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO). Por ejemplo, la directiva **REDII** establece los criterios para que la producción de H<sub>2</sub> renovable sea considerada como tal. A su vez, se encuentra el **Reglamento Delegado 2023/1184** que establece las reglas detalladas para la producción de RFNBOs líquidos y gaseosos para el transporte y el **Reglamento Delegado 2023/1185** donde se establece un umbral mínimo para el ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero derivados de los RFNBOs.

Además de las iniciativas mencionadas, existen otras certificaciones relevantes:

- **Certificado de Garantía de Origen (GO)** de la Unión Europea:

Este sistema es utilizado para rastrear la fuente de energía renovable utilizada en la producción de H<sub>2</sub>, garantizando que el H<sub>2</sub> producido en la UE cumpla con los estándares de energía renovable y bajas emisiones.

### *Iniciativa CertHiLAC*

El CertHiLAC es una iniciativa lanzada en la COP 28 en el año 2023 por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) para certificar la producción de H<sub>2</sub> limpio y bajo en carbono en

---

<sup>17</sup>

Más

información

en:

[https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive_en)

América Latina y el Caribe<sup>18</sup>. Este sistema de certificación, presentado, tiene como objetivo garantizar la trazabilidad del H<sub>2</sub>, proporcionando información detallada sobre la intensidad de carbono y la tecnología de producción, y asegurando el cumplimiento de estándares internacionales de sostenibilidad ambiental y social.

CertHiLAC se posiciona como una herramienta clave para fomentar la producción y exportación de H<sub>2</sub> en la región, facilitando el acceso a mercados internacionales que exigen hidrógeno con baja huella de carbono. Catorce países de la región ya han firmado una declaración conjunta para implementar este sistema, con el fin de impulsar una economía de H<sub>2</sub> limpia y promover la cooperación regional en este sector.

Además de ofrecer un marco para certificar el H<sub>2</sub> limpio, CertHiLAC también fomenta el desarrollo de infraestructura y la innovación tecnológica, creando un entorno regulatorio favorable que atrae inversiones en energías renovables y tecnologías de hidrógeno.

### Iniciativas Privadas

#### *Certificación TÜV SÜD<sup>19</sup>*

Esta organización alemana ha desarrollado un esquema de certificación de H<sub>2</sub> verde basado en la trazabilidad de la energía renovable utilizada en la producción. Los proyectos certificados deben demostrar que al menos el 60% de la energía utilizada proviene de fuentes renovables.

#### *Alianza de Hidrógeno de China*

El gobierno central de China se distingue de los casos de la UE y de los EE.UU. ya que no ha emitido una norma nacional para el H<sub>2</sub> de bajas emisiones de carbono. Sin embargo, fue la **Alianza del Hidrógeno de China** la que presentó y promulgó oficialmente el Estándar y Evaluación para el Hidrógeno Bajo en Carbono, el Hidrógeno Limpio y la Energía de Hidrógeno Renovable en diciembre de 2020. Según esta norma, el nivel umbral de intensidad de las emisiones de carbono es de 14,51 kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub> para el H<sub>2</sub> con bajas emisiones de carbono y de 4,9 kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub> para el H<sub>2</sub> limpio y el H<sub>2</sub> renovable<sup>20</sup>.

Esta Alianza del Hidrógeno de China (CHA, por sus siglas en inglés), que fue creada en 2020, cuenta con más de 200 miembros incluyendo empresas estatales como China Energy Investment Group (CEIC), China State Shipbuilding Cooperation (CSSC), China National Aviation Holding Company (CNAH), China Iron and Steel Research Institute Group (CISRI) y China GRINM Group entre otros. La norma fue

---

<sup>18</sup> Más información en: <https://www.olade.org/en/noticias/the-idb-launches-clean-hydrogen-certification-system-and-sponsors-decarbonization-declaration-for-heavy-industry/>

<sup>19</sup> Más información en: <https://www.tuvsud.com/es-es/temas/hidrogeno/servicios-hidrogeno/certificacion-hidrogeno-verde>

<sup>20</sup> Más información en: <https://h2bulletin.com/china-claims-the-first-ever-green-hydrogen-standards/>

promulgada en 2021 y está en línea con el proyecto de Certificación del H<sub>2</sub> Verde de Europa.

De acuerdo a Liu et al. (2022), el estándar chino, adaptado a su contexto industrial, marca un avance importante en la evaluación y certificación del H<sub>2</sub>, contribuyendo significativamente al comercio internacional y la transición energética global. En este trabajo los autores describen el desarrollo del estándar chino para el H<sub>2</sub> de bajas emisiones, limpio y renovable, marcando un hito global al introducir la primera metodología formal de evaluación de emisiones de carbono a lo largo del ciclo de vida de diferentes métodos de producción de hidrógeno. El estándar se basa en un enfoque que define tres categorías principales:

1. **Hidrógeno de bajo carbono:** Producido con reducciones parciales de emisiones (ej., gasificación de carbón con captura de carbono).
2. **Hidrógeno limpio:** Procesos avanzados con umbrales de emisiones más bajos (ej., electrólisis con fuentes no renovables).
3. **Hidrógeno renovable:** Emisiones mínimas, con materias primas y energía renovables (equivalente al "H<sub>2</sub> verde" en otros estándares internacionales).

Por último, vale recordar que en 2022, China incorporó el H<sub>2</sub> en su planificación nacional con el "Plan de Desarrollo a Mediano y Largo Plazo de la Industria de Hidrógeno Energético (2021-2035)", estableciendo metas concretas para 2025, 2030 y 2035 (WEF, 2023).

#### *Green Hydrogen Standard (GH2)*

El Green Hydrogen Organisation (GH2) ha desarrollado el Green Hydrogen Standard, que establece un marco para certificar el H<sub>2</sub> como verdaderamente "verde", asegurando que es producido utilizando electricidad 100% renovable y emitiendo menos de 1 kg de CO<sub>2</sub> equivalente por kg de hidrógeno. Este estándar es particularmente estricto y busca promover la confianza de los mercados en que el H<sub>2</sub> que lleva este sello ha sido producido de manera sostenible y sin generar impactos ambientales significativos.

Características del estándar GH2:

- 100% energía renovable: Solo se certifica el H<sub>2</sub> que se produce usando energía de fuentes renovables, sin emisiones asociadas a la generación de energía.
- Límite de emisiones: El proceso de producción no debe superar los 1 kg de CO<sub>2</sub>-eq por kg de H<sub>2</sub> producido.
- Sostenibilidad social: Además de criterios ambientales, el estándar GH2 también incluye principios de sostenibilidad social, como derechos laborales y la participación justa de las comunidades.

Este estándar es utilizado en todo el mundo para proyectos de H<sub>2</sub> verde y es uno de los más reconocidos por actores que buscan comercializar hidrógeno en mercados internacionales con altos requerimientos ambientales.

A modo de cierre de esta sección, se ha elaborado la siguiente tabla comparativa (Tabla N° 2) con la intención de evidenciar similitudes y diferencias entre las iniciativas más cercanas por diferentes razones a la situación argentina. Esta comparación se complementa con otras comparaciones como las elaboradas por los trabajos citados de Gale et al. (2024) y Liu et al. (2022).

**Tabla N° 2: Comparación multidimensional de las iniciativas de certificación.**

	Estados Unidos	Unión Europea	CertHiLAC (BID/OLADE)	Brasil
<b>Marco Legal</b>	Ley de Reducción de la Inflación (IRA, 2022)	Reglamento Delegado sobre Hidrógeno Renovable y de Bajo Carbono (RED II)	Iniciativa CertHiLAC (2023)	Marco Legal de Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono (2024)
<b>Tipo de H<sub>2</sub> Certificado</b>	H <sub>2</sub> bajo en carbono (incluye verde y azul)	H <sub>2</sub> renovable y de bajo carbono	H <sub>2</sub> limpio y de bajas emisiones	H <sub>2</sub> verde y de bajo carbono
<b>Criterios de certificación</b>	Intensidad de carbono por kg de H <sub>2</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kg H <sub>2</sub> )	Cálculo de emisiones de ciclo de vida, incluidas emisiones indirectas	Certificación de trazabilidad, intensidad de carbono, y sostenibilidad ambiental y social	Criterios de emisiones de gases de efecto invernadero (alineado con estándares internacionales)
<b>Límite de emisiones para incentivos</b>	Escala de incentivos basada en umbrales de emisiones; máximo permitido 4 kg CO <sub>2</sub> -eq/kg H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> bajo en carbono: ≤ 3,38 kg CO <sub>2</sub> -eq/kg H <sub>2</sub>	No especificado; depende de estándares internacionales	H <sub>2</sub> bajo en carbono ≤ 7 kg CO <sub>2</sub> -eq/kg H <sub>2</sub>
<b>Verificación de emisiones</b>	Certificación basada en informes de los productores; auditorías externas para verificar el cumplimiento	Sistema de Garantías de Origen (GO) para certificar fuentes renovables	Auditorías independientes y verificación de cumplimiento de normas internacionales	Sistema de certificación nacional en desarrollo

<b>Incentivos fiscales o económicos</b>	Créditos fiscales escalonados en función del nivel de emisiones de carbono	Acceso a subsidios de proyectos relacionados a energías renovables y reducción de emisiones	Facilita la exportación de H <sub>2</sub> limpio y acceso a financiamiento internacional	Incentivos fiscales y financiación para proyectos de H <sub>2</sub> verde
<b>Desafíos</b>	Complejidad en la verificación de emisiones indirectas; necesidad de armonización con estándares internacionales	Adicionalidad y monitoreo preciso de fuentes renovables; barreras para la exportación a mercados internacionales	Implementación en 14 países; desarrollo de infraestructura para certificación	Falta de infraestructura para monitoreo; necesidad de integrar certificaciones internacionales

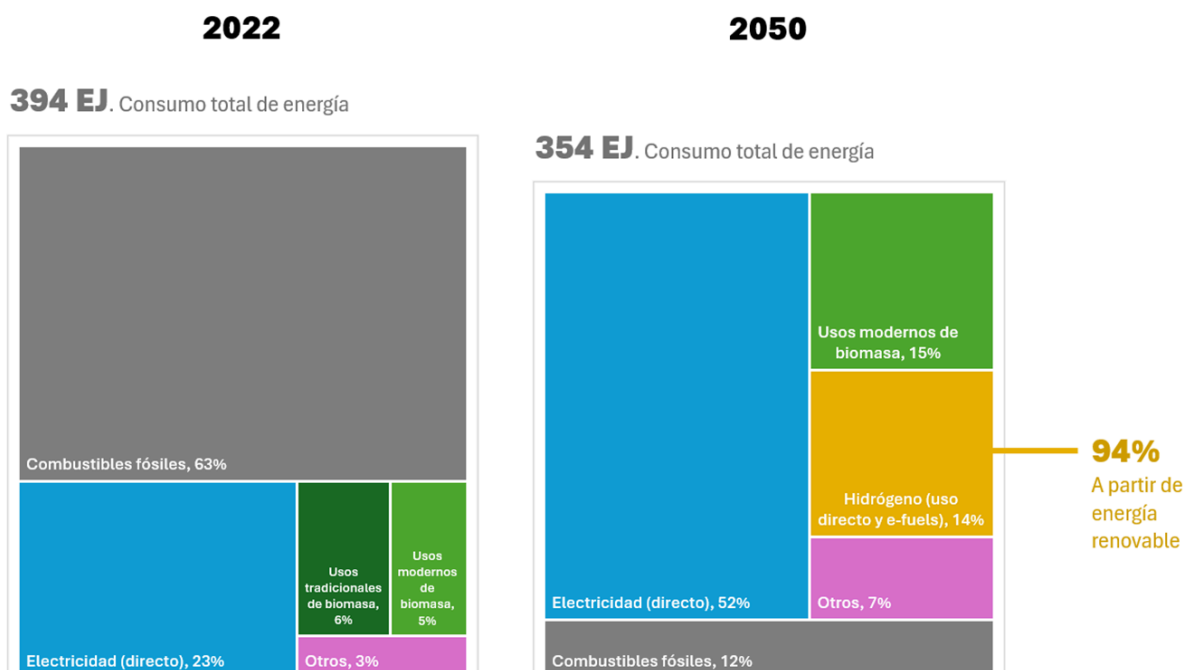
Fuente: Elaboración propia.

### 3. Mercado global: situación actual y proyecciones

El Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) estima que las actividades humanas han causado un calentamiento global de aproximadamente 1°C con respecto a los niveles preindustriales y señala la probabilidad que llegue a 1,5°C entre 2030 y 2052 y a 2°C a fines de este siglo. Para limitar el calentamiento global a 1,5 °C las emisiones antropógenas globales netas de CO<sub>2</sub> deberían disminuir un 45 % a 2030 con respecto a los niveles de 2010 y deberían ser iguales a cero en términos netos en 2050. Para esto se necesitarían transiciones rápidas y de gran alcance en los sistemas energético, terrestre, urbano y de infraestructuras (incluido el transporte y los edificios), e industrial (IPCC, 2018). Además de una mayor eficiencia energética, la electrificación del uso final de la energía y la incorporación de fuentes de energía de bajas emisiones, el uso de H<sub>2</sub> ocupa un lugar destacado en los escenarios de reducción de emisiones a futuro, por su versatilidad como vector energético para reemplazar el uso de combustibles fósiles.

De acuerdo a las proyecciones de IRENA (2024a), un escenario de cumplimiento del objetivo de limitar el incremento de la temperatura media mundial a 1,5° grados con respecto a los niveles preindustriales, requeriría para 2050 que un 14% de la energía consumida a nivel global tenga como fuente el H<sub>2</sub>, tanto en su utilización directa como a través de combustibles sintéticos derivados del H<sub>2</sub>, principalmente amoníaco y metanol. De ese total, se estima que el 94% corresponda a H<sub>2</sub> verde, mientras que el 6% restante a H<sub>2</sub> azul (ver Gráfico N° 1).

**Gráfico N°1: Composición del consumo total de energía por fuente entre 2022 y 2050 bajo escenario de cumplimiento de objetivo de 1,5°.**



Fuente: IRENA (2024a)

De esta forma, el uso proyectado de H<sub>2</sub> a 2050 superaría en el escenario planteado el consumo de energía proveniente de fuentes fósiles, aunque ocuparía un tercer lugar en la matriz de consumo de energía. De acuerdo a la previsión de IRENA, para alcanzar el objetivo de 1,5° grados el consumo global de energía debe centrarse en el uso de energía eléctrica (generada mayoritariamente a partir de fuentes renovables). Los consumos directos de electricidad corresponderían a más de la mitad de la energía total a 2050, con un 91% obtenida de fuentes renovables. La segunda fuente energética en este escenario sería el uso de biomasa no tradicional (principalmente gracias al uso de biocombustibles).

El uso de H<sub>2</sub> como vector energético, por lo tanto, juega un rol sumamente relevante en los escenarios de abatimientos de emisiones planteados, aunque debe señalarse que no se trata de una participación determinante en el mix energético a 2050.

### **3.1 Caracterización actual del mercado global del H<sub>2</sub>**

La producción y el consumo mundial de H<sub>2</sub> viene incrementándose en los últimos años, siguiendo una demanda creciente en los distintos usos tradicionales. De acuerdo a datos de la International Energy Agency (IEA), en 2022 alcanzó casi

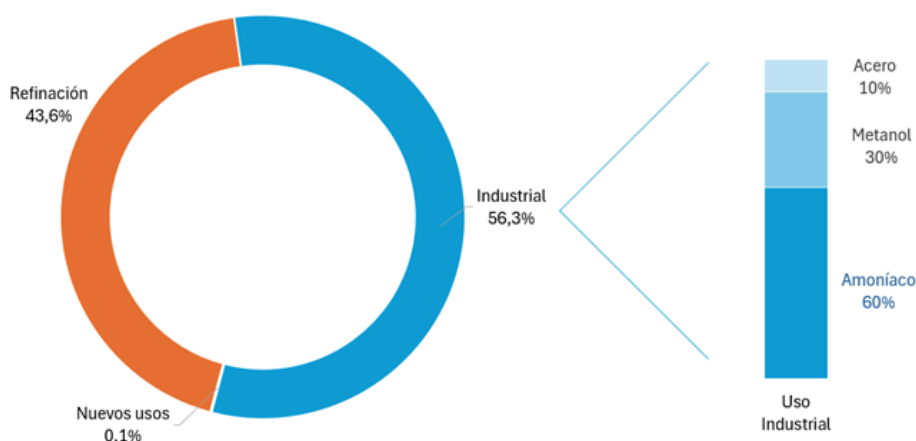
95 millones de toneladas, lo que supone un aumento del 3% con respecto a 2021. Ese nivel constituye el máximo registro histórico en la producción de H<sub>2</sub>.

El uso principal del H<sub>2</sub> a nivel global es el consumo en la industria, mayormente como insumo en procesos de la industria química y en la fabricación de acero, como agente reductor. Como se puede observar en el Gráfico N° 2, el uso industrial de H<sub>2</sub> correspondió en 2022 a 56,3% del total, con más de 53 millones de toneladas consumidas en procesos industriales. Aproximadamente un 60% correspondió a la producción de amoníaco, que se destaca como el principal uso del H<sub>2</sub> en la actualidad. Un 30% adicional fue utilizado para obtener metanol, un alcohol con amplios usos industriales. El 10% restante, algo más de 5 millones de toneladas, correspondió en 2022 al consumo de H<sub>2</sub> en la industria siderúrgica.

Además de sus usos industriales, el H<sub>2</sub> se encuentra ampliamente difundido en los procesos de refinación de hidrocarburos. El consumo en refinerías explicó el 43,6% del consumo total en 2022, requiriendo 41 millones de toneladas de H<sub>2</sub>.

Cerca del 80% del utilizado en las refinerías es producido en las mismas instalaciones, mayormente con unidades específicamente destinadas a la obtención de H<sub>2</sub>, y en menor medida como subproducto de ciertos procesos. El 20% restante procede de la compra de H<sub>2</sub> producido externamente por otras empresas, aunque habitualmente ubicadas en las proximidades de la refinería. Ello da cuenta de la complejidad y el alto costo del almacenamiento y transporte del H<sub>2</sub>.

**Gráfico N° 2: Composición del consumo global de hidrógeno por uso, año 2022.**

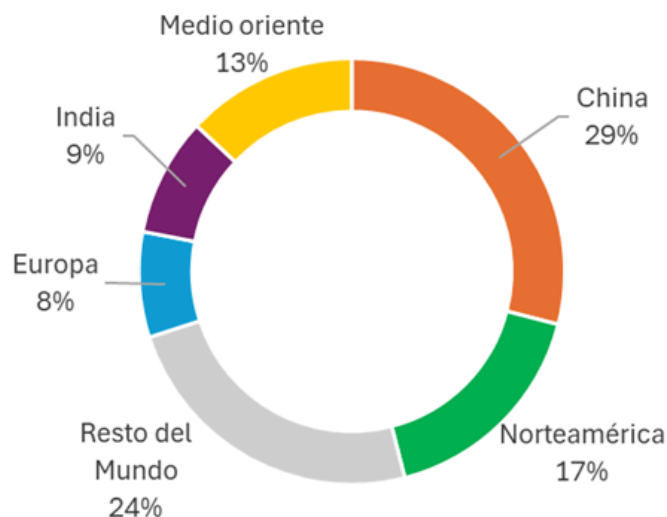


Fuente: Elaboración propia en base a IEA (2023)

El principal consumidor de H<sub>2</sub> a nivel global es China, que representó el 29% del total utilizado en 2022. En total, la demanda interna de refinerías y de la industria química china consumieron casi 28 millones de toneladas. Ello representa más del doble que el H<sub>2</sub> utilizado en los Estados Unidos, el segundo mayor consumidor a

nivel global. En Norteamérica, en tanto, se demandaron 16 millones de toneladas durante ese año, mientras que los países de Medio Oriente utilizaron unas 12 millones de toneladas de H<sub>2</sub>. A su vez, India consumió 8,6 toneladas en 2022, representando un 9% de la demanda global. Estas regiones explican el 70% del consumo global de H<sub>2</sub>, siendo además los principales productores globales, y en todas ellas se ha registrado un consumo creciente en los últimos años. Un caso diferente es el de Europa, que actualmente explica solo el 8% de la demanda total (ver Gráfico N° 3). En ese continente el uso del H<sub>2</sub> se vio muy afectado por la caída de la actividad industrial y especialmente de la industria química, tras el fuerte aumento de los precios de la energía en el continente tras el conflicto bélico en Ucrania, y la fuerte reducción de los envíos de gas natural desde Rusia. En efecto, desde 2021 varias plantas de fertilizantes redujeron su producción o incluso suspendieron sus operaciones durante períodos prolongados del año, reduciendo el uso de H<sub>2</sub> en casi un 6% en la región.

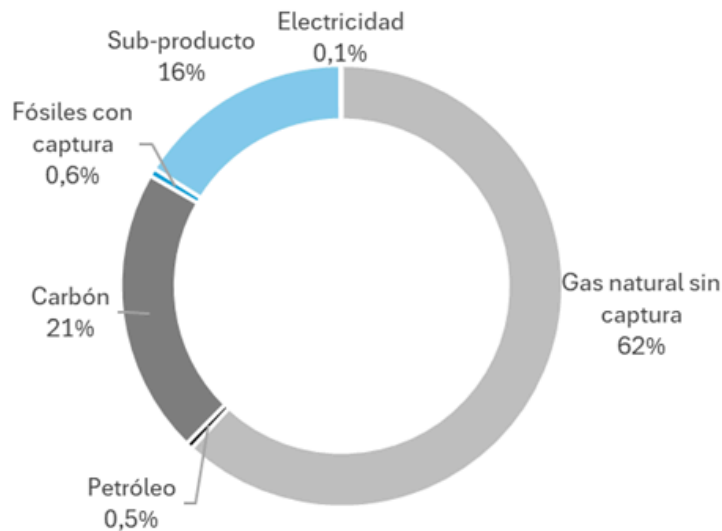
**Gráfico N° 3: Consumo de hidrógeno por región, año 2022.**



Fuente: Elaboración propia en base a IEA (2023)

La producción estuvo dominada por el uso de combustibles fósiles sin aplicación de tecnologías de reducción de emisiones. La obtención de H<sub>2</sub> a partir del gas natural sin captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) representó el 62% de la producción mundial, mientras que el carbón, principalmente en proyectos ubicados en China, fue responsable del 21% de la producción global. La obtención de H<sub>2</sub> como subproducto en refinerías y la industria petroquímica durante el reformado de naftas, que a menudo se utiliza para otros procesos de refinería, representó el 16% restante de la producción mundial, tal como se observa en el Gráfico N° 4 (IEA, 2023).

**Gráfico N° 4: Composición de la producción global de H<sub>2</sub> por tecnología, año 2022.**



Fuente: Elaboración propia en base a IEA (2023)

Como se observa, en la actualidad la obtención de H<sub>2</sub> mediante la utilización de tecnologías de bajas emisiones resulta marginal a nivel global. En 2022 este tipo de procesos representó una producción total inferior a 1 millón de toneladas (0,7% de la producción global), muy similar a la de 2021 y casi en su totalidad a partir de combustibles fósiles con captura. La obtención de H<sub>2</sub> mediante electrólisis de agua, en tanto, aun cuando registró un crecimiento del 35% respecto al año anterior, su participación continúa siendo extremadamente baja. Esta tecnología, que se espera que represente la mayor parte de la producción de H<sub>2</sub> a futuro, aportó menos de 100 mil toneladas de H<sub>2</sub> en 2022, es decir cerca del 0,1% del total obtenido a nivel global.

### **3.2. Proyectos de H<sub>2</sub> en el mundo**

La Agencia Internacional de Energía (IEA) desarrolló una base de datos de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones en todo el mundo. La misma posee información agregada de muchos proyectos de producción de hidrógeno desarrollados o anunciados cuyo objetivo se orienta a la reducción de emisiones. En este sentido, la base, actualizada a octubre de 2024, contempla todos aquellos proyectos diseñados para reducir las emisiones asociadas con la producción de hidrógeno para aplicaciones existentes o utilizar el hidrógeno como portador de

energía o materia prima industrial en nuevas aplicaciones que tengan el potencial de ser una opción tecnológica de bajas emisiones.

En la actualidad la base cuenta con 2.434 proyectos ingresados en más de 100 países de todo el mundo. De ese total, 334 se encuentran en operación, con una potencia conjunta de 800 mil toneladas anuales de H<sub>2</sub> equivalente.

Considerando la totalidad de las plantas incluidas en la base, más de la mitad de los proyectos se encuentran en Europa, con más de 1.000 iniciativas en territorio de la Unión Europea (Gráfico N° 5). Ello da cuenta de que la UE es la región que ha dado mayor impulso a este tipo de iniciativas, incentivando la radicación de proyectos de distintas escalas y tecnologías.

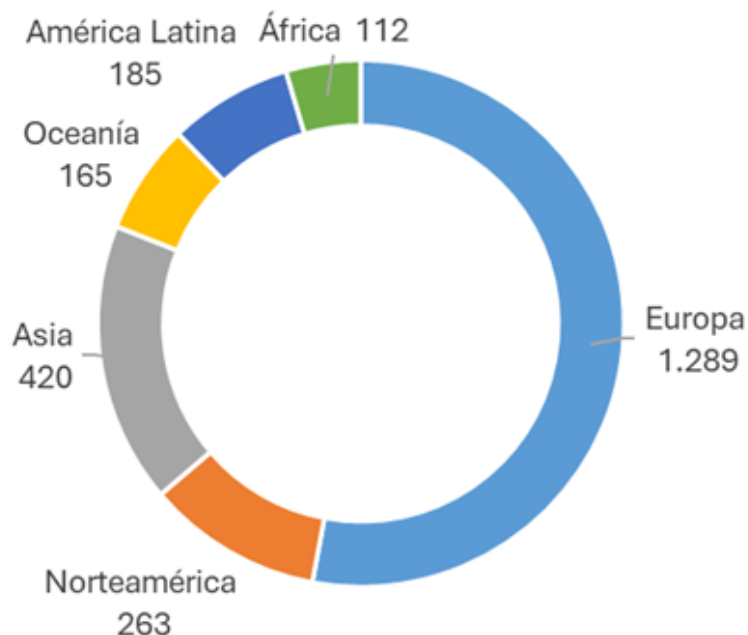
La segunda región con mayor cantidad de proyectos relevados por IEA es Asia, con 420 plantas. De ellos, 142 son proyectos localizados en China, y otros 100 en la India. Otros países que han mostrado interés por incorporar hidrógeno de bajas emisiones como vector energético para su descarbonización, en cambio, tienen relativamente pocos proyectos, como el caso de Japón (36) y Corea del Sur (19). En el caso de Japón, además, 19 de esas plantas se encuentran actualmente operativas, siendo proyectos con una escala muy reducida, y otros 11 son proyectos demostrativos.

En el continente americano, en tanto, los proyectos se concentran mayormente en América del Norte, principalmente en los Estados Unidos donde actualmente hay 190 plantas funcionando o proyectadas, y en menor medida en Canadá (59) y México (14). En Sudamérica, por su parte, existen 176 proyectos relevados, siendo Chile (69) el país con mayor cantidad de plantas, seguido por Brasil (42), Colombia (35), Paraguay (10), Argentina (8)<sup>21</sup> Perú (7) y Uruguay (5). Una particularidad de Sudamérica es que la mayor parte de los países cuentan con proyectos anunciados o en operación.

---

<sup>21</sup> Cabe mencionar que, en el caso argentino, 4 de esos proyectos corresponden a etapas sucesivas del proyecto anunciado por la empresa Fortescue para instalar una planta de hidrógeno verde en la Provincia de Río Negro. Adicionalmente, no se contemplan en la base de datos de la IEA todos los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones anunciados. Por razones de comparabilidad metodológica, en esta sección solo se contemplan los proyectos relevados en el marco de la base utilizada.

**Gráfico N° 5: Cantidad de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones por región**



Fuente: Elaboración propia en base a IEA

En relación a la potencia involucrada en los proyectos relevados por IEA, se observa que en gran medida son proyectos relativamente pequeños. Prácticamente una tercera parte de los proyectos que cuentan con capacidad relevada tiene menos de mil toneladas anuales de hidrógeno equivalente, mientras que solo 37 proyectos tienen una capacidad proyectada superior al millón de toneladas. En promedio, los proyectos a nivel global tienen una capacidad de producción de hidrógeno y/o derivados en torno a las 95 mil toneladas de H<sub>2</sub> equivalente.<sup>22</sup>

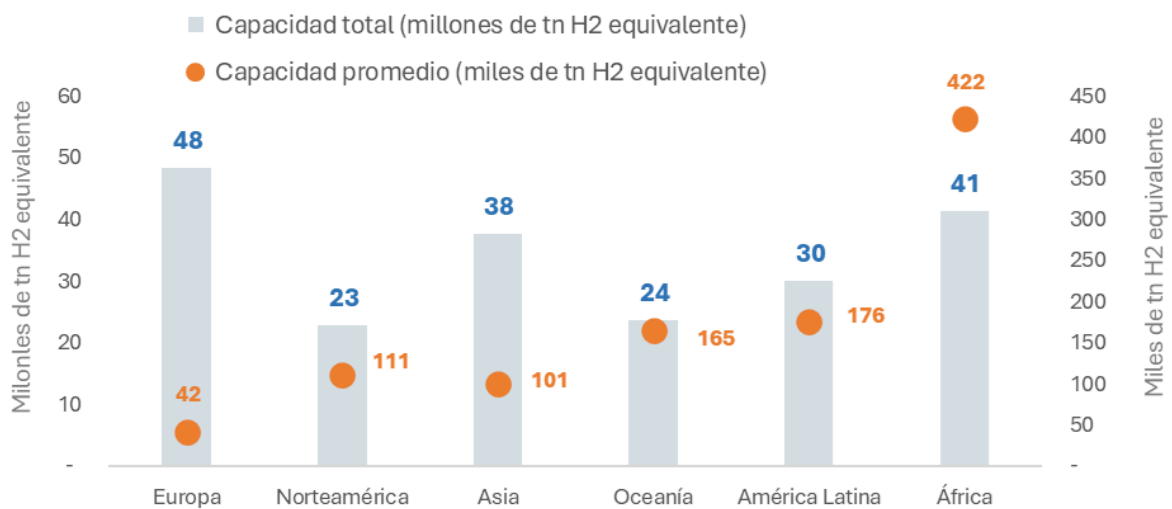
La totalidad de proyectos que informan su capacidad, incluyendo desde plantas operativas como anuncios, alcanzarían los 200 millones de toneladas de hidrógeno de bajas emisiones o derivados, lo que da cuenta de que se requiere un mayor volumen de inversiones para cumplir con las proyecciones de demanda en el largo plazo, incluso en escenarios de crecimiento moderado del consumo.

<sup>22</sup> Cabe aclarar que algunos de los proyectos incluidos en la base de IEA son en realidad etapas sucesivas de una misma planta, por lo que los proyectos pueden parecer de menor envergadura de lo que realmente sean.

La región con mayor capacidad proyectada es Europa, en línea con el mayor peso que tiene en términos de cantidad de plantas anunciadas. No obstante, se trata de la región con menor tamaño promedio, con solo 42 mil toneladas de hidrógeno equivalente. Por el contrario, en África, donde solo se registran algo más de 100 proyectos, se prevé una capacidad total de 41 millones de toneladas, aproximadamente un 20% del total esperado a nivel global. Estas plantas tienen una capacidad promedio de 422 mil tn de H<sub>2</sub> equivalente, unas 10 veces el valor observado para Europa.

América Latina, tiene también proyectos relativamente grandes en capacidad, con 176 mil toneladas en promedio. En conjunto, de realizarse todos estos proyectos de acuerdo a lo relevado en la base de IEA, podrían aportar más de 30 millones de toneladas de H<sub>2</sub> equivalente al mercado (Gráfico N° 6).

**Gráfico N° 6: Capacidad en proyectos de hidrógeno de bajas emisiones por región**



Fuente: Elaboración propia en base a IEA. Nota: solo se contemplan las plantas que informan capacidad.

Entre los principales proyectos, como se observa en la Tabla N° 3, la gran mayoría prevé utilizar tecnología de electrólisis a partir de fuentes renovables (es decir, producirían H<sub>2</sub> verde o derivados). Además, en su totalidad los proyectos con capacidad anunciada superior al millón de toneladas a partir de electrólisis planean realizarlo utilizando parques eólicos o solares fotovoltaicos dedicados, es decir que no se han relevado proyectos de gran envergadura conectados a la red eléctrica.

En la base de datos desarrollada por IEA, hay tres proyectos orientados a obtener H<sub>2</sub> a partir de gas natural y utilizar tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

En cuanto al producto final, la mayor parte de los proyectos prevé obtener hidrógeno de bajas emisiones, mientras que aproximadamente un tercio de los relevados obtendrá como producto final amoníaco. Solo uno de los proyectos relevados de más de 1 millón de toneladas de capacidad produciría combustibles sintéticos.

**Tabla N° 3: Detalle proyectos de hidrógeno de bajas emisiones de más de 1 millón de toneladas**

Proyecto	País	Fecha esperada de inicio	Tecnología	Fuente	Producto	Capacidad (miles tn H2 equivalente)
Western Green Energy Hub	Australia	2029	Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	7.203
Megaton Moon	Mauritania	2028	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	6.064
ACME SCZONE Green Ammonia Plant	Egipto		Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	4.400
Mauritania & BP- Nassim project	Mauritania		Electrólisis	Renovable dedicada	H2	3.601
Hyrasia one	Kazajistán	2032	Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	3.465
Lacq Hydrogen	España	2030	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	3.333
H21 Leeds City Gate - Teesside hydrogen	Reino Unido	2035	Comb. fósil con CCUS	Gas Natural (ATR)	H2	3.033
Proyecto confidencial	#N/D		Electrólisis	Varios		3.022
Green Energy Park (GEP) fases I to VI	Brasil		Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	2.800
Proyecto confidencial	#N/D		Comb. fósil con CCUS	Gas Natural		2.757
Hydrogen City, fase 2	Estados Unidos		Electrólisis	Renovable dedicada	H2	2.654
Angeles Link	Estados Unidos		Electrólisis	Renovable dedicada	H2	2.599
Secunda SAF Project - fase II	Sudáfrica	2040	Electrólisis	Renovable dedicada	Comb. Sintét.	2.568
Asian Renewable Energy Hub, completion	Australia	2036	Electrólisis	Renovable dedicada	Varios	2.426
Fortescue Metals - Rio Negro, fase III	Argentina		Electrólisis	Renovable dedicada	H2	2.252
Aman - Green Hydrogen Project - fase 2	Mauritania	2037	Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	2.166
Baicheng, Jilin wind-solar project	China	2035	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	2.000
FertigHy second plant	España		Electrólisis	Renovable dedicada	H2	2.000
Adani H2	India	2030	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	2.000
BrintØ - Hydrogen Island	Dinamarca	2030	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.818
Los Amigos del Verano - fase 4	Chile	2033	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.733
Mauritania - Green Ammonia project - fase 2	Mauritania		Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	1.663
Green Hydrogen Oman (GEO), fase 2	Omán	2038	Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	1.617
Project Nour - fase 2	Mauritania	2033	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.473
Solar-to-hydrogen Inhambane province	Mozambique		Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.460
Solatio - Ammonia project Parnaiba export zone (fases II a VI)	Brasil		Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	1.417
HyEnergy Zero Carbon Hydrogen	Australia	2030	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.386
Western Sahara hydrogen project	Marruecos	2028	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.386
H2Notos- fase 2	Túnez	2035	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.386
Desert Bloom, fase 2	Australia		Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.317
Ascension Clean Energy (ACE) complex (LA)	Estados Unid	2028	Comb. fósil con CCUS	Gas Natural	Amoniaco	1.297
Evergreen Project	Australia		Electrólisis	S/D	H2	1.213
White Dunes - Western Sahara hydrogen project - fase 2	Marruecos	2030	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.213
CIPP (Ceara's Pecem Industrial Port Complex) Hydrogen project	Brasil	2027	Electrólisis	S/D	H2	1.200
NTPC NETRA Campus	India	2030	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.095
MoU Shell - Mitsubishi, fase 2	Países Bajos	2043	Electrólisis	Renovable dedicada	Amoniaco	1.091
NorthH2, fase 2	Países Bajos	2040	Electrólisis	Renovable dedicada	H2	1.040

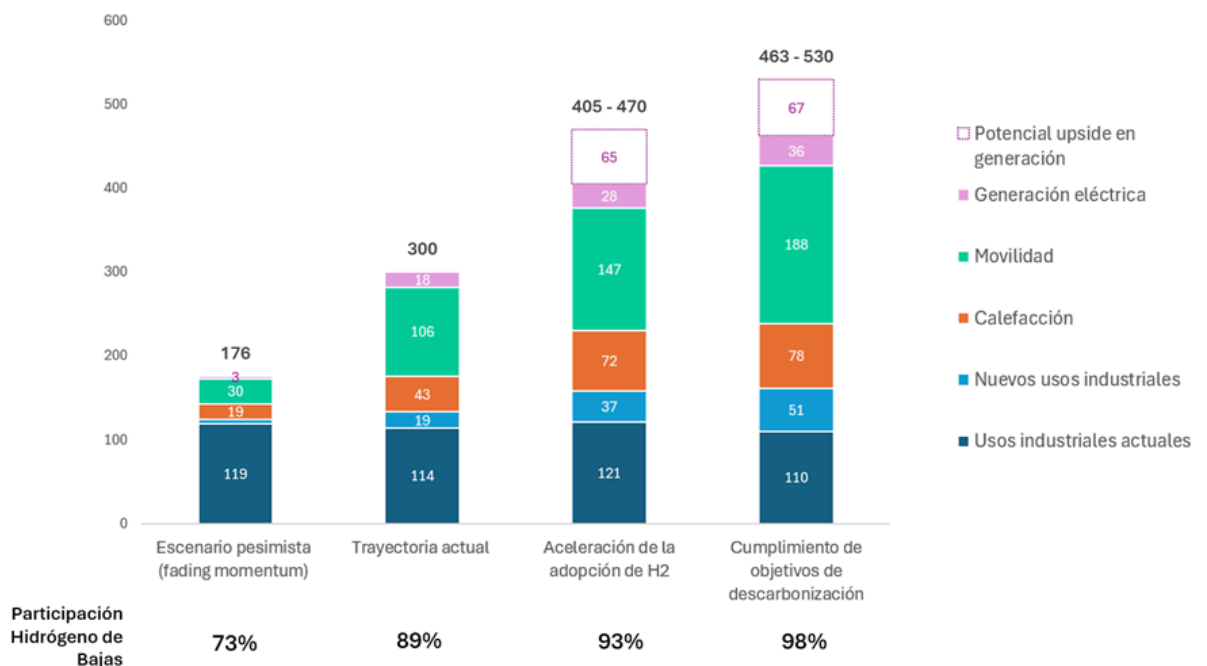
Fuente: Elaboración propia en base a IEA

### 3.3. Perspectivas del mercado del H<sub>2</sub> de bajas emisiones

De acuerdo con distintas proyecciones (EIA, 2023; McKinsey, 2024; Deloitte, 2023), se prevé que el reemplazo de H<sub>2</sub> en sus usos actuales en la industria impulse la mayor parte de la adopción de H<sub>2</sub> limpio hasta 2030; mientras que a futuro es necesario promover una incorporación más amplia de nuevas aplicaciones, especialmente para cumplir los objetivos de abatimiento de emisiones a 2050 (ver Gráfico N° 7). De esta forma, las aplicaciones con demanda existente probablemente representarán la mayor parte de la demanda de H<sub>2</sub> limpio a lo largo de la década actual, lo que podría impulsar con cierta velocidad el aumento de la participación del H<sub>2</sub> limpio en la demanda. Actualmente el H<sub>2</sub> de bajas emisiones representa menos del 1% de la producción total, mientras que según el escenario de adopción que se considere a 2030 podría alcanzar hasta un 30%, de acuerdo a las proyecciones más optimistas.

Los nuevos usos del H<sub>2</sub>, es decir, su utilización en procesos que actualmente no consumen H<sub>2</sub> como combustible o como insumo, resulta de mayor complejidad que el reemplazo del H<sub>2</sub> que se consume actualmente, obtenido a partir de combustibles fósiles. Esto se debe a que en estos nuevos segmentos no existe aún demanda para el uso de H<sub>2</sub>, y la misma debe ser creada. Entre esas nuevas aplicaciones con potencial se destaca el consumo de H<sub>2</sub> en la industria pesada, la generación eléctrica, y en el transporte de larga distancia, incluyendo el transporte marítimo, la aviación y el transporte de cargas (EIA, 2023).

**Gráfico N° 7: Proyección de la demanda de hidrógeno a 2050 según escenarios de descarbonización (en millones de tn de hidrógeno equivalente).**

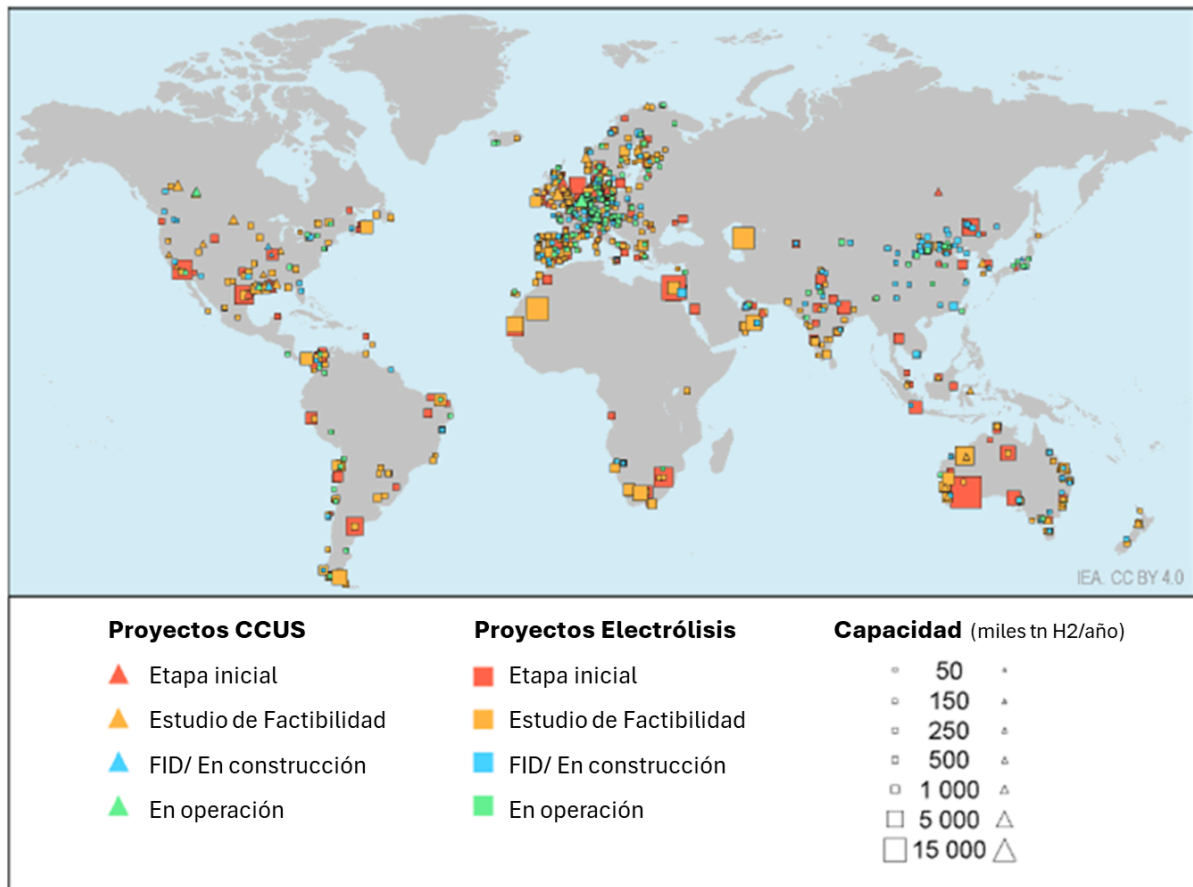


Fuente: McKinsey (2024)

De acuerdo a la base de datos de proyectos de H<sub>2</sub> de bajas emisiones de la International Energy Agency (EIA), a 2023 la cantidad de proyectos anunciados para la producción de H<sub>2</sub> con bajas emisiones está aumentando rápidamente año a año. Según sus estimaciones, la producción anual de hidrógeno de bajas emisiones podría alcanzar los 38 millones de toneladas en 2030 (aproximadamente un 40% de la producción global actual) si se concretan todos los proyectos anunciados, aunque más de la mitad de dicha capacidad corresponde a proyectos que aún se encuentran en etapas iniciales de desarrollo, es decir, aún no se han realizado estudios de factibilidad. Del total de proyectos en cartera a 2030, unos 27 millones de toneladas de H<sub>2</sub> de capacidad provienen de plantas basadas en electrólisis, mientras que los 10 millones restantes corresponden a proyectos en base a combustibles fósiles con captura, almacenamiento y utilización.

Los anuncios realizados para la instalación de este tipo de plantas están fuertemente concentrados en Europa y Australia, aunque crecientemente se están realizando nuevos anuncios en África, China, India, América Latina y en Estados Unidos (ver Mapa N° 1). El caso de China resulta particularmente relevante por la dimensión de sus proyectos. Tras un comienzo relativamente tardío en relación a otros países, China ha tomado la delantera en el despliegue de electrolizadores. Para el año 2020, allí se encontraba menos del 10% de la capacidad de electrólisis instalada para la producción de H<sub>2</sub>, casi con exclusividad en proyectos piloto de pequeña escala. Dos años después, China había incorporado más de 200 MW de capacidad, representando más del 30% de la capacidad global, incluyendo el proyecto de electrólisis más grande del mundo hasta entonces. A comienzos de 2024 se estima que la capacidad instalada superó el 1,2 GW de potencia de electrólisis, más de la mitad del total mundial. De acuerdo a la información de EIA, es muy probable que China consolide su posición de liderazgo global en el despliegue de electrolizadores durante los próximos años, ya que el país representa más del 40% de los proyectos de electrólisis con decisión final de inversión aprobada a nivel mundial (EIA, 2023)

**Mapa N° 1: Proyectos anunciados de producción de hidrógeno de bajas emisiones.**



Fuente: extraído de IEA (2023).

Uno de los principales desafíos para la difusión masiva del H<sub>2</sub> de bajas emisiones es su alto costo en relación al H<sub>2</sub> obtenido a partir de fuentes fósiles, así como del mayor costo que representa si se lo compara con el uso de combustibles alternativos en sectores que actualmente no utilizan H<sub>2</sub>. En ese aspecto, en el caso del H<sub>2</sub> verde, el factor más determinante en el costo es la generación de la energía renovable requerida para el proceso de electrólisis del agua.

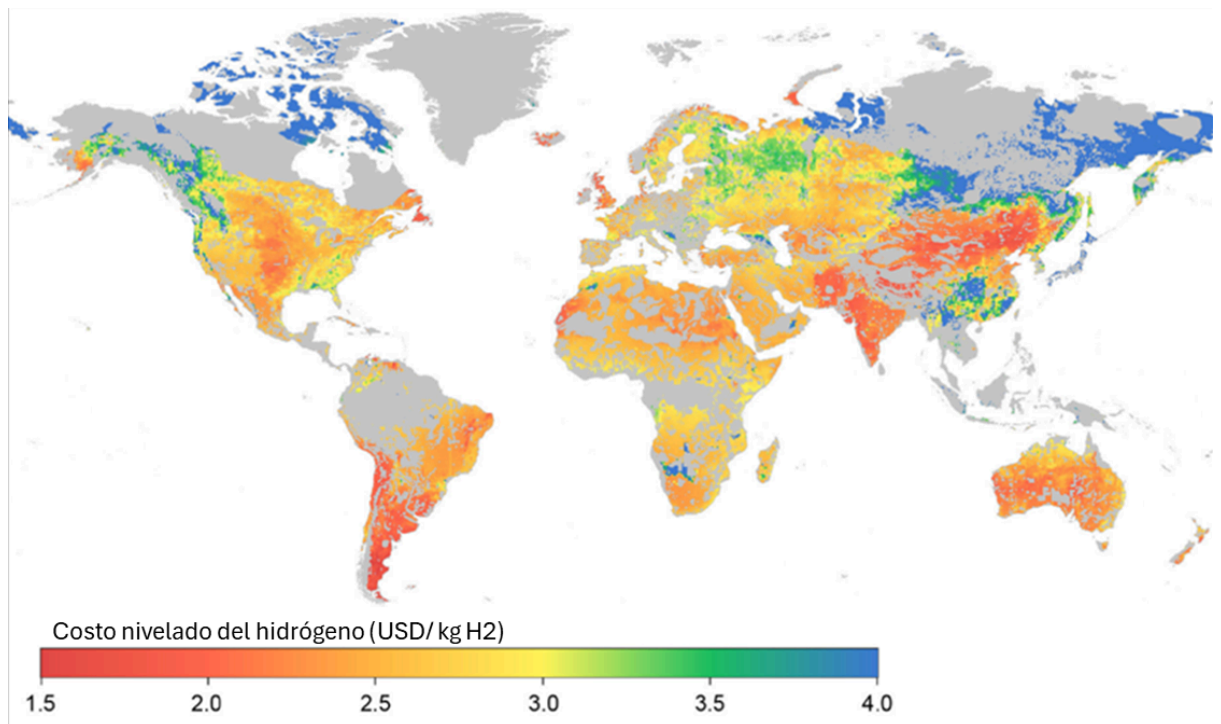
Como referencia, en la actualidad de acuerdo a las estimaciones de IEA (2023), el costo de la electricidad representa entre el 25% y el 45% del costo total nivelado para un proyecto de H<sub>2</sub> en base a energía solar fotovoltaica. En este aspecto, el costo de generación en plantas solares o eólicas está fuertemente influido por el factor de utilización o factor de capacidad de las instalaciones, es decir la cantidad de energía que efectivamente se genera en relación a la potencia nominal del parque en cuestión. En la Argentina, ese factor de capacidad de los parques eólicos instalados en la Patagonia y en el sur de la Provincia de Buenos Aires se encuentran entre los más altos del mundo, permitiendo un menor costo de la energía. En proyectos dedicados, es decir en aquellos en que la generación renovable se encuentra enteramente destinada al proyecto de producción de H<sub>2</sub>, ello

redundería además en un mayor factor de capacidad del electrolizador, reduciendo los costos generales de producción de H<sub>2</sub>.

De esta forma, como se observa en el Mapa N° 2, de acuerdo a las estimaciones realizadas por IEA (2023) el costo de producción de H<sub>2</sub> verde en la Argentina se encontraría entre los más bajos del mundo, gracias a la calidad de su recurso eólico a lo largo de su costa atlántica.

Dos salvedades deben realizarse a esa estimación. En primer lugar, el análisis comparativo de IEA contempla el mismo costo del capital para todos los proyectos, lo cual está subestimando fuertemente el costo final de la inversión que se requeriría en la Argentina para desarrollar este tipo de proyectos. Esto es particularmente relevante para los actores domésticos, que deben financiar la inversión afrontando mayores costos. Adicionalmente, a ese valor debe incorporarse el costo de transporte, que puede compensar en parte esa ventaja basada en el recurso natural. No obstante, aunque el transporte de H<sub>2</sub> a largas distancias resulta tecnológicamente complejo y costoso, tanto en términos económicos como energéticos, el transporte de productos procesados representa solo una pequeña fracción del costo total de producción (IRENA, 2022). En consecuencia, las diferencias en el costo de producción del H<sub>2</sub> en diferentes regiones podrían hacer que la reubicación de las instalaciones industriales sea económicamente atractiva. Esto presenta una oportunidad para que los países con gran potencial de energías renovables exporten indirectamente sus recursos energéticos internos en forma de productos industriales de mayor valor agregado (OMC e IRENA, 2023).

## Mapa N° 2: Costos de nivelados de producción estimada para proyectos de H<sub>2</sub> verde a 2030.



Fuente: extraído de IEA (2023).

## 4. Antecedentes

### 4.1. Antecedentes internacionales

De acuerdo a IRENA (2024b), una hoja de ruta nacional de H<sub>2</sub> describe el enfoque para la implementación del H<sub>2</sub> dentro de un país, sin objetivos claros, pero sirviendo más como un marco para el debate. Las hojas no son adoptadas formalmente por el gobierno, sino que brindan planes integrados, priorizando acciones a corto plazo, áreas de investigación y proyectos de demostración. A veces se les denomina “documentos de visión”, “libros blancos”, “directrices”, entre otras denominaciones. En cambio, una estrategia nacional es un documento gubernamental a largo plazo que describe las prioridades, los objetivos, las barreras, las oportunidades y las etapas para desarrollar el sector dentro de un país. Establece objetivos, aborda políticas concretas y evalúa su coherencia con la política energética existente.

Hasta mayo de 2024, se habían elaborado y publicado en todo el mundo 46 estrategias nacionales (y supranacionales) y 8 hojas de ruta sobre el H<sub>2</sub>, y al menos 20 países más estaban en proceso de elaborar o publicar dichos documentos

(IRENA, 2024). La proliferación de estos documentos está asociado a la conjunción de varios factores (Sánchez-Peñuela Lajarraga, 2022). En primer lugar, los largos ciclos de maduración de las infraestructuras energéticas y el momento irreplicable de estímulos públicos determinan que las decisiones de inversión en los próximos tres años estén llamadas a tener un peso determinante en las posibilidades de revertir el cambio climático y alcanzar los objetivos de neutralidad climática a mitad de siglo. En segundo lugar, para que el H<sub>2</sub> sea competitivo y se cierren los interrogantes en su cadena de valor es necesario comenzar a construir el sector a la mayor brevedad posible. En tercer lugar, ante la evidencia de estar asistiendo a la creación de un nuevo mercado que aun no tiene definidas de modo claro sus reglas de funcionamiento, cada país trata de hacer oír sus prioridades, que van desde el color del H<sub>2</sub> hasta la necesidad de infraestructuras de transporte y almacenamiento y su marco regulatorio, los modelos de negocio, la certificación medioambiental o los sectores finales en los que el H<sub>2</sub> será realmente eficiente. Por último, la disparidad de puntos de partida nacionales y la carrera por posicionarse lo mejor posible excede a la cuestión energética, ya que el H<sub>2</sub> está llamado a modificar la geoestrategia de la energía y dar un vuelco a las relaciones entre países productores e importadores que han contribuido decisivamente a configurar las relaciones internacionales durante el último siglo.

En este marco, se han identificado distintos grupos de países de acuerdo a la posición que ocuparán en el mercado global de H<sub>2</sub> (IRENA, 2024):

- Autosuficientes: Estados Unidos, China e Indonesia. Son países con sectores industriales y de transporte avanzados, grandes recursos para la producción de H<sub>2</sub> y objetivos ambiciosos de descarbonización que pueden aplicar estrategias de H<sub>2</sub> autosuficientes, sin depender de las importaciones de H<sub>2</sub> y concentrándose en el desarrollo de la oferta y la demanda internas.
- Exportadores: Argentina, Australia, Canadá, Chile, Dinamarca, Irlanda, Malasia, Marruecos, Namibia, Nueva Zelanda, Noruega, Omán, Portugal, Sudáfrica, Trinidad y Tobago, Emiratos Árabes Unidos, Reino Unido y Uruguay. Los países con abundantes recursos fósiles y renovables para la producción de H<sub>2</sub> y una demanda relativamente baja de H<sub>2</sub> están considerando convertirse en exportadores de H<sub>2</sub>. Los exportadores de combustibles fósiles, como Australia, Canadá, Noruega y los Emiratos Árabes Unidos, están haciendo la transición hacia el H<sub>2</sub> como una respuesta estratégica a la disminución prevista de la demanda de combustibles fósiles. Al mismo tiempo, países como Marruecos y Namibia ven el H<sub>2</sub> como una oportunidad para exportar recursos de energía renovable.
- Importadores: Alemania, Japón y Corea del Sur. Estos países enfrentan desafíos como la alta demanda industrial de H<sub>2</sub> y recursos limitados para su producción, como la escasez de tierras para proyectos de energía renovable. Actualmente, estos países dependen de las importaciones de combustibles fósiles y están interesados en evitar reproducir la dinámica y los

riesgos del mercado de combustibles fósiles, como las estructuras oligopólicas. Sus estrategias de importación de H<sub>2</sub> están fuertemente influenciadas por preocupaciones de seguridad energética, especialmente a la luz de las vulnerabilidades expuestas por conflictos como la guerra en Ucrania y las interrupciones de la cadena de suministro por COVID-19. Estos países apuntan a diversificar sus fuentes de hidrógeno para mitigar los riesgos relacionados con la dependencia de un solo proveedor.

#### Estrategias de países importadores

Sin dudas, la Unión Europea se ubica como el principal demandante de H<sub>2</sub> a nivel global durante la próxima década. En julio de 2020 la Comisión Europea había publicado la Estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra, en la cual se establecían como objetivos instalar al menos 6 GW de electrolizadores hacia 2024 para producir 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable, en una primera fase, e instalar al menos 40 GW de electrolizadores hacia 2030 para producir 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable, en una segunda fase (Comisión Europea, 2020). Anteriormente se ha comentado que el plan RePowerEU agregó como meta importar otras 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable hacia 2030, con el fin de acelerar la independencia de la energía fósil proveniente de Rusia.

Bajo estas circunstancias, la UE ha acelerado la dimensión internacional de su estrategia energética, particularmente del H<sub>2</sub>. En ese sentido, la UE cuenta desde finales de 2021 con un nuevo mecanismo de cooperación al desarrollo, el Global Gateway, que pretende movilizar 300.000 millones de euros hasta 2027 para la inversión en proyectos sustentables, incluyendo proyectos para la producción de H<sub>2</sub>. Respecto al vínculo birregional con Latinoamérica, el tema tuvo su lugar en la agenda de la III Cumbre UE-CELAC de 2023 y, a su vez, se firmaron sendos memorandos de entendimiento entre la UE y Argentina y Uruguay. En el caso argentino, el memorando declara que ambas partes trabajarán juntas para desarrollar y promover la energía renovable y la eficiencia energética, así como el uso del hidrógeno y sus derivados en aplicaciones como los procesos industriales, el transporte y el almacenamiento de energía (Comisión Europea, 2023). Cabe destacar que en otros países de la región el mecanismo Global Gateway se ha materializado en iniciativas concretas para el sector hidrógeno: es el caso del “Team Europe Initiative for the Development of Green Hydrogen” en Chile, pero también de inversiones para el desarrollo de la producción y de la infraestructura asociada en Brasil.

Dentro del bloque europeo, sobresale, a su vez, la estrategia alemana. Si bien la Estrategia Nacional del H<sub>2</sub>, publicada en junio de 2020, busca desarrollar la producción local, recientemente Alemania lanzó una estrategia de importación de H<sub>2</sub> y derivados. En la primera, fijó como objetivos alcanzar 5 GW de capacidad de

producción de hidrógeno para 2030 y 5 GW adicionales de capacidad de producción de hidrógeno para 2035, si es posible, o a más tardar para 2040. Posteriormente, en noviembre de 2021, amplió el objetivo 2030 para alcanzar 10 GW de capacidad de producción de hidrógeno. Además, Alemania puso en marcha el plan de subsidios al H<sub>2</sub> verde "H2Global" que permite comprar y vender hidrógeno a través de licitaciones. Abrió los primeros procedimientos de licitación para importar H<sub>2</sub> verde en diciembre de 2022. El proceso de licitación cubrió tres tipos verdes de derivados del hidrógeno: amoníaco verde, metanol verde y combustible de aviación sostenible (SAF). Se asignaron 900 millones de euros para 2021 y 4.400 millones de euros para nuevas rondas de licitación con plazos hasta 2036<sup>23</sup>. La nueva estrategia de importación de hidrógeno que incluye medidas específicas destinadas a fomentar las importaciones de países europeos a corto plazo y de países no europeos a medio y largo plazo. El Gobierno federal prevé que la demanda de hidrógeno y derivados aumente hasta 95-130 TWh en 2030, de los cuales entre el 50 y el 70 % serán importaciones. La demanda seguirá aumentando a medida que avance la transición de la economía hacia la neutralidad climática: se espera que en 2045 aumente hasta 360-500 TWh de H<sub>2</sub> y 200 TWh de derivados del H<sub>2</sub> (BMWK, 2024). Además, Alemania ha establecido oficinas de diplomacia del H<sub>2</sub> en Angola, Kazajstán, Namibia, Nigeria, Omán y Arabia Saudí y ha firmado numerosos memorandos de entendimiento con países y organizaciones (IRENA, 2024).

### Estrategias de países latinoamericanos

En buena parte de Latinoamérica existen grandes expectativas en cuanto a la producción y exportación de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, dada la amplia disponibilidad de fuentes de energía para generar electricidad renovable, fuentes de agua y disponibilidad de tierra. Además de Argentina, ocho países latinoamericanos han publicado su estrategia nacional desde el año 2020. A su vez, cuatro de ellos (Brasil, Chile, Colombia y Uruguay) cuentan con la sanción de una ley nacional que regula y/o incentiva el desarrollo del sector, a los que se suma Perú, que tiene un marco regulatorio sectorial, pero no tiene una estrategia publicada. En este grupo de países existen 30 proyectos de H<sub>2</sub> en operación y 141 proyectos en desarrollo (ver Tabla N° 4), aunque no son los únicos de la región.

---

23

<https://h2lac.org/noticias/h2-global-alemania-publica-su-primera-subasta-para-importar-derivados-de-hidrogeno-verde/>

**Tabla N° 4: Países latinoamericanos que cuentan con Estrategia Nacional o Ley Nacional de Hidrógeno de bajas emisiones.**

<b>País</b>	<b>Nombre</b>	<b>Año</b>	<b>Comité estratégico</b>	<b>Ley Nacional N°</b>	<b>Proyectos en operación</b>	<b>Proyectos en desarrollo</b>
<b>Argentina</b>	Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno	2023	Secretaría de Asuntos Estratégicos	-	1	-
<b>Brasil</b>	Programa Nacional del Hidrogeno Directrices	2021	Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) Comité Gestor de Programa Nacional de Hidrógeno (Coges-PNH <sub>2</sub> )	14.948 (2024)	12	23
<b>Chile</b>	Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde	2020	Comité Estratégico para Plan de Acción de Hidrógeno Verde Comité Interministerial de Hidrógeno Verde	21.305 (2021)	8	60
<b>Colombia</b>	Hoja de Ruta del Hidrógeno	2021	No	2.099 (2021) 2.169 (2021)	5	32
<b>Costa Rica</b>	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	2023	Comisión de Hidrógeno Comité Técnico Nacional de Hidrógeno	-	3	4
<b>Ecuador</b>	Hoja de ruta del hidrógeno verde	2023	Consejo Nacional de H <sub>2</sub> V	-	-	-
<b>Panamá</b>	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados	2023	Comité Interinstitucional de H <sub>2</sub> V	-	-	2

País	Nombre	Año	Comité estratégico	Ley Nacional N°	Proyectos en operación	Proyectos en desarrollo
Paraguay	Hacia la ruta del H <sub>2</sub> verde	2021	No	Proyecto	-	7
Perú	-	-	-	31.992 (2024)	2	6
Uruguay	Hoja de ruta del hidrógeno verde y derivados	2021	Grupo interinstitucional de hidrógeno verde	Decreto 268/2020 (extiende beneficios de Ley 16.906) Ley 19.996 (2021)	-	7

Fuente: elaboración propia en base a datos del BID y de H2lac (<https://h2lac.org/>). Actualizado el 5/8/2024.

Cabe resaltar que no existe una norma internacional para la redacción de documentos estratégicos sobre el H<sub>2</sub> y tampoco existe una práctica establecida generalmente aceptada, por lo que cada país aborda la redacción de estos documentos de forma individual (IRENA, 2024). Esto se traduce en que las estrategias u hojas de ruta a nivel subnacional elaboradas hasta hoy tampoco cuentan con una pauta establecida internacionalmente. De este modo, la PBA ha definido su propia manera de abordar su planificación estratégica para la promoción del H<sub>2</sub> de bajas emisiones a través del presente proyecto.

#### **4.2. Antecedentes nacionales**

Como se retratará en el documento de “Lineamientos”, Argentina es adherente a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), a través de la Ley 24.295 del año 1994, y al Acuerdo de París, por medio de la Ley 27.270 del año 2016. Bajo estos compromisos, el Estado Nacional presentó su **Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional** ante CMNUCC en diciembre de 2020 y una actualización en octubre de 2021. Con estos dos documentos, la República Argentina asumió el compromiso de no exceder la emisión neta de 349 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2e</sub>) en el año 2030, aplicable a todos los sectores de la economía, y de alcanzar un desarrollo neutral en carbono en el 2050.

Asimismo, el **Plan de Transición Energética al 2030**, presentado por la Secretaría de Energía de la Nación en julio de 2023, estableció que el H<sub>2</sub> será uno

de los vectores energéticos que posibilitará la descarbonización de la economía, pero advertía que las nuevas tecnologías para producir H<sub>2</sub> de bajas emisiones están todavía en una fase temprana de desarrollo, por lo que se requieren esfuerzos para que su producción sea competitiva y económicamente viable.

Los primeros impulsos promoviendo el H<sub>2</sub> en el país se encuentran en los trabajos de la Asociación Argentina de Hidrógeno a comienzos de la década del '90, pero no fue hasta el año 2006 que se sancionó un régimen de promoción mediante la **Ley 26.123**, que declaró de interés nacional el desarrollo de la tecnología, producción, uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía. Con una vigencia de 15 años, el régimen estaba dirigido a incentivar la investigación y desarrollo de tecnologías para la producción y aplicación de H<sub>2</sub> de fuentes renovables y no renovables (Guzowski et al, 2022). Entre sus principales objetivos, estaba el desarrollo y fortalecimiento de la estructura científico- tecnológica destinado a generar los conocimientos necesarios para el aprovechamiento de los recursos energéticos no convencionales; el incentivo de la participación privada en la generación y producción del H<sub>2</sub> propendiendo a la diversificación de la matriz energética nacional, priorizando aquellos emprendimientos en donde el beneficio fuese significativo en términos de desarrollo de la industria nacional, utilización de mano de obra local y captación de recursos humanos nacionales de alta especialización e innovación tecnológica; el incentivo al desarrollo y producción de equipos individuales e industriales que utilicen el H<sub>2</sub> como portador único o combinado de energía; también estableció la creación del Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO) y definió un régimen fiscal promocional para los sujetos que se dedicasen a la producción y uso del H<sub>2</sub>. Los beneficios ofrecidos eran:

- En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, fue de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley 25.924 (Promoción de inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura) y sus normas reglamentarias.
- Los bienes afectados a las actividades promovidas por esta ley, no integraban la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.
- El H<sub>2</sub> producido por los sujetos titulares de los proyectos registrados por la autoridad de aplicación utilizado como combustible vehicular, no estaba alcanzado por el Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, ni por la tasa de Infraestructura Hídrica.

Sin embargo, la ley nunca fue reglamentada y no fue suficiente para impulsar la economía del H<sub>2</sub>, aunque se señala la realización de distintos estudios sobre la factibilidad técnica y económica de producir y aplicar estas tecnologías en diferentes regiones de Argentina (Sigal et al., 2019).

En relación a los antecedentes de proyectos que existen en Argentina se pueden mencionar básicamente dos. El primer antecedente lo constituye la Planta Experimental de Hidrógeno de Pico Truncado, ubicada en esa localidad dentro del Departamento Deseado, al norte de la provincia de Santa Cruz. Su puesta en marcha se hizo en el año 2005, convirtiéndose en la primera planta experimental de H<sub>2</sub> en toda América Latina. Se concibió como una unidad experimental para la provisión de agua y energía en forma sustentable para toda la localidad apoyada en su capacidad de provisión de electricidad generada por un parque eólico y el problema de la falta de agua potable, debido a que el acuífero es marcadamente salobre. Dado su carácter experimental cuenta con servicios educativos y ambientales. Asimismo, existe en el terreno una estación de servicio de hidrógeno y un pozo de agua salobre con conexión a la planta de osmosis y un tanque australiano (Consejo Federal del Inversiones, 2021).

El segundo antecedente data de 2008 con la puesta en marcha de un electrolizador por la firma Hychico en Chubut, con una capacidad de 120 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno y destinado a mezclar con gas natural para alimentar un moto-generador de 1,4 MW de potencia. El proyecto es una spin-off de la empresa CAPEX, con trayectoria en el sector de la energía convencional, y es un ejemplo de sinergia entre energías fósiles y renovables: dos parques eólicos y dos electrolizadores al pie de un campo petrolero. Entre sus objetivos están la investigación y aplicación de tecnologías para producir H<sub>2</sub> verde y aprovechar fuentes de energía renovable; el desarrollo de nuevos parques solares y eólicos para ofrecer energía a clientes comprometidos con la transición energética; y el impulso a proyectos de producción de H<sub>2</sub> y otros vectores verdes, como el amoníaco. Su producción de H<sub>2</sub> tiene una pureza que alcanza el 99,998%. Al mezclarse con gas natural, se utiliza para alimentar un moto-generador de 1,4 MW, equipado con un motor de combustión interna que funciona con una mezcla de gas e H<sub>2</sub> (Hychico, 2021).

A pesar de la existencia de estos proyectos pioneros, en el ámbito nacional el tema no fue retomado hasta el año 2020, cuando Y-TEC impulsó junto con el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y técnicas (CONICET) la conformación del Consorcio H<sub>2</sub>ar. Este espacio nació como iniciativa de colaboración entre empresas que actúan o se encuentran interesadas en participar de la cadena de valor del H<sub>2</sub> desde la producción hasta los usos finales. Reúne empresas automotrices, generadoras de energía eléctrica, transportadoras y distribuidoras de gas natural, refinadoras de petróleo, grandes consumidoras de energía. El objetivo inicial fue lograr una permanente articulación con el sistema científico- tecnológico argentino.

Las acciones orientadas a la promoción del diálogo público-privado se aceleraron a partir del año 2021 y culminaron en febrero del 2023 con la formación de la **Mesa Intersectorial del Hidrógeno**. Es importante destacar que fue creada en el contexto del Consejo Económico y Social y fue promovida y liderada por la

Secretaría de Asuntos Estratégicos (SAE) de la Presidencia de la Nación que trabajó en la coordinación entre el sector privado y diferentes áreas de gobierno.

En la Mesa participaron cerca de 70 representantes de más de 30 organizaciones públicas y privadas; funcionarios y expertos de la Jefatura de Gabinete de Ministros; los ministerios de Transporte, Trabajo, Empleo y Seguridad Social, y Ciencia, Tecnología e Innovación; las secretarías de Energía, Industria, Desarrollo Productivo, y de Asuntos Económicos y Financieros Internacionales del Ministerio de Economía; los ministerios de Ambiente y producción de la provincia de Buenos Aires, y representantes de los gobiernos de Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. También estuvieron presentes en el debate miembros del Consorcio H2Ar; la empresa Y-TEC; la Agencia I+D+i; la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA); el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI); el Enargas; la Unión Industrial Argentina (UIA, el Centro de Estudios de Actividad Regulatoria (CEARE); la Dirección Nacional de Evaluación Ambiental; el Consejo Federal de Inversiones (CFI); la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM); entidades empresarias como la Cámara Empresaria de Medio Ambiente (CEMA); la Cámara Argentina de Biocombustibles (CARBIO); la Cámara de Industria y Comercio Argentino-Alemana (AHK Argentina); la Cámara de Industriales de Proyectos e Ingeniería de Bienes de Capital de la República Argentina (CIPIBIC), la Cámara Argentina de Proveedores Mineros (CAPMIN); y la Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina (ADIMRA). También estuvieron presentes representantes de la Unión Obrera Metalúrgica (UOM); SMATA; y Federación Actra.

En el año 2022 se realizó el Encuentro Nacional del hidrógeno 2030 en la ciudad de Bariloche. Convocado por el Consejo Económico y Social, la Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Nación, la Provincia de Río Negro y el Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación con el objetivo de fortalecer la política nacional de H<sub>2</sub> a la vez de generar consensos amplios sobre las prioridades estratégicas y oportunidades para el desarrollo inclusivo y en clave federal en materia de hidrógeno. Participaron también representantes de empresas del sector; académicos; funcionarios y embajadores de países con amplia trayectoria en la materia como Chile, Japón, Emiratos Árabes Unidos y Corea del Sur quienes expusieron su visión.

Como resultado de todo el trabajo previo, en septiembre del 2023 la SAE presentó la **Estrategia Nacional de Hidrógeno (ENH)**. La ENH pone el foco en tres temas claves: primero, reconocer la importancia de promover el desarrollo tecnológico y productivo en toda la cadena de valor. Segundo, contempla la producción del H<sub>2</sub> de bajas emisiones por medio de diferentes tecnologías, ya sea verde a partir de fuentes renovables, rosa a partir de energía nuclear o azul a partir de combustibles fósiles con captura de carbono. Las condiciones de mercado, tecnológicas, organizacionales e institucionales que moldean la dinámica

innovadora de las industrias de generación de petróleo y gas en Argentina posicionan al país en un lugar destacado para el desarrollo de almacenamiento y uso del dióxido de carbono para la producción de hidrógeno azul. En tercer lugar, establece que la economía del H<sub>2</sub> tendrá dos grandes drivers: el mercado interno y los mercados de exportación. En términos generales podría decirse que la ENH propone que el crecimiento de la demanda potencial de H<sub>2</sub> de bajas emisiones plantea espacios para la innovación en estas industrias, pero estas son ventanas de oportunidad dinámicas, que requieren condiciones locales que orienten y traccionen los esfuerzos de aprendizaje de las empresas domésticas.

Los principales resultados de la ENH son:

- Hacia 2050 Argentina tendrá una producción doméstica total de al menos 5 Mt anuales de hidrógeno de bajas emisiones. El 20% estará destinado al mercado local, tanto para la descarbonización de los usos actuales del hidrógeno (industrias del acero, petroquímica y refino) como para atender los nuevos usos (principalmente combustibles sintéticos). El 80% restante, es decir unas 4 Mt anuales, estará destinado a abastecer, a través de exportaciones, el mercado internacional de vectores energéticos de bajas emisiones.
- Para alcanzar estas metas de producción será necesario instalar al menos 30 GW de capacidad de electrólisis y 55 GW de generación eléctrica renovable, lo que implica multiplicar por 11 la generación renovable actual y más que duplicar la generación total de electricidad en la Argentina.
- La producción de hidrógeno girará en torno a polos productivos, ubicados en función de la calidad de los recursos y la cercanía a los mercados internos y puertos para la exportación.
- La vinculación de estos polos con la red de universidades y centros tecnológicos locales será clave para el desarrollo de nuevas tecnologías, así como para la adopción temprana y adaptación a las condiciones productivas locales.
- La realización de los objetivos establecidos requiere una fuerte transformación de la infraestructura, en corredores viales críticos y puertos.
- El despliegue de la nueva actividad redundará en la creación de más de 80 mil empleos calificados.
- Argentina se propone participar en el mercado internacional de hidrógeno potenciando el desarrollo productivo a lo largo de toda la cadena de valor.

Dentro de los primeros pasos en la construcción de la economía del H<sub>2</sub> en el país, la ENH destaca a Bahía Blanca como uno de los principales polos petroquímicos de la región, su producción de H<sub>2</sub> y amoníaco y a su puerto, por ser el único en Argentina que despacha amoníaco. Dentro del territorio bonaerense, también resalta a Campana como otro polo de producción de H<sub>2</sub> de gran importancia

y al Proyecto CAREM, que consiste en el desarrollo del primer reactor nuclear de potencia íntegramente diseñado y construido en América Latina y cuyo primer modelo está en construcción dentro del Complejo Atucha, en Lima.

La ENH menciona que Argentina, dado que presenta un mercado local maduro, está en condiciones de ofrecer costos competitivos de producción. El H<sub>2</sub> azul se ubicaría en la actualidad entre 1,1 y 2,1 USD/kg y el costo del H<sub>2</sub> verde entre 2,8 y 6,4 USD/kg, teniendo en cuenta la localización y disponibilidad de los recursos renovables. Sin embargo, se estima que en 2030 a 1,7 USD/kg se podría producir H<sub>2</sub> verde a partir de la utilización del recurso eólico en la Patagonia a 1,7 USD/kg y en 2050 a 1,4 USD/kg. En el caso del H<sub>2</sub> azul, se alcanzaría un costo de 1,1 USD/kg desde 2030 en adelante.

Además, la SAE publicó a fines de 2023 una **Evaluación Ambiental Estratégica de la Economía del Hidrógeno**. Algunos de sus resultados serán retomados más adelante: aspectos sobre la licencia social (en la sección 6.1) y el relevamiento de zonas aptas para la producción de H<sub>2</sub>, tanto verde como azul (6.2).

En mayo de 2023, el gobierno argentino envió al congreso un **proyecto de ley de “Promoción del hidrógeno de bajas emisiones de carbono y otros gases de efecto invernadero”** que fue elaborado por la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación junto a otras áreas del Poder Ejecutivo Nacional como la SAE, la Secretaría de Industria y desarrollo Productivo, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Transporte. Asimismo, contó con la participación de los gobiernos de las provincias de Río Negro y Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.

Finalmente, el proyecto no se trató, pero sus ejes principales eran: a) incentivos fiscales de promoción de la producción; b) introducción de certificaciones de calidad, de seguridad y de origen y c) fomento al desarrollo de la cadena de valor local. En relación al primer punto, establecía que el régimen de promoción tendría una vigencia de 30 años, con beneficios fiscales que incluían la amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, la devolución anticipada del IVA y exenciones por importación de bienes. A su vez, creaba la Agencia Nacional del Hidrógeno (AgenHidro), encargada de asesorar y certificar proyectos, y se encomendaba al Comité Ejecutivo del Fondo Nacional de Desarrollo Productivo (FONDEP) constituir un Fondo de Afectación Específica destinado a financiar proyectos de fabricantes de Equipamiento de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, así como a proveedores de Bienes y/o servicios de alto contenido tecnológico para el mismo sector. Inicialmente, los proyectos de H<sub>2</sub> verde debían cumplir con una participación mínima de contenido nacional del 35% y los proyectos de H<sub>2</sub> azul del 20%, escalando progresivamente a partir del quinto año de entrada en vigor de la ley. Por último, se constituía el Consejo Federal del Hidrógeno, dedicado a elaborar estudios y recomendaciones de política.

El recambio de autoridades nacionales en diciembre de 2023 supuso no solamente un cambio de orientación económica, sino también un giro en materia energética y ambiental. Además de un marcado perfil liberal en lo económico, mediante la desregulación de los mercados, el retiro del sector público de sectores y actividades estratégicas, al mismo tiempo desatiende el área ambiental, explicitando dudas acerca de la influencia humana en el cambio climático. A su vez, se desjerarquizó la cartera de ambiente, de ministerio a subsecretaría, dentro de la Secretaría de Turismo, Ambiente y Deportes. Como corolario, anunció que no se sumará al “Pacto del Futuro”, que ratifica los objetivos de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible hacia el año 2045. En cuanto al Plan de Transición Energética al 2030 y a la Estrategia Nacional de Hidrógeno, el gobierno nacional no los ha abandonado oficialmente, pero en los hechos han sido discontinuados.

Bajo estas condiciones, la agenda nacional del H<sub>2</sub> de bajas emisiones se desaceleró. Asimismo, la promoción de las inversiones sectoriales quedó diluida, en principio, en el **Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI)**, un programa que formó parte de la llamada “Ley Bases” (Nº 27.742) y que fue reglamentado por el Decreto Nº 749/2024. El RIGI tiene como objetivo atraer grandes inversiones (de al menos USD 200 millones) en sectores como agroindustria, infraestructura, forestal, minería, petróleo y gas, energía y tecnología. Sin embargo, el RIGI establece que las ventajas impositivas, de importaciones y de acceso a divisas requieren que el 40% de las divisas de las inversiones se liquiden en los primeros 2 años de adhesión del proyecto, por lo que no es adecuado para la economía del H<sub>2</sub>, cuyos proyectos necesitarían un tiempo de maduración mayor. Son proyectos que pertenecen a un mercado en formación, donde todavía no están definidos los *off-takers*, es decir, la demanda no está aún desarrollada y no ofrecen certezas en plazos cortos.

La Provincia de Buenos Aires no adhirió al RIGI nacional y en contrapartida aprobó, en noviembre de 2024, el **Régimen Provincial de Inversiones Estratégicas en la Provincia** (Ley 15.510), que establece beneficios fiscales para inversiones que se realicen en territorio bonaerense en sectores considerados estratégicos.

El Régimen contempla beneficios fiscales para proyectos de inversión que generen valor agregado e impliquen la creación de puestos de trabajo de calidad. Está destinado a los sectores de la industria manufacturera, servicios (incluye turismo, logística, y otros servicios), industrias culturales, las inversiones intensivas en bienes comunes naturales (contempla minería, energía, petróleo y gas) y proyectos que sean declarados de interés estratégico por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Buenos Aires.

El tipo de beneficios que brinda el régimen provincial se asemejan a los que presenta el RIGI nacional en materia fiscal (exenciones impositivas; estabilidad fiscal), aunque tiene algunas diferencias de concepción significativas. En primer

lugar, los beneficios fiscales resultan menores y los plazos más cortos en la medida en que las inversiones sean mayores. Inversiones de hasta USD 50 millones tendrán 30% de exención impositiva por 5 años sobre esos gravámenes; los proyectos que inviertan entre USD 50 y 200 millones tendrán 25% de exención y beneficios por 4 años; mientras que si superan los USD 200 millones tendrán 20% de exención por un lapso de 3 años. Asimismo, podrán obtener beneficios adicionales por sobre esas exenciones aquellos proyectos que incrementen el empleo de calidad; permitan la sustitución de importaciones; potencien la innovación tecnológica; o se localicen en zonas de bajos ingresos o parques industriales. En esos casos, el beneficio incremental será de 10% y 2 años más de plazo; mientras que los proyectos que aumenten las exportaciones, adopten políticas de género o sostenibilidad ambiental podrán acceder a un 5% extra de exención y 1 año más de plazo.

Otra diferencia relevante en relación al régimen nacional es que el programa establece también que los proyectos de inversión mayores a USD 50 millones deberán presentar un “Programa de Desarrollo de Proveedores”, el cual deberá contemplar, de forma incremental, que al menos el 50% del monto total destinado al pago de proveedores sea destinado a empresas radicadas en la provincia de Buenos Aires.

En relación a potenciales proyectos vinculados a la economía del H<sub>2</sub>, este tipo de regímenes no parece tener una incidencia destacada en incentivar inversiones, por las mismas razones que lo mencionado para el RIGI. En primer lugar, los plazos de adhesión al programa son de solo dos años, lo cual resulta un horizonte corto para proyectos de H<sub>2</sub>. Asimismo, los plazos de exenciones fiscales son también relativamente cortos, y el Régimen prioriza los beneficios para proyectos de menor envergadura, con condiciones menos favorables mientras más alta sea la inversión involucrada.

De acuerdo a algunos informantes claves consultados, el Poder Ejecutivo Nacional avalaría un proyecto de ley propuesto por la plataforma H<sub>2</sub> Argentina<sup>24</sup>. Esta plataforma se conformó a finales del 2020 y está integrada por diferentes organizaciones como Globe Legislators (coalición de legisladores), CACME (Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía), CEARE (Centro de estudios de la Actividad Regulatoria-UBA), AAEE (Asociación Argentina de Energía Eólica) y la UTN Buenos Aires. No obstante, el gobierno nacional no estaría de acuerdo con los plazos de promoción de esta propuesta, que llegarían a 20 años, sino que estaría dispuesto a otorgar un plazo de hasta 5 años, similar a Brasil.

La propuesta de la plataforma H<sub>2</sub> Argentina incorpora al proyecto que se presentó en el año 2023 las siguientes cuestiones:

---

<sup>24</sup> La propuesta impulsada por la plataforma H2 Ar se encuentra publicada en el siguiente enlace: <https://www.plataformah2.org/publicaciones/>

1. Menciona que resulta limitado no contemplar otras fuentes de hidrógeno (biomasa, “amarillo”, etc.) que bajo ciertas condiciones pueden demostrar ser de bajas emisiones, comparables al H<sub>2</sub> “azul”. Es deseable que la ley defina al “hidrógeno de baja emisiones” con estándares estrictos, independientemente de la fuente por la que se origina. Al no contemplarse al H<sub>2</sub> “gris” dentro del régimen pueden verse excluidas de la promoción proyectos piloto o demostrativos de aplicaciones (almacenamiento, transporte, manipulación y uso final) que pueden desarrollarse en los próximos años y que harán uso de un suministro de H<sub>2</sub> convencional hasta que exista escala suficiente de H<sub>2</sub> de bajas emisiones (Plataforma H<sub>2</sub> Argentina, 2023).

2. La exigencia de una porción de integración de contenido nacional para ser beneficiario del régimen de promoción constituye una barrera inaccesible para la casi totalidad de los proyectos. Los porcentajes propuestos resultan elevados y no parece existir un análisis realista de la industria del hidrógeno y la altísima exigencia en materia de competencia por sus costos a nivel internacional. Castiga al H<sub>2</sub> “verde” con mayores exigencias imponiendo una barrera al sector que tiene las mayores chances de competir en el mercado internacional. Por el contrario, es menos exigente con sectores más maduros y con muchos años de desarrollo (hidrocarburos, nuclear) (Plataforma H<sub>2</sub> Argentina, 2023).

3. No se debería incluir ningún tipo de impuestos o derechos de exportación (retenciones). Esta industria genera las mayores expectativas para el país en cuanto a su potencial de convertirnos en grandes exportadores y eso es un desincentivo.

4. Crea un Régimen de Promoción para la Industria del Hidrógeno (PROHIDRO) y un fondo específico denominado Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO). El plazo para adherir al PROHIDRO será de veinte (20) años, contados a partir de la entrada en vigencia del presente régimen para los proyectos vinculados a hidrógeno de origen renovable. Dicho plazo será de diez (10) años para los proyectos vinculados a hidrógeno de bajas emisiones.

5. Plantea que no resulta necesaria la creación de nuevas agencias o estructuras gubernamentales lo que genera burocracia para controlar todo el desarrollo de la industria. Menciona que el Estado ya posee las estructuras administrativas suficientes para desarrollar el ecosistema del hidrógeno.

En definitiva, la agenda nacional del H<sub>2</sub> parece haber perdido el impulso que le había imprimido la gestión anterior a través de la SAE y ha quedado circunscripta a las provincias que mayor interés manifiestan por materializar inversiones en sus territorios, fundamentalmente las patagónicas, con el acompañamiento de organismos internacionales y agencias de cooperación internacional. Argentina se encuentran ante una oportunidad de convertirse en un actor clave del naciente mercado global de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, pero enfrenta simultáneamente desafíos

significativos, como la falta de un marco regulatorio específico y la elección de un sistema de certificación, además de las dificultades macroeconómicas y la necesidad de inversión en infraestructura.

### **4.3. Antecedentes subnacionales**

Ante la discontinuidad de la Estrategia Nacional de Hidrógeno por parte del gobierno nacional, la agenda sectorial ha quedado prácticamente en manos de los Estados subnacionales. Si bien varias provincias argentinas se han mostrado interesadas en el desarrollo del hidrógeno y se encuentran abocadas en distintas etapas de la formulación de políticas públicas, solamente dos han publicado planes sectoriales: Río Negro y Tierra del Fuego. Previamente, en ambas provincias se habían realizado estudios técnicos que sirvieron de base a la elaboración de sus estrategias. Algo similar ocurrió en Santa Cruz, donde se realizó un estudio técnico, pero hasta ahora esta provincia no ha publicado un plan sectorial (ver Tabla N° 5).

La provincia de **Río Negro** lanzó su Plan Estratégico de Hidrógeno Verde con el objetivo de asumir como Política de Estado el fomento del desarrollo científico, académico y productivo del sector. Previamente, la provincia había creado la “Mesa de Hidrógeno Verde Rionegrina” como órgano transversal e interdisciplinario, encargado de acordar y definir políticas públicas activas y sostenidas en materia de ciencia, innovación, investigación y desarrollo del H<sub>2</sub> verde en la provincia.

Asimismo, el gobierno provincial había encargado el Estudio sobre la Producción de Hidrógeno Verde al Instituto Fraunhofer de Alemania, que sirvió de base del Plan Estratégico y, además, estimó la potencialidad de cuatro lugares para la instalación de electrolizadores en la provincia. Para el uso doméstico se eligió una escala de proyecto de 100 MW de capacidad de electrolizador, mientras que, para la exportación, una capacidad de electrólisis de 500MW. Los resultados muestran que los costos de producción de hidrógeno, incluyendo el transporte, están entre 4,15 \$/kg y 6,18 \$/kg para Pomona, entre 4,44 \$/kg y 6,00 \$/kg para El Solito, entre 4,47 \$/kg y 5,81 \$/kg para Laguna de la Retención, y entre 3,83 \$/kg y 6,72 \$/kg para El Chocón. El informe concluye con una descripción detallada de los mejores escenarios: los escenarios domésticos con menores costos para la producción de hidrógeno en El Chocón y en la Pomona y el escenario con menores costos de inversión y exportación en Laguna de la Retención.

El Plan rionegrino realiza un repaso por los antecedentes normativos nacionales y provinciales. En ese sentido, la Legislatura provincial en abril de 2022 aprobó dos leyes: la primera estableció las condiciones para llevar adelante el proceso de licitación pública de alrededor de 625.000 hectáreas, para el estudio y emplazamiento de un Parque Eólico y otras construcciones necesarias para la producción. La segunda ley aprobada, crea el Ente de Promoción y Fiscalización del Complejo Productivo y Exportador de la Zona Franca de Río Negro, que se

denominará “Corporación Punta Colorada”. Será la Zona Franca más grande del territorio nacional, con más de 600 hectáreas.

Como meta cuantitativa, se planea que la provincia comenzará a producir H<sub>2</sub> verde en el año 2025 y a exportar en el año 2027 y que la producción alcance 300 mil toneladas para 2030. A su vez, el Plan establece cuatro pilares fundamentales: Seguridad energética, Sostenibilidad ambiental, Eficiencia y competencia; Inclusión social y empleo.

Se establece también la creación del Consejo Participativo de Hidrógeno Verde, mediante decreto provincial, como un órgano consultivo no vinculante, cuya misión principal consistirá en asesorar al Gobierno de la Provincia de Río Negro en la ejecución y seguimiento de las acciones a implementar en materia de proyectos verdes. A su vez, estará conformado por el Consejo Participativo Técnico y el Consejo Participativo Ciudadano.

El Plan rionegrino reserva una sección destacada para la comunicación estratégica de las políticas sectoriales. Entre las acciones enunciadas, se cuenta la creación de un portal web oficial<sup>25</sup>, la realización de un ciclo de expositores y foro permanente, denominado “Jueves de Hidrógeno”<sup>26</sup>, y la apertura de cuentas oficiales en las principales redes oficiales.

Por último, el Plan subraya el impulso de actividades de educación, investigación, desarrollo e innovación vinculadas al H<sub>2</sub> verde, en coordinación con instituciones y organismos que tendrán a su cargo capacitaciones profesionales y de servicios destinados al desarrollo de nuevos conocimientos formando recursos humanos especializados en la temática que podrán postularse en los puestos de trabajo que se generarán. Dentro del Plan se informa sobre el “Programa Río Negro Trabajo + Futuro”, un programa de formación y capacitación laboral, en articulación con el sector universitario, empresarial, sindical, municipios y áreas de gobierno. Por fuera de lo explicitado en el Plan, se encuentra la conformación del Instituto de Hidrógeno Verde<sup>27</sup>, a partir de un convenio de cooperación rubricado entre el Gobierno Provincial y la Universidad Nacional de Río Negro (UNRN) en junio de 2022, con el objetivo de formar recursos humanos. Fruto de dicho convenio, se dicta desde ese año la Diplomatura en Hidrógeno Verde. La modalidad de cursada es presencial en el Campus de la sede Atlántica de la ciudad de Viedma de la UNRN y tiene una carga horaria total de 172 horas divididas en 11 unidades. La Diplomatura se presenta abierta al público general y no requiere tener conocimiento previo sobre la temática. Entre los ejes de formación que promueve se encuentran: el nuevo paradigma energético, su impacto ambiental, social y económico, métodos de producción, aplicaciones, seguridad y marco normativo.

---

<sup>25</sup> [www.hidrogenoverde.rionegro.gov.ar](http://www.hidrogenoverde.rionegro.gov.ar)

<sup>26</sup> El ciclo consistió en un encuentro semanal virtual de una hora de duración, con distintos expertos en la materia del hidrógeno verde y sus múltiples derivaciones.

<sup>27</sup> Sitio web: <https://hidrogenoverde.rionegro.gov.ar/instituto-de-hidrogeno-verde>

La provincia de **Tierra del Fuego**, en colaboración con el CFI, ha avanzado en un estudio de viabilidad del hidrógeno, analizando diversos factores, como los vientos, la topografía, la disponibilidad de agua de mar y la infraestructura existente. El análisis se ha centrado en los costos de la cadena de producción de H<sub>2</sub> verde, azul y sus productos derivados, en términos de competitividad y logística. Los resultados del estudio indicarían que la alternativa más prometedora es la producción de "amoníaco verde", uno de los subproductos del H<sub>2</sub> verde.

Tomando en cuenta dicho estudio, la provincia avanzó en la elaboración y publicación de la "Hoja de Ruta del Hidrógeno" en la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur. Precisamente, la hoja parte de una síntesis de las condiciones de base establecidas en el estudio precedente, postulando que el caso de negocio a desarrollar es el amoníaco verde, en proyectos para exportación a Europa y/o sudeste asiático. En ese sentido, se indica que el transporte de amoníaco por buque está resuelto actualmente en el mundo ya que se hace regularmente y es más económico y práctico que el transporte de H<sub>2</sub> líquido. A su vez, se determina que el costo nivelado de producción en la provincia presenta ventajas competitivas, a partir del bajo costo de producción de energía eólica. Se establece la existencia de tierras suficientes para albergar una escala competitiva (más de 2 GW), pero también que sería conveniente poder ampliar la escala hacia el lado chileno integrándose en un proyecto binacional. También están dadas las condiciones básicas para acceder al agua de mar necesaria para efectuar el proceso de electrólisis y para facilitar el transporte de la producción por buque, tanto como para el ingreso de equipamiento. Aunque se señala que la infraestructura es una desventaja inicial para la provincia, ya que los proyectos necesitan un puerto en la zona norte de la isla para el ingreso de equipamiento pesado mientras que la exportación puede resolverse mediante métodos off-shore mediante boya náutica.

Una vez sintetizadas las condiciones de base, la hoja se divide en cinco ejes: el primero es el de Regulación, en el cual se realiza un análisis tributario y un análisis particular de la Ley N° 26.737 de Tierras rurales. Allí se encuentran limitaciones para la propiedad extranjera de la tierra con relación a la superficie necesaria para alcanzar una escala competitiva de potencia eólica en los casos de proyectos de exportación de H<sub>2</sub>. Por lo tanto, la hoja recomienda propender modificaciones en la ley de tierras para que introduzca aclaraciones respecto a los derechos reales y limitando los efectos reales de la misma o, en el caso de que se discuta un nuevo proyecto de ley de hidrógeno de bajas emisiones, exceptuar a los proyectos aprobados en ese marco de promoción o delegar dicha facultad a la provincia beneficiaria del proyecto en el marco del dominio originario de sus bienes comunes naturales.

El segundo eje es la Vinculación con la comunidad, desarrollo y capacitación de recursos humanos. En primer lugar, se identifican siete tipos de actores, grupos o instituciones de interés para el desarrollo de proyectos de hidrógeno, cada uno

teniendo un rol específico en cada etapa: inversores (locales o extranjeros), autoridades (nacionales y locales), negocio (organizaciones profesionales y empresarias, estancias Rurales del norte de la provincia, operadoras hidrocarburíferas), conocimiento (Universidades y Centros de investigación), educación (Centros de educación terciaria, Centros de formación laboral, Instituciones educativas de nivel primario y medio, Espacios de difusión de tecnologías a la comunidad), ONGs (Organizaciones locales, nacionales e internacionales con foco en ecología y ambiente, comunidades originarias, producción energética, bienes comunes naturales) y medios de comunicación (prensa escrita, radio, TV, multimedios, redes sociales). La identificación de actores conlleva la propuesta para constituir un “Consejo Fueguino del Hidrógeno” como órgano de vinculación con la comunidad. En cuanto al desarrollo de políticas públicas transversales sobre capacitación y formación de los recursos humanos e investigación científica y tecnológica en la temática se proponen como líneas de trabajo la educación ambiental (a través de la Ley Yolanda y la Ley de Educación Ambiental Integral); la capacitación y formación de RRHH (donde se detecta una debilidad, pero también una oportunidad para que el Estado provincial impulse capacitaciones específicas y coordinación con Universidades, Institutos Terciarios y Centros de Formación Profesional); y, por último, generación de investigación científica y tecnológica y artículos de difusión.

El tercer eje es la Infraestructura, en particular la asociada a la logística portuaria y vial. Se analiza un proyecto conceptual de carga, almacenamiento, planta de producción y locación del puerto.

El cuarto eje es el Valor agregado, en el cual se aspira a la radicación de fábricas de aerogeneradores y la producción de subcomponentes eólicos y para electrolizadores y amoníaco. Estima que el impacto directo neto esperado por la puesta en marcha de un parque eólico de 2,55 GW y una planta electrolizadora de 2 GW sería de 7.784 a 9.082 empleos. También se menciona como una posibilidad la atracción de estos “nuevos” sectores tradicionales: fertilizantes, acero, cemento y metanol.

Finalmente, el quinto eje es el de Aplicaciones, en el cual se analiza el uso del hidrógeno en edificios; Blending de hidrógeno en redes de gas natural; Hidrógeno en transporte automotor; Hidrógeno en otros medios de transporte.

La provincia de **Santa Cruz** no cuenta aún con una estrategia u hoja, pero llevó adelante un Estudio integral de pre-factibilidad económica de la planta experimental de hidrógeno de Pico Truncado a fase industrial. Como se mencionó en el apartado anterior, la planta había nacido con un carácter experimental y de investigación científica en 2005, a partir de la electricidad producida por cuatro aerogeneradores instalados en el Parque Eólico Jorge Romanutti. El estudio busca establecer los requerimientos técnicos, de inversión y de gestión para el desarrollo y puesta a punto de la planta productora de hidrógeno electrolítico y sus subsistemas

complementarios, además de analizar la viabilidad económico-financiera y las etapas prospectivas del proyecto en toda su dimensión. El estudio de ingeniería concluyó que poner operativos el electrolizador de 500 kW, la planta de agua de doble osmosis y los cuatro aerogeneradores del parque eólico insumiría más de USD 2.700.000 en un escenario de inversión escalonada de tres fases, que conlleva sendas fases de comercialización. En la tercera fase se prevé la venta de energía al interconectado eléctrico, la venta de hidrógeno y/o mixes (Hidrógeno-Gas Natural y Biogás) a las distribuidoras o a la comunidad, comercialización de productos de huerta con certificación verde. A su vez, en esta fase se permitiría dimensionar la viabilidad económico-financiera del proyecto; la producción de hidrógeno y oxígeno contribuyen a construir capacidades, principalmente de formación y utilización de la tecnología, que a futuro permitan escalar la producción del Hidrógeno electrolítico y sus subproductos, como así también sus usos a lo largo de la Provincia de Santa Cruz. En cuanto al análisis jurídico-administrativo, se sugieren dos posibles formatos jurídicos que se podrían adoptar. En el caso que la decisión política considere que la Planta sea exclusivamente de carácter estatal, el formato propuesto consiste en la creación de una Sociedad de Estado (S.E.) o en el caso que la mencionada decisión estime conveniente la participación minoritaria de actores privados u otros estatales, se considera oportuno crear una Sociedad Anónima con Participación Estatal Mayoritaria (SAPEM).

Una vez evaluadas cada una de estas dimensiones, el estudio concluye entre sus recomendaciones que la experiencia de la Planta de Pico Truncado se inserte en una estrategia provincial integral del hidrógeno a ser elaborada. En esa línea, recientemente, la provincia sancionó la Ley N° 3873 que crea la Mesa de Hidrógeno Santa Cruz como organismo especializado, plural e interdisciplinario, encargado de analizar las condiciones y oportunidades para el desarrollo de la Economía del Hidrógeno a nivel provincial. Será presidida por el Poder Ejecutivo Provincial y estará integrada por el Instituto de Ciencia, Innovación y Tecnología; la Planta de Hidrógeno Pico Truncado; el Secretaría de Estado de Ambiente; el Ministerio de Energía y Minería; el Instituto Superior de Enseñanza Técnica; representantes de la Legislatura provincial y de municipalidades y Comisiones de Fomento. También se habilita la participación de la Universidad Nacional de la Patagonia Austral (UNPA) y de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN). Entre las funciones de la Mesa, se propone definir los principales lineamientos de acción a los efectos de diseñar el “Plan Hidrógeno Santa Cruz 2030”<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Extraído de: <https://boletinoficial.santacruz.gob.ar/legislacion/leyes/38500>

**Tabla N° 5: Antecedentes subnacionales en Argentina (documentados).**

Provincia	Documento o estudio	Año	Realizado por
Río Negro	Estudio sobre la Producción de Hidrógeno Verde en Río Negro	2021	Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE)
	Estudio conceptual de una primera planta de producción ecológica electrolítica	2021	Fraunhofer Institute for Energy Economics
	Desarrollo portuario y localización para la exportación de Hidrógeno Verde para el gobierno de la Provincia de Río Negro	2021	Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires y la Universidad TU Delft del Reino de los Países Bajos
	Plan Estratégico de Hidrógeno Verde	2022	Gobierno provincial
Tierra del Fuego	Estudio para determinar la viabilidad del desarrollo del hidrógeno verde y sus productos derivados	2021	Fractal SRL
	Desarrollo de la “Hoja de Ruta del Hidrógeno” en la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur	2023	Fractal SRL
Santa Cruz	Estudio integral de pre-factibilidad económica de la planta experimental de hidrógeno a fase industrial Pico Truncado	2021	Municipio de Pico Truncado y Gobierno de la provincia de Santa Cruz, en cooperación con el Consejo Federal de Inversiones

Fuente: elaboración propia.

Por último, es posible mencionar otras provincias que están llevando adelante acciones en la materia: Chubut, La Rioja<sup>29</sup>, Córdoba<sup>30</sup>, aunque estas últimas dos no

<sup>29</sup> En La Rioja, la empresa controlada por el estado provincial Parque Eólico Arauco (PEA) anunció dos proyectos de baja escala que ya se encuentran en etapa de prefactibilidad. El primero de ellos es un electrolizador piloto de 1 MW de capacidad para abastecer 15 ómnibus urbanos con tecnología de co-combustión. El otro es un proyecto de almacenamiento para abastecer el sur de la provincia, que debe recurrir a la generación forzada con combustibles fósiles.

<sup>30</sup> En Córdoba, se presentó un estudio de prefactibilidad, elaborado por la Fundación Fraunhofer en conjunto con la UTN regional a fines del año 2022, en la sede de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC). Más información en: <https://cytcordoba.cba.gov.ar/hidrogeno-verde-cordoba-como-polo-de-energia-sustentable/>

han avanzado más allá de ciertos comunicados públicos hasta la fecha del presente informe. En **Chubut** el gobierno provincial firmó en octubre de 2023 un Memorandum de Entendimiento para la constitución del “Clúster para el Desarrollo de la Producción, Industria y Economía del Hidrógeno y las Energías Renovables en Chubut”. El Clúster reúne a representantes de organismos nacionales y provinciales, instituciones académicas y referentes del sector empresarial y tiene como finalidad desarrollar las bases y condiciones para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno en la provincia. Además, tiene como objetivos establecer la normativa y regulación; desarrollar el conocimiento sobre la economía del H<sub>2</sub> en todas sus etapas en la cadena de valor, sus impactos en el desarrollo territorial y sus impactos ambientales; promover las condiciones favorables que permitan el desarrollo de las capacidades institucionales, académicas, laborales, industriales y de infraestructura y edificar una agenda estratégica común. Asimismo, el gobierno provincial firmó un convenio con la Facultad Regional Chubut de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) para el diseño y puesta en funcionamiento de un Laboratorio de Hidrógeno, que contará con el apoyo de la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables (APPER)<sup>31</sup>. Recientemente, el nuevo gobierno chubutense anunció la creación de una Mesa Provincial de Hidrógeno<sup>32</sup>.

Asimismo, al cierre del presente informe, el equipo ha tomado conocimiento que el CFI se encuentra impulsando el **Plan Hidrógeno Patagonia (PH<sub>2</sub>P)**, cuya hoja de ruta fue presentada ante todas las provincias de la región.

De los antecedentes provinciales recabados se desprenden un conjunto de reflexiones que sirven para orientar la estrategia bonaerense.

En primer lugar, se advierte que los gobiernos subnacionales tienen un margen de acción limitado sobre aspectos clave, como la definición de estándares de seguridad y de certificación de la producción, almacenamiento y transporte del H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Sin embargo, las administraciones subnacionales sí están en condiciones de promover la actividad a través de marcos normativos provinciales, incentivos económicos y financiamiento para la radicación de inversiones y de proyectos piloto; la evaluación de impactos sobre el ambiente, el empleo, los encadenamientos productivos y la población; la capacitación de recursos humanos y la articulación con el sistema universitario y científico provincial. Asimismo, hay espacio para aprovechar la cooperación internacional junto a otros actores subnacionales, nacionales, organizaciones técnicas y organismos financieros.

En segundo lugar, se observa que aquellas provincias que más han avanzado hasta el momento, lo han hecho bajo un esquema marcadamente *top-down*. Esto

---

<sup>31</sup> Extraído de <https://www.chubut.gov.ar/arcioni-para-proyectarnos-mediano-y-largo-plazo-en-materia-energetica-necesitamos-certezas-y-seguridad-juridica> (acceso el 12/9/2024).

<sup>32</sup> Extraído de <https://prensachubut.com/notas/energia/1568/transicion-energetica-e-hidrogeno-verde-los-ojos-estan-puestos-en-nuestra-region-afirmo-cittadini.html> (acceso el 12/9/2024).

quiere decir que el Estado subnacional impulsó el diseño de una estrategia desde arriba hacia abajo para la creación de mercado y actores allí donde todavía no existen. En tres de los casos relevados esto ha conducido a que la administración provincial encargue estudios de pre-factibilidad o viabilidad de la producción de hidrógeno de bajas emisiones, fundamentalmente renovable. En el caso bonaerense, este enfoque no pareciera ser el más aconsejable dado que: i) hay un mercado de hidrógeno gris preexistente; ii) actualmente, hay varias empresas con proyectos para la producción de hidrógeno de bajas emisiones (que serán relevados y examinados en la próxima etapa), iii) habría capacidades en el sistema científico tecnológico para llevar adelante I+D aplicada (que también serán relevadas en la siguiente etapa); iv) existe infraestructura portuaria disponible para la exportación de H<sub>2</sub> de bajas emisiones. En función de esto, una política efectiva para el fomento del H<sub>2</sub> de bajas emisiones se beneficiaría de un enfoque *bottom-up* en donde el gobierno de la provincia de Buenos Aires podría actuar como un facilitador de este mercado emergente, al mismo tiempo que articulador tanto de productores y consumidores de hidrógeno como de las áreas científicas y universitarias dedicadas a la temática y de los potenciales proveedores de la cadena de valor del H<sub>2</sub> de bajas emisiones, que también serán consultados, durante el proyecto.

Por último, queda señalar que el camino seguido por las provincias analizadas ha comenzado invariablemente por la conformación de una Mesa Provincial con el fin de reunir a los actores sectoriales y que, en algunos casos, ha llevado luego a proponer la institucionalización de la participación ciudadana o asesoramiento técnico en un Consejo Provincial. A su vez, el caso rionegrino ha sido el único que avanzó en materia normativa y en el establecimiento de metas de corto plazo, así como en la elaboración de una propuesta educativa y en la implementación de una estrategia de comunicación.

## **5. Hidrógeno en Argentina y en la PBA**

### **5.1 Panorama nacional**

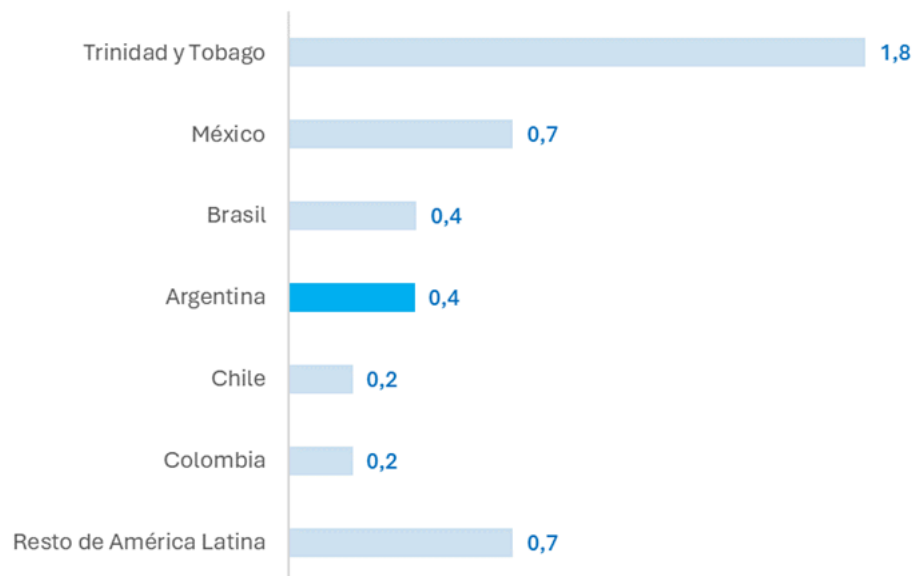
Argentina cuenta con empresas relevantes en los sectores de industria siderúrgica, química y petroquímica y de refinación, en los que el uso del H<sub>2</sub> se encuentra difundido. De acuerdo a las estimaciones realizadas en el marco de la ENH por el Consorcio H2Ar, en Argentina se utilizan aproximadamente 395 mil toneladas anuales de H<sub>2</sub> (Consorcio H2Ar, 2023). Ese nivel de consumo representa el 9% de la demanda en América Latina (IEA, 2019), y el 0,4% del total utilizado a nivel global.

Se trata de un consumo relativamente elevado si se lo compara con otros países de la región. De acuerdo a datos de la International Energy Agency para

2019 (IEA, 2019), Trinidad y Tobago es el principal consumidor de hidrógeno de América Latina, uno de los principales productores globales de amoníaco y metanol, con más de 1,8 millones de toneladas anuales. El segundo país en nivel de consumo de H<sub>2</sub> es México, que en ese año utilizó unas 700 mil toneladas fundamentalmente en la refinación de petróleo y en la industria siderúrgica.

En Sudamérica, Brasil utiliza un nivel similar de H<sub>2</sub> que la Argentina, en torno a las 400 mil toneladas anuales, aun cuando se trata de una economía mucho más grande. Chile, por su parte, consume unas 200 mil toneladas, principalmente para la elaboración de metanol en la planta Methanex ubicada en la localidad de Punta Arenas, que procesa mayormente gas natural importado desde la Argentina. Finalmente, en Colombia el consumo en refinerías y en mucho menor medida la producción de amoníaco para fertilizantes requirió unas 200 mil toneladas de hidrógeno de acuerdo a la información disponible. El resto de América Latina utilizó aproximadamente 700 mil toneladas de H<sub>2</sub>, por lo que la región en su conjunto demandó 4,4 millones de toneladas en 2019 (ver Gráfico N° 8).

**Gráfico N° 8: Consumo de hidrógeno en América Latina, año 2019 (en millones de toneladas)**



Fuente: Elaboración propia en base a IEA (2019)

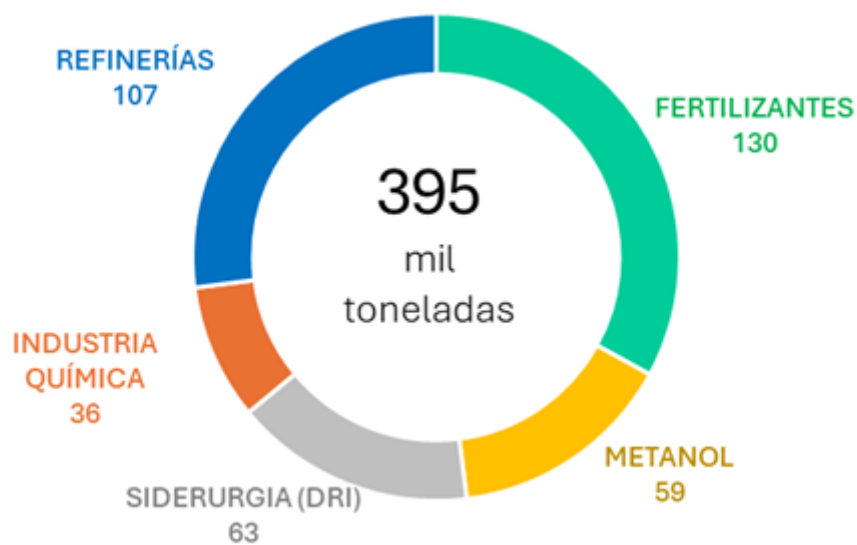
En Argentina, el principal uso del H<sub>2</sub> se da en la fabricación de fertilizantes nitrogenados, fundamentalmente en la producción de urea, que explica una tercera parte del total de H<sub>2</sub> que anualmente se demanda (ver Gráfico N° 9). En segundo lugar, el H<sub>2</sub> se utiliza en el proceso de refinación de petróleo para reducir el contenido de azufre de los combustibles, principalmente gasoil, fuel oil, kerosenes y

jet fuel. Para ese uso se destinan aproximadamente 107 mil toneladas anuales (27% del total de H<sub>2</sub> consumido en el país).

En la producción siderúrgica, por su parte, se utilizan unas 63 mil toneladas anuales para obtener acero mediante el método de reducción directa del hierro (DRI, por sus siglas en inglés), que a diferencia de la producción mediante alto-horno requiere del uso de H<sub>2</sub>. En este sentido, a la fabricación de acero por DRI se destinó el 16% del total de H<sub>2</sub> utilizado. El cuarto uso del H<sub>2</sub> en orden de importancia es la producción de metanol a partir de gas natural, que utiliza un 15% del total que se consume en el país, lo que representa aproximadamente 59 mil toneladas anuales.

Finalmente, en otras industrias químicas se utiliza H<sub>2</sub> en distintos procesos, principalmente gracias a sus propiedades químicas y reactivas. A ese uso se destinan anualmente unas 36 mil toneladas (9% de la producción total del país).

**Gráfico N° 9: Consumo de H<sub>2</sub> en Argentina por sector, año 2019 (en miles de toneladas)**



Fuente: Elaboración propia en base a Consorcio H2Ar y SAE (2023a).

En cuanto a las tecnologías utilizadas en la producción de H<sub>2</sub>, gran parte se obtiene a partir de gas natural, tanto a través del reformado de metano con vapor (SMR) como del reformado autotérmico (ATR). La obtención de H<sub>2</sub> a partir del procesamiento de gas natural alcanzó en 2019 las 308 mil toneladas, un 78% del total. De ellas, 249 (el 63% del total) tuvieron algún grado de captura de sus emisiones, habitualmente para reutilizar el dióxido de carbono en el propio proceso productivo de la planta. Dado el poco uso comercial que actualmente tiene el CO<sub>2</sub> en el país, el nivel de captura es bastante reducido, limitado principalmente al uso

que la propia planta puede darle. Fuera de los límites de la Provincia de Buenos Aires, hay tres plantas que producen H<sub>2</sub> y que cuentan con procesos de captura: la refinería Luján de Cuyo de YPF, en Mendoza; la proveedora de gases industriales Praxair, en Córdoba; y la productora de explosivos Austin Powder, ubicada en el Polo Petroquímico de Salta. Mientras que dentro de la Provincia, dos plantas cuentan con esa tecnología. El primer caso es Profertil, que utiliza en su planta de Bahía Blanca tecnología de captura y reutilización de un pequeño volumen de dióxido de carbono (900 toneladas/año) para la producción de amoníaco y urea mediante reformado autotérmico de gas natural (ATR). El segundo es la firma Air Liquide, en la localidad de Campana, que utiliza el método SMR con captura de 73 mil toneladas CO<sub>2</sub>/año<sup>33</sup> (SAE, 2023a).

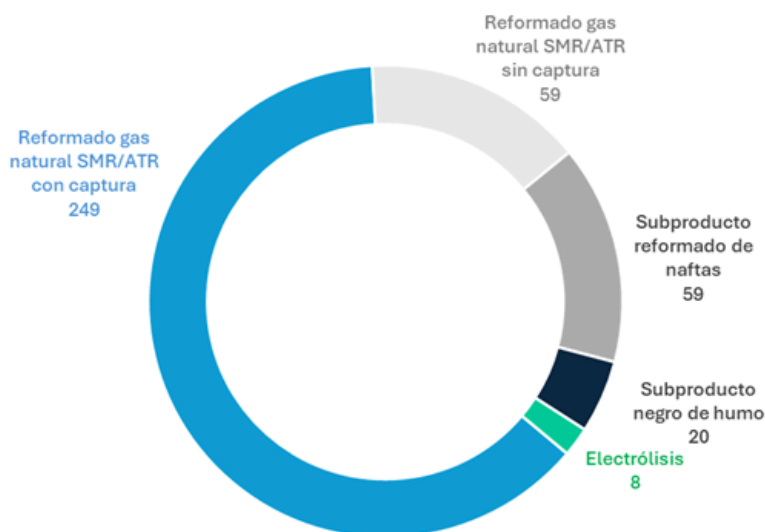
Por otro lado, la obtención de H<sub>2</sub> como subproducto de otros procesamientos de hidrocarburos representó en 2019 un 17% del total. Unas 59 mil toneladas resultaron como subproducto del reformado de naftas en refinerías (15% del total de H<sub>2</sub>) y 20 mil toneladas se obtuvieron en el proceso productivo de negro de humo, un insumo para la industria del caucho y neumáticos (ver Gráfico N° 10).

Finalmente, 8 mil toneladas de H<sub>2</sub> fueron producidas mediante electrólisis, fundamentalmente como subproducto de la fabricación de químicos en base a cloro (ácido clorhídrico; hipoclorito de sodio; soda cáustica, etc.). Solo 55 toneladas de H<sub>2</sub>, equivalente al 0,01% del consumo anual, se obtuvieron a través de electrolizadores alimentados a energías renovables (H<sub>2</sub> verde), en la planta Hychico localizada en la provincia de Chubut (SAE, 2023a).

---

<sup>33</sup> Este proceso fue certificado por la Convención Marco De Las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) como mecanismo de desarrollo limpio generando bonos de carbono CERs. (SAE, 2023a)

**Gráfico N° 10: Producción de hidrógeno en Argentina por tecnología, año 2019 (en miles de toneladas)**



Fuente: Elaboración propia en base a Consorcio H2Ar y SAE (2023a).

## **5.2. Hidrógeno gris en la PBA**

La Provincia de Buenos Aires es el principal actor en la producción y el consumo de H<sub>2</sub> en Argentina. Como se indicó previamente, el mayor uso del H<sub>2</sub> en el país es en la producción de amoníaco para el proceso de elaboración de fertilizantes nitrogenados (urea). En la localidad de Bahía Blanca se ubica Profertil, la única planta operativa que fabrica urea, con una capacidad para obtener 790 mil toneladas de amoníaco y procesarlo para lograr 1,4 millones de toneladas de urea en sus instalaciones. Además, cuenta con un proyecto de ampliación planificado que permitiría duplicar el nivel de producción de la planta. De acuerdo a la estimación de Plapiqui (2023), en esa planta se producen y se utilizan anualmente unas 122 toneladas de H<sub>2</sub> como materia prima para la producción de amoníaco y urea<sup>34</sup>, representando más del 30% del consumo total del país. Además, en la localidad de Campana se sitúa la planta de Bunge Argentina destinada a la fabricación de amoníaco para fertilizantes, aunque con una capacidad muy inferior, menor a 30 mil toneladas.

Adicionalmente, el segundo uso más difundido en el país es el consumo de H<sub>2</sub> en la refinación de petróleo. Si bien no se cuenta con información detallada sobre el uso de H<sub>2</sub> en las distintas refinerías, y el volumen utilizado depende de la complejidad de la planta, del grado de pureza del crudo de alimentación y de los productos que comercializa (Plapiqui, 2023), puede asegurarse que la mayor parte

<sup>34</sup> Una pequeña parte del H<sub>2</sub> generado es reciclada y utilizada como combustible.

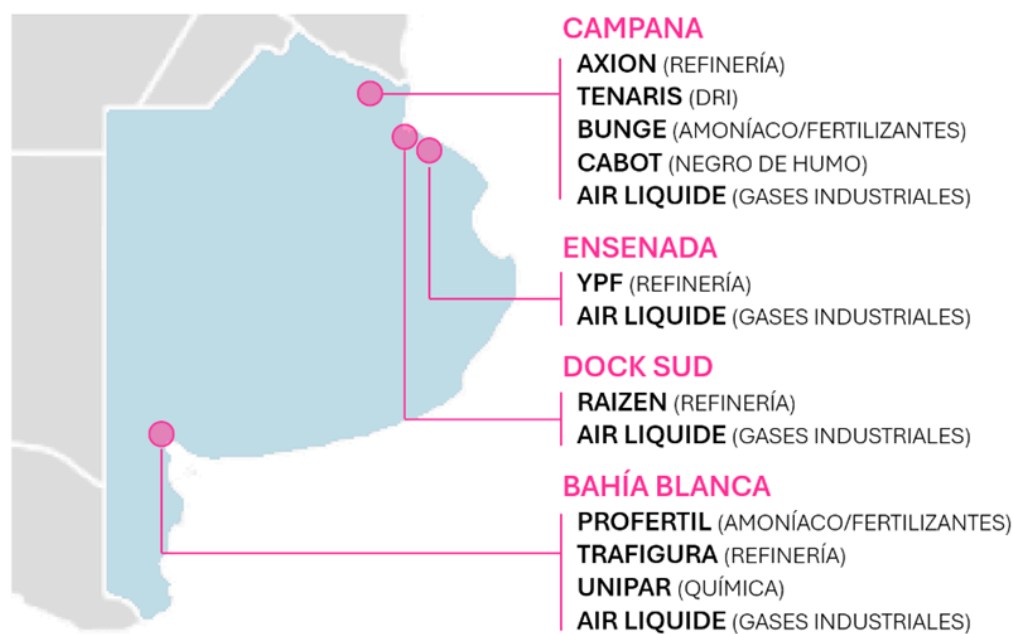
del H<sub>2</sub> destinado a la refinación de combustibles se realiza en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires. En efecto, en su territorio se ubica el 70% de la capacidad de refinación de petróleo del país, con 8 plantas localizadas mayormente en el ámbito del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). Entre ellas se destaca la refinería que integra el Complejo Industrial La Pata de YPF, con capacidad para procesar 189 mil barriles diarios de petróleo (b/d), siendo la principal planta del país. La segunda refinería del país de acuerdo a su capacidad de procesamiento se encuentra también en la zona sur del AMBA, en la localidad de Dock Sud. En dicha planta la firma Raizen puede recibir 108,5 mil barriles diarios de petróleo. En tanto, en Campana la empresa AXION posee una refinería con capacidad para 95 mil b/d. Fuera del AMBA, la principal refinería de la provincia se encuentra situada en Bahía Blanca. En ella, la firma Trafigura procesa más de 30 mil b/d, disponiendo parte de su producción para abastecer el polo petroquímico que opera en esa localidad. Además de las mencionadas, operan en la Provincia de Buenos Aires cuatro pequeñas refinerías, con capacidad inferior a los 2 mil b/d. De acuerdo a datos de la Secretaría de Energía de la Nación, este conjunto de refinerías procesó a lo largo de 2022 unos 356 mil b/d, lo que representa una utilización del 84% de la capacidad instalada. Allí se obtuvieron 5,1 mil millones de litros de nafta y 7,1 mil millones de litros de gasoil, lo que corresponde al 73% y al 68% respectivamente del total de dichos combustibles que se produjeron en el país durante ese año.

Por otro lado, el sector siderúrgico es uno de los que utiliza H<sub>2</sub> en el país. En dicho sector, dos de las tres empresas que producen hierro primario tienen sus plantas principales en la Provincia de Buenos Aires: Ternium-Siderar, en San Nicolás de los Arroyos, y Tenaris-Siderca, en Campana. La empresa Tenaris-Siderca utiliza allí el método de reducción directa (DRI, por sus siglas en inglés) en horno eléctrico en su etapa de acería, que requiere el uso de H<sub>2</sub> proveniente del gas natural. Ternium, en cambio, obtiene el hierro primario utilizando carbón y gas natural en un alto horno, con un proceso que emite cantidades muy superiores de CO<sub>2</sub> que el método de reducción directa. La tercera empresa que produce hierro primario es Acindar, que utiliza también el método DRI en su planta de Villa Constitución, en la Provincia de Santa Fe, aunque ubicada a menos de 20 km de San Nicolás de los Arroyos.

La empresa norteamericana Cabot posee una subsidiaria local que opera una planta localizada en Campana, donde produce negro de humo (carbon black), y donde se obtiene como subproducto H<sub>2</sub>. Se trata de la única planta existente en el país que elabora ese insumo de la industria del caucho. Air Liquide produce H<sub>2</sub> para comercializar en algunas de sus plantas ubicadas todas ellas en la Provincia de Buenos Aires, en el Polo Petroquímico Bahía Blanca, en el Polo Petroquímico Ensenada, en el Polo Petroquímico Campana y en su planta ubicada en la localidad de Llavallol. Finalmente, también ubicada en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca, la planta Unipar obtiene hidrógeno a través de electrólisis en su proceso de

elaboración de productos químicos a partir del cloro. En el Mapa N° 3 se localizan geográficamente las empresas mencionadas.

### Mapa N° 3: Principales productores y usuarios de hidrógeno en la Provincia de Buenos Aires.



Fuente: Elaboración propia en base a Consorcio H2Ar, SAE (2023a), Instituto Petroquímico Argentino e información de las empresas.

### **5.3 Proyectos de hidrógeno de bajas emisiones en PBA**

En la Provincia de Buenos Aires hay actualmente en evaluación dos proyectos de producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, ambos involucran a YPF como actor principal. Uno de ellos es un joint-venture entre Profertil, YPF e YPF Luz, para la instalación de una planta de escala relativamente chica en el predio que la primera de ellas posee en Bahía Blanca. Se trata de una planta para obtener amoníaco verde como producto final, utilizando energía eólica para abastecer el electrolizador. La capacidad de la planta sería de 40 mil toneladas de amoníaco verde de producción por año, que se destinaría en principio a la exportación en su totalidad.

De acuerdo a la información recabada en las entrevistas realizadas, el proyecto se encuentra en las etapas finales de evaluación, aunque aún no está tomada la decisión final de inversión, podría definirse en los próximos meses. Si la decisión final es favorable, se espera avanzar en la construcción de las

instalaciones durante 2025 y 2026, estimando que podría estar operativa en 2027. A la fecha se ha desarrollado un estudio de prefactibilidad con la empresa danesa Topsoe, que sería el proveedor de los equipos de electrólisis. Luego de evaluar distintas alternativas tecnológicas, es probable que se incorporen electrolizadores tipo PEM con un circuito de refrigeración cerrado, lo que permitiría minimizar el uso de agua, que constituye un factor muy relevante en los proyectos industriales en la zona de Bahía Blanca.

El acuerdo implica distintos roles para cada uno de los socios. YPF Luz proveería la energía eléctrica mediante la instalación de un parque eólico en la región, que deberá conectarse a la red para abastecer la planta de electrólisis localizada dentro del predio del Puerto de Bahía Blanca. Cabe mencionar que el proyecto requiere de una interconexión a la red, dado que no podría instalarse un parque eólico de las dimensiones requeridas dentro del mismo predio donde opera Profertil. Esta empresa, en tanto, aportaría sus instalaciones, sus recursos técnicos y su experiencia en la producción y el manejo de hidrógeno y amoníaco, gracias a su trayectoria como productor de fertilizantes nitrogenados. Dentro de sus instalaciones, además, se encuentra el único puerto de exportación de amoníaco de Argentina, que la compañía utiliza excepcionalmente para destinar al mercado externo los excedentes que se acumulan y no son utilizados para la producción de urea. Asimismo, cuenta con capacidad para almacenar 20 mil toneladas de amoníaco. Estas instalaciones permitirían aprovechar la capacidad ya instalada y hoy subutilizada para la exportación del amoníaco verde que se obtendría en la nueva planta, reduciendo de manera significativa los costos asociados al desarrollo de nueva infraestructura. Finalmente, YPF dispondría de la producción final y se encargaría de las gestiones y operaciones vinculadas con la comercialización del amoníaco verde, que como se mencionó se destinaría al mercado externo.

Un segundo proyecto en estudio por parte de YPF en la Provincia de Buenos Aires es una planta de gran escala para la producción de hidrógeno azul, obtenido a través del procesamiento de gas natural y la captura y almacenamiento del dióxido de carbono. En este caso se contempla la instalación de una planta con capacidad para obtener 1,2 millones de toneladas de H<sub>2</sub> y también se localizaría en la zona de Bahía Blanca. Este proyecto se encuentra en etapas muy incipientes, ya que cuenta con mayores desafíos y una escala muy superior al de amoníaco verde. En primer lugar, para que este tipo de proyecto pueda desarrollarse requiere identificar formaciones geológicas aptas para que el CO<sub>2</sub> capturado sea almacenado de manera permanente, lo cual demanda realizar inversiones significativas en exploración y evaluar posibles locaciones. Alternativamente, ese dióxido de carbono podría ser utilizado en distintos procesos industriales como insumo, minimizando las emisiones asociadas. No obstante, dado el volumen de CO<sub>2</sub> que se emitiría en una planta de más de 1 millón de toneladas de H<sub>2</sub> y considerando los posibles usos que podría darse, no parece ser una solución suficiente para que sea considerado un proyecto de bajas emisiones.

En las entrevistas realizadas y a través de declaraciones públicas de representantes de la compañía se constató que YPF se encuentra desarrollando estudios sobre potenciales sitios para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, entre los que se destaca la Cuenca de Claromecó, localizada aproximadamente a 300 kms de la ciudad de Bahía Blanca. Asimismo, fueron mencionadas otras regiones con potencial para almacenamiento de CO<sub>2</sub>: la Cuenca del Colorado, a unos 200 kms al sur de Bahía Blanca, y la pequeña localidad de Ombucta, a 55 kms de la ciudad. Además de la existencia de formaciones aptas para almacenar el CO<sub>2</sub> de forma permanente, entonces, las distancias existentes entre la ciudad de Bahía Blanca y los potenciales sitios relevados implican que se requeriría invertir en transporte para el CO<sub>2</sub> capturado desde la planta de obtención de H<sub>2</sub>.

En este marco YPF firmó un Memorando de Entendimiento (MOU) con la empresa Dow, que opera su planta de craqueo de etileno y derivados en el polo petroquímico de Bahía Blanca, para analizar la factibilidad de la captura y almacenamiento de carbono en la región. En el caso de Dow, el objetivo de la inversión en este tipo de iniciativas busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a su actividad petroquímica mediante el aprovechamiento de formaciones geológicas subterráneas para almacenar el CO<sub>2</sub> generado durante el proceso. En este sentido, si bien no se relaciona directamente con proyectos para la producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, tendría un efecto favorable para el desarrollo de proyectos de H<sub>2</sub> azul, en caso de obtener resultados positivos.

Finalmente, a diferencia de los proyectos basados en electrólisis utilizando energías renovables, las plantas que produzcan H<sub>2</sub> a partir del reformado de gas natural con captura y almacenamiento de sus emisiones de CO<sub>2</sub> existe un mayor grado de incertidumbre en relación a su potencial ingreso a los mercados internacionales, especialmente en aquellos con mayor nivel de exigencias en cuanto a su huella de carbono. En este sentido, la certificación de la producción obtenida como de “bajas emisiones” resultaría clave para poder acceder a determinados mercados, particularmente a la Unión Europea.

Cabe mencionar que este tipo de soluciones para la emisión de CO<sub>2</sub> excede ampliamente la aplicación a la producción de H<sub>2</sub>. En este sentido, la posibilidad de capturar y almacenar el CO<sub>2</sub> asociado a la producción industrial y a la generación eléctrica térmica implicaría un gran avance en la descarbonización de la actividad en Bahía Blanca, contribuyendo con la mitigación del cambio climático y mejorando el perfil ambiental de las empresas que operan en la región.

Además de estos dos proyectos actualmente vigentes, hay un tercer proyecto de hidrógeno verde que fue anunciado en 2021 por parte de la empresa estatal ENARSA pero que, según la información recabada durante la visita del equipo a Bahía Blanca y en otras entrevistas con informantes clave, no ha tenido avance concreto. De acuerdo a lo señalado por sus autoridades en comunicaciones públicas, el proyecto contaba con una primera etapa con un parque eólico de 200

MW para alimentar un electrolizador y producir hidrógeno verde, y un potencial de 2 GW de potencia instalada total incluyendo etapas sucesivas.

En el marco de ese proyecto, ENARSA realizó a finales de 2021 un acuerdo con el instituto alemán Fraunhofer, para el desarrollo técnico y económico de la planta de hidrógeno verde. Luego, en mayo de 2022 firmó un MOU para proveer de hidrógeno verde al Puerto de Rotterdam. Posteriormente, a fin de ese año lanzó una convocatoria pública para que privados interesados presenten Expresiones de Interés (EDI) en el desarrollo y la ejecución de un parque eólico de 200 MW totalmente dedicado o, alternativamente, en la venta de la energía eléctrica renovable equivalente para abastecer la planta de electrólisis. A pesar de esos hitos, el proyecto no tuvo mayores avances y en la actualidad no formaría parte de la cartera de proyectos de la compañía.

## 6. Hubs de hidrógeno en la PBA

### 6.1. Marco conceptual

Uno de los objetivos del proyecto es caracterizar las ubicaciones dentro del territorio provincial que podrían convertirse en áreas de consumo y/o en áreas productivas de hidrógeno de bajas emisiones y, a su vez, cuáles de esas áreas reúnen las condiciones para constituirse en hubs.

A los fines del presente proyecto, se considera que las **áreas de consumo** son aquellas ubicaciones geográficamente delimitadas en las cuales los actores manifiestan que será necesario contar con H<sub>2</sub> de bajas emisiones o derivados para sostener o ampliar una actividad económica determinada.

Las **áreas productivas** son aquellas donde existen iniciativas públicas o privadas para producir H<sub>2</sub> de bajas emisiones, a partir de la existencia de ciertas condiciones favorables, sean naturales (generación de energía limpia y/o fuentes de agua) o de infraestructura (transporte eléctrico, red de gasoductos, puerto, etc).

A nivel global, han proliferado distintos conceptos para caracterizar ciertos conglomerados económicos, sean industriales, tecnológicos o financieros, y que podrían servir para enmarcar a las zonas geográficas donde se desarrolla o se desarrollaría en forma completa la economía del hidrógeno: ecosistemas, clusters, hubs y valles.

Naturalmente, el término ecosistema proviene de la biología y la ecología y, en la década de 1990, fue adaptado a la economía y los negocios bajo el rótulo de **ecosistema empresarial** para dar cuenta del nuevo contexto donde la innovación y el emprendimiento adquirieron mayor relevancia. Moore (1993) popularizó el concepto, que se puede definir como una red de relaciones e interacciones entre empresas, organizaciones, instituciones e individuos que colaboran y compiten en un entorno económico y geográfico específico.

El término **cluster** proviene del inglés, que significa racimo o grupo. Paradójicamente, fue ampliamente adoptado durante el apogeo de la globalización para señalar el papel de la localización física en el éxito de una empresa o grupo de empresas, a través de la ventaja competitiva que se crea en el ambiente que rodea al negocio. En ese sentido, Porter (1998) definió a los clusters como concentraciones geográficas de empresas e instituciones interconectadas, que actúan en determinado campo. En estas localizaciones pueden convivir proveedores de insumos críticos (componentes, maquinaria y servicios) y de infraestructura especializada. Con frecuencia, también se extienden aguas abajo (hasta canales y clientes) y, lateralmente, hasta fabricantes de productos complementarios y empresas que operan en industrias relacionadas por sus habilidades, tecnologías o insumos comunes. Finalmente, muchos clusters incluyen organismos gubernamentales y otras instituciones (universidades, agencias encargadas de fijar normas, centros de estudio, proveedores de capacitación y asociaciones de comercio) que proveen entrenamiento, educación, información, investigación y apoyo técnico.

La palabra **hub** también proviene del inglés (centro o eje) y se la ha utilizado ampliamente en distintos sectores. Por ejemplo, en redes informáticas se la entiende como un dispositivo que conecta varios dispositivos de red, permitiendo la comunicación entre ellos. En el sector transporte, para dar cuenta de un centro de conexión donde se concentran varias rutas terrestres o aéreas. En esa línea, IRENA (2024b) agrupa bajo este término a los países que tienen ventajas estratégicas debido a su ubicación geográfica, como Bélgica, Italia, los Países Bajos y Panamá, que aspiran a convertirse en “puentes energéticos” mediante la importación de hidrógeno y su posterior exportación a países con mayor demanda.

Otra acepción de hub se encuentra en el ámbito empresarial, en referencia a un centro de actividad comercial o de innovación que atrae a empresas y emprendedores relacionados con una industria específica. En el caso del hidrógeno, un hub ha sido definido como “mini economías del hidrógeno”, ya que pueden ser proyectos a gran escala y cubrir la mayor parte de la cadena de suministro en una región determinada. Abarca toda la infraestructura necesaria para producir, almacenar, distribuir y/o transportar hidrógeno, considerando el uso final del hidrógeno en diversas aplicaciones, como la generación de energía, distribuida e industrial, como combustible en el transporte, sustrato en procesos de fabricación o sistemas para producir sus derivados (SES Hydrogen, 2023).

El término ha sido acogido en Estados Unidos por el Departamento de Energía (DOE), que administra el programa Regional Clean Hydrogen Hubs (H2Hubs) y que define a los hubs como una “red de productores de hidrógeno limpio, consumidores potenciales de hidrógeno limpio e infraestructura de conexión ubicada en estrecha proximidad” (US DOE, 2021). El programa prevé una inversión de hasta 7 mil millones de dólares para establecer hubs regionales de hidrógeno limpio en todo el país, los cuales formarán la base de una red nacional que

contribuirá a descarbonizar sectores de la economía, como las industrias pesadas (producción de acero y cemento) y el transporte pesado.

Dentro de la terminología de hub, emergen retos y oportunidades para los puertos marítimos en el proceso de descarbonización. Notteboom & Haralambides (2023) toman nota del rol esencial que han desempeñado hasta hoy como hubs de importación o exportación de energía, mediante la gestión de grandes flujos de combustibles fósiles como carbón, petróleo crudo y gas natural, y también suelen albergar no sólo grandes clientes industriales, sino también grandes plantas energéticas. La transición energética supone un reto para los puertos en cuanto a una futura disminución de las actividades relacionadas con los combustibles fósiles y para adoptar la producción, manipulación y almacenamiento de energías renovables, entre ellas el hidrógeno verde. En ese sentido, la infraestructura y las capacidades de manipulación de los puertos marítimos los convierten en lugares privilegiados para el almacenamiento y la distribución de hidrógeno y, asimismo, pueden servir como hubs para la exportación a otros países, lo que ayuda a impulsar la transición global a la energía limpia.

En este contexto, los dos puertos más grandes de Europa, Róterdam (Países Bajos) y Amberes-Brujas (Bélgica) están asumiendo un papel de liderazgo como hubs de hidrógeno a través de proyectos de gran envergadura, aunque también el sistema portuario europeo está participando en iniciativas más pequeñas, por ejemplo mediante la producción de hidrógeno con electricidad generada por paneles solares en las instalaciones portuarias o la utilización de equipos de transporte internos de la empresa alimentados con hidrógeno (Notteboom & Haralambides, 2023). Asimismo, la innovación ocupa un lugar destacado en la agenda de muchos puertos marítimos y algunas autoridades portuarias, en cooperación con la industria, contribuyen a crear un buen entorno empresarial para que las universidades, las empresas centradas en la I+D, los centros de investigación, las empresas de consultoría y las empresas emergentes destaquen en el área de la investigación relacionada con el hidrógeno verde.

Notteboom & Haralambides (2023) consideran que la Autoridad Portuaria puede tomar dos roles de acuerdo al contexto: puede ser facilitador de inversiones en transición energética e hidrógeno verde o ser un inversor/emprendedor en aquellos casos en que los inversores privados se muestran reacios a hacerlo, o cuando existen posibilidades de asociarse con entidades privadas o públicas. Por último, los autores consideran que los puertos pueden cumplir un rol relevante en la aceptación pública de los proyectos de hidrógeno verde, dada su experiencia en el trato con las partes interesadas de la sociedad civil y la industria.

Por otro lado, la Unión Europea ha adoptado y difundido más allá de sus fronteras el concepto **valles de hidrógeno**. Según Clean Hydrogen Partnership (2024), una asociación público-privada europea, los valles son ecosistemas de H<sub>2</sub> que cubren una geografía específica que va desde un enfoque local o regional (por ejemplo, clúster industrial, puertos, aeropuertos, etc.) hasta regiones nacionales o

internacionales específicas (por ejemplo, corredores transfronterizos de hidrógeno). Son ecosistemas o clústeres donde varias aplicaciones finales comparten una infraestructura común de suministro de hidrógeno. En todo su alcance geográfico, los valles de hidrógeno cubren múltiples pasos en la cadena de valor del hidrógeno, que van desde la producción de H<sub>2</sub> (e incluso la producción dedicada a energías renovables) hasta el posterior almacenamiento de hidrógeno y la distribución a los compradores.

Asimismo, Clean Hydrogen Joint Undertaking junto a Mission Innovation lanzaron la iniciativa Hydrogen Valley, una plataforma de colaboración global con toda la información sobre proyectos emblemáticos de hidrógeno a gran escala. Entre los criterios enumerados en la web oficial para pertenecer a la misma (<https://h2v.eu/>), se encuentran: un alcance geográficamente definido del proyecto; un proyecto de escala suficientemente grande (varios millones de euros); una amplia cobertura de la cadena de valor (desde la producción hasta el almacenamiento, el transporte y el uso final) y que el proyecto tenga previsto abastecer de hidrógeno a una multitud de sectores. Además, los proyectos tienen que estar al menos en la fase de estudios de viabilidad.

A septiembre de 2024, la plataforma cuenta con 98 valles de hidrógeno en 36 países, entre los cuales se destacan seis que se encuentran actualmente operativos.

Green Hysland (España): ubicado en Mallorca, pretende crear un Territorio del Hidrógeno replicable en las Islas Baleares. El principal desarrollador es la empresa Enagás, con una inversión de €50 millones y una producción de 300 toneladas por año (t/año). La fuente primaria procede de la energía solar para producir H<sub>2</sub> verde mediante un electrolizador PEM y tiene múltiples aplicaciones: movilidad, calor y electricidad e inyección a la red de gas.

eFarm (Alemania): es el mayor proyecto alemán de movilidad con hidrógeno verde hasta la fecha. El proyecto está a cargo de GP JOULE, con una inversión de €17,6 millones y una producción de 126 t/año, mediante electricidad procedente de energía eólica terrestre y electrolizador PEM. Los socios del proyecto son H-TEC Systems, Linde, KR Technik Kessels Prüfwerke, Linde Autokraft, Caetano Bus, Fahrschule Cordsen y sus principales patrocinadores políticos son 20 accionistas regionales, el Distrito de Frisia del Norte, el Ministerio Federal de Transporte de Alemania y NOW GmbH.

HyBalance (Dinamarca): el principal desarrollador es Air Liquide, con una inversión de €15 millones y no cuenta con información sobre el volumen de producción. La fuente de electricidad proviene de la energía eólica, produce con electrolizador PEM y sus usos finales son el transporte y materia prima industrial.

Rugao Hydrogen Energy Town (China): El principal desarrollador es el Gobierno de la Ciudad de Rugao. Utiliza tanto electrolizador alcalino como PEM. El destino final del hidrógeno es la movilidad para automóviles, autobuses y camiones, aunque no se cuenta con información sobre el volumen de inversión y tampoco de producción.

SoHyCal (EE.UU.): está en pleno funcionamiento en su primera fase, produciendo hasta una tonelada por día de hidrógeno verde impulsado por biogás. Pasará a la energía fotovoltaica en la segunda fase y se espera que produzca un total de tres toneladas por día de hidrógeno verde impulsado para el segundo trimestre de 2025. Esta cantidad de hidrógeno alimentará hasta 210.000 automóviles por año o 30.000 autobuses urbanos. Sin datos de inversión ni producción, el desarrollador es H2B2 Electrolysis Technologies Inc y el principal espónsor político es California Energy Commission (CEC).

ZEV – Zero Emission Valley (Francia): este proyecto pretende desplegar 14 estaciones de hidrógeno y 423 vehículos en la región de Auvernia-Ródano-Alpes antes de finales de 2024. El principal desarrollador es el Consejo Regional, con una inversión de €36 millones, sin datos de volumen de producción. Las fuentes de electricidad proceden tanto de la energía solar fotovoltaica como hidroeléctrica y se utiliza electrolizador PEM.

### **Box Nº 3: el caso de Green Hydrogen Mallorca (Hysland)**

Uno de los valles operativos actualmente es el Green Hydrogen Mallorca, que forma parte de un proyecto más grande, Green Hysland. Su objetivo es desarrollar un ecosistema de H<sub>2</sub> verde en la isla de Mallorca (Islas Baleares, España), que contempla la escalabilidad y replicabilidad en otras siete islas, de las cuales cinco pertenecen a la UE, además de Chile y Marruecos. Su desarrollo está a cargo de un consorcio conformado por: Enagás (44%), Acciona (44%), Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDEA (8%) y CEMEX (4%). Entre los patrocinadores del proyecto están el Gobierno de Islas Baleares y el Ayuntamiento Lloseta. De acuerdo con el director del proyecto entrevistado, el gobierno español ha mostrado interés desde el inicio, mientras que el gobierno subnacional, la Comunidad Islas Baleares, le ha brindado un “apoyo total” y esa postura se ha mantenido a pesar del cambio político. A modo de ejemplo, mencionó la autorización ambiental en solo 9 meses.

La situación insular ha llevado a la búsqueda de la autosuficiencia energética de manera sustentable, al mismo tiempo que convertirse en un caso pionero en la producción y consumo de H<sub>2</sub> verde a nivel global. La planta se puso en marcha en 2022 y funciona en la localidad de Lloseta, en terrenos que la empresa cementera CEMEX dejó de utilizar. El agua se obtiene de pozo y utilizan un electrolizador PEM

de una capacidad de 2,5 MW, cuyo fabricante es la empresa CUMMINS, alimentado con 14,4 MW de generación solar fotovoltaica: 8,5 instalados en la planta de Lloseta y otros 5,8 en la planta Petra, más alejada del electrolizador. Producen 330 toneladas por año de H2 verde de una pureza del 99,99%.

El almacenamiento y transporte se realiza en camiones para llegar a los distintos usos previstos:

- Blending (en funcionamiento): los camiones llegan hasta un hidroducto puro, de una longitud de 2 o 3 kms para probar su funcionamiento, que se conecta con la red de gas natural para hacer blending (hasta 5%). El suministro llega a hoteles, hogares e industrias y la empresa realiza contratos de garantías de origen, mientras que el monitoreo lo realiza Enagas como gestor del sistema gasista.

- Pilas de combustible (próximamente): para el puerto y para un hotel.

- Hidrogenera – estación de servicio (en fase de pruebas): 5 buses de EMT y flotas de automóviles.

Los parques solares están conectados a la red, por lo que el consorcio maneja opciones de venta y compra de acuerdo con el precio diario de la energía. Por lo tanto, las opciones son: 1) la planta solar alimenta a la red eléctrica, 2) la planta solar alimenta al electrolizador y 3) la red alimenta al electrolizador. Existe esta flexibilidad dada la moratoria europea hasta el año 2030: la red puede no suministrar 100% de energía renovable y entonces la empresa firma contratos “H2 low carbon”.

En cuanto a la demanda, la normativa europea y española exige que las empresas refinadoras de oil & gas deban utilizar al menos 1% de H2 renovable. Si bien en 2025 se obligará a otras industrias, hasta ahora la predisposición a pagar de los consumidores es por prestigio, ser pioneros, probar, etc. Se espera que haya más obligaciones para la demanda en el futuro, teniendo en cuenta que aún el precio no es competitivo frente a otras fuentes de energía: hoy se ubica entre €8-9 por Kg y con una mayor eficiencia apuntan a lograr €5-6 en el mediano plazo. A largo plazo, esperan reducirlo a €3,5-4.

En un segundo nivel del proyecto, se buscará escalar a 100 MW de generación renovable en zona industrial, ligado a las refinerías, por lo que no visualizan problemas de espacio y agua. En el tercer nivel del proyecto, en el cual escalarán a más de 200 MW, la generación renovable se emplazará en zonas rurales y entonces sí habría un impacto considerable en el uso del suelo y agua. Dado que prevén mayor resistencia social, ya están realizando una campaña de información hacia la comunidad. Respecto al uso de agua de mar, el entrevistado respondió que hay un problema de calidad y que tiene el rechazo de los fabricantes de electrolizadores, pero lo visualizan como un tópico en el futuro cercano.

Además, la plataforma cuenta con información de cinco proyectos de valles en América Latina: dos en Chile y tres en Brasil, cuyas principales características se resumen en la Tabla N° 6.

**Tabla N° 6: Proyectos de valles de hidrógeno en América Latina.**

País	Nombre	Desarrollador	Volumen de producción	Volumen de inversión	Status
Chile	Antofagasta	Comité de Hidrógeno Verde de Chile (Corfo)	130.000 t/año	s/d	s/d
	Magallanes	Comité de Hidrógeno Verde de Chile (Corfo)	980.000 t/año	s/d	Estudio de viabilidad en curso
Brasil	Ceará – Green Hydrogen House	El Complejo Portuario e Industrial de Pecém junto a inversores privados	5.000.000 t/año	6.000 millones de euros	Pre-decisión final de inversión (planificación, ingeniería, reducción de riesgos, etc)
	Green Energy Park Piauí	Green Energy Park Global	2.300.000 t/año	13.000 millones de euros	Estudio de viabilidad en curso
	Solatio H2 Piauí	Solatio	1.506.000 t/año	17.000 millones de euros	Pre-decisión final de inversión (planificación, ingeniería, reducción de riesgos, etc)

Fuente: elaboración propia en base a datos de Hydrogen Valley (<https://h2v.eu/>).

Los dos proyectos chilenos son desarrollados por CORFO, agencia del Gobierno de Chile, dependiente del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, aunque ambos prevén financiamiento privado. En ambos casos se valora la cercanía al mar y la generación eléctrica renovable para producir hidrógeno verde: en Antofagasta mediante energía solar y eólica y en Magallanes únicamente eólica. Entre los dos proyectos se alcanzarían 1,1 millones de t/año, los electrolizadores serán tanto alcalinos como PEM y los usos finales están vinculados a la movilidad, principalmente, y como materia prima industrial, por ejemplo, para la fabricación de fertilizantes.

Los proyectos en territorio brasileño son claramente de mayor envergadura y su suma alcanzaría un volumen de producción de 8,8 millones de t/año, con inversiones en el orden de €36.000 millones. En Ceará, el complejo portuario e industrial de Pecém impulsa el proyecto de mayor volumen de producción, con el fin

tanto de exportar a Europa como desarrollar un mercado regional. Cuenta con varios socios: Casa dos Ventos/Total Energy, Fortescue Future Industries, AES Brasil, EDP, Cactus Energia Verde, Voltalia, STOLT Havens, Advorio/Oil Tanking Brasil y el Puerto de Rotterdam. Como patrocinadores políticos, tiene el respaldo del Gobierno del Estado de Ceará, el Puerto de Rotterdam, la Federación de Industrias, Universidades, Banco Mundial, FMI, BNDES. El financiamiento corre por cuenta de la UE, del sector público nacional y del sector privado. La electricidad procederá de distintas fuentes (solar fotovoltaica, eólica onshore y offshore, e hidroeléctrica) y la electrólisis del agua se hará con electrolizador alcalino. Los usos finales para el mercado doméstico son diversos: movilidad (autobuses, camiones, trenes y barcos), suministro de hidrógeno a centrales eléctricas alimentadas con gas y materia prima industrial (producción de fertilizantes, industria siderúrgica, entre otras). La exportación a Europa se realizará a través del Puerto de Rotterdam, dirigida a las industrias y al transporte público.

En Parnaíba, Estado de Piauí, en el noreste de Brasil, se desarrollan dos proyectos. Green Energy Park se enfocará en la producción de amoníaco verde a mediano plazo, destinando una pequeña parte al mercado interno y la mayor parte a la exportación hacia Europa, con terminal en Green Energy Park Krk en Croacia. Los patrocinadores políticos son la Unión Europea, el Gobierno de Piauí y el Gobierno federal de Brasil, mientras que los fondos provendrán de la UE vía Global Gateway, del sector público tanto nacional como regional y del sector privado. No se especifica el tipo de energía renovable a utilizar como fuente primaria y la electrólisis del agua se hará con electrolizador alcalino. En el mercado interno, se destinará al suministro a la industria química (por ejemplo, producción de fertilizantes), a las refinerías y a la industria siderúrgica.

Por último, en misma zona se desarrolla el denominado Solatio H2, proyecto de hidrógeno verde y amoníaco de 11,4 GW que se implementará en 6 fases consecutivas cada 2 años, siendo la primera concretada en 2028. Entre los patrocinadores políticos están el Gobierno de Piauí, Investe Piauí, el Gobierno federal de Brasil, Indico y RCP. De acuerdo con la plataforma, el desarrollador informa que la red eléctrica contiene más del 90% de electricidad verde, lo que significa que se pueden alimentar los electrolizadores directamente desde la misma y reducir significativamente el costo de almacenamiento. No se requiere desalinización, ya que se puede tomar agua del cercano río Parnaíba, y se está construyendo un puerto para la exportación en la cercana ciudad de Luis Correa. Aquí también los fondos provendrán de la UE, del sector público tanto nacional como regional y del sector privado. La electricidad será de origen solar fotovoltaico, con electrólisis de tipo alcalino. Los usos finales serán el almacenamiento de energía y el suministro como materia prima industrial (fabricación de fertilizantes, refinerías e industria siderúrgica).

Hecho este recorrido, es evidente que no existe aún un consenso terminológico global. Si bien el concepto de valle resulta útil en caso de generar

vínculos cooperativos con la Unión Europea, en la presente investigación se utilizará el término **hub** de hidrógeno de bajas emisiones para delimitar una ubicación geográfica donde se podría desarrollar un nodo o núcleo en el cual converjan:

- Condiciones naturales y/o de base:
  - H<sub>2</sub> verde: disponibilidad de fuentes de energía renovable y de agua, superficie suficiente para el desarrollo de parques eléctricos eólicos, solares, etc o acceso a redes de transmisión eléctrica. A su vez, la producción de PtX requiere de una fuente de carbono neutro.
  - H<sub>2</sub> rosa: disponibilidad de una central generadora de energía nuclear.
  - H<sub>2</sub> azul: suministro de gas natural y un reservorio geológico en el cual almacenar CO<sub>2</sub>.
- Empresas productoras;
- Demanda del mercado doméstico para uno o más usos finales y/o demanda de exportación;
  - Infraestructura de base (terrestre, eléctrica o gasífera, portuaria) que posibilite la producción, almacenamiento, transporte, distribución/exportación y uso;
  - Red de proveedores aguas arriba y aguas abajo;
  - Ecosistema científico y tecnológico especializado;
  - Recursos humanos formados.

## **6.2 Factores determinantes para la factibilidad de desarrollo de un hub de hidrógeno**

Asimismo, hay dos condiciones que son vitales para que un hub de estas características sea factible: la licencia social y el financiamiento.

La **licencia social** se refiere a la aprobación inicial y la aceptación continua de la extracción de recursos o la actividad industrial por parte de las comunidades locales y otras partes interesadas afectadas por tales actividades (Parsons y Moffat, 2014). Por tratarse de un fenómeno localizado, ya que se concede a proyectos individuales, caso por caso, no existe un enfoque único para lograrla en todos los casos. Por consiguiente, se debe tener un real entendimiento del contexto local y de los puntos de vista de los diferentes grupos de interés dentro de una comunidad (Balza et al, 2021).

Van Putten et al. (2018) establecen que la adopción de cinco principios para aumentar la legitimidad y la confianza en los procesos de aprobación regulatoria: (i) objetivos regulatorios claros; (ii) procesos transparentes de aprobación regulatoria; (iii) vías claras para apelaciones y revisiones de decisiones regulatorias; (iv) proceso

de consulta colaborativa temprana e inclusiva e (v) independencia de las autoridades encargadas de la toma de decisiones.

En general, el logro de la licencia social estará indefectiblemente asociada a una temprana entrega de información a la comunidad local sobre las características de los proyectos de H<sub>2</sub> de bajas emisiones y sus impactos ambientales. En principio, es necesario destacar que el H<sub>2</sub> es un gas altamente inflamable, pero que, si es manipulado adecuadamente bajo la normativa correspondiente, no representa riesgo comunitario alguno, al igual que su almacenamiento y transporte en contenedores y tuberías de alta presión. Lo mismo cuenta para el amoníaco, que también es altamente inflamable y corrosivo, pero existe sobrada experiencia en su tratamiento, almacenamiento y transporte.

Asimismo, deben tenerse en cuenta distintos elementos para una comunicación pública efectiva sobre la producción de cada tipo de H<sub>2</sub>. En el caso del H<sub>2</sub> azul deben darse a conocer las evaluaciones técnicas necesarias para un almacenamiento geológico seguro de CO<sub>2</sub>, por ejemplo en yacimientos de petróleo y gas depletados, junto a un monitoreo continuo. Mientras que en el caso de los proyectos de H<sub>2</sub> verde intervienen factores clave como el uso de la tierra y el consumo de agua. En el Box N° 4 se realiza un ejercicio de estimación de escala de un proyecto tipo. En primer lugar, la generación de electricidad renovable requiere grandes extensiones de superficie para radicar parques eólicos y/o solares, que podrían competir con otros usos del suelo, por lo que se hace necesario un ordenamiento territorial acorde para no afectar otras actividades económicas. En segundo lugar, el agua es un insumo fundamental en el proceso productivo de H<sub>2</sub> verde. Si bien el uso de agua desalinizada puede reducir la demanda de agua dulce, igualmente se genera la necesidad de verter una corriente de salmuera en las fuentes de agua. Los electrolizadores requieren agua de suma pureza, por lo que el proceso de desalinización es muy exigente y la principal opción para la salmuera es devolverla al mar. En términos generales puede decirse que es un efluente que no suma compuestos nuevos al que tiene el mar, pero el riesgo de impacto está en la concentración de las sales en dicho efluente y la velocidad de disolución de esa salmuera una vez que sale al agua (Signoria et al, 2023). Por lo tanto, resulta sensible socialmente, no sólo la realización de los estudios ambientales pertinentes y el diseño óptimo del sistema de evacuación, sino también la comunicación adecuada del procedimiento completo.

En Argentina, una primera aproximación a los elementos a tener en cuenta en la licencia social para los proyectos de producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones está dado por la Evaluación Ambiental Estratégica de la Economía del Hidrógeno (SAE, 2023b). De acuerdo a los datos cualitativos recabados, los actores locales tienen una percepción positiva del desarrollo de la economía del H<sub>2</sub> en cuanto a: la mitigación del cambio climático y la descarbonización de actividades productivas; la generación de exportaciones; la contribución a la diversificación productiva de las provincias; y el desarrollo de infraestructura. Simultáneamente, genera

preocupación el uso de recursos críticos como el agua y la afectación de ecosistemas y fauna. El informe encuentra que las percepciones se pueden volver negativas en caso que la actividad siga modelos “extractivistas” o de “enclave”, es decir, de apropiación de condiciones naturales sin un anclaje real y efectivo en las realidades socio productivas locales, ya sea por débiles encadenamientos productivos o la baja generación de empleo de calidad.

Entre las experiencias internacionales recabadas, vale la pena introducir la de Magallanes, en el sur de Chile. Pese a que es una región tradicionalmente petrolera, por lo que hay una historia de impactos ambientales, la directora regional de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) señaló en la entrevista algunas problemáticas socio-ambientales que tienen en cuenta para otorgar viabilidad a los múltiples proyectos en carpeta.

En primer lugar, se trata de una región que no está conectada al sistema eléctrico nacional. Se estima la instalación de 30 GW de generación eólica para proyectos de H<sub>2</sub>, lo que genera cuestionamientos por demanda insatisfecha en zonas alejadas como Puerto Williams, en el extremo sur del continente. Además, se calculan 14.000 aerogeneradores en total que pueden resultar “invasivos” para la comunidad. Respecto al agua que necesitan los proyectos, provendrá de la desalinización. El residuo se volcaría en el estrecho de Magallanes, aunque no hay estudios de efectos acumulativos. Al mismo tiempo, estiman que el oxígeno resultante del proceso podría crear una externalidad positiva para la industria de la salmonicultura, muy relevante a nivel regional, y están trabajando en proyectos de innovación relacionados. Por último, visualizan problemas logísticos dada la escasa infraestructura regional y, en cambio, no resulta un problema el suelo, ya que las grandes estancias de la región facilitan el arriendo por parte de las empresas interesadas.

Teniendo en cuenta dichas problemáticas, la comunidad espera que estos proyectos generen trabajo y más bienestar, de otra manera podrían generar rechazo social. En ese sentido, CORFO trabaja con las empresas interesadas en la “transferencia de valor” comunitaria, aunque no les genera ningún tipo de obligación.

Además de la realización de estudios encarados desde el Programa Transforma Regional H<sub>2</sub>v Magallanes (con participación de CORFO y del Gobierno Regional)<sup>35</sup> y las evaluaciones ambientales correspondientes que debe hacer la autoridad regional, existe al menos otro instrumento novedoso que conviene detallar. La entrevistada destacó las ferias educativas como una instancia para acercar a la población al tema. Llevan realizadas dos y la próxima será en junio de

---

<sup>35</sup> En 2022 se adjudicó a investigadores de la Universidad Santo Tomás el primer “Estudio mapa de sensibilidad para el desarrollo de parques eólicos en la industria regional de hidrógeno verde sostenible” realizado para la región de Magallanes, que tiene como objetivo identificar la presencia de especies en zonas donde se podrían emplazar parques eólicos, líneas de transmisión y accesos viales asociados a la producción de Hidrógeno Verde. Es el primer paso en el proceso de construcción de una línea base ambiental y social en la Región de Magallanes. [https://h2vmagallanes.com/wp-content/uploads/2023/06/INFORME\\_Final\\_Mapas-sensibilidad-VF-1.pdf](https://h2vmagallanes.com/wp-content/uploads/2023/06/INFORME_Final_Mapas-sensibilidad-VF-1.pdf)

2025. Se trata de “una serie de dispositivos e instancias de diálogo para la transferencia de conocimiento entre empresas de H<sub>2</sub> verde y derivados, proveedores, colegios, universidades, centros de formación técnica y la comunidad en general”<sup>36</sup>.

Otro caso internacional relevado y que resulta de relevancia con respecto a la temática de la licencia social es el uruguayo. Actualmente, existen en Uruguay cuatro proyectos de H<sub>2</sub> verde: dos proyectos que son de baja escala y están ligados al transporte de carga de larga distancia y a la industria forestal y los otros dos, de mayor escala que merecen ser destacados. Uno es el denominado "Tambor" (más precisamente, Tambor Green Hydrogen Hub), cercano a la localidad de Tambores, que es impulsado por la empresa alemana ENERTRAG, en sociedad con la compañía nacional SEG Ingeniería, para producir y exportar metanol. Produciría aproximadamente 15.000 toneladas de metanol verde y para ello se utilizaría un electrolizador de 150 MW, alimentado por un parque eólico con una potencia entre 150 y 200 MW y un parque solar entre 150 y 300 MW, con una inversión que superaría los 1.700 millones de dólares. Se localiza en una región identificada como muy adecuada por la abundancia de radiación solar, vientos y, particularmente, cuenta con una de las mayores reservas subterráneas de agua dulce de América del Sur, el Acuífero Guaraní. El otro, perteneciente a la firma HIF Global (Highly Innovative Fuels Global), se ubicaría en la localidad de Paysandú, sobre la ribera del Río Uruguay, para producir combustibles sintéticos. Para ello se prevé la instalación de un electrolizador de 1 GW, alimentado con 2 GW de parques eólicos y solares, y el procesamiento de CO<sub>2</sub> de origen biogénico. La inversión ascendería a 6.000 millones de dólares, la más grande en la historia uruguaya.

De acuerdo al especialista entrevistado, estos dos proyectos llevaron adelante distintas estrategias de comunicación que arrojaron resultados negativos en un caso y positivos, en el otro. El proyecto “Tambor” enfrentó una significativa resistencia social debido a la falta de información pública, ya que los habitantes de Tambores tomaron conocimiento del proyecto a través de un periódico local de muy baja circulación, y no hubo una presentación oficial del proyecto hasta seis meses después. La Intendencia Departamental de Tacuarembó, el departamento al que pertenece Tambores, publicó en ese medio que se realizaría una audiencia pública con el objeto de cambiar la categorización del suelo de rural a suburbano y de esa manera poder instalar una industria tal como establece el ordenamiento territorial uruguayo. Esto generó inmediatamente no sólo incertidumbre, sino también prejuicios por parte de la población. A su vez, el rechazo inicial se vio incrementado por la posibilidad que la planta hiciera uso del agua dulce, proveniente de perforaciones del acuífero Guaraní, y la posibilidad de que se agravaran los problemas de escasez hídrica de la zona. El resultado fue un notorio contratiempo para el proyecto. Si bien resta la certificación del Ministerio de Ambiente del país y

---

<sup>36</sup> Extraído de <https://h2vmagallanes.com/wp-content/uploads/2024/11/Boletin-Octubre-2024-version-ligera.pdf>

todo hace suponer que se aprobará, el avance del emprendimiento se ha ralentizado.

Por su parte, desde el proyecto de HIF Global se adoptó un enfoque diferente, involucrando a la comunidad local y a la comunidad académica desde el inicio. Habiendo tomado nota de la resistencia social que afrontó el primer proyecto, ha realizado varias presentaciones públicas de manera voluntaria con la participación de especialistas en el tema. Desde el punto de vista del entrevistado, ha logrado un grado mayor de legitimidad social, más allá de que persisten cuestionamientos a la proximidad que tendrá la planta a las islas del Queguay, en la desembocadura del río homónimo en el Río Uruguay, que están en proceso de convertirse en área protegida.

Por lo tanto, del caso uruguayo se desprende que en el diseño de este tipo de proyectos, con grandes obras de infraestructura asociadas, resulta conveniente promover la temprana participación de los principales *stakeholders*. Esto permitiría conciliar los beneficios socioeconómicos de los proyectos con las necesidades e intereses de los entornos geográficos locales donde están emplazados.

#### **Box N° 4: estimaciones de escala para la producción de H<sub>2</sub> verde**

Tal como ya se ha destacado en apartado precedente, se considera H<sub>2</sub> limpio o verde cuando la energía eléctrica utilizada en la electrólisis proviene de energías renovables. Los electrolizadores, que son el núcleo tecnológico de la producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, afrontan desafíos relativos a cuestiones de eficiencia y costos. El reducido número de fabricantes, todas empresas multinacionales, viene avanzando rápidamente en la curva de aprendizaje traccionadas por sus ambiciosos programas de investigación y desarrollo que están resultando en una disminución en los costos nivelados de la producción de H<sub>2</sub> limpio.

Dado que la producción de H<sub>2</sub> verde requiere del electrolizador, de abastecimiento de energía renovable y de agua de altísima pureza se llevó adelante un ejercicio para estimar las necesidades de energía y de agua para producir 250.000 toneladas de H<sub>2</sub> verde anuales. Esto permite dar un orden de magnitud que tendría la escala productiva en la PBA en términos de inversión energética renovable y de oferta de agua.

Para estimar la energía eléctrica es necesario conocer el rendimiento o consumo del electrolizador que varía según el tipo y tamaño (ver Tabla N° 7 con valores de referencia). Si se consideran electrolizadores mayores a 1 MW la tecnología más eficiente es SOEC que en promedio consume 42,5 kilowatt hora por kilogramo (kWh/kg) de H<sub>2</sub> verde producido y la tecnología PEM está en el orden de 57,5 kWh/kg. Respecto al agua, los equipos de electrólisis consumen 12 litros de agua tratada por 1 kg de H<sub>2</sub> (9 litros sería teórico mínimo).

**Tabla N° 7: Cantidad de energía y agua requerida por tipo de electrolizador**

Tipo de electrolizador	Tamaño (*)	Energía requerida (kWh/kg H <sup>2</sup> )	Agua (litros/kg H <sup>2</sup> )
Alcalino (ALK)	Pequeño	60-70	entre 9 y 12 litros
	Grande	50-60	
Proton-Exchange-Membran (PEM)	Pequeño	65-75	
	Grande	50-65	
Solid oxide electrolysis (SOEC)	Pequeño	40-55 (con calor externo)	
	Grande	35-50 (con calor externo)	

(\*) Pequeño < 1MW, Grande > 1MW

Fuente: elaboración propia en base a IRENA and Bluerisk (2023) y Brey (2022).

En función de esto si se considera el promedio de consumo energético de electrolizadores mayores a 1 MW SOEC y PEM resulta que son necesarios 50 kWh por cada kilo de H<sub>2</sub> (42,5 + 57,5)/ 2= 50 kWh/kg). Del mismo modo, si se considera el consumo de agua promedio da 10,5 litros/kg ((9 + 12)/ 2 = 10). Con estos valores se estiman que para producir 250.000 toneladas anuales de H<sub>2</sub> verde es necesario:

a) Generar 12.500.000 MWh de energía (250.000.000\*50/1000), lo que implica en términos de energía eólica:

- Instalar 793 aerogeneradores similares a los que ya están funcionando en la región del sudoeste de la PBA, con una potencia instalada total de 2.855 MW. Dado que cada uno tiene una potencia nominal de 3,6 MW y el factor de carga promedio en esa región es del 50%, se estima que cada aerogenerador podrá producir (365\*24\*3.6\*0,5) 15.768 MWh.

- Si se tiene en cuenta que en promedio los parques eólicos de esa región de la PBA requieren para sus predios alrededor de 44 hectáreas por aerogenerador (parte de esa superficie se utiliza para producción agropecuaria), esto implica que los 793 nuevos aerogeneradores demandarán 34.625 hectáreas, lo que equivale a 1.385 veces la superficie que ocupa el predio del Estadio Único de La Plata (25 hectáreas).

b) Consumir 2.625.000 m<sup>3</sup> de agua (10,5\*250.000\*1000\*0,001) implica:

- 7.192 m<sup>3</sup> por día, lo que equivale a 7.192.000 litros por día. En promedio, un habitante de la provincia de Buenos Aires consume 300 litros por día de agua<sup>37</sup>, por lo que equivale al consumo diario de casi 24 mil bonaerenses.

- Si la fuente de agua es salada se debe desalinizar antes de ser tratada. En ese caso, será necesario estimar la cantidad y disposición final de los residuos.

Por otra parte, los **altos costos de inversión de capital y el escaso financiamiento**, junto a la escasa madurez tecnológica y la brecha de costos de producción versus H<sub>2</sub> gris, han sido identificados como barreras para el desarrollo del sector de H<sub>2</sub> verde y derivados (Gogorza y Carlino, 2024). Este tipo de proyectos requieren importantes inversiones en infraestructura, investigación y producción, además de la construcción de plantas de electrólisis, instalaciones de almacenamiento y transporte, y la integración con fuentes de energía renovable. Estas inversiones suelen exceder la capacidad financiera de empresas o gobiernos individuales, especialmente en países en desarrollo. Sin embargo, esta situación también puede ser leída como una ventana de oportunidad para posicionar a la provincia de Buenos Aires como un actor clave en la región, promoviendo un rol activo en materia de investigación, desarrollo e innovación tecnológica, así como en la validación de soluciones adaptadas al contexto productivo local. Aprovechando su entramado científico, universitario e industrial, la provincia podría liderar líneas de trabajo en colaboración con otros territorios, organismos internacionales y el sector privado, consolidándose como una referencia regional en la transición energética basada en hidrógeno.

En el trabajo de Gogorza y Carlino (2024) fueron identificados diferentes mecanismos e instrumentos para mitigar y superar esas barreras y riesgos:

- fondos verdes nacionales específicos,
- 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, por sus siglas en inglés, son contratos que cubren la diferencia entre el costo de producción (precio de ejercicio) y el precio de venta del hidrógeno (precio de referencia)),
- acuerdos de compra de largo plazo, entre otros.

---

<sup>37</sup> Extraído de la web de Aguas Bonaerenses (ABSA): [https://www.aguasbonaerenses.com.ar/recursos/articulos\\_archivos/531\\_2208.pdf](https://www.aguasbonaerenses.com.ar/recursos/articulos_archivos/531_2208.pdf)

Cabe destacar entre estos mecanismos a la **cooperación internacional** que viene acompañada al despliegue de una nueva diplomacia del H<sub>2</sub>. Esta podría tener diversos objetivos, desde la transferencia de conocimiento técnico y el financiamiento de estudios de I+D, hasta la creación de hubs regionales de producción y la consolidación de compromisos de exportación. Entre los ejemplos mencionados por Gogorza y Carlino (2024), el financiamiento para estudios de I+D de hidrógeno en Sudáfrica por parte del banco de desarrollo alemán KfW o el programa conjunto de inversión anunciado en 2023 por la Comisión Europea y el Gobierno de Brasil de hasta USD 2 mil millones en proyectos de H<sub>2</sub> verde y eficiencia energética, con financiamiento en el marco del programa Global Gateway de la Unión Europea.

A lo largo del proyecto, el equipo tomó conocimiento directo de iniciativas promovidas desde Alemania, como la plataforma PtX Hub y la AHK Argentina, desde las cuales se podría colaborar activamente con los requerimientos del MAPBA, y se recomienda explorar un vínculo intergubernamental de escala subnacional con el Estado de Baviera, el cual cuenta con su propia política de fomento de la economía del H<sub>2</sub> fuera de sus fronteras. En el Anexo III se amplía la información, a partir de la visita que realizó una de las integrantes del equipo durante el año 2024.

### **6.3. Caracterización de las áreas con potencial uso o producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones**

En el documento de Evaluación Ambiental Estratégica de la Economía del Hidrógeno, la SAE (2023b) identificó a nivel nacional una amplia superficie territorial con una aptitud alta o muy alta para el desarrollo de proyectos de H<sub>2</sub> de bajas emisiones: en el caso del H<sub>2</sub> verde 402.879 km<sup>2</sup> y en el de H<sub>2</sub> azul, 382.509 km<sup>2</sup> (la superficie total de Alemania es de 357.592 km<sup>2</sup>). Para determinar estos guarismos, fueron evaluados mediante un análisis multicriterio 80 departamentos comprendidos en las 5 provincias patagónicas y en el sur de la provincia de Buenos Aires, excluyendo áreas relevantes para la conservación de la biodiversidad, con presencia de especies potencialmente afectadas por la actividad, como aves migratorias y aves playeras, o con un alto índice de sequía, debido a la fragilidad de estos ecosistemas y la necesidad de adaptarse a los efectos del cambio climático. Como criterios económicos, se tuvieron en cuenta: vientos (solo H<sub>2</sub> verde), puertos, industria potencialmente demandante, zona costera, red eléctrica, gasoductos (solo H<sub>2</sub> azul), cuencas petrolíferas (solo H<sub>2</sub> azul) y pozos petrolíferos depletados (H<sub>2</sub>

azul). Entre las dimensiones sociales se identificaron como temas de interés la presencia de comunidades originarias (en el sur de la Provincia de Buenos Aires, los pueblos Mapuche y Tehuelche) y la preservación de sitios arqueológicos y ancestrales, así como los espacios de interés cultural y turístico. Asimismo, se reconocieron como activos territoriales de valor la presencia de universidades, centros de formación y empleo manufacturero.

En definitiva, el resultado obtenido en el ejercicio realizado por la SAE indica que en el sur de la Provincia de Buenos Aires se encuentra el 7% del total de las áreas aptas para la producción de H<sub>2</sub> verde (28.013 Km<sub>2</sub>) y el 8,6% del total de las áreas aptas para la producción de H<sub>2</sub> azul (32.918,2 Km<sub>2</sub>) (Tabla N° 8).

**Tabla N° 8: Departamentos con aptitud moderada, alta o muy alta para la producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones.**

Tipo de H <sub>2</sub>	Departamento	Área apta Km <sub>2</sub>	Área excluida Km <sub>2</sub>
Verde	Ayacucho, Bahía Blanca, General Alvarado, General Pueyrredón, Lobería, Necochea, San Cayetano, Tres Arroyos, Villa Gesell	28.013	2.500
Azul	Adolfo Gonzáles Chaves, Coronel Dorrego, General Alvarado, General Guido, General Pueyrredón, Guaminí, Lobería, Necochea, San Cayetano, Tres Arroyos, Villa Gesell	32.918,2	5.363,2

Fuente: elaboración propia en base a SAE (2023b).

Cabe remarcar que en dicha evaluación, solamente se tuvo en cuenta el sur de la Provincia y, por el contrario, no fueron analizados otras locaciones del territorio bonaerense. En lo que sigue, se describen y examinan las locaciones estudiadas durante el proyecto: Bahía Blanca, Dock Sud, Gran La Plata, Zárate-Campana y otras.

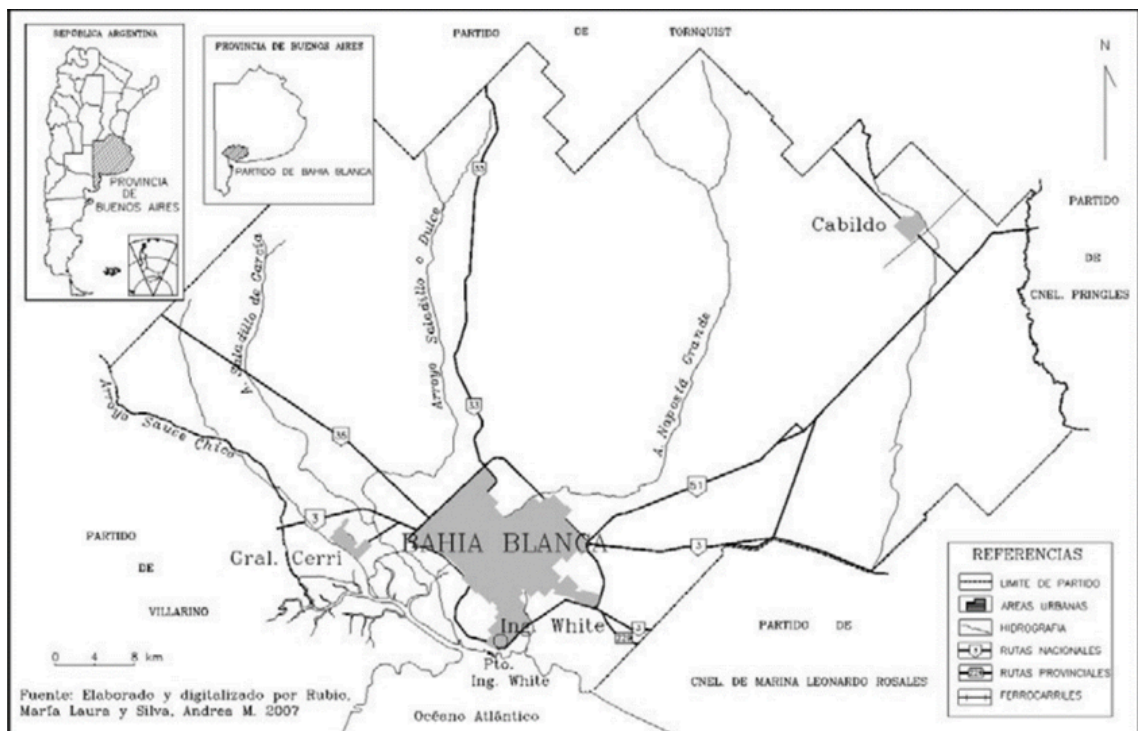
### **6.3.1. Bahía Blanca**

#### **Caracterización socio-demográfica y energética de la ciudad de Bahía Blanca**

Bahía Blanca es una localidad que se encuentra en la región del sudoeste bonaerense y es valorada como la zona costera de mayor influencia después de Mar del Plata en la Provincia de Buenos Aires (PBA) (ver Mapa N° 4). La misma

constituye un núcleo urbano de tamaño medio (336.000 habitantes) que posee un entramado productivo que tiene la característica de gozar de una fuerte interacción con las áreas rurales que la rodean. Según Diez (2022), en su rol de estructuración y organización del territorio, la ciudad cumple el típico papel de intermediación y de prestación de servicios a su zona de influencia. En este sentido, es reconocida como cabecera regional del sudoeste de dicha provincia, siendo sede de importantes infraestructuras administrativas, legales, hospitalarias, educativas y científico- tecnológicas.

**Mapa N° 4: Ubicación Geográfica Bahía Blanca.**



Fuente: Rubio, M. L y Silva, A. (2007).

Bahía Blanca cuenta con la particularidad de ser una ciudad puerto y centro de trasbordo de materias primas agropecuarias hacia los principales mercados extracontinentales. Esta situación también la posiciona como un importante nodo de transporte, que relaciona el centro con el sur del país. Cuenta con una salida directa al Mar Argentino y al Océano Atlántico mediante la zona portuaria de aguas profundas conocida como “Puerto Ingeniero White” y “Puerto Galván”. En el interior del estuario de Bahía Blanca se pueden hallar las instalaciones del “Puerto Galván” donde se sitúan diversas postas y tres muelles que se usan para la recepción y el embarque de cereales, subproductos, cargas generales e inflamables (combustibles líquidos y/o gaseosos, productos químicos y/o petroquímicos) y la optimización de la operatoria de la Central Termoeléctrica Guillermo Brown (Diez et al, 2022; Pong, 2022). Las instalaciones del puerto permiten el tráfico de buques de gran envergadura para la carga y descarga de productos petroquímicos, inflamables y

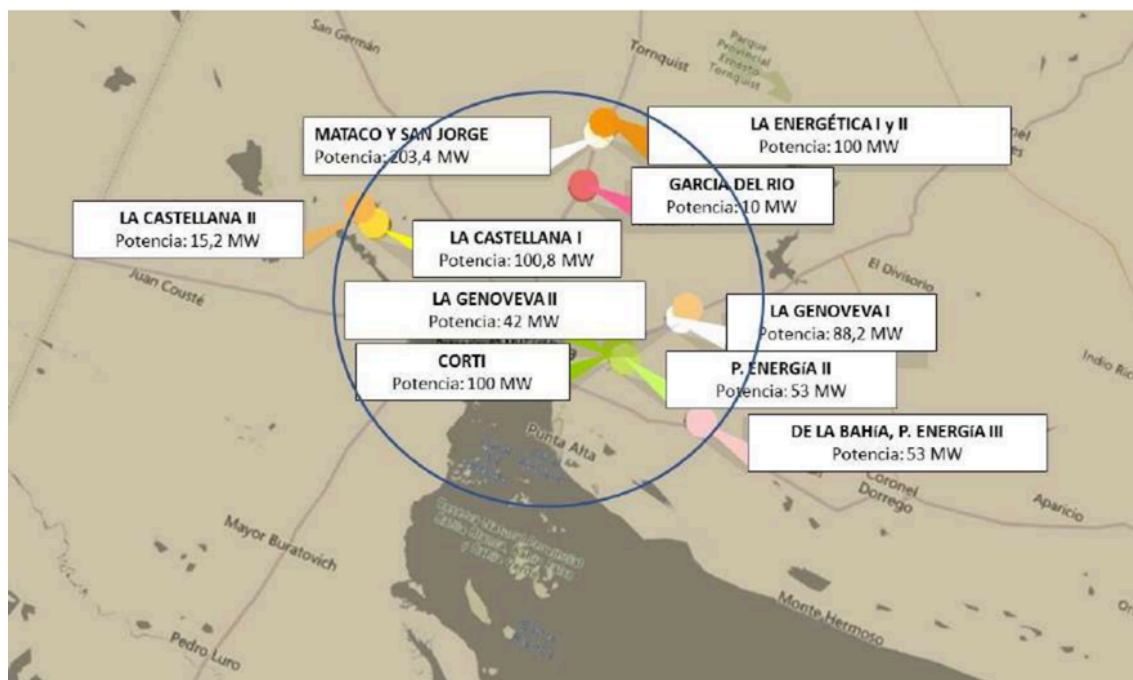
cereales, y, además, cuentan con un área de potencial expansión, con más de 2000 hectáreas disponibles para la radicación de nuevas industrias y terminales.

En lo que refiere a energías renovables, el puerto ya cuenta con el “know how” y la infraestructura con dos terminales para la importación de componentes de parques eólicos, condiciones estratégicas para el desarrollo del H<sub>2</sub> verde. Asimismo, el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca (C.G.P.B.B.) integra H2ar y también está asociado a otros puertos en distintas partes del mundo y participa en la red de puertos de innovación (PIN), junto a Valencia, Hamburgo y Halifax, como socios fundadores.

La ciudad por vía terrestre se conecta con seis rutas nacionales y tres líneas ferroviarias. Es importante destacar que es un nodo energético por excelencia ya que se encuentra en la convergencia de los tres gasoductos provenientes de las principales cuencas gasíferas del país (Neuba I, Neuba II, y General San Martín) con gas proveniente principalmente de la cuenca Neuquina y de la cuenca Austral. En el territorio se alojan las siguientes centrales eléctricas: Central Térmica Piedra Buena S.A. (“CPB”), la Central Termoeléctrica Guillermo Brown S.A. (“CTGB”), la Central Térmica Ingeniero White (“CTIW”), Solalban Energía S.A., la Central de Co-generación EcoEnergía con capacidad en conjunto de alrededor de 1.500 MW y ocupa una posición estratégica en la red de alta tensión. Asimismo, la conectividad eléctrica es otro de los atractivos de la ciudad ya que cuenta con líneas de alta tensión y estaciones transformadoras apropiadas para la evacuación de la energía generada.

Por sus características climáticas es una región muy importante respecto al desarrollo de energía eólica. De los 1.176 MW de potencia eólica instalada en la Provincia de Buenos Aires, aproximadamente el 20% le corresponde a Bahía Blanca, lo que convierte a este partido en un nodo decididamente valioso. En el Mapa N° 5 se detallan los parques eólicos instalados a una distancia máxima de 55 km de Bahía Blanca.

## Mapa N° 5: Parques eólicos instalados a una distancia máxima de 55 km de Bahía Blanca.



Fuente: Plapiqui (2023).

Uno de los principales drivers de las empresas para localizarse en Bahía Blanca es que la ciudad forma parte de una zona franca Bahía Blanca - Coronel Rosales (ZFBBCR) que se denomina área de extraterritorialidad aduanera y no arancelaria donde la mercadería no está gravada por el pago de aranceles ni restricciones de carácter económico. La ZFBBCR cuenta con una localización estratégica con posibilidades de inserción en el mercado mundial de manera competitiva.

Asimismo, la ciudad es la principal productora de H<sub>2</sub> gris del país a partir de su Complejo Petroquímico. Tal es así que de las 400 mil toneladas de H<sub>2</sub> gris que se producen en el país, casi la mitad tienen origen en Bahía Blanca: más de 178.000 toneladas de H<sub>2</sub>/año. De esa cantidad, 56.000 ton H<sub>2</sub>/año aprox. se obtienen como subproducto de otros procesos y son actualmente utilizadas como combustible. Parte de ese subproducto podría ser separado y destinado a la producción de combustibles líquidos sintéticos, combinándolo con CO<sub>2</sub> (Plapiqui, 2023). Bajo estas condiciones, Bahía Blanca es considerado actualmente un hub de H<sub>2</sub> gris. A continuación, se detalla la composición del Complejo para comprender los alcances del potencial consumo interno de H<sub>2</sub> de bajas emisiones.

### Mercado interno: el Complejo Petroquímico

En Argentina, la industria petroquímica se compone de nueve complejos, de los cuales cuatro se sitúan en la provincia de Buenos Aires, mientras que el resto se distribuye en las provincias de Córdoba, Mendoza, Neuquén, Santa Fé y San Luis.

El complejo petroquímico de Bahía Blanca se compone de seis empresas (Compañía Mega, Dow Argentina S.A, Profertil S.A, UNIPAR – INDUPA S.A.I.C, Trafigura Argentina S.A y Air Liquide S.A) que producen materias primas y productos petroquímicos básicos, intermedios y finales (Mapa N° 4).

### Mapa N° 6: Visión General del Complejo petroquímico y puerto de Bahía Blanca



Fuente: Consorcio de gestión del puerto de Bahía Blanca

El emplazamiento del complejo en Ingeniero White, a principios de la década de los 70', responde a las ventajas competitivas que este sector ostentaba: presencia de un puerto de aguas profundas; disponibilidad de mano de obra calificada como consecuencia de la existencia de instituciones universitarias; la posibilidad de acceder a gas (una de las principales materias primas de la industria petroquímica) dada la presencia de la unión de 3 gasoductos; red vial y ferroviaria de gran extensión y minas de sal en las inmediaciones que permiten la obtención del cloruro de sodio (importante materia prima).

La capacidad instalada para la producción de productos petroquímicos en la PBA fue de aproximadamente 7,7 millones para el año 2021 y el 76,3% de esa capacidad se encuentra en la ciudad de Bahía Blanca mientras que a nivel nacional explica el 55%. Es importante subrayar entonces que más de la mitad de la capacidad instalada para la producción petroquímica del país se encuentra en la localidad, lo que manifiesta la importancia del sector tanto para la economía local como la nacional. Las características de la región han propiciado que la industria petroquímica local se vuelva la más importante y moderna del país.

Las materias primas constituyen el insumo fundamental para comenzar la producción en la industria química y de ellas se encarga localmente la COMPAÑÍA MEGA. Esta es una empresa que opera desde abril del 2001 y tiene como foco agregar valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos. En este sentido esta empresa recupera el etano, que constituye

una de las principales materias primas de la industria petroquímica argentina y aprovecha el resto de los componentes líquidos (propano, butano y gasolina natural) para otros mercados. Es una sociedad anónima cuyos accionistas son YPF S.A, PETROBRAS y DOW Argentina.

PROFERTIL es una empresa con más de 20 años de trayectoria radicada en el complejo petroquímico bahiense que produce 1.320.000 toneladas anuales de urea (es la única empresa que produce urea granulada en el país) y 790.000 toneladas anuales de amoníaco. El H<sub>2</sub> generado en el proceso es el insumo necesario para la producción de amoníaco (NH<sub>3</sub>) y urea. Es importante destacar que, como se señaló en secciones previas, PROFERTIL es la principal planta productora y consumidora de hidrógeno en el país.

La empresa está integrada en partes iguales por la canadiense Nutrien Inc e YPF S.A. Sus ventas se destinan en un 97% al mercado local. Las exportaciones representan entre un 1% y 9% de las ventas totales dependiendo del año y de los excedentes de producción. Su principal destino es Brasil seguido por Chile. Hace 15 años, PROFERTIL abastecía el 100% del mercado argentino y tenía un saldo exportador que enviaba ocasionalmente a Brasil. Sin embargo, a medida que la demanda de urea granulada aumentó, también aumentaron las importaciones ya que la capacidad productiva de la empresa llegó a su tope. En la actualidad abastece el 60% del mercado nacional. La empresa agroindustrial firmó un acuerdo con YPF Luz en el que se acordó, por 10 años, que el 100% de la energía eléctrica que se consume en la planta provendrá de fuentes eólicas. La energía provendrá de los parques eólicos Los Teros y Manantiales Behr que YPF Luz tiene en Azul y Comodoro Rivadavia respectivamente. También se sumará, una vez que finalice su construcción la energía proveniente del nuevo parque que YPF está construyendo en General Levalle, Córdoba.

Actualmente, la compañía se encuentra evaluando una posible inversión de 1.200 millones de dólares aproximadamente para la construcción de una nueva planta de urea que permitiría duplicar la capacidad instalada actual. El proyecto contempla incrementar la producción de urea en base al procesamiento del gas natural, y no se consideró dentro de las alternativas de inversión la utilización de hidrógeno de bajas emisiones para la obtención de la urea. Por el contrario, se trata de un proyecto con un diseño de planta similar al actual, aunque con tecnología que contempla una mayor eficiencia que la existente, lo que le permitiría reducir los requerimientos de materia prima e insumos. Entre ellos, en la nueva planta se capturará un mayor volumen del CO<sub>2</sub> generado para ser reutilizado en el propio proceso de obtención de la urea, aunque seguirá siendo una cantidad relativamente pequeña en relación al total de emisiones que implica el proceso de producción de la urea. De hecho, la empresa está trabajando con el Ministerio de Economía para ingresar la inversión en el marco del RIGI y así darle el blindaje necesario para concretarse.

Es importante destacar que Profertil es la empresa que tiene el único puerto de exportación de amoníaco de Argentina, con un tanque de almacenamiento de 20.000 toneladas con niveles de exportación internacional de 15.000 toneladas. La producción de amoníaco forma parte del proceso integrado de elaboración de urea de la compañía. Las exportaciones corresponden a los volúmenes de amoníaco que se producen, pero, por razones operativas, no son procesadas en la unidad de urea, por ejemplo por paradas de planta. En esos casos, los volúmenes excedentes de amoníaco se almacenan en el tanque y son eventualmente exportados, dado que no tienen destino en el mercado local. Se trata, no obstante, de cantidades marginales en relación al volumen de producción de la compañía.

Dow es una de las compañías químicas y petroquímicas más importantes del mundo. El complejo petroquímico más grande de Dow en América Latina se encuentra precisamente en Bahía Blanca que con una extensión de 1.200 hectáreas, alberga una serie de plantas que transforman gases provenientes del gas natural en una amplia gama de productos químicos esenciales para diversos sectores de la economía. El proceso de transformación del gas en productos de Dow es complejo y sofisticado. El mismo comienza con la extracción del gas en distintas cuencas del país, la separación de sus componentes líquidos (etano, butano, propano y gasolina natural), que son transportados a través de ductos hasta el complejo de Bahía Blanca. En las instalaciones de Dow, el etano obtenido se somete a un proceso de craqueo, donde se descompone en moléculas más pequeñas como el etileno, el propileno y el polietileno que es el plástico más usado en el mundo. Estas moléculas luego se utilizan como base para la producción de una gran variedad de productos. Dow Argentina se especializa en polietileno y elabora unas 650.000 toneladas por año.

En el proceso de craqueo del etano se obtiene como subproducto un volumen reducido de  $H_2$ . De la corriente de proceso que sale de los hornos de craqueo de etano, se separa una corriente rica en  $H_2$  (80%), la que es utilizada en su mayor parte como combustible en los propios hornos de craqueo. Una fracción menor es enviada a una unidad de purificación de  $H_2$  (Pressure Swing Adsorption, PSA) de la empresa Air Liquide S.A. Parte del  $H_2$  separado retorna a la planta de Dow Argentina S.A. y es usado en el proceso de hidrogenación de acetileno, aguas abajo de los hornos de craqueo. La otra parte del  $H_2$  lo utiliza Air Liquide para la venta interna (Plapiqui, 2023).

UNIPAR-INDUPA es una empresa química brasileña, líder en la producción de cloro y soda cáustica y es la segunda mayor productora de PVC de América del Sur. Se destaca como uno de los principales proveedores para los sectores de saneamiento y construcción civil y, además, produce materias primas para otras industrias, como la textil, papel y celulosa, desinfectantes, juguetes, zapatos, alimentos, bebidas y productos farmacéuticos, entre otros.

La planta de UNIPAR también produce su propia energía eléctrica en la Central Térmica Solalban, inaugurada en 2009. Se trata de una central de

generación de energía eléctrica que utiliza gas natural como combustible y tiene 3 turbinas de tipo aeroderivadas. Produce 120 MW de los cuales alrededor de 70 MW son para autoconsumo de la unidad de electrólisis de la planta de cloro, mientras que el remanente es distribuido, brindando un aporte a la red nacional.

En la planta de Cloro-Soda se produce  $H_2$  como subproducto de la reacción electrolítica de cloruro de sodio ( $NaCl$ ) en agua ( $H_2O$ ) para dar cloro gaseoso ( $Cl_2$ ) e hidróxido de sodio ( $NaOH$ ). Este  $H_2$  es un subproducto del proceso y actualmente la totalidad de esta corriente es utilizada junto a su consumo de gas natural como combustible (Plapiqui, 2023).

Trafigura Argentina S.A es uno de los principales traders de combustibles del mundo y en Argentina es propietaria de la refinería de Bahía Blanca y opera la red de estaciones de servicio de la marca Puma. Como se mencionó previamente, las refinerías requieren cantidades importantes de  $H_2$  para sus procesos de refinación de combustibles que dependen de la complejidad de la planta, del grado de pureza del crudo de alimentación y de los productos que comercializa. En el caso de Trafigura Argentina S.A., una corriente con alto contenido de  $H_2$  es generada internamente en la planta, más específicamente en el reformador catalítico de naftas. Esta corriente se utiliza en el propio proceso de la planta (Plapiqui, 2023).

En su planta de Bahía Blanca, Air Liquide almacena y envasa oxígeno, nitrógeno y anhídrido carbónico, tanto para el mercado industrial como medicinal. Firmó un contrato de compra de energía renovable por 7 años con PCR, mediante un parque eólico ubicado en el sur de la provincia de Buenos Aires que suministra casi 8 MW de energía renovable desde el segundo semestre de 2023. Posee una unidad de purificación de  $H_2$ , la cual se encuentra operando a un mínimo de su capacidad. La alimentación actual proveniente de Dow Argentina S.A. es de aproximadamente 150 Nm<sup>3</sup>/h, mientras que su capacidad de tratamiento es de 1.000Nm<sup>3</sup>/h (Plapiqui, 2023).

Asimismo, es importante destacar que Pampa Energía posee un proyecto en evaluación para construir otra planta de urea en base a gas natural en Bahía Blanca, también localizada en terrenos del puerto. Con una capacidad de producción estimada en 1,5 millones de toneladas anuales, requeriría una inversión que oscila entre 2.000 y 3.000 millones de dólares. Este proyecto resultaría, a priori, independiente de la ampliación de capacidad de Profértil.

Las perspectivas del mercado interno de  $H_2$  de bajas emisiones en Bahía Blanca resultan menores a las que inicialmente podrían considerarse. La ciudad cuenta con un importante polo industrial en el que están radicadas empresas con alto consumo energético, muchas de ellas firmas multinacionales, que cuentan con programas de descarbonización. Incluso funcionan plantas que obtienen y utilizan  $H_2$  en sus procesos (Profértil, Trafigura), a partir de combustibles fósiles. Muchas de esas empresas participan también en instituciones vinculadas a la difusión y el fomento de la economía del  $H_2$  en Argentina, como el Consorcio H2Ar, mostrando el interés en el tema por parte de las compañías que operan en la región. El potencial

uso de H<sub>2</sub> de bajas emisiones ya sea como combustible o como insumo podría vislumbrarse, por lo tanto, como un factor relevante para estas empresas.

Sin embargo, a partir de la información disponible y del trabajo de campo realizado en la ciudad no es posible respaldar esta percepción. Por el contrario, ninguna de las empresas que fueron relevadas tiene en la actualidad perspectivas de incluir el uso de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en su planes de descarbonización. Quizás el ejemplo más claro de ello sean los proyectos de producción de urea. Si bien el uso de H<sub>2</sub> de bajas emisiones para la producción de “fertilizantes verdes” es uno de los destinos habitualmente resaltados como posibles, ninguno de los dos proyectos actualmente en evaluación contemplan la alternativa de obtener la urea a partir del uso de energías renovables, sino que utilizarán gas natural como insumo para obtener el H<sub>2</sub> y el amoníaco que requieren en su producción. Incluso en el caso de Profértil, como se detalla en el siguiente apartado, en paralelo al proyecto de expansión de su capacidad de producción de urea en base a gas natural se encuentra desarrollando un proyecto para obtener amoníaco verde mediante electrólisis a partir de energía eólica, aunque es un proyecto que destinará toda su producción a la exportación y no se utilizará para procesar ese amoníaco y elaborar urea. El elevado costo del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en relación a su alternativa fósil o incluso al uso de otras alternativas como fuente energética (por ejemplo el gas natural, pero también la energía renovable, que sí es un factor central de las estrategias de descarbonización) descarta su aplicación en las empresas que operan en el mercado local, particularmente porque no encuentran aún demanda que esté dispuesta a pagar una prima por un producto obtenido con una huella de carbono más baja.

En resumen, el mercado local no parece ser un factor que vaya a impulsar el desarrollo de la economía del hidrógeno de bajas emisiones en Bahía Blanca. A más largo plazo, sin embargo, contemplando un escenario donde exista oferta inicialmente desarrollada para la exportación, resultaría factible pensar en un escenario de gradual incorporación del H<sub>2</sub> de bajas emisiones por parte de las empresas que operan en la región.

### Mercado de exportación

El mercado de exportación surge como el principal destino de una potencial producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la región. De acuerdo a la información relevada, ese es el destino que contemplan los dos proyectos que existen actualmente en la región.

Como se detalló en la sección 5.3, en el territorio de la Provincia de Buenos Aires hay dos proyectos de producción de H<sub>2</sub> con bajas emisiones en evaluación, ambos localizados en la región de Bahía Blanca y con la participación de YPF.

El primero de esos proyectos, más avanzado en su evaluación técnica y económica, contemplaría la instalación de una planta de escala relativamente chica

(unas 40 mil toneladas anuales de amoníaco verde) en el predio de Profértil, que participa como socio del proyecto junto a YPF e YPF Luz. El destino de la producción sería en su totalidad el mercado externo, aprovechando las instalaciones portuarias existentes para la exportación de amoníaco. Si bien aún no se ha realizado la decisión final de inversión, las perspectivas en caso de ser favorable la evaluación final sería que la planta pueda estar operativa en el año 2027.

En segundo lugar, YPF se encuentra analizando la viabilidad de una planta en Bahía Blanca para obtener H<sub>2</sub> a partir de gas natural, contemplando la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub>. Aquí, se evalúa la instalación de una planta con capacidad para obtener 1,2 millones de toneladas de H<sub>2</sub>, también con el mercado de exportación como objetivo. Este proyecto se encuentra en etapas muy incipientes, debido tanto a restricciones técnicas como de mercado, dado que su mayor escala demandaría una mayor certeza sobre la demanda efectiva de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, y particularmente para el acceso a los mercados internacionales de H<sub>2</sub> azul, cuya certificación como de “bajas emisiones” no estaría garantizada en los mercados con mayor nivel de exigencias en cuanto a su huella de carbono.

En relación a las restricciones técnicas, para este tipo de proyectos existe un gran desafío en capturar las emisiones de CO<sub>2</sub> y almacenarlas. En este sentido, YPF se encuentra desarrollando estudios sobre potenciales sitios para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en las cercanías de Bahía Blanca. En la actualidad se están relevando sitios geológicos cercanos a la ciudad para el almacenamiento, como es el caso de las cuencas de Claromecó y del Colorado o de la localidad de Ombucta. Estas evaluaciones son aún muy incipientes, y no se tienen perspectivas concretas de su resultado. En el caso de que resulten positivas, podría tener un impacto significativo en la reducción de emisiones ya no solo vinculadas a la producción de H<sub>2</sub>, sino en el conjunto de empresas que participan de la industria petroquímica de Bahía Blanca.

Un tercer proyecto, ya descartado, fue anunciado en 2021 por parte de la empresa estatal ENARSA para la instalación de una planta de gran escala desarrollada en módulos de 200 MW de potencia eólica para la obtención de hidrógeno verde. En el marco de ese proyecto ENARSA firmó un Memorando de Entendimiento para proveer de H<sub>2</sub> verde al Puerto de Rotterdam, dando cuenta de que el diseño de la planta se orientaba al mercado europeo.

Como se observa, el mercado externo constituye el destino principal de todos los proyectos que se evaluaron en la región de Bahía Blanca, favorecido por su ubicación sobre la Costa Atlántica y la existencia de infraestructura destinada a la exportación.

#### Actividades de I+D+i y participación en la cadena de valor

Una característica distintiva de la ciudad es la presencia de un robusto sistema educativo y científico que está compuesto por varias universidades públicas

y privadas, entidades, centros e institutos de investigación que representan una abundante oferta tecnológica y de recursos humanos. Éste a su vez posibilita las oportunidades de vinculación y transferencia con la demanda de tecnología y profesionales altamente capacitados (Pong, 2022). Están situadas casas de altos estudios, como la Universidad Nacional del Sur (UNS), la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Bahía Blanca (UTN), la Universidad Provincial del Sudoeste (UPSO), y, además, los institutos del Centro Científico Tecnológico (CCT), pertenecientes al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

Es importante destacar que el Polo Petroquímico es un fuerte demandante de servicios tecnológicos locales, principalmente provenientes de la Planta Piloto de Ingeniería Química (PLAPIQUI) que es un instituto de desarrollo de tecnología e investigación del CONICET y la UNS, de reconocida reputación nacional e internacional. La misma, a través del programa PIDCOP (Programa de Investigación y Desarrollo del Complejo Petroquímico Bahiense), ha provisto históricamente de profesionales a las firmas, capacita y entrena al personal de las plantas y suministra servicios de asistencia técnica. El instituto tiene una larga trayectoria en el estudio e investigación en temas aplicados a  $H_2$  y brinda asesoramiento tecnológico en este tema a las empresas del complejo petroquímico. Actualmente, cuentan con líneas de investigación vinculadas a la empresa Profertil y a la producción de amoníaco y metanol.

No resulta menor destacar que, durante la jornada de trabajo desarrollada en Bahía Blanca, específicamente en el bloque del rol del complejo científico tecnológico en la cadena de valor del  $H_2$ , los panelistas retrataron el proceso de desfinanciamiento que atraviesan CONICET y la Agencia I+D+i, que repercute en becas, salarios y proyectos de investigación, parcialmente compensado por la realización de consultorías y otros fondos. En ese contexto, consideran que es difícil pensar en una carrera de grado asociada al  $H_2$  y que un posgrado o diplomatura sería más viable, pensando en la conveniencia de trabajar de modo interdisciplinario cubriendo temas tales como: ingeniería de proyecto, regulación, ambiente y seguridad.

Asimismo se trataron cuestiones como la formación en operación y mantenimiento y la necesidad de retener recursos humanos formados, mejorando las condiciones de contratación. En el taller se hizo hincapié en la experiencia del Centro de Capacitación y Certificación de Competencias Profesionales (C4P), un centro de la UTN dedicado a la formación y certificación de capacidades para el Parque Industrial bahiense. Además, se consideró la necesidad de crear un think tank para tomar decisiones en la nueva economía del  $H_2$ , en el cual se incorpore el gobierno de la provincia activamente. En cuanto a la potencial participación de proveedores locales en la cadena de valor del  $H_2$  se remarcó la existencia de firmas vinculadas a la cadena de valor del petróleo y gas que podrían reconvertir parte de sus conocimientos al  $H_2$ .

Además, en el Parque Industrial de Bahía Blanca se pudo relevar la voluntad de reconvertirse por parte de algunas firmas a la demanda como proveedores de esta cadena energética. El Parque cuenta con experiencia de asociación de actores locales e internacionales y capacidades de construcción, montaje industrial e ingeniería de detalle, además de mantenimiento y servicios asociados. Sin embargo, los actores locales manifiestan que deberían estar identificados claramente cuáles son las competencias requeridas para dar soporte a esta industria.

### Impactos socio-ambientales a tener en cuenta

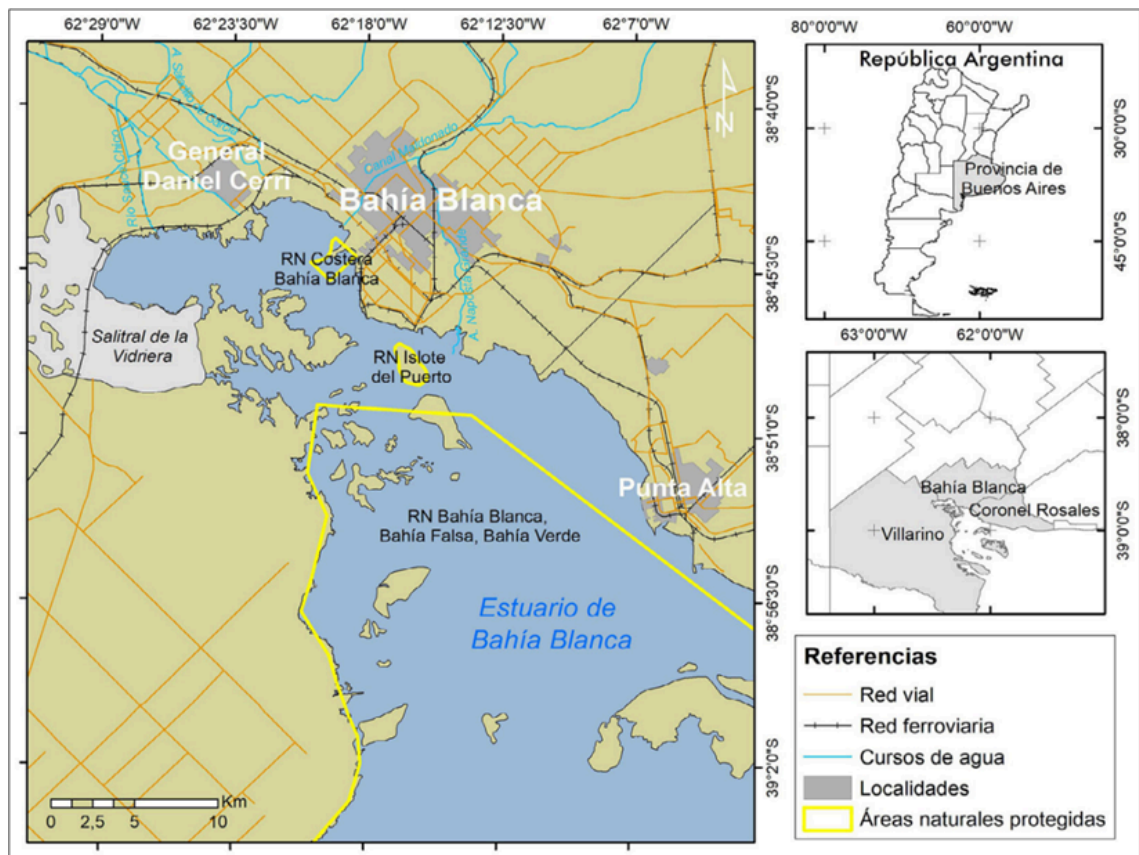
De acuerdo a lo registrado en el taller y en las entrevistas, en Bahía Blanca existen problemáticas socio-ambientales que anteceden y se superponen a los impactos esperados del desarrollo de proyectos de H<sub>2</sub>. Sintéticamente, los temas a considerarse y que requieren abordajes específicos son los siguientes:

- el consumo de agua potable,
- la fragilidad ecosistémica del estuario bahiense,
- la pobreza energética.

La histórica problemática hídrica local empeora en época estival, cuando aumenta el consumo en la ciudad, lo que dificulta el suministro a los hogares. En 2020 se sancionó la Ordenanza N° 20.177 por la cual se declaró la “Emergencia Pública en materia hídrica” en el Partido de Bahía Blanca por el término de 120 días, con el fin de coordinar y gestionar con la empresa Aguas Bonaerenses SA. (ABSA) y las autoridades provinciales la realización de las obras necesarias que permitan garantizar el suministro de agua a todas y todos los vecinos de nuestro distrito. A su vez, se creó la Mesa de Gestión del Agua, en la que participan vecinos de la ciudad. En noviembre de 2021 se volvió declarar la emergencia por 120 días a través de la Ordenanza N° 20506.

En principio, el proyecto de amoníaco verde en carpeta no prevé el uso de agua potable en su proceso de producción, sino la desalinización del agua del mar. En ese caso, es necesario contemplar los impactos en el estuario bahiense (Mapa N° 7), dada la necesidad de verter el residuo de sal en mar. El sistema socio-ecológico del estuario conlleva impactos sobre los servicios ecosistémicos y el bienestar humano. Las consecuencias directas sobre el bienestar de la población local podrían estar signadas por la disminución de los alimentos provenientes de la pesca, la pérdida de valores asociados a la herencia cultural y de recursos turísticos de primer orden, problemas de salud derivados de la calidad del aire y conflictos entre usuarios de recursos, como es el caso de los pescadores artesanales y las empresas industriales (Speake et al, 2020). De modo que será apropiado estudiar no sólo los impactos de un proyecto en particular, sino también el efecto acumulativo que podría tener la materialización de más proyectos.

**Mapa N° 7: Localización del Estuario de Bahía Blanca.**



Fuente: Speake et al, 2020.

En tercer lugar, no resulta menor construir la licencia social en torno a proyectos energéticos de envergadura que, en principio, no estarían destinados a paliar las carencias o las desigualdades en el suministro energético local. Según la Encuesta de Inclusión Social Sostenible (EISS), realizada en junio de 2024 por el Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur (UNS-CONICET) en la ciudad de Bahía Blanca, alrededor de 70.000 habitantes viven en condiciones de pobreza energética. En términos de asequibilidad energética, esto significa que el 40% de los hogares de la ciudad se encuentra en situación de pobreza energética monetaria, es decir, destinan más del 10% de sus ingresos al pago de la energía, lo que representa un peso significativo en su presupuesto. A su vez, 12.840 bahienses padecen indigencia energética, lo que implica que dependen de la quema de materiales contaminantes para cocinar y calefaccionarse. En términos generales, se puede decir que la pobreza energética en Bahía Blanca es un fenómeno multidimensional a tener en cuenta que requiere la implementación de políticas públicas coordinadas para su abordaje efectivo (Ibañez Martín, 2025). Como el caso de Magallanes (Chile), la desigualdad en el acceso a la energía podría constituirse en un elemento de rechazo social a la generación de energía dedicada a proyectos de exportación, si no se aborda de forma adecuada.

Adicionalmente, se debe considerar el impacto en la comunidad bahiense y alrededores que podría tener el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> para la producción de H<sub>2</sub> azul. Si bien es una tecnología madura y ha demostrado ser un procedimiento seguro y efectivo, no se cuenta con conocimiento a nivel local y tampoco a nivel nacional. Su desconocimiento y la ausencia de información oportuna, podrían despertar temor y, llegado el caso, rechazo social. Lo mismo cuenta para las comunidades aledañas a las cuencas del Claromecó y del Colorado, en caso de que la decisión sea practicar el almacenamiento en alguno de esos sitios. Hasta hoy no se ha regulado este procedimiento en el país, pero según los informantes clave consultados se podría establecer la normativa en la medida que progrese su implementación y no ex ante. También se están evaluando las normas sancionadas en otros países o la posible adaptación de la normativa de rellenos sanitarios al depósito de este tipo de desechos.

De manera más amplia, la obtención de la licencia social de los proyectos debe tener en cuenta el historial de la ciudad y el Complejo Petroquímico. Se debe partir del reconocimiento de la “dualidad” de los bahienses respecto al Complejo, en tanto sus impactos laborales positivos y sus impactos ambientales negativos. Hay una percepción de que es una de las ciudades con las mejores condiciones para trabajar en el país en cuanto a nivel de ingreso, pero también una de las ciudades con más altos niveles de contaminación e, incluso, de emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita (Ferraro et al, 2013). Dado lo anteriormente mencionado, la incorporación del H<sub>2</sub> implicaría una reconfiguración del espacio energético que no está exento de resistencia y podría producir grandes disparidades en el territorio. La comunidad local podría oponerse a la construcción de infraestructuras si sienten que no participan en la toma de decisiones o si perciben impactos negativos en el ambiente o sus formas de vida. Este tipo de proyectos se enfrentan al desafío del rechazo social debido a factores como el NIMBY (Not In My Backyard), en el que las comunidades aceptan los beneficios de las energías renovables, pero rechazan las infraestructuras cercanas a su entorno. La justicia energética juega un papel fundamental en la aceptación social. Esta se refiere a cómo se distribuyen los costos y beneficios de los proyectos entre la comunidad y las entidades desarrolladoras. La falta de distribución equitativa de los beneficios puede generar percepciones de injusticia, lo que contribuye al rechazo de estos proyectos. Adoptar un enfoque inclusivo, basado en la participación activa de la comunidad, puede mejorar la percepción sobre la justicia del proyecto y aumentar su aceptación (Mosquera Lopez et al., 2023).

**A modo de conclusión parcial, Bahía Blanca cuenta con inmejorables condiciones para ser no solamente un hub de H<sub>2</sub> gris, sino también un hub H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Los proyectos de exportación permitirían poner en marcha la economía tanto del H<sub>2</sub> verde como azul y, en cambio, el mercado local seguirá utilizando H<sub>2</sub> a partir de combustibles fósiles hasta tanto no sea**

**viable económica y tecnológicamente. Al mismo tiempo, esta locación tiene una importante actividad I+D+i relacionada al tema y experiencia en la participación de la cadena de valor de industrias complejas como la del petróleo y gas que podría adaptarse a esta nueva industria. Finalmente, se reúnen buenas condiciones naturales y/o de base, como la disponibilidad de fuentes de energía renovable y suministro de gas natural, además de una óptima infraestructura portuaria que ya opera con cargas de amoníaco.**

### **6.3.2. Dock Sud**

El Puerto de Dock Sud está localizado en la Ciudad homónima, dentro del Municipio de Avellaneda, en la zona perimetral externa de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Consorcio de Gestión del Puerto de Dock Sud (C.G.P.D.S.) es un ente público no estatal, con individualidad jurídica, financiera, contable y administrativa que tiene por objeto llevar a cabo por sí la administración, explotación y gestión operativa del Puerto Dock Sud a través de la percepción, administración y disposición de sus propios recursos económicos y financieros.

Cabe destacar que el puerto moviliza el 48% de las cargas contenerizadas del país, a través de la empresa Exolgan S.A. También realizan recepción, almacenaje, despacho de combustibles y/o derivados de hidrocarburos empresas como YPF S.A., Raízen S.A. y Destilería Argentina de Petróleo S.A. Un dato relevante es que manejan la misma carga que hace 15 años y hay capacidad ociosa: Exolgan maneja regularmente 500.000 TEUS (Twenty-foot Equivalent Unit), pero con una capacidad máxima de 1.000.000 TEUS.

De acuerdo con datos del sitio web del Consorcio (<https://www.puertodocksud.com/Home>), durante el año 2023 el puerto movilizó 528.666 TEUS y 309.569 contenedores. Fueron en total 11.892.689 toneladas movilizadas, de las cuales el 52,7% correspondieron a combustibles líquidos y gas (6.265.892 toneladas), seguido por la carga contenerizada con el 32,9% (3.912.773 toneladas) y luego áridos y minerales con el 10% (1.196.211 toneladas) y productos siderúrgicos y carga general con el 4,4% (517.811 toneladas). Además, el puerto hace el servicio de *bunkering*, es decir, realiza el suministro de combustible para embarcaciones, hasta hoy con combustibles fósiles.

Los entrevistados comenzaron describiendo los cambios en la agenda global, así como los retos que supone. Europa, la Organización Marítima Internacional (OMI), Asociación Internacional de Puertos y Terminales (IAPH) y, en menor medida, EEUU vienen impulsando una agenda de descarbonización del transporte marítimo con metas de reducción de emisiones en 2030 y la neutralidad climática hacia 2050. Esta misma agenda de descarbonización presenta grandes incertidumbres en cuanto al combustible sustentable que finalmente se impondrá. Aparece el gas

natural licuado (GNL) como una estación intermedia hasta alcanzar derivados del hidrógeno verde como el metanol o el amoníaco. Actualmente, existen iniciativas de motorizaciones duales y hay algunas marchas y contramarchas: por ejemplo, la empresa MAERSK, líder en transporte marítimo de contenedores, había desarrollado un buque que funcionaba con metanol, pero ahora está apuntando a expandir el uso de GNL. También se mencionó la existencia de remolcadores de empuje que ya funcionan con metanol.

En este marco, los armadores (empresas navieras) son actores decisivos: tienen la capacidad de aplicar un determinado combustible sustentable a sus embarcaciones y empujar a que las terminales portuarias ubicadas en una línea (ruta) de transporte lo adopten para reabastecimiento. Al no existir barcasas nacionales, el país depende de los armadores extranjeros y tiene menor poder para incidir en la elección del combustible sustentable a emplear. Por lo tanto, esta agenda supone un desafío para la actividad portuaria vinculada al *bunkering*. En el caso que la provincia de Buenos Aires atendiera a tiempo el tema, Dock Sud podría no sólo cubrir su propia demanda, sino también la del Puerto de Buenos Aires (que recibe 300 cruceros por temporada y podrían ser demandantes de combustibles sustentables en un plazo no muy lejano) y la del Puerto La Plata (con poca actividad). En cambio, no podrían cubrirse las actividades de los puertos de Bahía Blanca y Quequén, por lo que debería emplazar otro punto de *bunkering* en el sur bonaerense.

En el caso este tema siguiera fuera de las prioridades, los entrevistados visualizan en esta agenda una amenaza. Dentro de la región, los puertos de Santos (Brasil) y Montevideo (Uruguay) podrían sacar ventajas sobre los puertos argentinos en lo referente al *bunkering*. Ante la incertidumbre, el desarrollo de la infraestructura portuaria tiene que ir necesariamente articulada con los actores privados, teniendo en cuenta que el tiempo de fabricación de un buque promedia los 5 años. En otras palabras, el avance hacia una determinada tecnología por parte de los armadores debe ser acompañada de la infraestructura de abastecimiento necesaria y no al revés. En el caso de Dock Sud, Exolgan maneja tráficos desde el Mar del Norte, USA y Asia. Probablemente, la normativa europea se convierta en un driver para que el tráfico proveniente del Mar del Norte sea uno de los primeros en avanzar hacia la descarbonización.

Con todo, los entrevistados sostienen que aún es posible impulsar una agenda propia desde el país, siempre y cuando haya una articulación adecuada de actores. En el ámbito provincial, debería haber articulación entre los Ministerios de Producción (donde está la Subsecretaría de Asuntos Portuarios), de Transporte y de Ambiente para llevar adelante una agenda de descarbonización de los puertos bonaerenses. Los entrevistados estiman que el Estado provincial podría jugar un rol muy importante para articular acciones entre los puertos y, al mismo tiempo, ser “vocero” del sector privado, para acompañar, mostrar opciones de financiamiento y certificar. Se destaca como esencial la coordinación con las empresas navieras.

Cabe remarcar que el interés en esta agenda llevó al C.G.P.D.S. a participar en el Consorcio H2ar y lo impulsó a buscar socios para un proyecto de H<sub>2</sub>: durante 2023 avanzó en el diseño de un proyecto piloto conjunto con las empresas Exolgan e Y-TEC para ganar experiencia en la utilización de H<sub>2</sub> gris en sus operaciones con el horizonte de migrar hacia el H<sub>2</sub> de bajas emisiones en el futuro. Sin embargo, el convenio se paralizó tras el cambio de gobierno nacional, ya que la nueva gestión de YPF (controlante de Y-TEC) desestimó el interés por el tema. Ante esta situación, el C.G.P.D.S. optó por darse de baja formalmente del Consorcio H2ar el pasado 30 de septiembre.

Respecto a la agenda ambiental más amplia, el C.G.P.D.S. trabaja en la reducción de la huella de carbono y tiene certificación de emisiones (alcance 1, 2 y 3) bajo la norma ISO 14.064. Una de las personas entrevistadas durante la visita comentó que cursó una capacitación en el Centro Nacional de Capacitación Portuaria (Cencapor) de la Administración General de Puertos (AGP), donde muchos puertos tenían iniciativas en la temática, pero sin homogeneidad ni los mismos criterios resaltando la falta de coordinación entre los puertos.

En particular, registran el potencial de descarbonización mediante la provisión de energía eléctrica a los buques para que apaguen generadores durante su estancia en puerto (funcionan con diesel), que se denomina Onshore Power Supply (OPS). En realidad, es función del concesionario (Exolgan, por ejemplo) prestar este servicio, pero existe una restricción de infraestructura (se requiere mucha potencia) y se prevé una dificultad para avanzar en esta línea.

Asimismo, se planteó la bajante del Paraná como un elemento trascendental para planear a futuro. La estadística portuaria muestra proyecciones de bajantes que desafían la resiliencia sustentable del sistema (“hay que repensar la logística”). En ese sentido, hay una falta de visualización prospectiva del impacto del cambio climático en la actividad portuaria y cómo esto incide en la infraestructura (rutas, puertos, abastecimiento de energía, etc).

Por último, durante la visita se abordó la falta de articulación con el sistema científico-tecnológico y Universitario, Si bien no encuentran tiempo ni capacidad para realizar dicha articulación, los entrevistados manifestaron un gran interés por impulsar incubadoras de proyectos con la UNQ, la UTN, etc, en temas no sólo vinculados a descarbonización, sino también a digitalización y remediación.

**A modo de conclusión parcial, se puede decir que Dock Sud podría convertirse en un área de consumo de H<sub>2</sub> y que, precisamente, su contribución a la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones pasaría por el mercado interno. Si bien el *bunkering* es entendido habitualmente como algo distinto al mercado de exportación como al mercado doméstico, en este caso se lo asocia a éste último, dado que requiere una acción interna que procure atender una**

**potencial demanda de ciertas navieras que se proveen de ese servicio en este puerto.**

### **6.3.3. Gran La Plata**

Habitualmente, se denomina el Gran La Plata al área que comprende los Partidos de La Plata (capital de la provincia), Ensenada y Berisso y que, en conjunto, contiene a más de 938 mil habitantes.

De acuerdo al material relevado previamente, se destacaron como puntos de interés en este área el Puerto de La Plata, la Universidad Nacional de La Plata (UNLP) y la empresa Y-TEC. A continuación, se desarrolla cada uno de ellos.

#### **El puerto de La Plata**

El Puerto La Plata se encuentra ubicado frente a la vía navegable troncal del Río de la Plata, tiene cercanía con la Zona Franca La Plata y cuenta con conexiones terrestres que lo vinculan con todo el país. Está compuesto por una terminal de contenedores, otra de graneles líquidos y una de graneles sólidos, además de un muelle de uso público. La terminal de contenedores es administrada por TecPlata S.A. y tiene una capacidad operativa de 450.000 teus/año y una posibilidad de ampliación a 900.000 teus/año. YPF administra la terminal de graneles líquidos desde la cual abastece de combustibles líquidos y productos químicos a gran parte del país, producidos en buena parte en su refinería La Plata. Mientras que el Grupo Oxbow (Copetro) opera la terminal de graneles sólidos, dedicada a la distribución y procesamiento de carbón de petróleo, con el cual abastece la demanda del mercado interno y exporta el excedente a mercados extranjeros.

Dentro del Consorcio de Gestión del Puerto La Plata se constituyó recientemente el área de ambiente, con la prioridad de atender problemáticas socio-ambientales, habitualmente judicializadas, que el Consorcio afronta desde hace mucho tiempo. Existe un activismo ambiental a nivel local que desde el Consorcio visualizan como un obstáculo para la expansión del puerto. Distintas medidas cautelares han frenado, por ejemplo, obras viales para el acceso al puerto o han ordenado a la empresa Copetro a cerrar galpones en los que se almacena carbón de coque. Al mismo tiempo, los entrevistados reconocen que al área que circunda al puerto como “ambientalmente sensible”: hay presencia de bosque nativo, cuya protección está regulada por ley, y, además, las Islas Paulino y Santiago, ubicadas en la parte exterior de la zona portuaria, son paisajes protegidos y deberían contar con un plan de manejo, que involucra al puerto. Precisamente, existe una medida cautelar para acelerar su presentación y que la flamante oficina ambiental está atendiendo.

Actualmente, desde el Consorcio están elaborando un Plan de Gestión Ambiental, en conjunto con el Ministerio de Ambiente de la Provincia, pero no involucra líneas de transición energética/verde, por más que los entrevistados coinciden que podría ayudar a mejorar la imagen social del puerto. Tienen conocimiento de la agenda del H<sub>2</sub>, sin embargo, consideran que es ajena hoy en día para el Consorcio.

Si bien este puerto no realiza *bunkering*, sí se provee de energía eléctrica a las embarcaciones. Todas las terminales privadas se autoabastecen con sus propios servicios, por lo que queda en manos de cada empresa hacerse o no de la agenda de descarbonización. En cambio, la administración del puerto sí provee servicios de energía, además de agua potable, en el muelle de uso público. Allí carga y descarga cualquier embarcación comercial que pida autorización. En ese sentido, responden que no existe demanda de parte de estos actores para establecer estándares ambientales y/o de descarbonización. A su vez, explican que siguen los preceptos de regulación de Prefectura Nacional, como autoridad marítima nacional, por ejemplo en materia de seguridad, pero no han tenido órdenes específicas en materia ambiental. En tanto que la dirección provincial de puertos se focaliza en verificar y autorizar obras en el puerto.

Por último, los entrevistados manifestaron la existencia de convenios con la UNLP, a través de pasantías, y con la Universidad Nacional Arturo Jauretche (UNAJ), en materia de ambiente. Estos vínculos podrían ser objeto de una ampliación y profundización para atender tanto las demandas socio-ambientales actuales como las nuevas agendas en materia de transición energética.

### Universidad Nacional de La Plata

Esta casa de altos estudios centeneria, ha abordado en los últimos años distintas agendas de investigación de impacto nacional en forma transversal. Para eso ha establecido la creación de mesas de trabajo, integradas por investigadores de distintas facultades y disciplinas de la UNLP. Por ejemplo, se han creado mesas de energías renovables, litio, cobre sustentable y, recientemente, inteligencia artificial. En realidad, las mesas estuvieron ligadas a iniciativas de grupos de investigación, aunque resulta más fácil cuando existe un catalizador. En particular, la creación de la mesa de litio ha estado vinculada al proyecto de la Planta Nacional de Desarrollo Tecnológico de Celdas y Baterías de Litio, en cuyo marco se creó una capacitación ad hoc con el título de Operador de Planta de Litio dentro de la escuela de oficios.

En 2021 se conformó la Mesa de Hidrógeno, como parte de esta política interna de abordar temas estratégicos. El entrevistado mencionó algunos proyectos que se han delineado desde la misma:

- un libro que reúne artículos de investigadores que participan de la Mesa y que saldrá publicado próximamente.

- el Instituto de Investigaciones Fisicoquímicas Teóricas y Aplicadas (INIFTA), de doble pertenencia con el CONICET, tiene la intención de instalar una planta piloto desde el electrolizador hasta usos finales.
- existe un proyecto para fabricar un tren de H<sub>2</sub> con baterías de litio.

Cabe destacar que la UNLP tiene una amplia experiencia en la búsqueda de financiamiento externo para sus proyectos, cuando no utilizan fondos propios. También en la articulación con diversos actores locales, desde YTEC al puerto, y con otras instituciones académicas tanto nacionales como internacionales, entre las que se destaca PLAPIQUI, institución analizada en el caso de Bahía Blanca.

Por último, el entrevistado señaló que el coordinador de la Diplomatura en H<sub>2</sub> verde que imparte la UNRN es Arnaldo Visintín, quien al mismo tiempo es investigador de la UNLP. Por lo que existieron conversaciones para diseñar algo similar en la UNLP, de manera que se muestran interesados en participar en una iniciativa de formación en territorio bonaerense.

### Y-TEC

Desde el año 2020, Y-TEC, la empresa de tecnología de YPF y el CONICET, ha liderado la creación del Consorcio H<sub>2</sub>Ar, un espacio de colaboración que reúne a más de 50 empresas con el objetivo de impulsar el desarrollo de la economía del hidrógeno en Argentina. Este consorcio aborda diversas áreas de la cadena de valor del H<sub>2</sub>, desde su producción hasta aplicaciones en industria, movilidad y exportación, posicionando al país en el camino hacia una transición energética sostenible.

En línea con estos esfuerzos, Y-TEC, en colaboración con el CONICET y otras instituciones, ha emprendido el desarrollo del primer electrolizador de alta potencia producido en Argentina, que de acuerdo a las notas periodísticas se ha diseñado para generar H<sub>2</sub> a escala industrial. Este electrolizador, con una capacidad de producción de 200 Nm<sup>3</sup>/h a una presión de 10 bar, está destinado a sustituir combustibles fósiles en la industria siderúrgica, específicamente en la planta de Tenaris/Siderca en Campana. Este proyecto cuenta con el respaldo financiero del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC) de la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación, con una inversión de 150 millones de pesos<sup>38</sup>.

---

<sup>38</sup>

Extraído de <https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2023/03/20/1095-y-tec-comenzo-a-desarrollar-un-proyecto-clave-para-la-produccion-de-hidrogeno-verde>. Cabe destacar que, en el marco de este trabajo, se intentó contactar a la empresa para profundizar en estas iniciativas; sin embargo, sus directivos declinaron la invitación a participar en una entrevista.

**A modo de conclusión parcial, Gran La Plata no presenta elementos para transformarse en un área de producción y tampoco de consumo H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Por lo tanto, no cuenta como posible locación de un hub, aunque sí podría hacer un aporte sustancial en actividades de I+D+i desde la Mesa de H<sub>2</sub> de la UNLP y desde Y-TEC, en caso que no se discontinúe el proyecto del electrolizador anunciado.**

#### **6.3.4. Zárate-Campana**

Hay una serie de factores que justifican el análisis de los Partidos de Zárate y Campana como una unidad territorial: la proximidad y continuidad geográfica donde los límites entre ciudades son una convención, su historia conjunta; pero más importante aún la conformación de un área industrial, en la cual se articulan productores y proveedores de ambas ciudades. Se trata, entonces, de un aglomerado urbano de aproximadamente 220 mil habitantes, que se encuentra a orillas del Río Paraná, está próximo a la autopista Buenos Aires - Rosario - Córdoba RN 9 y sobre la red troncal del Ferrocarril General Bartolomé Mitre. Su actividad portuaria está diseminada en catorce puertos: dos de ellos públicos (uno en cada Partido) y el resto de administración privada, algunos de los cuales son de uso exclusivo de las empresas más grandes.

Asimismo, buena parte de las empresas de la zona comparten objetivos ambientales y se nuclean en el Comité Interindustrial de Conservación del Ambiente Campana – Zárate (CICACZ). El CICACZ es una asociación civil nacida en 1973, un año después de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano de 1972 en Estocolmo, que movilizó el abordaje ambiental por parte de algunos actores locales. En la actualidad, participan 21 empresas<sup>39</sup> vinculadas con la sustentabilidad de ambos Partidos y desde este comité se implementan actividades técnicas, como el monitoreo de la calidad del aire y de las aguas del Paraná. También se desarrollan actividades de responsabilidad social empresarial, fundamentalmente a través de la educación ambiental destinada a escuelas primarias de la zona. Asimismo, muestran gran interés en sumarse a una mesa provincial de hidrógeno.

De acuerdo a lo relevado en entrevistas, en la visita de campo y en los sitios web corporativos, este área de estudio tiene tres puntos sobresalientes que ameritan su análisis particular que se exponen a continuación: los proyectos de

<sup>39</sup> Asoc. de Cooperativas Argentinas Cooperativa Limitada, Arauco Argentina S.A., Archroma, Axion Energy Argentina S.A., Alpek Polyester, Bayer S.A., Bunge Argentina S.A., Cabot Argentina S.A.I.C., Clariant Argentina S.A., Holcim Argentina S.A., Honda Motor de Argentina S.A., Nucleoeléctrica Argentina S.A., Odfjell Terminals Tagasa S.A., Pampa Energía S.A., Petromining S.A., Linde, Recovering S.A., Tenaris Siderca S.A., Termoeléctrica Manuel Belgrano, Toyota Argentina S.A. y Deltacom. Más información en: <https://www.cicacz.com.ar/index.html>

producción de H<sub>2</sub> rosa en el Complejo Atucha; el uso de H<sub>2</sub> en Tenaris Siderca y la fabricación de ductos especiales; y los modelos motorizados con H<sub>2</sub> presentados por Toyota.

### **Complejo Atucha: proyectos de hidrógeno rosa**

Desde la creación de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) en 1950, Argentina es uno de los pocos países en desarrollo que ha alcanzado un considerable avance en el campo nuclear. Con aplicaciones que van desde la medicina hasta el sector industrial, se destaca la generación nucleoelectrónica a partir de tres centrales nucleares: Atucha I y II y Embalse. Esta última se encuentra en la provincia de Córdoba, mientras que las otras dos están emplazadas en el Complejo Nuclear Atucha, ubicado sobre el margen derecho del río Paraná de las Palmas, en la localidad de Lima del Partido-Municipio de Zárate.

La construcción de Atucha I empezó en 1968 y entró en operación comercial en junio de 1974, siendo la primera central nuclear no sólo de Argentina, sino también de Latinoamérica. Funciona con uranio enriquecido al 0,85%, con agua pesada (deuterio o D<sub>2</sub>) presurizada como moderador de la fusión. Del tipo PWR (reactor de agua a presión), está refrigerada con agua del río Paraná. Provee al sistema eléctrico nacional 357 MW de energía eléctrica, que se incrementaron a 362 MW en mayo de 2012.

Atucha II también tiene un reactor de agua a presión, pero cuenta con una potencia notablemente mayor (745 MW) que Atucha I. El moderador y refrigerante es agua pesada (D<sub>2</sub>O) y el combustible uranio natural. La piedra fundamental de esta central se colocó en 1982 y en 1994 se paralizó hasta su reactivación en 2006. En junio de 2014 se sincronizó el generador al sistema interconectado nacional.

A partir de la década de 1990, la inversión global en la energía nuclear se había desacelerado; sin embargo, en los últimos años se ha revalorizado como una fuente de energía limpia que no emite GEI frente a los retos de la mitigación del cambio climático. A su vez, las grandes empresas tecnológicas vinculadas a los centros de datos, la inteligencia artificial (IA) y las criptomonedas están considerando activamente la posibilidad de utilizar energía nuclear para satisfacer sus crecientes necesidades de electricidad, al mismo tiempo que descarbonizan sus operaciones (IAEA, 2024). Adicionalmente, la producción de H<sub>2</sub> rosa, mediante la aplicación de energía nucleoelectrónica en el proceso de electrólisis, constituye otro factor que impulsa la revalorización la energía nuclear.

Entre las tecnologías nucleares avanzadas, despiertan interés particularmente los reactores modulares pequeños (SMR por sus siglas en inglés) como fuentes de energía limpia, fiable y flexible. Se definen como aquellos reactores nucleares con una potencia de salida entre 10 MW y 300 MW que incorporan una modularización, estandarización y niveles de construcción en fábrica que permiten modelos de entrega en serie. Su aspecto modular permite que los sistemas y

componentes se ensamblen en fábrica y se transporten como una sola unidad a un lugar para su instalación. Adicionalmente, la modularidad permite ampliar la generación en función de las necesidades de abastecimiento anexando módulos a una instalación ya existente, es decir, pueden desplegarse gradualmente para ir ajustándose a la demanda creciente de energía. Podrían viabilizar la construcción de centrales nucleares de menor escala, lo que demanda menor inversión de capital y facilita su financiamiento.

Nuestro país es uno de los pocos que se encuentra desarrollando un SMR a partir del proyecto de Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM). Dentro del Complejo Atucha, la CNEA construía desde el año 2014 el prototipo de investigación CAREM-25, capaz de generar 25 MW, mientras que avanzaba en el diseño conceptual del módulo comercial del CAREM, el cual tendría una potencia mayor (entre 100 y 120 MW).

De acuerdo a las informantes clave, existía hasta el año 2023 un acuerdo para producir H<sub>2</sub> rosa en conjunto con Topsoe, mediante la energía eléctrica generada por el CAREM y un electrolizador modular provisto por la empresa danesa, que arrancarían en una escala mínima de 1 MW. Sin embargo, tras el cambio de gobierno, las actuales autoridades de la CNEA han paralizado no sólo el acuerdo, sino también la construcción del CAREM, al mismo tiempo que han redirigido presupuesto hacia el proyecto RA-10, un reactor de investigación multipropósito.

De modo que, a la fecha, la construcción del CAREM ha quedado estancada en un 65% de avance, siendo que la obra civil está prácticamente terminada, la ingeniería de detalle está completada en un 84% y los componentes encargados a las empresas IMPSA y CONUAR en un 78%. La fecha prevista para concluir la obra completa era 2028, pero en la actualidad no se ha establecido un nuevo cronograma.

Desde el punto de vista de las entrevistadas, para que la continuidad de la obra no se vea supeditada al ajuste presupuestario que padecen todos los organismos públicos, se podría explorar su financiamiento por vía de la Corporación Andina de Fomento (CAF), como sucedió en el caso del ARSAT. También consideran que sería deseable explorar una asociación con el gobierno brasileño en esta materia.

Respecto al rol de la PBA, opinan que el gobierno provincial debería llevar el tema a foros internacionales para suplir el rol que abandonó la administración nacional y buscar acuerdos interprovinciales con el apoyo del CFI. En ese sentido, mencionaron la posibilidad de buscar financiamiento conjunto para el proyecto de generadores basados en pilas de combustible de óxido sólido, que tienen en

conjunto Santa Fe Gas y Energías Renovables SAPEM (ENERFE), la CNEA y el CONICET<sup>40</sup>.

Por último, queda mencionar que una fuente cercana al directorio saliente de la empresa Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA) manifestó que se había hecho un estudio de pre-factibilidad para la producción de H<sub>2</sub> rosa asociado a Atucha I, pero quedó actualmente no tiene vigencia.

### Tenaris Siderca

Tenaris, perteneciente al Grupo Techint, tiene seis plantas de fabricación de tubos sin costura en distintos lugares del mundo: Argentina, EEUU, México, Rumania, Canadá e Italia. Siderca es la subsidiaria argentina y es una empresa relevante para el presente estudio por cuatro razones:

1. La producción de acero es uno de los sectores identificados entre aquellos que podrían primero utilizar H<sub>2</sub> de bajas emisiones en sus procesos (acero verde).

2. Siderca es una de las principales empresas industriales del país. Se trata de una empresa con un alto consumo energético, por lo que el H<sub>2</sub> podría utilizarse como combustible en sus plantas.

3. Tenaris produce todo tipo de caños, tubos, cilindros, etc utilizados en la cadena de O&G. El H<sub>2</sub> tiene particularidades respecto al gas natural y los combustibles líquidos, que requerirían productos específicamente diseñado para su transporte y almacenamiento.

4. La empresa formó parte del proyecto de electrolizador de Y-TEC, ya que en su planta de campana se instalaría el prototipo para su evaluación.

En la planta de Campana, Siderca produce 1 millón de toneladas de acero por año, de las cuales se exporta el 80%. A lo largo de su proceso de producción, la planta cuenta con dos hornos de arco eléctrico y un sistema DRI alimentado por gas natural para obtener hierro esponja. Se utiliza entre un 40-50% de chatarra para la fabricación de acero, pero este porcentaje se encuentra por debajo de otras plantas de la misma empresa, dado el limitado volumen existente en el mercado doméstico. Por esta razón, la intensidad de carbono de esta planta es más alta que el promedio mundial.

En línea con las metas de descarbonización global, la empresa ha delineado de manera voluntaria tres vías para reducir un 30% sus emisiones hacia 2030 respecto a 2018: consumo de energía eléctrica de fuentes renovables, incremento del uso de chatarra e implementación de medidas de eficiencia energética. En particular, las acciones de descarbonización de la planta de Campana han estado concentradas fundamentalmente en la provisión de energía renovable. A tal fin, la

---

<sup>40</sup> Más información en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/se-presentaron-las-iniciativas-seleccionadas-de-la-convocatoria-sobre-transicion-0>

propia empresa montó un parque eólico en la localidad de Chávez (Provincia de Bs As) que suministra el 50% de su consumo eléctrico y espera inaugurar otro en la localidad de Olavarría (también en el territorio provincial) en octubre de 2025, que les permitiría cubrir hasta un 90% del consumo eléctrico total de la planta. Además, cuentan con una central térmica que cubre un 20% de sus necesidades, por lo que eventualmente podrían vender excedentes de generación eléctrica al mercado. En cuanto al uso de chatarra como insumo, estiman que podrían alcanzar no más de un 60% en el proceso de producción.

De acuerdo a lo manifestado por la entrevistada, a nivel corporativo (es decir en todas las plantas a nivel global) no se considera al H<sub>2</sub> como un vector relevante dentro de las estrategias de transición energética de la compañía en los escenarios 2030. Actualmente, las evaluaciones de la empresa son negativas con relación a la utilización de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en sus procesos, principalmente debido al alto costo en relación a las alternativas que reemplazaría, y a que la demanda no está dispuesta a validar precios más altos. En la medida en que no represente una ventaja económica, su aplicación resulta poco probable.

Tenaris no tiene aún metas de descarbonización hacia 2050, aunque se ha discutido la elaboración de un plan con un horizonte más largo orientado al net zero. En ese escenario, el H<sub>2</sub> podría tener mayor peso, en el caso que eventualmente se vuelva económicamente viable su aplicación. Con todo, cabe destacar que el uso de gas natural en la planta actualmente existente de DRI en Campana podría ser sustituido con un máximo de 20% de H<sub>2</sub>. De acuerdo a la informante clave, un porcentaje mayor de mezcla, obligaría a construir una planta nueva.

Por otra parte, Tenaris tiene actualmente en su planta en Italia una línea de fabricación de “low carbon energy products”, mediante aleaciones de acero especial, destinadas al mercado de H<sub>2</sub>, captura de carbono y geotermia. Particularmente, produce tanques y caños para el transporte y almacenamiento de H<sub>2</sub>, por ejemplo, cilindros para estaciones de servicio. Eventualmente, si se conformara un mercado para este tipo de productos vinculado al H<sub>2</sub> o al CO<sub>2</sub> en Argentina, la empresa podría utilizar su know-how para insertarse en la cadena de valor como proveedor de este tipo de equipos y evaluar en cuál de sus plantas a nivel global conviene producirlos, de acuerdo a parámetros técnicos, requisitos de contenido local, costos, etc. Sin embargo, actualmente no es un negocio relevante para la compañía y no tienen aun grandes expectativas.

Respecto al proyecto Y-TEC de producción de un electrolizador local, el rol de Tenaris-Siderca era el de recibir el equipo en su planta e instalarlo en uno de sus hornos para reemplazar parte del gas natural con hidrógeno, como proyecto piloto y para evaluar el funcionamiento del mismo. El electrolizador se alimentaría con la energía de la red que toma el resto de la planta. Su desarrollo no contó con fondos de Techint. No contaban con información sobre el estado del proyecto, y no era relevante para la compañía.

## Toyota

En Argentina, la planta de Toyota en Zárate es reconocida por la producción de la Hilux, un modelo emblemático tanto en el mercado local como internacional. Aunque no se ha anunciado oficialmente la fabricación de versiones con celdas de combustible en esta planta, la exhibición de vehículos con diferentes motorizaciones, incluyendo tecnologías de hidrógeno, refleja el compromiso de Toyota con la innovación y la sostenibilidad.

En línea con su estrategia global de neutralidad de carbono, Toyota Argentina ha presentado diversas soluciones tecnológicas, incluyendo el Toyota Mirai FCEV, un vehículo eléctrico impulsado por hidrógeno que solo emite vapor de agua. Este modelo, que ya circula en mercados como Europa y Japón, fue exhibido en Argentina como parte de la visión de la compañía hacia una movilidad más limpia y eficiente<sup>41</sup>.

Además, Toyota avanza con prototipos de la Hilux a H<sub>2</sub>, que fueron desarrollados en su planta de Derby, Reino Unido, con el apoyo del gobierno británico. Estos vehículos utilizan tecnología de pila de combustible y están siendo evaluados para aplicaciones comerciales, con el objetivo de explorar su viabilidad en el mercado global. Si bien su producción en serie aún no ha sido confirmada, el avance en este tipo de modelos demuestra el interés de la compañía en adaptar sus vehículos de trabajo a fuentes de energía más sostenibles<sup>42</sup>.

Toyota Argentina ha enfatizado que la transición hacia una movilidad sustentable no se limita a una única solución tecnológica, sino que combina distintas alternativas según la infraestructura disponible y las necesidades del mercado. En este sentido, la empresa está apostando tanto por híbridos convencionales, híbridos enchufables, eléctricos a batería y vehículos a H<sub>2</sub>, con el objetivo de ofrecer una estrategia diversificada que permita reducir las emisiones del transporte en distintas regiones<sup>43</sup>.

Estas iniciativas sugieren que Toyota Argentina está preparando el terreno para la futura incorporación de tecnologías limpias en su línea de producción nacional. Si bien el H<sub>2</sub> aún no ha sido integrado a su producción local, su exhibición y evaluación en el país refleja el interés en posicionar a la marca como un actor clave en la transición energética del sector automotor.

---

<sup>41</sup> Link:

<https://www.toyota.com.ar/descubri/newsroom/noticias-de-argentina/toyota-mirai-fcev-como-funciona-el-vehiculo-a-hidrogeno-de-toyota>

<sup>42</sup> Link:

<https://www.lanacion.com.ar/autos/toyota-avanza-con-la-hilux-a-hidrogeno-cuando-sale-a-la-venta-nid-21062024/>

<sup>43</sup> Link:

<https://www.toyota.com.ar/descubri/newsroom/noticias-de-argentina/nuevas-tecnologias-para-una-movilidad-sustentable-el-enfoque-de-toyota-para-alcanzar-la-neutralidad-de-carbono>

**A modo de conclusión parcial, Zárate-Campana presenta un cierto potencial de desarrollo tanto de la producción como del consumo H<sub>2</sub> de bajas emisiones, aunque es necesario ponerlo a consideración de acuerdo a dos condiciones: por un lado, la reactivación del proyecto CAREM y la producción de H<sub>2</sub> rosa y, por el otro, la incorporación del H<sub>2</sub> en los planes de descarbonización hacia 2050 de Tenaris y otras empresas de la zona.**

**De modo que podría conformarse en el futuro como un área de producción o de consumo, pero aún así lejos de convertirse en un hub en los términos que fue definido al comienzo de esta sección. A su vez, tiene cierto potencial para participar en la cadena de valor, en caso que Tenaris avance con la fabricación de tanques y caños para el transporte y almacenamiento de H<sub>2</sub> en su planta de Campana y que Toyota finalmente produzca los modelos de motorización a H<sub>2</sub> en su planta de Zárate. Solamente en el caso que ambas empresas decidan elaborar estos productos y generen una red de proveedores alrededor, esta locación podría convertirse en un cluster industrial de H<sub>2</sub>.**

### **6.3.5. Otras locaciones**

#### **Puerto de Quequén**

El Puerto Quequén está ubicado sobre las riberas de las ciudades de Quequén y Necochea, en el sudeste de la Provincia de Buenos Aires, justo en la desembocadura del río Quequén Grande en el Mar Argentino. Administrado por el Consorcio de Gestión de Puerto Quequén (C.G.P.Q.), es el más profundo del país con 50 pies de calado y a través del mismo se comercializa el 1% de los cereales transportados en buque a nivel mundial, lo que representa el 7% de las agroexportaciones de Argentina (<https://puertoquequen.com/>).

Atendiendo a una nota publicada en marzo de 2022<sup>44</sup>, en la que se anunciaba un proyecto de energías renovables en el Puerto de Quequén, el equipo de trabajo se contactó con una responsable del área ambiental del Consorcio que lo administra, con el fin de conocer su propósito y su grado de avance.

La nota daba cuenta de la firma de un convenio entre el C.G.P.Q y la empresa especializada en servicios energéticos HAIZEA S.A para montar una red de generadores eólicos en torno a la terminal que le provea de electricidad 100%

---

<sup>44</sup> Energía On Line (25/3/2022). “El Puerto de Quequén pica en punta y será el primero en usar 100% de energía renovable”. <https://energiaonline.com.ar/el-puerto-de-quequen-pica-en-punta-y-sera-el-primero-en-usar-100-de-energia-renovable/>

renovable y, además, utilizar parte de la energía generada para producir hidrógeno verde. Sin embargo, de acuerdo a la entrevistada, se trató de una iniciativa privada que no prosperó. El proyecto fue acercado por un empresario al C.G.P.Q con la intención de crear un valle de H<sub>2</sub> verde en la zona portuaria. Se mantuvieron algunas reuniones entre las partes, pero no se concretaron avances, ya que no hubo interés político por parte de las autoridades del Consorcio de aquel entonces.

Aquel desinterés por la implementación de proyectos renovables fue contrapuesto por la entrevistada con el interés ambiental manifestado por la nueva presidencia del C.G.P.Q en la Agenda 2030 y más allá también. En la actualidad se encuentran implementando proyectos destinados a la certificación de ODS y les están solicitando a las terminales portuarias que están en proceso de licitación que cumplan con la normativa de referencia en el consumo de energía renovable. Igualmente, la entrevistada entiende que falta un mayor convencimiento político por parte del Consorcio hacia el cumplimiento de los objetivos ambientales y de todos los lineamientos de la Organización Marítima Internacional (OMI) y observa que esto los coloca muy por detrás con respecto al Puerto Bahía Blanca, por ejemplo, en materia de transición energética. En ese sentido, opina que sería muy importante contar desde la Provincia de Buenos Aires con una visión portuaria hacia el desarrollo sostenible y la transición energética que baje lineamientos obligatorios para todos los puertos provinciales y, de esa manera, impulsar ese proceso en Quequén.

Por último, este puerto no realiza bunkering, por lo que, a diferencia del Puerto de Dock Sud, no tienen una agenda relacionada con el suministro de combustibles sustentables a las embarcaciones. En cambio, sí proveen energía eléctrica, además de agua, a los buques y, por lo tanto, sería necesario evaluar la infraestructura para afrontar una mayor demanda de electricidad y que sea, a su vez, proveniente de fuentes limpias.

## **7. Sistema científico-tecnológico y universitario**

Para rastrear el cúmulo de capacidades científico-tecnológicas en la PBA asociadas al H<sub>2</sub> es necesario observar su proceso evolutivo. En esta sección, se compilan no sólo un listado de instituciones, grupos de investigación y tópicos relacionados, sino que también se busca examinar las bases históricas sobre las cuales se han desarrollado estas capacidades con la finalidad de darle robustez a la posibilidad de impulsar acciones que puedan catalizar procesos de transferencia de conocimiento e impulsen capacidades de innovación en el territorio.

De manera similar que en el proyecto de Transición Energética, el objetivo es identificar cuáles son las instituciones de CyT radicadas en la provincia que están en condiciones de aportar al desarrollo de la cadena H<sub>2</sub> de bajas emisiones y cuáles son las áreas de vacancia donde sería conveniente que se trabaje desde el sistema científico tecnológico provincial. El objetivo último es que el desarrollo de la cadena

del H<sub>2</sub> de bajas emisiones de la provincia se potencie con las capacidades tecnológicas y productivas locales.

Las técnicas utilizadas fueron: i) revisión bibliográfica, ii) entrevistas con informantes clave, iii) rastreo en sitios web de las instituciones académicas y científicas ubicadas en el territorio provincial, iv) elaboración de un listado de instituciones en la provincia con lugar y área de trabajo. A continuación, se presentan los resultados de estas actividades:

### **7.1 Inicios de la investigación en H<sub>2</sub> en Argentina**

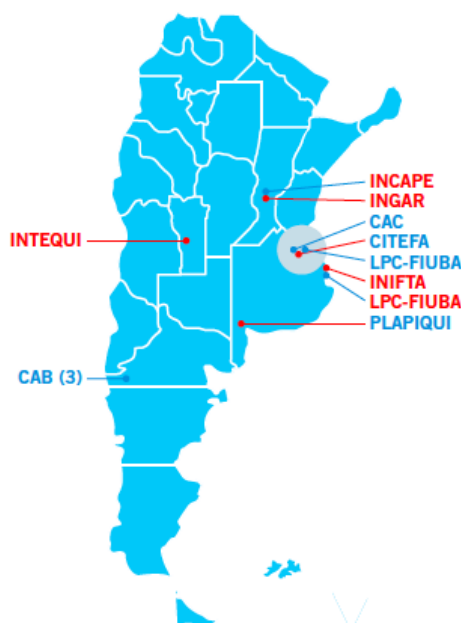
Esta sección está muy relacionada con una de las entrevistas realizadas: el Dr. Miguel Angel Laborde, químico e investigador del CONICET, ha sido uno de los pioneros en el desarrollo del H<sub>2</sub> como vector energético en Argentina. Desde las primeras investigaciones en los años 80, trabajó en la producción de hidrógeno mediante procesos de reformado y en tecnologías aplicadas a pilas de combustible. También estuvo estrechamente vinculado a la planta piloto de H<sub>2</sub> en Pico Truncado, donde lideró estudios sobre la viabilidad de distintas rutas tecnológicas para la producción y uso del H<sub>2</sub> en sectores industriales y energéticos. Su enfoque ha estado orientado a integrar el H<sub>2</sub> en la matriz energética del país, destacando su potencial para descarbonizar la industria pesada y el transporte.

Aún así, la historia argentina en relación con el H<sub>2</sub> está en sus orígenes vinculados con la industria petroquímica, principalmente con la refinería y el uso en los procesos de desulfuración de los combustibles. Otra de las raíces fuertes del H<sub>2</sub> estuvo relacionada con la reacción entre hidrógeno y metales en la agenda de integridad, específicamente de las centrales nucleares donde Argentina tiene antecedentes tempranos en la década del 50. Esta es la razón por la cual la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) ha estado históricamente vinculada a la agenda científica del H<sub>2</sub> y ha podido tomar con relativa facilidad la nueva agenda energética del elemento. Por ejemplo, ya en 2004 el Centro Atómico Bariloche (CAB) dependiente de la CNEA presentaba un informe donde daba cuenta de una trayectoria significativa en la investigación y desarrollo de tecnologías relacionadas con el H<sub>2</sub>. Entre ellos, se han liderado proyectos orientados al desarrollo de materiales y dispositivos que permitan la producción, almacenamiento y uso del hidrógeno como vector energético (CAB, 2004). Es más, el H<sub>2</sub> como vector energético en Argentina se remonta a la década de 1970, con proyectos liderados por una decena de instituciones académicas y de investigación, incluyendo la Asociación Argentina del Hidrógeno (AAH), fundada en 1996 (Bolcich, 2018).

Se presentaron a lo largo de esta trayectoria algunos hitos como la planta piloto en Pico Truncado, Santa Cruz, donde se probaron motores, generadores, quemadores, pequeñas pilas de combustible, compresores y electrolizadores. Esta experiencia fue clave para el desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales. También es el caso de la empresa Hychico en Chubut que desde 2008 opera una planta que produce H<sub>2</sub> electrolítico (120 Nm<sup>3</sup>/h), mezclado con gas natural para alimentar un generador de 1,4 MW, logrando reducciones significativas de GEI. También ha implementado almacenamiento subterráneo de hidrógeno, proyectando aplicaciones masivas a bajo costo. Por último, se encuentra la Planta experimental en la Antártida. En la Base Esperanza, se instaló en 2008 el "Módulo Argentino de Energía Limpia 1", que integra turbinas eólicas, electrolizadores y almacenamiento de hidrógeno para alimentar cocinas y hornos.

Un factor determinante en el proceso de acumulación de capacidades está relacionado con el impulso institucional de la temática. La Ley 26.123 de Promoción del Hidrógeno (2006) estableció un marco legal pionero. En el año 2008, la Agencia Nacional de Promoción Científica Tecnológica (ANPCyT o directamente "la Agencia"), lanzó el programa denominado Producción, purificación y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía, en el marco del Programa de Áreas Estratégicas (PAE). Allí se convocaron a los mayores referentes del sistema científico (ver Mapa N° 8), muchos de los cuales tienen sede en la PBA; Centro Atómico Constituyentes (CAC) de CNEA, Centro de Investigación y Desarrollo en Procesos Catalíticos Dr. J. J. Ronco-Cindecá (UNLP-CONICET), Centro de Investigaciones en Sólidos-Cinso (CITEDEF-CONICET), Instituto de Investigaciones Físicoquímicas Teóricas y Aplicadas-INIFTA (UNLP-CONICET) y Planta Piloto de Ingeniería QUÍMICA-PLAPIQUI (UNS-CONICET) (Aguirre et al, 2008).

**Mapa N° 8: Distribución geográfica de los mayores exponentes del Sistema Científico asociados a la agenda del H<sub>2</sub> según la Agencia.**



Fuente: Aguirre et al, 2008.

Más recientemente se destaca la Convocatoria Proyectos Estratégicos para la Transición Energética (PE Transición Energética) impulsada por la Agencia<sup>45</sup>, en la cual se incluyó la "Línea 5: Desarrollo de la cadena de valor del Hidrógeno". Esta línea tuvo como objetivo fortalecer las capacidades locales en ciencia, tecnología e innovación para impulsar la transición energética nacional, promoviendo proyectos que aborden la producción, almacenamiento, transporte y uso del hidrógeno. En esta convocatoria se destaca la adjudicación del proyecto "Desarrollo Nacional de un electrolizador de alta potencia, para la producción de Hidrógeno verde. Un aporte a la descarbonización de la industria siderúrgica, H2MegAr" con YPF Tecnología SA (con sede en Benisso) y CONICET como beneficiarios y el proyecto "Desarrollo de generadores basados en pilas de combustible de óxido sólido alimentadas con hidrógeno producido a partir de combustibles tradicionales" donde los beneficiarios son Santa Fe Gas y Energías Renovables SAPEM (ENERFE); CNEA y CONICET.

Otro aspecto relevado es la red H2TRANSEL - Hidrogeno: produccion y usos en el transporte y el sector eléctrico enmarcada en el programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CECyT)<sup>46</sup>. La red reúne a 23 universidades, 7 centros tecnológicos y 4 empresas de 13 países iberoamericanos. Participan más

<sup>45</sup> Más información en: <http://www.agencia.mincyt.gob.ar/frontend/agencia/instrumento/98>

<sup>46</sup> Más información en: <https://www.cytcd.org/H2TRANSEL>

de 200 personas entre investigadores, profesionales y becarios. De los grupos pertenecientes a la Red, se destacan las siguientes instituciones con Sede en la PBA: en el INTI, el grupo liderado por Graciela Abuin; en la CNEA, el grupo liderado por Adriana Serquis; en Y-TEC, el grupo liderado por Alejandra Calvo; en la Universidad Nacional del Sur (UNS), el grupo liderado por Fernando Prado; en el Instituto en Investigaciones de Electrónica, Control y Procesamiento de Señales (LEICI, CONICET-UNLP), el grupo liderado por Jose Gabriel Garcia Clua; en el Instituto de Investigaciones Científicas y Técnicas para la Defensa (CITEDEF), el grupo liderado por Maria Jose Lavorante; el Grupo de Reactores Químicos de Plapiqui (PLAPIQUI), liderado por Marisa Pedernera; en el Centro de Investigación y Desarrollo en Ciencias Aplicadas (CINDECA (CONICET-UNLP)), el grupo liderado por Nora Nancy Nichio; y en el Instituto de Investigaciones Científicas y Técnicas para la Defensa, Ex Instituto de Investigaciones Científicas y Técnicas de las Fuerzas Armadas (UNIDEF-CONICET-MINDEF), el grupo liderado por Susana Adelina Larrondo. Esta red se focaliza prioritariamente en el fortalecimiento de la formación técnica y profesional en el sector hidrógeno, para garantizar la preparación de recursos humanos especializados que lideren proyectos en la región.

Por último, durante octubre del año 2023 se realizó en la sede de YPF Tecnología (Y-TEC) la 1° Conferencia Argentina de Captura, Transporte, Uso y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCUSar). Allí presentaron un trabajo realizado por las investigadoras de la UNS (entrevistadas a principios del presente informe) que se denomina “Potencial en el subsuelo de la provincia de Buenos Aires para la inyección de CO<sub>2</sub>: estudio preliminar en la Cuenca del Claromecó”. Este proyecto es una muestra de una agenda a explorar en el campo de la I+D y que está directamente vinculada con la posibilidad de avanzar en la captura y almacenamiento subterráneo en territorio bonaerense. Se ha contactado a la empresa Y-TEC para tener una entrevista y conocer detalles sobre el proyecto del hidrolizador, captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> y combustibles sintéticos, ya que este octubre, también en Y-TEC, se realizó un encuentro de combustibles sintéticos o e-fuels. Sin embargo, el equipo no tuvo respuesta.

## **7.2 Hidrógeno como combustible y vector energético: capacidades del sistema**

Completando el relevamiento anterior, se detallan a continuación una serie de proyectos llevados adelante por Universidades Nacionales, Provinciales o instituciones de Ciencia y Técnica en el territorio provincial que muestran diversas actividades y áreas de abordaje sobre la temática. También se incluyeron

instituciones que poseen capacidades específicas de interés y las ofertas académicas relacionadas que pueden ser de utilidad. En relación a la oferta académica en la temática del hidrógeno, la única institución relevada en el ámbito provincial que ofrece un Programa Ejecutivo en Economía del Hidrógeno es la Universidad Nacional de San Martín.

En la tabla N° 9 se presentan grupos, líneas de investigación y diplomaturas en 13 instituciones universitarias con asiento en la provincia, dedicados al estudio del H<sub>2</sub> de bajas emisiones desde distintas disciplinas: ciencias sociales, ciencias de la computación, ciencias económicas, ingeniería y tecnología<sup>47</sup>.

**Tabla N° 9: Instituciones universitarias en el territorio de la provincia de Buenos Aires que tienen grupos/investigadores/diplomaturas dedicados al H<sub>2</sub> de bajas emisiones.**

<b>INSTITUCIÓN</b>	<b>GRUPO / INVESTIGADOR / DIPLOMATURA</b>	<b>ÁREA</b>	<b>OBJETIVO</b>
<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE GENERAL SARMIENTO</b>	Wyczykier, Gabriela (Doctora en Ciencias Sociales e Investigadora Independiente del CONICET)	CIENCIAS SOCIALES	Analiza los procesos de transición energética existentes, en particular la utilización del hidrógeno verde, en el marco de una crisis socioecológica y sistémica.
	Gauna, Pablo (Investigador docente. Ingeniería Química para la Sustentabilidad)	ING. QUIMICA	Investiga en temas relacionados con el diseño, síntesis y caracterización de materiales para el almacenamiento de hidrógeno, metano y la captura de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono.
<b>UNIVERSIDAD PROVINCIAL DEL SUDOESTE (UPSO). Bahía Blanca</b>	Araceli Kreder (Investigadora docente)	CIENCIAS SOCIALES	Analiza el mercado de energías renovables en la región, con foco en el hidrógeno de bajas emisiones.
<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NOROESTE DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES.</b>	Laboratorio de Investigación en Energías Renovables (LIDER). Responsables: Mauricio Busso y Tomás Guerriero.	TECNOLOGÍA	Es una unidad de servicios a terceros que investiga y transfiere conocimientos relacionados con el desarrollo y utilización de energías limpias, incluyendo hidrógeno.

<sup>47</sup> En archivo aparte, se entrega una lista de los contactos de correo recabados.

INSTITUCIÓN	GRUPO / INVESTIGADOR / DIPLOMATURA	ÁREA	OBJETIVO
<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN MARTIN</b>	Diplomatura: Programa Ejecutivo en Economía del hidrógeno. Director: Marcelo Kloster.	CIENCIAS ECONOMICAS	Introducir a técnicos y profesionales en la temática, cubriendo aspectos económicos, tecnológicos y de diseño de políticas públicas encaminadas al crecimiento y diversificación de la matriz energética como a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y cumplimiento de metas ambientales nacionales y globales.
	Diploma Universitario en Nuevas Energías: Desarrollo y Financiamiento Productivo Dirección: Andrea Molinari Comité académico: Verónica Robert, Pablo Bortz y Esteban Serrani	CIENCIAS SOCIALES	Incluye un módulo sobre la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones
	Proyecto internacional de investigación "Hidrógeno verde y transición energética. Desafíos regulatorios, tecnológicos, productivos y de descarbonización para el Mercosur". Coordinador IDAES: Esteban Serrani	CIENCIAS SOCIALES	Analizar los aspectos regulatorios, tecnológicos, económicos y productivos de la generación óptima de hidrógeno verde (H2V), desde una perspectiva regional e interdisciplinaria, que permita la generación de propuestas de políticas públicas regionales para fomentar una transición energética justa.
	Instituto De Tecnologías Emergentes y Ciencias Aplicadas (ITECA)	INGENIERÍA DE MATERIALES	Grupo de investigación sobre pilas de combustible de óxido sólido (SOFC). Celdas de combustible de óxido sólido de temperatura intermedia para generación limpia y eficiente de energía.

INSTITUCIÓN	GRUPO / INVESTIGADOR / DIPLOMATURA	ÁREA	OBJETIVO
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO	Diaz Pace, Jorge (Investigador del ISISTAN- UNICEN y CONICET)	CIENCIAS DE LA COMPUTACION	Coautor del trabajo "Trazabilidad de Hidrógeno Verde utilizando Blockchain". <a href="https://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/243/318">https://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/243/318</a>
	Centro de Tecnologías Ambientales Y Energía- Facultad De Ingeniería - UNICEN Olavarría	INGENIERÍA	Poseen varios equipos de trabajo que trabajan toda la transición energética en general, integrados y con participación local, regional e internacional.
	Diplomatura en energías renovables y tecnologías para el desarrollo sostenible		En esta diplomatura las actividades académicas a desarrollar en la Diplomatura son cursos, seminarios, visitas a campo y un trabajo final. No aborda específicamente al H <sub>2</sub> y sus carriers.
UNIVERSIDAD NACIONAL DE HURLINGHAM	IE09 (Instalación Experimental energía)	INGENIERÍA	Investigación experimental en temas de transición energética. Proyecto de investigación de un electrolizador y pila de combustible de hidrógeno.
UNIVERSIDAD NACIONAL TRES DE FEBRERO	Instituto de Ciencia y Tecnología	TECNOLOGIA	Gullifa, S., Perez, C., Corino, L. (2024). ¿Baterías de hidrógeno vs. PB-AC? Comparativa de baterías de hidrógeno vs. PB-AC en el área logística: hacia una economía sostenible con hidrógeno. Revista INNOVA, Revista argentina de Ciencia y Tecnología, 13. <a href="https://revistas.untref.edu.ar/index.php/innova/article/view/2164/1888">https://revistas.untref.edu.ar/index.php/innova/article/view/2164/1888</a>
UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA MATANZA	Departamento de Ingeniería e Investigaciones Tecnológicas de la UNLaM	INGENIERIA	Proyectos de investigación: -Estudio de prefactibilidad técnico-financiera para la producción de hidrógeno verde basado en energía solar fotovoltaica. -Análisis para el dimensionamiento e instalación de un banco de motores que incorporen hidrógeno como combustible. -Desarrollo de un sensor inteligente para certificación de origen del hidrógeno.

<b>INSTITUCIÓN</b>	<b>GRUPO / INVESTIGADOR / DIPLOMATURA</b>	<b>ÁREA</b>	<b>OBJETIVO</b>
			-Diseño de un proceso para la producción de amoníaco verde a partir de hidrógeno obtenido por electrólisis usando energías renovables.
<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA</b>	Facultad de Ingeniería	INGENIERÍA	Se detectaron dos proyectos de trabajo: 1. Estudio de las pilas de hidrógeno como alternativa energética, y su aplicación en el transporte público de Mar del Plata y 2. Propuesta Tecnológica para la Producción de Hidrógeno Mediante Fuentes de Energías Renovables en la Ciudad de Mar del Plata
	Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales (INTEMA)	MATERIALES	Recipientes ultralivianos para almacenamiento de hidrógeno
<b>UNIVERSIDAD DE AVELLANEDA</b>	Ingeniería en Materiales	INGENIERIA	Proyecto “Transformación de plásticos de desecho en combustibles e hidrógeno mediante pirólisis térmica y radiación gamma”, financiado por el PROINGED.
<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR</b>	Departamento de Ingeniería Química	CIENCIAS QUÍMICAS	Estudio de reacciones catalíticas para la producción de hidrógeno a partir de etanol.
	Departamento de Economía	CIENCIAS ECONÓMICAS	La transición energética en Argentina: El rol del hidrógeno verde y PtX en la región desde una dimensión económica y regulatoria”.

<b>INSTITUCIÓN</b>	<b>GRUPO / INVESTIGADOR / DIPLOMATURA</b>	<b>ÁREA</b>	<b>OBJETIVO</b>
	Departamento de Geografía	GEOGRAFÍA	LA DIMENSIÓN GEOPOLÍTICA DEL HIDRÓGENO
	Planta Piloto de Ingeniería Química (PLAPIQUI)	PROCESOS QUÍMICOS	Desarrolla líneas de investigación, desarrollo de tecnología y formación de alto nivel en temas como "Catálisis", "Reactores", "Sistemas de Procesos" y otros más. Realizó un estudio diagnóstico en el puerto de Bahía Blanca y la zona industrial acerca de las potencialidades del hidrógeno de bajas emisiones y productos derivados.
<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA</b>	Centro de Investigación y Desarrollo en Ciencias Aplicadas "Dr. Jorge J. Ronco"  Mesa del hidrógeno verde	INTERDISCIPLINARIO	Este instituto tiene una larga trayectoria en la química y una de sus áreas de investigación "Energías Alternativas" es donde se desarrollan proyectos sobre la problemática del H <sub>2</sub> .  La mesa del hidrógeno reúne a distintos investigadores en la temática del hidrógeno. Entre marzo y abril del 2025 editarán un documento con el trabajo de la mesa.
<b>UTN (FACULTAD REGIONAL BAHÍA BLANCA)</b>	Grupo de Estudio sobre Energía (GESE)	TECNOLÓGICO	Proyecto: Análisis de la producción de hidrógeno verde e hidrógeno gris y su utilización en celdas de combustible para producir electricidad y calor. Director: Gonnet, Adrián
<b>UTN (FACULTAD REGIONAL DELTA)</b>	Departamento de Ingeniería en Energía Eléctrica	TECNOLÓGICO	Integra la plataforma de hidrógeno en Argentina (Plataforma H <sub>2</sub> )
<b>INTI</b>	Almacenamiento de la energía	INTERDISCIPLINARIO	Se aborda la producción de H <sub>2</sub> mediante un sistema prototipo de producción de hidrógeno. También se aborda el desarrollo de materiales para sistemas de almacenaje y conversión de energía.
<b>CNEA</b>	Materiales y procesos	INTERDISCIPLINARIO	Si bien la CNEA tiene diversas sedes, posee grandes capacidades en el Centro Atómico Constituyentes y posee la línea de investigación donde se estudia al H <sub>2</sub> y

INSTITUCIÓN	GRUPO / INVESTIGADOR / DIPLOMATURA	ÁREA	OBJETIVO
			sus aplicaciones como captura y reutilización de CO <sub>2</sub> .

Fuente: elaboración propia.

**El relevamiento de información realizado revela que la PBA cuenta con un conjunto de instituciones y grupos de investigación con probada experiencia en I+D en temas asociados al H<sub>2</sub> que, con adecuados incentivos financieros y orientación temática, podrían hacer contribuciones significativas a esta cadena de valor.**

### **7.3 Validación y Optimización de Tecnologías en Escala Local**

El desarrollo de la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la Provincia de Buenos Aires enfrenta múltiples desafíos tecnológicos, económicos e industriales que requieren validación y optimización en escala local. A diferencia de otras regiones del mundo con estrategias avanzadas, en la provincia aún se encuentran en una fase incipiente los mecanismos de integración del sector productivo y tecnológico con los proyectos emergentes de hidrógeno.

#### **Ventanas de Oportunidad y el Rol del Sistema Científico-Tecnológico**

Existen varios aspectos idiosincráticos que podrían facilitar la adopción y escalamiento del hidrógeno en la provincia. En primer lugar, el entramado productivo bonaerense cuenta con sectores industriales altamente especializados, como la industria petroquímica, la siderurgia y la metalmecánica, que poseen capacidades instaladas para adaptarse a nuevas tecnologías. Además, la existencia de puertos estratégicos posiciona a la provincia como un nodo logístico clave para el abastecimiento y exportación de hidrógeno y sus derivados.

En este contexto, el sistema científico y tecnológico puede desempeñar un papel clave en la difusión tecnológica dentro de la cadena de valor del hidrógeno. Esto implica:

- **Desarrollo de estándares y normativas locales**, en articulación con sistemas internacionales de certificación.

- **Investigación aplicada en nuevos materiales y procesos**, como aleaciones resistentes a hidrógeno o sistemas de almacenamiento optimizados.
- **Centros de prueba y validación de equipos** en condiciones reales, facilitando la adopción de tecnologías en industrias locales.

#### Desafíos para la Integración de Proveedores Locales

Sin embargo, la inserción del sector productivo bonaerense en la cadena de valor del hidrógeno enfrenta barreras estructurales, principalmente relacionadas con los modelos contractuales y licitatorios de estos proyectos. Según la entrevista con ADIMRA, los proyectos financiados con inversión externa suelen llegar con proveedores preseleccionados, lo que deja escaso margen para la participación de empresas nacionales. En este sentido, en el sector de energías renovables se advierte que tanto los aerogeneradores como otros componentes clave de los proyectos se han abastecido mayoritariamente con productos importados, limitando así la industrialización local.

Este fenómeno plantea interrogantes sobre qué puede hacer el sistema científico-tecnológico para fortalecer la integración local sin comprometer garantías y estándares internacionales. Algunas estrategias a considerar incluyen:

- **Programas de certificación y homologación** para que empresas nacionales puedan insertarse en cadenas globales de proveedores.
- **Alianzas estratégicas con fabricantes internacionales**, promoviendo transferencia de tecnología y localización parcial de la producción.
- **Fomento de infraestructura de prueba y validación** que permita a los proveedores locales demostrar capacidades antes de competir en licitaciones globales.

#### 7.3.3 El Papel del Estado Provincial en la Difusión Tecnológica

Dado que el Estado Nacional no ha avanzado en una estrategia clara de contenido local, la Provincia de Buenos Aires podría adoptar un rol proactivo en la articulación entre el sector productivo y los proyectos de hidrógeno. Esto podría materializarse en:

1. **Facilitación de espacios de vinculación** entre desarrolladores y proveedores locales, promoviendo oportunidades de integración en etapas tempranas de los proyectos.

2. **Incentivos a la producción local de componentes estratégicos**, como electrolizadores, compresores o materiales específicos para infraestructura de H<sub>2</sub>.
3. **Fortalecimiento de la capacitación técnica y certificaciones** para adecuar la oferta laboral a los requerimientos del sector.

En síntesis, la validación y optimización de tecnologías en la provincia requiere una doble estrategia: fortalecer el ecosistema de innovación local y garantizar que las capacidades productivas bonaerenses puedan integrarse en la cadena global del H<sub>2</sub>. Sin una política activa en este sentido, el riesgo es que los proyectos de inversión en H<sub>2</sub> repitan la tendencia de otras industrias energéticas, donde la industrialización local ha sido marginal y dependiente de decisiones extranjeras.

## **8. Conclusiones y recomendaciones de política pública**

En esta sección se resumen y extraen las principales conclusiones del proyecto y se presentan un conjunto de lineamientos estratégicos para promover y desarrollar la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la PBA. Para esto, el equipo de trabajo además de la relectura de toda la evidencia relevada, implementó dos herramientas analíticas usualmente aplicadas en ejercicios de esta naturaleza como son el PESTEL y el FODA. Los ejes de análisis que proponen ambos ejercicios, que se presentan a continuación, han servido para identificar y ordenar aquellas áreas donde el gobierno provincial puede intervenir en pos del desarrollo del H<sub>2</sub> en su territorio.

### **8.1. Análisis PESTEL**

El análisis PESTEL (factores Políticos, Económicos, Sociales, Tecnológicos, Ecológicos y Legales) de la economía del H<sub>2</sub> en la provincia de Buenos Aires se desglosó en tres escalas: global, nacional y provincial.

#### **Político**

A nivel global, la gobernanza climática se rige por el Acuerdo de París, bajo el cual cada país presenta metas de descarbonización hacia 2030 y metas de neutralidad climática. El H<sub>2</sub> de bajas emisiones se presenta como una de las opciones para descarbonizar la economía global. A su vez, la guerra ruso -

ucraniana impulsó a la Unión Europea a lanzar el plan REPowerEU, que incluye tanto metas de producción como de importación de H<sub>2</sub>.

A nivel nacional, el espacio político gobernante desde diciembre de 2023 postula una orientación económica liberal, que entre otras cosas impulsa, la desregulación de los mercados, el retiro del sector público de sectores y actividades estratégicas, al mismo tiempo que desatiende el área ambiental explicitando dudas acerca de la influencia humana en el cambio climático. Bajo estas condiciones, han quedado relegados tanto el Plan de Transición Energética 2030 como la Estrategia Nacional de H<sub>2</sub>.

A nivel provincial, la inacción del gobierno nacional en materia ambiental y energética, sumada a la desarticulación de políticas como la Estrategia Nacional de Hidrógeno, abre un espacio inédito para que las provincias asuman un rol protagónico en la agenda de transición energética. En este contexto, la provincia de Buenos Aires —junto con otras jurisdicciones como las provincias patagónicas— puede construir consensos regionales, impulsar regulaciones propias, facilitar proyectos y articular con actores internacionales y del sector privado, posicionándose como un actor clave del nuevo mapa del H<sub>2</sub> de bajas emisiones. La creciente descentralización de la agenda climática y la presión internacional por avanzar en compromisos subnacionales refuerzan este escenario. Esta ventana de oportunidad exige que las provincias actúen de forma coordinada y estratégica, no solo para captar inversiones, sino también para incidir en los futuros marcos normativos y asegurar que el desarrollo del hidrógeno esté alineado con criterios de sostenibilidad, desarrollo local y soberanía tecnológica.

### **Económico**

A nivel global, el mercado de H<sub>2</sub> está aún en construcción. Si bien se prevé que la demanda provenga mayormente del Norte Global, sobre todo de la UE, y que la oferta provenga del Sur Global, fundamentalmente desde África y América Latina, aún se desconoce el tamaño efectivo que tendrá ese mercado. Las inversiones en hubs y proyectos de H<sub>2</sub> exceden la capacidad financiera de empresas o gobiernos individuales, especialmente en países en desarrollo, lo que da lugar a la emergencia y combinación de distintos instrumentos: fondos públicos, convocatorias tanto para proyectos de gran escala como proyectos piloto de baja escala/experimental, beneficios fiscales a la inversión y a la producción, préstamos de Bancos Multilaterales de Desarrollo, contratos por diferencia y acuerdos de compra de largo plazo. Oportunidades de cooperación internacional.

A nivel nacional, el mercado interno todavía no cuenta con planes concretos para incorporar el uso de H<sub>2</sub> de bajas emisiones. El RIGI lanzado por el gobierno para dinamizar sectores claves de la economía, mediante la desregulación y la reducción de cargas impositivas, no es un régimen adecuado para la promoción de actividades con alta incertidumbre como el sector H<sub>2</sub>. y por ende es insuficiente para traccionar inversiones en este sector.

A nivel provincial, se advierte el interés en el tema de ciertas empresas, pero aún no hay planes concretos para incorporar el uso de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, con la excepción del *bunkering* en el Puerto de Dock Sud, condicionado por la evolución del transporte marítimo internacional. Hay dos proyectos de inversión de YPF (uno de ellos junto a Profertil e YPF Luz) en Bahía Blanca, dirigidos al mercado de exportación, que se encuentran en fase de decisión final y que representan una señal auspiciosa para el sector. En caso de ser exitoso, el mercado de exportación podría traccionar al mercado doméstico.

## **Social**

A nivel global, se observa en el Norte Global —particularmente en Europa— una creciente demanda social por políticas activas de mitigación frente al cambio climático y por el consumo de productos con baja huella de carbono. Esta presión social se ha traducido en regulaciones más estrictas, incentivos a tecnologías limpias y transformaciones en los mercados internacionales, que impactan directamente en las estrategias empresariales e industriales. Como consecuencia, se acelera la demanda de H<sub>2</sub> bajo en emisiones como insumo para reemplazar procesos intensivos en carbono. Un ejemplo de esto es el desarrollo del acero verde, donde el H<sub>2</sub> sustituye al carbón como reductor en la producción de hierro, atendiendo tanto regulaciones ambientales como exigencias de los consumidores finales.

Además, sectores como el transporte aéreo y marítimo internacional, históricamente difíciles de descarbonizar, están comenzando a adoptar combustibles derivados del hidrógeno (PtX) en respuesta a metas corporativas y acuerdos multilaterales (como CORSIA o la OMI). Esta dinámica está generando un cambio estructural en las cadenas globales de valor, donde los países proveedores deberán demostrar el cumplimiento de estándares ambientales cada vez más exigentes para mantener o ganar acceso a esos mercados. Por lo tanto, la demanda social no sólo configura un escenario de oportunidad para el hidrógeno de bajas emisiones, sino que impone un nuevo estándar de competitividad tecnológica e institucional que territorios como la provincia de Buenos Aires deben anticipar y adoptar estratégicamente.

A nivel nacional, de acuerdo a lo recabado por la Evaluación Ambiental Estratégica, el desarrollo del H<sub>2</sub> de bajas emisiones es percibido como una manera efectiva de atender a una demanda social vinculada a la mitigación del cambio climático, pero también a la generación de exportaciones, a la diversificación productiva de las provincias, a la creación de empleo de calidad y al desarrollo de infraestructura.

A nivel provincial, se advierte la necesidad ineludible de la obtención de la licencia social de operación para cada proyecto, ayudada por una comunicación

pública efectiva. De acuerdo a lo relevado, las comunidades locales no sólo demandan medidas de minimización y control de impactos ambientales, sino que también tienen expectativas de creación de empleo y de capacitación.

### **Tecnológico**

A nivel global, el desarrollo tecnológico vinculado al H<sub>2</sub> de bajas emisiones está atravesado por fuertes incertidumbres dinámicas, tanto en la madurez como en la dirección que tomarán las soluciones predominantes. Aunque existen tecnologías disponibles y probadas —como la electrólisis alcalina o los reformadores de vapor con captura de carbono—, el cambio de escala que implica la adopción del H<sub>2</sub> como vector energético plantea desafíos de eficiencia, fiabilidad, seguridad y costos. El transporte y almacenamiento siguen siendo cuellos de botella tecnológicos, ya que aún no hay una convergencia clara en torno a un único carrier dominante. Además, las políticas industriales verdes del Norte Global, como el Green Deal europeo o el Inflation Reduction Act de EE. UU., están orientadas a asegurar que el desarrollo tecnológico y la producción de componentes estratégicos queden dentro de sus fronteras, lo que genera una carrera por la localización de capacidades. Este contexto abre una ventana de oportunidad para países del Sur Global como Argentina, no solo como proveedores de moléculas verdes, sino también como participantes de nichos tecnológicos y de conocimiento idiosincrático vinculado a sus bienes comunes naturales, siempre que logren consolidar capacidades locales.

En Argentina, sin embargo, la agenda tecnológica vinculada al H<sub>2</sub> enfrenta varios obstáculos. Por un lado, existe un histórico desajuste entre las iniciativas de desarrollo productivo y las capacidades del sistema científico-tecnológico, que en muchos casos ha sido desfinanciado o desvinculado de los procesos reales de innovación industrial. La falta de proyectos experimentales, demostradores tecnológicos y bancos de pruebas impide cerrar el ciclo de validación tecnológica a nivel local. Esto se ve agravado por modelos de inversión tipo “llave en mano”, donde la incorporación de tecnología se produce sin articulación con proveedores nacionales ni transferencia efectiva de conocimiento. Aunque existen esfuerzos como el consorcio H2Ar o proyectos impulsados por Y-TEC, aún no se ha consolidado una estrategia nacional que conecte de forma sistemática la oferta tecnológica con las oportunidades de mercado.

A nivel provincial, en cambio, comienzan a percibirse expectativas y señales incipientes de desarrollo de capacidades productivas y tecnológicas, especialmente en entornos industriales como Bahía Blanca y Zárate-Campana. La existencia de un entramado productivo ligado a sectores intensivos en energía y conocimiento (petroquímica, acero, fertilizantes), sumado a la presencia de universidades y centros tecnológicos con trayectoria, constituyen una base sólida para avanzar en un esquema de especialización inteligente en torno a esta nueva economía. No obstante, se requiere una política activa que priorice el escalamiento de proyectos piloto, la articulación público-privada y la internacionalización de capacidades, para

evitar que el desarrollo tecnológico en Buenos Aires quede relegado a tareas de baja complejidad o fuera de los márgenes estratégicos.

### **Ecológico**

A nivel global, el IPCC ha recomendado enfáticamente una reducción sustantiva de las emisiones hacia 2030 y la adopción de la neutralidad climática hacia 2050 para limitar el calentamiento global a 1,5 °C respecto a los niveles preindustriales y, de esa forma, evitar los peores impactos del cambio climático en curso.

A nivel nacional, la República Argentina ha asumido a través de su Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional metas de reducción de emisiones hacia 2030 y de neutralidad climática hacia 2050. Sin embargo, el espacio político gobernante ha decidido la degradación institucional de la cartera de ambiente y ha discontinuado los planes de descarbonización trazados por la gestión anterior.

A nivel provincial, las condiciones naturales para la producción de H<sub>2</sub> son más que óptimas, dado que el factor de carga de los parques eólicos ubicados en la provincia tienen un promedio por encima de la media mundial, que puede ser complementado por otras fuentes renovables como biogás y solar, lo que favorece la producción de H<sub>2</sub> verde. Además, la generación nuclear en la provincia abre la posibilidad de desarrollar H<sub>2</sub> rosa, y la disponibilidad de gas natural permite evaluar esquemas de H<sub>2</sub> azul con captura de carbono. La disponibilidad de agua dulce para los proyectos de H<sub>2</sub> verde o, en su defecto, la disposición final del residuo de la desalinización son factores críticos a tener en cuenta. El almacenamiento de carbono representa un desafío técnico y también social. Cabe destacar que el gobierno provincial ha creado y sostenido una cartera de ambiente con rango ministerial, en contraposición a lo que sucede en la esfera nacional.

En este contexto, el MAPBA puede desempeñar un rol fundamental en la evaluación, regulación y seguimiento ambiental de los proyectos de H<sub>2</sub> bajo en emisiones. Por un lado, será clave su capacidad para autorizar las declaraciones de impacto ambiental que se presenten ante el Ministerio, con criterios técnicos sólidos y en plazos razonables, garantizando la previsibilidad necesaria para los desarrolladores sin comprometer el control ambiental. Por otro lado, el MAPBA podrá liderar el diseño de estrategias de construcción de licencia social, impulsando mecanismos de participación ciudadana, diálogo territorial e información pública sobre los beneficios, riesgos y objetivos de los proyectos. Además, el Ministerio está en condiciones de coordinar con los municipios y otros organismos provinciales la implementación de lineamientos ambientales integrales que consideren tanto los aspectos ecosistémicos como los impactos sociales de largo plazo, en especial en torno al uso de agua, la biodiversidad, la ocupación del territorio y la posible instalación de infraestructuras. Este enfoque articulado puede consolidar a la provincia como un territorio con altos estándares de sostenibilidad ambiental, condición necesaria para competir en mercados internacionales exigentes.

## Legal

A nivel global, se observa una proliferación de sistemas de certificación de emisiones, ya que cada país o región lo aborda de acuerdo a sus necesidades y estrategias comerciales. Existen sistemas regulados que establecen criterios estrictos para huella de carbono y fuentes de energía renovable, exigiendo trazabilidad y cumplimiento de estándares de sostenibilidad, y sistemas no regulados, que incorporan aspectos sociales y ambientales no contemplados en normativas estrictamente regulatorias.

A nivel nacional, luego del vencimiento de la Ley 26.123 en el año 2021 se han presentado proyectos de ley específicos sobre H<sub>2</sub>, pero ninguno ha sido tratado en el Congreso de la Nación. De modo que no existe un régimen regulatorio y tampoco se ha decidido un esquema de certificación.

A nivel provincial, el gobierno puede desempeñar un rol estratégico como facilitador y articulador institucional, especialmente frente a los desafíos que presenta la certificación de emisiones. En este contexto, el MAPBA puede asumir un papel activo en la elaboración de lineamientos técnicos y ambientales que orienten a los desarrolladores, promuevan el cumplimiento de estándares internacionales y aseguren la sostenibilidad ambiental de los proyectos. Esto podría incluir el diseño de un registro voluntario de iniciativas, la creación de protocolos de trazabilidad, y la coordinación con organismos nacionales o internacionales que trabajen en esquemas de certificación. Además, el Ministerio puede colaborar con el sistema científico y tecnológico para promover capacidades analíticas y de monitoreo que respalden la validación de emisiones, impactos y fuentes de energía. Un involucramiento temprano del Ministerio no solo contribuiría a reducir asimetrías de información y barreras técnicas, sino que también fortalecería la legitimidad ambiental de los proyectos ante la sociedad y los mercados internacionales.

Respecto al marco regulatorio ambiental, en el Anexo IV se detallan las normas tanto nacionales como provinciales aplicables a proyectos de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, que contemplan las áreas de impacto ambiental, industria, agua, aire y suelo. La evidencia relevada indica que este paraguas normativo abarca adecuadamente a la producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Por su parte, no existe aún en el país una norma específica para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En este caso, tanto las empresas con proyectos de H<sub>2</sub> azul bajo estudio en la provincia, como la Dirección de Evaluación de Impacto Ambiental del MAPBA, señalan que no es necesaria una norma ex ante. Por el contrario, se sugiere que una vez avanzados los estudios y proyectos con necesidades concretas, elaborar un marco normativo que regule el almacenamiento de CO<sub>2</sub> de un modo seguro.

## **8.2. Análisis FODA**

### **Análisis de Fortalezas y Debilidades del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la Provincia de Buenos Aires**

Las buenas perspectivas para el desarrollo de la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la Provincia de Buenos Aires están sustentadas en una combinación de factores: infraestructura disponible, capacidades industriales y tecnológicas existentes y acceso a recursos energéticos. Sin embargo, también existen desafíos estructurales que deben ser abordados para garantizar su crecimiento.

#### **Fortalezas: una base logística, industrial y energética para el desarrollo**

La provincia cuenta con una infraestructura portuaria clave, particularmente en Bahía Blanca, donde ya se exporta amoníaco, un carrier relevante en la economía del H<sub>2</sub>. Esta ventaja logística, sumada a la presencia de industrias intensivas en el uso de H<sub>2</sub> (química, fertilizantes, petroquímica y siderurgia), posiciona a Buenos Aires como un actor estratégico en la transición hacia el H<sub>2</sub> de bajas emisiones y la distingue del resto de las provincias argentinas interesadas en impulsar la economía del H<sub>2</sub>, que tienen abundantes recursos renovables, costa marítima pero no carecen de experiencia logística y capacidad industrial.

Desde el punto de vista energético, la provincia dispone de un alto factor de capacidad eólica, complementado por otras fuentes renovables como biogás y solar, lo que favorece la producción de H<sub>2</sub> verde. Además, la generación nuclear en la provincia abre la posibilidad de desarrollar H<sub>2</sub> rosa, y la disponibilidad de gas natural permite evaluar esquemas de H<sub>2</sub> azul con captura de carbono. Sobre esto último, están bajo análisis al menos tres sitios (la localidad de Ombucta y las cuencas del Claromecó y del Colorado), cercanos al polo petroquímico de Bahía Blanca, donde sería posible hacer almacenamiento de carbono.

En términos tecnológicos, Buenos Aires posee probadas capacidades científicas y tecnológicas avanzadas en universidades y organismos de investigación con agenda de investigación en el tema y que además están en condiciones de poder aportar a la adaptación y validación de tecnologías de H<sub>2</sub>. Asimismo, la provincia alberga proveedores del sector oil & gas con vocación explícita y capacidad de reconversión que podrían reconvertirse para integrarse en la nueva cadena de valor del H<sub>2</sub>, generando producción y empleo aguas arriba (generación de energía renovable) y abajo (en la logística de exportación).

### Debilidades: barreras para la consolidación de la cadena de valor

A pesar de estas ventajas, la provincia enfrenta importantes desafíos para el desarrollo de un ecosistema de H<sub>2</sub> competitivo. Uno de los principales problemas es la falta de experiencia práctica en proyectos de H<sub>2</sub> verde a escala industrial, lo que genera incertidumbre en la viabilidad de grandes inversiones, pero también se advierte la necesidad de contar con producción local a escala piloto y con fines de investigación y aprendizaje, como condición necesaria para viabilizar la escala industrial.

Si bien una parte del entramado productivo bonaerense manifiesta interés en el tema, participando en el Consorcio H2Ar por ejemplo, ninguna empresa ha previsto el uso de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en sus procesos productivos con horizonte hacia 2030. Su inclusión en la escala temporal 2050 dependerá de la evolución de factores económicos y tecnológicos. Además, el sistema productivo presenta una fragmentación significativa, con una cadena de proveedores aún no consolidada y con bajo conocimiento sobre las oportunidades del H<sub>2</sub>. La integración de actores industriales y tecnológicos será clave para cerrar esta brecha.

Otra limitación importante es la ausencia de un marco normativo provincial claro, que contemple aspectos institucionales, ambientales e impositivos para el desarrollo de proyectos de H<sub>2</sub>. Esto se suma a la falta de esquemas de certificación de emisiones y trazabilidad, elementos esenciales para acceder a mercados internacionales exigentes.

Finalmente, la provincia aún no ha definido planes concretos para el uso interno de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, lo que podría limitar su adopción en sectores estratégicos como la movilidad o la generación eléctrica.

**Tabla N° 10: Análisis de Fortalezas y Debilidades del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la Provincia de Buenos Aires**

Fortalezas	Debilidades
✓ Infraestructura portuaria relevante en buena parte del territorio provincial, especialmente en Bahía Blanca donde actualmente se exporta amoníaco.	✗ Falta de experiencia práctica en proyectos reales de H <sub>2</sub> de bajas emisiones a escala industrial.
✓ Entramado industrial (química, fertilizantes, petroquímica, acero, transporte), que actualmente utiliza H <sub>2</sub> gris y/o que potencialmente podría consumir H <sub>2</sub> de bajas emisiones.	✗ Fragmentación del sistema productivo y carencia de una cadena de proveedores consolidada (componentes, servicios). Falta de conocimiento de los potenciales proveedores de la cadena de valor

✓ Capacidades científicas y tecnológicas en universidades y organismos para investigación y adaptación tecnológica.	✗ Ausencia de planes de uso de H <sub>2</sub> de bajas emisiones para el mercado interno en el horizonte 2030.
✓ Factor de capacidad alto de generación eólica y otras fuentes de generación renovables complementarias (biogás, solar) como fuentes para producción de H <sub>2</sub> verde.	✗ Falta de esquemas de certificación de emisiones y trazabilidad para cumplir estándares internacionales.
✓ Generación eléctrica de fuente nuclear para la producción de H <sub>2</sub> rosa.	✗ Ausencia de un marco normativo provincial claro (institucional, ambiental e impositivo) para el desarrollo de proyectos de H <sub>2</sub> de bajas emisiones.
✓ Disponibilidad de gas natural para la producción de H <sub>2</sub> azul.	
✓ Existencia de proyectos de exportación de H <sub>2</sub> azul y verde, con distintos grados de maduración.	
✓ Existencia de proveedores de oil and gas en el territorio provincial, que podrían integrarse a la cadena de valor de H <sub>2</sub>	

Fuente: elaboración propia.

### **Análisis de Oportunidades y Amenazas para el H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la Provincia de Buenos Aires**

La cadena global de valor del H<sub>2</sub> de bajas emisiones se encuentra en constante y rápida evolución. Se trata de un sector nuevo, con varios programas de investigación y desarrollo en curso (tanto público como privados), cuyos resultados innovadores se van incorporando a la industria gradualmente y modificando las reglas de juego. Este escenario ofrece oportunidades para quienes estén en condiciones de sumarse tempranamente al desarrollo del sector, pero también implica el surgimiento de desafíos difíciles de sortear.

#### Oportunidades: crecimiento del mercado y desarrollo tecnológico

Uno de los principales motores del H<sub>2</sub> de bajas emisiones es la creciente demanda internacional, particularmente en Europa, donde los compromisos de descarbonización y los mecanismos como el CBAM impulsan la búsqueda de proveedores confiables. Esto implica que si la provincia logra convertir de modo competitivo sus abundantes bienes comunes naturales en energía renovable primero y en H<sub>2</sub> verde después, podrá abastecer un mercado en franca expansión.

Algunos países del Norte Global, en especial Alemania, están trabajando activamente por asegurar el abastecimiento del H<sub>2</sub> verde en sus economías. Esto le

abre la posibilidad a la provincia de integrarse a redes de cooperación internacional para obtener financiamiento de ciencia y tecnología, facilitar el acceso a conocimientos, certificaciones y fondos estratégicos, alianzas comerciales y productivas entre empresas.

El interés creciente de actores locales privados en participar de proyectos de H<sub>2</sub> de bajas emisiones sugiere que hay un ecosistema industrial y energético dispuesto a invertir en esta transición. Esto abre la posibilidad de desarrollar nuevas capacidades industriales, generando empleo y fomentando la reconversión de sectores tradicionales como el oil & gas, la petroquímica y la metalmecánica.

Además, la presencia de cuencas sedimentarias con potencial para almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la provincia permitiría explorar esquemas de H<sub>2</sub> azul con captura de carbono, diversificando la oferta tecnológica. Complementariamente, la posibilidad de impulsar proyectos piloto y de experimentación tecnológica ayudaría a validar innovaciones y acelerar la adopción de soluciones locales.

#### Amenazas: competencia, incertidumbre de mercado y riesgo de exclusión

Sin embargo, la provincia enfrenta fuertes desafíos competitivos. Chile, Brasil y Uruguay han avanzado con estrategias nacionales de H<sub>2</sub> con incentivos claros y proyectos en marcha, lo que podría posicionarlos como proveedores preferentes en los mercados internacionales. Además, la falta de mecanismos claros para definir precios y volúmenes de exportación genera incertidumbre en los inversores, dificultando la concreción de proyectos.

Otro factor crítico es la necesidad de cumplir con estándares internacionales de certificación (CertifHy, CBAM, IRA), sin los cuales los productos de H<sub>2</sub> bonaerenses podrían quedar excluidos de mercados clave. Esto se agrava por la ausencia de un esquema de subsidios o incentivos claros a nivel nacional y provincial que reduzca los costos iniciales de producción.

Desde el punto de vista logístico, la transición energética global podría afectar el negocio del *bunkering*, particularmente en el Puerto de Dock Sud, si no se adapta a los nuevos combustibles de bajas emisiones.

Por último, la escasa articulación entre el sistema científico-tecnológico y los proyectos llave en mano representa un riesgo para la transferencia de conocimiento. Si la tecnología es completamente importada sin integración local, la provincia perdería la oportunidad de desarrollar capacidades propias y fortalecer su entramado productivo.

**Tabla N° 11: Oportunidades y Amenazas para el H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la Provincia de Buenos Aires**

Oportunidades	Amenazas
◆ Demanda internacional creciente de H <sub>2</sub> de bajas emisiones, especialmente en Europa.	⚠ Competencia regional fuerte (Chile, Brasil, Uruguay) con estrategias avanzadas y proyectos en marcha.
◆ Establecimiento de acuerdos de cooperación internacional en materia de financiamiento y CyT.	⚠ Incertidumbre en cuanto a volúmenes, precios internacionales y falta de mecanismos claros de mercado, que pueden limitar inversiones iniciales.
◆ Interés creciente de actores privados en la participación de la agenda de H <sub>2</sub> .	⚠ Riesgo de quedar fuera del mercado por no cumplir estándares de certificación internacional (CertifHy, UE, IRA).
◆ Desarrollo de nuevas capacidades industriales (equipamiento, servicios, transporte), generando empleo y reconversión industrial.	⚠ Altos costos de producción de H <sub>2</sub> de bajas emisiones en etapa inicial, sin un esquema claro de subsidios o incentivos nacionales/provinciales.
◆ Participación en redes internacionales de capacitación.	⚠ Pérdida del negocio de bunkering, particularmente en el caso del Puerto de Dock Sud.
◆ Presencia de cuencas sedimentarias con potencial para almacenar CO <sub>2</sub>	⚠ Escasa articulación efectiva entre proyectos llave en mano y el sistema CyT, con riesgo de importación sin transferencia de conocimiento.
◆ Integración a la agenda nacional de H <sub>2</sub> y cooperación con otras provincias.	
◆ Desarrollo de conocimiento experimental a través de proyectos piloto.	

Fuente: elaboración propia.

### Conclusiones y puntos clave del análisis FODA

Si bien la Provincia de Buenos Aires cuenta con recursos, infraestructura e industrias clave para el desarrollo del H<sub>2</sub>, el desafío radica en cerrar las brechas normativas, fortalecer la integración productiva y garantizar la certificación internacional. Estos factores serán determinantes para consolidar un ecosistema de H<sub>2</sub> de bajas emisiones competitivo y sostenible.

Desde el punto de vista de las Debilidades y las Amenazas, Buenos Aires tiene ventanas de oportunidad significativas, pero necesita una estrategia clara para evitar quedar rezagada en un mercado de rápida evolución. La clave estará en:

- Fortalecer la integración con actores internacionales para asegurar acceso a financiamiento y certificaciones.

- Definir incentivos y mecanismos de articulación con el sector privado para consolidar capacidades industriales.
- Asegurar que el sistema científico-tecnológico participe activamente en la adaptación y validación de tecnologías para que la provincia no dependa exclusivamente de insumos importados.

En síntesis, la competitividad de la provincia dependerá de su capacidad para transformar estas oportunidades en ventajas sostenibles y superar las amenazas con estrategias proactivas. Por otro lado, el análisis realizado pone en evidencia que la Provincia de Buenos Aires cuenta con ventajas estratégicas para desarrollar una economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones, pero enfrenta desafíos críticos que deben ser abordados de manera proactiva. En este sentido, es clave destacar cuatro aspectos fundamentales que marcarán el éxito o las limitaciones de esta transición:

1. El desfase entre tecnología disponible internacionalmente y capacidades locales para absorberla y adaptarla.

Si bien existen avances tecnológicos significativos a nivel global, la provincia aún no ha desarrollado un ecosistema que permita la integración eficiente de estos desarrollos en su entramado productivo. Es necesario generar mecanismos que faciliten la transferencia de conocimiento y adaptación tecnológica a la escala local.

2. La necesidad de formación de proveedores y técnicos locales, más allá de la investigación básica.

Para evitar una dependencia total de la importación de tecnología, es crucial fortalecer la formación de proveedores industriales y de técnicos especializados. El foco debe estar puesto en el desarrollo de capacidades productivas concretas para la fabricación, mantenimiento y operación de equipos relacionados con el H<sub>2</sub>.

3. La falta de vinculación efectiva entre desarrolladores, el Estado y el sistema científico-tecnológico.

Actualmente, la articulación entre estos actores es limitada, dejando al sistema de Ciencia y Tecnología en un rol marginal dentro del desarrollo del sector. Es fundamental establecer estrategias de vinculación que permitan que la investigación se traduzca en soluciones aplicadas, evitando que los proyectos de H<sub>2</sub> se desarrollen sin participación de la industria y la academia local.

4. La necesidad de certificar y dar trazabilidad a los proyectos.

La demanda internacional y el acceso a financiamiento dependen de la capacidad de los proyectos para cumplir con estándares de certificación de emisiones y trazabilidad. Sin estos mecanismos, la provincia corre el riesgo de quedar fuera de los mercados más exigentes. La creación de un esquema de certificación alineado con los requerimientos globales es una prioridad estratégica.

Es menester destacar que el futuro del H<sub>2</sub> en Buenos Aires dependerá en parte de la capacidad de articular estos desafíos con políticas claras que fortalezcan el desarrollo productivo y tecnológico local. Sin una estrategia coordinada que aborde estos puntos, la provincia corre el riesgo de quedar rezagada frente a otros países y regiones que ya están consolidando sus ecosistemas de H<sub>2</sub> de bajas emisiones.

### **8.3. Comparación y priorización de locaciones**

Como primera aproximación, la Evaluación Estratégica Ambiental realizada por la SAE (2023b) determinó buenas condiciones existentes en el sur de la Provincia de Buenos Aires para el desarrollo de la economía del H<sub>2</sub>, ya que en esa región se encuentra el 7% de las áreas aptas para la producción de H<sub>2</sub> verde a nivel nacional (28.013 Km<sub>2</sub>) y el 8,6% del total de las áreas aptas para la producción de H<sub>2</sub> azul (32.918,2 Km<sub>2</sub>). Cabe aclarar que este ejercicio de la SAE no evaluó el resto del territorio provincial.

Tomando este antecedente como punto de partida, durante el presente trabajo se examinaron cuatro locaciones: Bahía Blanca, Dock Sud, Gran La Plata y Zárate-Campana. La Tabla N° 12 sintetiza en qué condiciones está cada una de las cuatro en relación a los cuatro pilares del esquema de la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones delineado inicialmente: el mercado interno, el mercado de exportación, las actividades de I+D+i y la participación en la cadena de valor.

La evidencia muestra que **Bahía Blanca** no sólo es actualmente un hub de H<sub>2</sub> gris, sino que también cuenta con las mejores condiciones para el desarrollo de un hub de H<sub>2</sub> de bajas emisiones, tal como fue definido en la sección 6:

- Cuenta con condiciones naturales y/o de base gracias a la disponibilidad de fuentes de energía renovable y superficie suficiente para el desarrollo de parques eólicos, en el caso de la producción de H<sub>2</sub> verde, y de suministro de gas natural, en el caso de la producción de H<sub>2</sub> azul. Respecto a la disponibilidad de reservorios geológicos de CO<sub>2</sub>, aún no hay evidencia

suficiente. No deben dejar de ser evaluados el uso de agua potable, crítico en la ciudad, o, en el caso del agua del mar, la disposición final del residuo de la sal en el estuario.

- La infraestructura de base gasífera y portuaria son dos fortalezas de esta locación, mientras que la energía eléctrica presenta serios problemas de acceso de la población.
- Existe un alto potencial de desarrollo del mercado de exportación, mientras que el desarrollo del mercado interno deberá considerarse más adelante, probablemente atado al éxito y expansión de los proyectos exportadores.
- Se considera que hay un potencial medio para desarrollar una cadena de proveedores local, dada la existencia de un entramado pyme con probadas capacidades productivas para trabajar con sectores industriales modernos y competitivos tales como el del petróleo y gas.
- El potencial para el desarrollo de actividades de I+D+i es alto, ya que cuenta con recursos humanos altamente calificados que se forman en las tres universidades locales (dos nacionales y una provincial) y varios grupos de investigación de prestigiosa trayectoria en temas relacionados al H<sub>2</sub>.
- Adicionalmente, los principales stakeholders en la ciudad muestran una visible vocación de impulsar la agenda como un eje de desarrollo y crecimiento para la región.

Si la provincia decidiera impulsar el desarrollo de un solo hub en su territorio, todo indica que el sudoeste de la provincia es “el” lugar donde concentrar los esfuerzos. Este argumento, es incluso válido si se considerara a todo el territorio nacional. Si bien no es parte de este proyecto, las condiciones de partida de Bahía Blanca están también por encima del resto de las locaciones consideradas por las otras provincias patagónicas lo que posiblemente justifique la elección de esta región como un eje central para los primeros años de una estrategia o política nacional.

Las otras tres locaciones analizadas arrojaron como resultado que:

- **Dock Sud** podría convertirse en un área de consumo de H<sub>2</sub> y, precisamente, su contribución a la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones pasaría por el mercado interno. Si bien el bunkering es entendido habitualmente como algo distinto al mercado de exportación como al mercado doméstico, en este caso se lo asocia a éste último, dado que requiere una acción interna que procure atender una potencial demanda de ciertas navieras que se proveen de ese servicio en este puerto.
- **Gran La Plata** no presenta elementos para transformarse en un área de producción y tampoco de consumo H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Por lo tanto, no cuenta como posible locación de un hub, aunque sí podría hacer un aporte sustancial en actividades de I+D+i desde la Mesa de H<sub>2</sub> de la UNLP y desde

Y-TEC, en caso que no se discontinúe el proyecto del electrolizador anunciado.

- **Zárate-Campana** presenta un cierto potencial de desarrollo tanto de la producción como del consumo H<sub>2</sub> de bajas emisiones, aunque es necesario ponerlo a consideración de acuerdo a dos condiciones: por un lado, la reactivación del proyecto CAREM y la producción de H<sub>2</sub> rosa y, por el otro, la incorporación del H<sub>2</sub> en los planes de descarbonización hacia 2050 de Tenaris y otras empresas de la zona.

Por el momento, estas tres áreas, tomadas por separado, están varios pasos atrás de Bahía Blanca. Sin embargo, dada la cercanía geográfica de las mismas y la complementariedad del grado de desarrollo de los factores clave parece razonable impulsar acciones para el AMBA. Esto implicaría fomentar el mercado interno de Dock Sud y Zárate-Campana, aprovechar las robustas capacidades científico-tecnológicas de La Plata y buscar traccionar a las pymes proveedoras bonaerenses del AMBA, en especial las de Zárate-Campana que le proveen a la industria pesada de su región.

**Tabla N° 12: Factores claves para la consolidación de la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones por locación analizada**

<b>Economía del H<sub>2</sub></b>	<b>Bahía Blanca</b>	<b>Dock Sud</b>	<b>La Plata</b>	<b>Zárate-Campana</b>
<b>Mercado interno</b>	√	√√		√
<b>Mercado de exportación</b>	√√√			
<b>Actividades I+D+i</b>	√√√		√√	
<b>Participación en la cadena de valor</b>	√√			√√

Referencias: √√√ potencial de desarrollo alto; √√ potencial de desarrollo medio; √ potencial de desarrollo a ser considerado.

Fuente: elaboración propia.

#### **8.4. Recomendaciones de política pública**

**La institucionalidad y gobernanza de una política provincial de H<sub>2</sub> de bajas emisiones**

El presente informe técnico contiene un conjunto de lineamientos estratégicos para promover y desarrollar la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la PBA. En su elaboración, el equipo de trabajo multidisciplinario, además de revisar y analizar en profundidad diversas fuentes de información primarias y secundarias, hizo una ronda de consultas a un conjunto variado de *stakeholders* de la provincia. Los aportes de estos últimos han sido claves en al menos dos sentidos. En primer lugar, han dado visibilidad a las agendas de trabajo, actuales y potenciales, vinculadas al H<sub>2</sub> de bajas emisiones que se están desarrollando en la provincia con diferente grado de avance. En segundo lugar, han ayudado a identificar las necesidades y oportunidades para que las autoridades provinciales impulsen acciones en favor del desarrollo de la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en el territorio.

Teniendo en cuenta la intersectorialidad de la agenda del H<sub>2</sub> de bajas emisiones, las elevadas incertidumbres asociadas a una actividad aún incipiente en el mundo y que por tanto está en rápida evolución, y la necesidad de estar en contacto permanente con aquellos actores que en la provincia están trabajando sobre el tema, se propone que un área específica del gobierno provincial se responsabilice de tomar las recomendaciones de este informe y las convierta en un documento de perfil político con una Estrategia Provincial del Hidrógeno de bajas emisiones para los próximos años. Dado que se trata de un tema novedoso que no está instalado aún en la agenda pública, se requiere de un liderazgo proactivo y de una asignación presupuestaria mínima para que algunas acciones puedan ser efectivamente implementadas tales como definir políticas públicas activas en relación al complejo científico tecnológico, innovación y desarrollo del H<sub>2</sub> en el ámbito provincial y promocionar proyectos de inversión productiva en este tipo de tecnología.

Asumiendo que el gobierno provincial designa un área de la administración pública dedicada a impulsar la agenda del H<sub>2</sub>, “Unidad H2”, se propone conformar, de modo complementario a esta unidad, una mesa provincial intersectorial como ámbito de articulación público-privada que oriente los esfuerzos provinciales para desarrollar la economía del H<sub>2</sub>.

### **Conformación de la Mesa intersectorial bonaerense del H<sub>2</sub> de bajas emisiones**

La Mesa intersectorial provincial del H<sub>2</sub> de bajas emisiones estará conformada por representantes de las diferentes partes interesadas del sector público, privado y académico<sup>48</sup>:

---

<sup>48</sup> Junto al presente informe se entrega un archivo con información de contacto de alrededor de 30 personas referentes de instituciones públicas y privadas (exceptuando la administración pública provincial) para que el área a cargo de la política provincial seleccione y convoque a formar parte de la Mesa.

**Gobierno provincial:** La mesa deberá convocar a todos los ministerios y ámbitos de la administración pública relacionados al tema para coordinar sus esfuerzos. Como mínimo se espera que formen parte de la mesa representantes de las siguientes carteras: i) Ambiente, ii) Energía, iii) Producción, iv) Infraestructura, v) Trabajo, vi) Transporte, vii) puertos.

Estos/as representantes, además de informar las acciones del gobierno provincial que estén relacionadas a diferentes aspectos del desarrollo del H<sub>2</sub>, tendrán la responsabilidad de impulsar aquellas acciones que desde la mesa se identifiquen como prioritarios procurando que no se implementen de modo parcial ni aislado y manteniendo la mirada de conjunto sin perder de vista el rol que se le quiere dar al H<sub>2</sub> en la planificación energética provincial a largo plazo.

**Sector productivo:** representantes de cámaras empresarias y empresas con proyectos potenciales y futuros relacionados a la producción y consumo de H<sub>2</sub> de bajas emisiones (YPF, YTEC, UNIPAR, DOW, PROFERTIL, SIDERCA, Consorcio del Puerto de Bahía Blanca, Consorcio del Puerto de Dock Sud, CICACZ, ADIMRA, Toyota, Dow, Trafigura, Air Liquide).

**Sector científico tecnológico:** Universidades y grupos de investigación que están trabajando en diferentes temas relacionados al H<sub>2</sub> de bajas emisiones y que puedan llevar adelante I+D aplicada a los desafíos específicos que tiene el H<sub>2</sub> en la provincia, que también sirvan de antena tecnológica para saber por dónde están avanzando las nuevas tecnologías en el mundo y que puedan formar recursos humanos altamente calificados para investigar y trabajar sobre el tema.

#### **Objetivos y funciones de la Mesa:**

1. A partir del documento de lineamientos, participar en la elaboración de la Estrategia Provincial del H<sub>2</sub> y de un plan de acción para impulsar la economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la PBA, en consistencia con la estrategia nacional y en complementariedad con estrategias de otras provincias.
2. Coordinar y articular entre las diferentes entidades públicas las acciones y políticas que se implementen desde el Estado Provincial en materia de H<sub>2</sub>.
3. Promover el diálogo con diferentes actores del sector privado, la sociedad civil y el sector científico tecnológico, con miras a la construcción de consensos sobre los modos y tiempos en los que la economía del H<sub>2</sub> podrá desplegarse en el territorio provincial, así como recabar aportes que sirvan al diseño e implementación de políticas en materia de H<sub>2</sub>.
4. Recomendar modificaciones al marco regulatorio que favorezca el desarrollo de del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la provincia
5. Propiciar espacios de participación para obtener la licencia social y ambiental de las iniciativas actuales y futuras

6. Promover la cooperación con organismos internacionales, nacionales y provinciales que potencien al desarrollo del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en la PBA
7. Realizar un mapeo de actores de manera de identificar entre otros grupos de interés autoridades locales, representantes de organizaciones, propietarios de tierras y medios de comunicación, empresas, etc..
8. Promover una evaluación ambiental de los posibles impactos asociados al desarrollo del H<sub>2</sub> en el territorio provincial.

Se espera que esta instancia participativa cumpla un rol propositivo y activo en el desarrollo provincial del H<sub>2</sub>.

### **Principales líneas de acción propuestas**

Como se desprende de los resultados de la investigación, el desarrollo de la economía del H<sub>2</sub> en la Provincia de Buenos Aires muestra un interesante potencial para su avance en territorio provincial. No obstante, se trata de un mercado que aun no ha adquirido relevancia a nivel global, cuya demanda se encuentra aún en un estado muy incipiente, y en el que existen muchas incertidumbres que se encuentran fuera del ámbito de injerencia de la provincia.

Aun así, si se consideran las proyecciones más difundidas sobre el uso de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en el proceso de transición energética de la economía global, y particularmente de los países más avanzados, se destaca la posibilidad de que la Provincia de Buenos Aires aproveche el potencial de sus bienes comunes naturales y humanos para insertarse como proveedor en el mercado mundial, y comience, en paralelo, a desarrollarse un mercado interno que gradualmente incorpore el H<sub>2</sub> a sus estrategias de descarbonización.

Como se reseñó en la Sección 4 de este informe, muchos países de la región (Brasil, Chile, Colombia, Uruguay) que potencialmente competirían con Buenos Aires como proveedores del mercado mundial, así como otras provincias de la Argentina (destacándose Río Negro y Tierra del Fuego, pero en general todas las provincias patagónicas) han comenzado a analizar e implementar líneas de acción para difundir la producción y/o el uso de H<sub>2</sub> de bajas emisiones localmente. En este aspecto, la Provincia de Buenos Aires se encuentra algo rezagada respecto a otras jurisdicciones pudiendo resultar en una desventaja para la radicación de inversiones en el territorio.

En este sentido, se proponen cinco líneas de acción para que la Provincia de Buenos Aires desarrolle capacidades técnicas, administrativas y de gestión, teniendo como objetivo que, en la medida en que la economía del H<sub>2</sub> comience a

desarrollarse con mayor profundidad, los actores presentes en la provincia se encuentren en mejores condiciones para aprovechar el potencial local.

**Las líneas de acción propuestas son las siguientes:**

**1. Marco regulatorio**

Entre otros factores, se destaca la necesidad de estudiar y definir:

- En materia ambiental: en la medida que los proyectos se pongan en funcionamiento, evaluar la necesidad de corregir y/o ampliar la normativa existente. Asimismo, definir con qué mecanismos y recursos se realizará un seguimiento y control de la actividad.
- En materia fiscal: definir qué tipo de incentivos está en condiciones de ofrecer la provincia a proyectos de esta naturaleza y de qué manera se podrían complementar con incentivos a nivel local.
- En materia de certificaciones: auxiliar a los desarrolladores en la adopción y adecuación a las certificaciones exigidas por los mercados internacionales.

**2. Articulación con actores:**

La articulación de la PBA con los distintos actores que componen el ecosistema vinculado directa e indirectamente con la economía del H<sub>2</sub> surge como un aspecto fundamental para optimizar los recursos disponibles. Esta articulación debe darse en varios niveles y con diferentes sectores:

- Al interior del sector público. Las áreas de incumbencia del estado provincial deben trabajar de modo coordinado en pos del logro de una política de promoción del H<sub>2</sub> integrada y consistente.
- Con stakeholders públicos y privados tanto para definir la agenda de trabajo como para darle seguimiento a la misma. El ámbito propicio para estas articulaciones es la "Mesa intersectorial bonaerense del H<sub>2</sub> de bajas emisiones" propuesta más arriba.
- Con los y las responsables de diseñar e implementar la política de H<sub>2</sub> a nivel nacional en busca de alentar aquellas medidas necesarias para fomentar el H<sub>2</sub> y que recaen exclusivamente en la responsabilidad de las autoridades nacionales.
- Con los y las responsables de diseñar e implementar las estrategias provinciales de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en las provincias argentinas para aprovechar complementariedades y sinergias y evitar solapamientos y la "carrera hacia el fondo" (race to the bottom).

Ultimo, pero no menos importante, la PBA debería participar y hacer escuchar su voz en todos los foros e instancias de interacción pública de relevancia, ya sea en el Congreso de la Nación o en actividades organizadas por instituciones académicas, cámaras empresarias, agencias de cooperación u organizaciones no gubernamentales.

### **3. Desarrollo de capacidades**

#### **Fortalecimiento del sistema científico-tecnológico provincial**

El desarrollo de una economía del H<sub>2</sub> bajo en emisiones en la provincia de Buenos Aires requiere no solo inversiones en infraestructura y proyectos productivos, sino también la consolidación de un entramado científico-tecnológico orientado a la innovación aplicada y a la resolución de desafíos concretos. En este sentido, la articulación del sistema de ciencia y técnica provincial —conducción de la Comisión de Investigaciones Científicas (CIC), universidades, centros de I+D y organismos como INTI, CONICET o INTA— aparece como un eje estratégico para asegurar que el conocimiento disponible en la provincia no quede rezagado frente al avance tecnológico global.

A diferencia de otras etapas del desarrollo tecnológico donde la prioridad era crear tecnologías nuevas, hoy el reto es adaptar, escalar y validar soluciones ya disponibles en el mercado internacional, en función de las condiciones y necesidades locales. Esta tarea —que podría sintetizarse como “intervenir sin romper la garantía”— implica un enfoque práctico y multidisciplinario, capaz de acompañar proyectos piloto, colaborar con empresas en la absorción de tecnologías, formar técnicos especializados y generar evidencia que sirva de base para decisiones públicas y privadas.

Para que esto ocurra, se requiere que el sistema científico-tecnológico asuma un rol más activo y esté estratégicamente vinculado a los desarrolladores, inversores, áreas de gobierno y cadenas productivas. Es allí donde organismos como la CIC podrían cumplir una función clave: coordinar agendas orientadas a la innovación tecnológica aplicada, fomentar la especialización regional, y facilitar instancias de experimentación tecnológica, validación y formación dual.

En la asunción de este rol, herramientas como matrices de riesgo pueden ser muy útiles. A modo de síntesis de los puntos expuestos en este informe, se elaboró la siguiente matriz (Tabla N° 13) que permite visualizar de manera clara y operativa los principales cuellos de botella tecnológicos que podrían afectar la transición hacia una economía del H<sub>2</sub> de bajas emisiones y facilita la priorización en un tentativo plan de acción, promoción de líneas de I+D y mecanismos de apoyo sectorial. También

ofrece una herramienta útil para orientar proyectos piloto, formaciones específicas y estrategias de articulación territorial.

**Tabla N° 13: Matriz de riesgos tecnológicos en el desarrollo del H<sub>2</sub> de bajas emisiones**

Riesgo Tecnológico	Descripción	Impacto Potencial	Nivel de Criticidad	Medidas de Mitigación
Baja eficiencia energética en producción	Pérdidas energéticas en la electrólisis, reformado o pirólisis dificultan competitividad frente a otras alternativas	Aumento del costo por kg de H <sub>2</sub> producido	Alta	I+D aplicada en materiales, mejoras en integración con energías renovables, economía de escala
Inmadurez en infraestructura logística	Falta de soluciones estandarizadas para almacenamiento, transporte y distribución	Dificultad para escalar y conectar oferta-demanda	Alta	Proyectos piloto, planificación de hubs logísticos, incentivos para desarrollo de infraestructura
Fragmentación tecnológica de carriers	Múltiples vectores sin una tecnología dominante (H <sub>2</sub> comprimido, líquido, NH <sub>3</sub> , LOHC, etc.)	Incertidumbre para decisiones de inversión	Media-alta	Análisis comparativo, enfoque modular, estándares de interoperabilidad
Problemas de materiales y corrosión	Fragilidad de materiales convencionales ante fugas o presión de H <sub>2</sub>	Riesgos de seguridad y aumento de costos de mantenimiento	Media	Validación de componentes en bancos de prueba, desarrollo de normativas
Ausencia de certificación tecnológica	Dificultad para certificar desempeño, emisiones o trazabilidad de tecnologías locales	Barreras para acceso a financiamiento o exportación	Alta	Implementar estándares locales compatibles con los internacionales (CertifHy, GHG Protocol)
Desarticulación entre CyT e industria	Débil vinculación entre desarrolladores de proyectos e instituciones científicas	Baja apropiación local de conocimiento y capacidades	Alta	Programas de validación tecnológica, formación dual, integración del CyT en proyectos piloto

Dependencia tecnológica externa	Importación de tecnologías sin transferencia de conocimiento	Limitaciones para desarrollo de proveedores locales	Media-alta	Vinculación temprana con desarrolladores, acuerdos de cooperación tecnológica
---------------------------------	--	---	------------	---

Fuente: elaboración propia.

A partir de este eje, la cooperación internacional adquiere un valor instrumental para acelerar y amplificar el desarrollo de capacidades locales, como se expone en el siguiente apartado.

#### **4. Cooperación internacional y fortalecimiento del ecosistema de hidrógeno**

El desarrollo del H<sub>2</sub> bajo de bajas emisiones en la provincia de Buenos Aires requiere no solo infraestructura productiva, sino también la consolidación de capacidades científicas, tecnológicas e industriales que permitan su integración en mercados internacionales. Para ello, resulta clave articular mecanismos de cooperación internacional y acceso a financiamiento que faciliten la transferencia de conocimiento, la formación de talento especializado y la validación de tecnologías en condiciones reales.

Existen diversas iniciativas globales que pueden contribuir a este objetivo, como la plataforma PtX, la AHK Argentina, estados subnacionales como el Estado de Baviera (ver Anexo III) y múltiples fondos verdes y esquemas de financiamiento internacional, que han demostrado ser catalizadores en la consolidación de ecosistemas de H<sub>2</sub> en otros países. Aprovechar estas oportunidades permitiría no solo desarrollar capacidades locales, sino también posicionar a la provincia en redes de innovación globales, alineando sus proyectos con estándares internacionales y facilitando su inserción en cadenas de valor.

En este contexto, una línea concreta de cooperación internacional podría materializarse en la creación de una planta experimental de hidrógeno en Bahía Blanca, que funcione como un espacio de validación tecnológica, formación y certificación. Este proyecto, impulsado en conjunto por el puerto de Bahía Blanca, PLAPIQUI (Planta Piloto de Ingeniería Química de CONICET-UNS) y el polo petroquímico, permitiría generar sinergias entre la academia y la industria, asegurando que las capacidades locales se desarrollen en función de las necesidades del sector. Además, alineado con experiencias internacionales como el modelo de Mallorca, este tipo de infraestructura fortalecería el rol de Buenos Aires

en la transición energética, atrayendo inversión y facilitando la adopción de tecnologías adaptadas a la realidad productiva de la región.

Ante el planteo de la idea a los diversos actores con los que se interactuó a lo largo del estudio, surgieron diversos puntos relevantes a tener en cuenta. Por ejemplo, para garantizar su sostenibilidad y relevancia, este proyecto debería surgir de la articulación entre el sector científico-tecnológico, la industria y la gestión portuaria. La administración del Puerto de Bahía Blanca podría encargarse de la gestión operativa, facilitando la integración con la infraestructura logística y los mercados energéticos. La operación técnica podría recaer en PLAPIQUI, con su experiencia en investigación aplicada, mientras que el polo petroquímico y otras empresas industriales aportarían financiamiento y oportunidades de validación tecnológica.

Además de su valor para la experimentación, la planta podría consolidarse como un centro de formación y certificación para el sector, ofreciendo capacitación especializada en producción, almacenamiento y uso del H<sub>2</sub>. En un contexto donde América Latina es vista como la gran apuesta para abastecer a Europa en la transición energética, contar con una infraestructura de este tipo fortalecería la posición de Buenos Aires en la agenda del hidrógeno, facilitando la adopción de estándares internacionales y el desarrollo de tecnologías adaptadas a la realidad productiva de la región.

Es decir, aprovechar estas fuentes de financiamiento y cooperación no solo aceleraría la formación de talento y la incorporación de tecnología, sino que también garantizaría que la provincia participe activamente en la agenda global del H<sub>2</sub>, consolidando su competitividad en un mercado en rápida evolución.

## **5. Política focalizada territorialmente: Bahía Blanca, primer hub de H<sub>2</sub> de bajas emisiones del país**

Ineludiblemente, la economía del H<sub>2</sub> en la Provincia de Buenos Aires tendrá como epicentro a Bahía Blanca y desde allí irradiar al resto de las locaciones analizadas. Consolidado como un hub de H<sub>2</sub> gris, el desafío será dar forma al nuevo hub de H<sub>2</sub> de bajas emisiones por medio de dos canales: la producción para el mercado de exportación y el impulso a las actividades de I+D+i a través de la planta piloto.

Complementariamente a las líneas de acción señaladas, se entiende conveniente concentrar esfuerzos en pos de la consolidación de Bahía Blanca como hub de H<sub>2</sub> de bajas emisiones. Como primer paso hacia la consolidación de este hub, se podría impulsar la instalación de una planta piloto de producción de H<sub>2</sub>, concebida como una infraestructura experimental y demostrativa que permita

avanzar en múltiples dimensiones estratégicas. A saber: i) permitiría validar tecnologías en condiciones reales de operación; ii) funcionaría como un espacio clave para la formación de recursos humanos especializados, promoviendo programas de capacitación técnica y profesional en colaboración con universidades, centros de investigación y el sector industrial; iii) tendría el potencial de generar aprendizajes institucionales, iv) contribuiría a fortalecer el entramado de proveedores industriales locales.

Teniendo en cuenta la existencia de proyectos de inversión en Bahía Blanca que están en etapa de evaluación, resulta relevante que el Ministerio de Ambiente tome cartas en al menos dos asuntos. Primero, contar con las suficientes herramientas técnicas y teóricas para realizar una adecuada Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y, en caso de corresponder, el otorgamiento del Certificado de Aptitud Ambiental (CAA) o la Declaración de Impacto Ambiental (DIA). En la entrevista realizada a los responsables de Green Hydrogen Mallorca (España), destacaron que una clave del éxito del proyecto estuvo dado por la celeridad con la que actuó la autoridad ambiental en el otorgamiento del permiso para su desarrollo. En ese sentido, en el MAPBA ya existen capacitaciones internas en los impactos de la economía del H<sub>2</sub>, las cuales habrá que dar continuidad y actualizar a medida que el tema avance.

Segundo, encabezar el diseño de una estrategia de licencia social que se anticipe a la aparición de cuestionamientos y discrepancias por parte de la población local. En ese sentido, el Ministerio debería asociarse, fundamentalmente, con las autoridades del Municipio y con las empresas desarrolladoras, además de otras áreas de la gobernación bonaerense, para difundir en la comunidad la información pertinente sobre las características de la producción, almacenamiento y transporte de H<sub>2</sub> de bajas emisiones (tanto verde como azul) y trabajar en la comunicación tanto de los impactos ambientales esperados y las acciones de control y minimización de riesgos, como de las ventajas económicas, productivas y laborales concretas de los proyectos.

## 9. Referencias bibliográficas

Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional (2023). Informe Sectorial para inversores internacionales, Energía, Hidrógeno.

Aguirre, P.; Baruj, A.; Corti, H.; Laborde, M.; Lombardo, E.; Meyer, G.O. (2008). El hidrógeno como combustible y vector energético: un proyecto de desarrollo tecnológico argentino. PETROTECNIA, vol. 4 (pp. 54-62) - ISSN 0031-6598. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.

Albaladejo, M., Altenburg, T. Fokeer, S., Wenck, N., Schwager, P. (2022). Hidrógeno verde: Impulsando el desarrollo industrial para un futuro limpio y sostenible. Industrial Analytics Platform - United Nations Industrial Development Organization (UNIDO).  
<https://iap.unido.org/es/articles/hidrogeno-verde-impulsando-el-desarrollo-industrial-para-un-futuro-limpio-y-sostenible>

Argentina Productiva 2030 (2023). Misión 2. Desarrollar la economía verde para una transición ambiental justa. Plan para el Desarrollo Productivo, Industrial y Tecnológico - Ministerio de Economía de la Nación.  
[https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/mision\\_2\\_0.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/mision_2_0.pdf)

Aziz, M., Wijayanta, A. T., & Nandiyanto, A. B. D. (2020). Ammonia as effective hydrogen storage: A review on production, storage and utilization. *Energies*, 13(12), 3062.

Balza, L., Díaz, L., Gómez Parra, N., Manzano, O. (2021). The Unwritten License: The Social License to Operate in Latin America's Extractive Sector. <http://dx.doi.org/10.18235/0003820>

BMWK (2023). National Hydrogen Strategy Update. <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Hydrogen/Dossiers/national-hydrogen-strategy.html>

BMWK (2024). Import Strategy for hydrogen and hydrogen derivatives. <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/importstrategy-hydrogen.html>

Bolcich, J. C. (2018). Hidrógeno y energías renovables: Antecedentes y perspectivas en Argentina. *Ciencia e Investigación*, 68(2), 41-68.

Brey, J. (2022) La electrolisis como una herramienta clave de la descarbonización del siglo XXI, *Economía Industrial* 424, 87-96.

Cámara Argentina Alemana (AHK) (2024). De los vínculos a una visión conjunta. Alemania como socio estratégico de Argentina en la economía del hidrógeno verde.

Clean Hydrogen Partnership (2024). Hydrogen Valleys. [https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/hydrogen-valleys\\_en](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/hydrogen-valleys_en)

Comisión Europea (2020). Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en)

Comisión Europea (2023). EU-CELAC Summit: EU and Argentina step up cooperation on clean energy transition and energy security. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_23\\_3859](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_3859)

Consejo Federal de Inversiones (2021). Estudio Integral de pre-factibilidad económica de la planta experimental de hidrógeno a fase industrial. Pico Truncado. Pcia de Santa Cruz.

Deloitte (2023). Green hydrogen: Energizing the path to net zero. Deloitte's 2023 global green hydrogen outlook. Deloitte. <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/green-hydrogen.html>

Diez, J. I. y Pasciaroni, C. (2022). Trayectoria histórico-estructural del sistema productivo de Bahía Blanca (Argentina). Etapas y perspectivas de desarrollo. Estudios Geográficos, 83 (293), e116. <https://doi.org/10.3989/estgeogr.2022122.122>

EconoJournal (2023). Advierten que el proyecto de Ley de Hidrógeno dejaría a la Argentina en una posición rezagada para captar inversiones privadas, 28 de julio de 2023.

Ferraro, R. Gareis, M., Zulaica, L (2013). Aportes para la estimación de la huella de carbono en los grandes asentamientos urbanos de Argentina, Revista Cuadernos de geografía.

Gale, F., Goodwin, D., Lovell, H., Murphy-Gregory, H., Beasy, K., & Schoen, M. (2024). Renewable hydrogen standards, certifications, and labels: A state-of-the-art review from a sustainability systems governance perspective. International Journal of Hydrogen Energy, 59, 654-667.

GIZ, Inodú, Ministerio de Energía, Servicio de Evaluación Ambiental (2020), Identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en toda su cadena de valor, Santiago de Chile.

Gogorza, A. y Carlino, M. (2024). Bases para el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados. Barreras y estrategias. International PtX Hub. [https://ftdt.cc/wp-content/uploads/2024/07/2024-06-11-PtX-Hub\\_Modelos-de-Financiamiento-vf-1.pdf](https://ftdt.cc/wp-content/uploads/2024/07/2024-06-11-PtX-Hub_Modelos-de-Financiamiento-vf-1.pdf)

Guzowski C., Castelao Caruana, M., Zilio, M. (2024). Hidrógeno verde en Argentina: Oportunidades económicas y desafíos ambientales. Revista el Ojo del Condor, N°13, ISSN: 2362-5821.

Guzowski C., Zabaloy M. F., Ibañez Martín M. M. (2022). Y el hidrógeno se hizo luz ¿Qué oportunidades ofrece el hidrógeno verde para la sostenibilidad del sistema energético argentino? Comisión de Estadísticas, Estudios y Publicaciones, Asociación de Mujeres en Energías Sustentables de Argentina (AMES). <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:6907691360540078081/>

Hychico (2021). Hacia la Producción de Hidrógeno “Verde” en la Patagonia. Experiencia de más de 10 años y perspectivas en la Región

IAEA (2024). Los centros de datos, la inteligencia artificial y las criptomonedas contemplan la energía nuclear avanzada para satisfacer sus crecientes necesidades de electricidad. Bulletin, vol. 65-3, Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA). <https://www.iaea.org/es/bulletin/los-centros-de-datos-la-inteligencia-artificial-y-las-criptomonedas-contemplan-la-energia-nuclear-avanzada-para-satisfacer-sus-crecientes-necesidades-de-electricidad>

Ibañez, M., Poggiese, M., London., (2025). Informe de pobreza energética en Bahía Blanca. Serie de documentos EISS N°2, ISSN: 2250-8333. <https://iess.conicet.gov.ar/wp-content/uploads/2025/02/Informe-de-pobreza-energetica-1-fusionado.pdf>

IEA (2019). Hidrógeno en América Latina. De las oportunidades a corto plazo al despliegue a gran escala. International Energy Agency (IEA). [https://iea.blob.core.windows.net/assets/8bad1e39-1587-4770-b60a-c9368e6347ae/EA\\_HydrogeninLatinAmerica\\_Fullreport\\_Spanish.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/8bad1e39-1587-4770-b60a-c9368e6347ae/EA_HydrogeninLatinAmerica_Fullreport_Spanish.pdf)

IEA (2023). Global Hydrogen Review 2023. International Energy Agency (IEA). <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

IPCC (2018). Calentamiento global de 1,5 °C. Informe especial del IPCC. Resumen para responsables de políticas. [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM\\_es.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM_es.pdf)

IRENA (2022). Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. <https://www.irena.org/Publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>

IRENA (2024a). World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en <https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024>

IRENA (2024b), Green hydrogen strategy: A guide to design, International Renewable Energy Agency. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_strategy\\_design\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Green_hydrogen_strategy_design_2024.pdf)

IRENA and Bluerisk (2023), Water for hydrogen production, International Renewable Energy Agency, Bluerisk, Abu Dhabi, United Arab Emirates. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA\\_Bluerisk\\_Water\\_for\\_hydrogen\\_production\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA_Bluerisk_Water_for_hydrogen_production_2023.pdf)

Liu, W., Wan, Y., Xiong, Y., & Gao, P. (2022). Green hydrogen standard in China: Standard and evaluation of low-carbon hydrogen, clean hydrogen, and

renewable hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(58), 24584-24591.

Mas Energía., 2023.  
<https://mase.lmneuquen.com/transicion-energetica/hychico-el-faro-la-industria-del-hidrogeno-n1051744>.

McKinsey (2024) *Global Energy Perspective 2023: Hydrogen outlook*. McKinsey Insights. McKinsey & Company.  
<https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-hydrogen-outlook>

Meyer, G., Caneiro, A., Corso H., Ponce, V. y Azcona, A. (2004). *El Centro Atómico Bariloche y la tecnología del hidrógeno*. Centro Atómico Bariloche.

Moore, J. E. (1993). "Predators and Prey: A New Ecology of Competition". *Harvard Business Review*, No. 71: 73-86.

Notteboom, T. & Haralambides, H. (2023). *Seaports as green hydrogen hubs: advances, opportunities and challenges in Europe*. *Marit Econ Logist* 25, 1–27.  
<https://doi.org/10.1057/s41278-023-00253-1>

OMC e IRENA (2023). *International trade and green hydrogen: Supporting the global transition to a low-carbon economy*. Organización Mundial del Comercio (OMC) e International Renewable Energy Agency (IRENA).  
[https://www.wto.org/english/res\\_e/publications\\_e/green\\_hydrogen\\_e.htm](https://www.wto.org/english/res_e/publications_e/green_hydrogen_e.htm)

Organización Marítima Internacional (OMI) (2023). *Resolución MEPC.377(80). Estrategia de 2023 de la OMI sobre la reducción de las emisiones de GEI procedentes de los buques*.  
<https://wwwcdn.imo.org/localresources/es/MediaCentre/Documents/ESTRATEGIA%20DE%202023%20DE%20LA%20OMI%20SOBRE%20LA%20REDUCCION%20DE%20LAS.pdf>

Parsons, R. and Moffat, K. (2014). *Constructing the meaning of social licence*. *Social Epistemology* 28 (3-4): 340-363.  
<http://dx.doi.org/10.1080/02691728.2014.922645>

Planta Piloto de Ingeniería Química - PLAPIQUI (2023). *Alternativas de producción y comercialización de hidrógeno, reducción de emisiones gaseosas y valorización de dióxido de carbono. Estudio diagnóstico sobre el Puerto de Bahía Blanca y su zona industrial cercana*, Consorcio del Puerto de Bahía Blanca.

Plapiqui (2023). *Alternativas de producción y comercialización de hidrógeno, reducción de emisiones gaseosas y valorización del dióxido de carbono. Estudio diagnóstico sobre el Puerto de Bahía Blanca y su zona industrial cercana. Informe Final*. Consorcio del Puerto de Bahía Blanca.

Plataforma H<sub>2</sub> Argentina. (2023).  
<https://www.plataformah2.org/observaciones-sobre-el-proyecto-de-ley-de-hidrogeno-propuesto-por-el-poder-ejecutivo/>

Pong, C (2022). Análisis y Caracterización de la cadena de valor de la energía eléctrica en el Nodo Bahía Blanca en el quinquenio 2015-2019, Universidad Nacional del Sur.

Porter, M. E. (1998). Clusters and competition. *On competition*, 7, 91.

Rubio, M.L., y Silva, A. (2007). Digitalización de mapas de Bahía Blanca. Argentina, Bahía Blanca: Departamento de Geografía y Turismo, UNS.

SAE (2023a). Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno. Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Presidencia de la Nación (SAE). Buenos Aires.

SAE (2023b). Evaluación Ambiental Estratégica de la Economía del Hidrógeno. Síntesis de resultados preliminares. Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Presidencia de la Nación (SAE). Buenos Aires.

Sánchez-Peñuela Lejarraga, J. B. (2022). Estrategias nacionales sobre hidrógeno: una visión comparada. *Economía industrial*, N° 424, pp. 33-48. <https://www.mintur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/424/SA%CC%81NCHEZ-PEN%CC%83UELA%20LEJARRAGA.pdf>

Schneider, H., (2021). Hidrógeno verde en América Latina, posibilidades, barreras y oportunidades, Fundación Konrad Adenauer Stiftung.

SES Hydrogen (2023). Hydrogen hub – what is it? Description of the concept, areas of application. <https://seshydrogen.com/en/hydrogen-hub-what-is-it-description-of-the-concept-areas-of-application/#:~:text=Regardless%20of%20the%20term%20used,in%20transportation%2C%20a%20substrate%20in>

Sigal A., Leiva E.P.M., Rodríguez C.R. (2019). Assessment of the potential for hydrogen production from renewable resources in Argentina, *International Journal of Hydrogen Energy*, 39, pp. 8204-8214. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.157>

Signoria, C., Barlettani, M., (2023). Environmental, Health, Safety and Social management of green hydrogen in Latin America and the Caribbean: A scoping study, BID.

Speake, M.A., Carbone, M.E., & Spetter, C.V. (2020). Análisis del sistema socio-ecológico del estuario Bahía Blanca (Argentina) y su impacto en los servicios ecosistémicos y el bienestar humano. *Investigaciones Geográficas*, (73), 121-145. <https://doi.org/10.14198/INGEO2020.SCS>.

UNIDO, I. (2024). Green hydrogen for sustainable industrial development: A policy toolkit for developing countries.

US DOE (2021). Regional Clean Hydrogen Hubs. <https://afdc.energy.gov/laws/13033#:~:text=The%20U.S.%20Department%20of%20Energy,Regional%20Clean%20Hydrogen%20Hubs%20website.&text=See%20all%20Federal%20Laws%20and%20Incentives>.

Van Putten, I., Cvitanovic, C., Fulton, E., Lacey, J. and Kelly, R. (2018). "The emergence of social licence necessitates reforms in environmental regulation". *Ecology and Society*, 23 (3). <https://doi.org/10.5751/ES-10397-230324>

World Economic Forum. 2023. Green Hydrogen in China: A Roadmap for Progress - White Paper-.

YTEC (2020). Consorcio para el desarrollo de la economía el hidrógeno en Argentina.

## 10. Anexos

### **Anexo I: Trabajo de campo en Bahía Blanca**

Durante los días 4 y 5 de noviembre de 2024, el equipo realizó trabajo de campo en la ciudad de Bahía Blanca.

El primer día el equipo organizó junto al Consorcio del Puerto de Bahía Blanca, el municipio y el Ministerio de Ambiente de PBA la Jornada de Diálogo “Hacia un hub de hidrógeno de bajas emisiones en Bahía Blanca”, que tuvo lugar en el auditorio del Consorcio y que contó con la asistencia de más de 40 personas, invitadas especialmente.

El evento se abrió con un saludo de las autoridades presentes: Santiago Mandolesi Burgos (Presidente del Consorcio Puerto Bahía Blanca), Daniel Vega (Rector de La Universidad Nacional del Sur), Alejandro Staffa (Rector de la Universidad Tecnológica Nacional), Lautaro Girones (Subsecretario de Ambiente municipal) y Sebastián Pessah (Director de Transición Ecológica, Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires).



Fuente de la foto:  
<https://puertobahiablanca.com/novedades/jornada-de-dialogo-hacia-un-hub-de-hidrogeno-de-bajas-emisiones-en-bahia-blanca.html>

A continuación, el equipo CIECTI, representado por Carlos Aggio e Ignacio Sabbatella, presentó el proyecto “Lineamientos para una estrategia provincial de hidrógeno de bajas emisiones” y algunos avances del proceso de investigación. Seguidamente, Martín Viridis, Coordinador de Desarrollo e Innovación en el Puerto de Bahía Blanca, hizo una presentación del potencial bahiense para convertirse en un hub de hidrógeno y el rol del puerto en su desenvolvimiento. Luego de la participación de los asistentes con preguntas y comentarios en cada presentación, la jornada continuó con dos bloques de panelistas invitados.

El primero se enfocó en el aporte al desarrollo productivo local y fue coordinado por Juan Manuel González Ferrer del CIECTI. Contó con la participación de José Racosta (Director técnico de UNIPAR), Martín Goslino (Unión Industrial de Bahía Blanca), Guillermo Giménez (Presidente del Parque Industrial de Bahía Blanca), Matías Mella (Gerente de proyectos del Grupo Bahía Energía), Hernán Vigier (Director Agencia de Innovación, Desarrollo Productivo y Urbanismo del municipio). Bajo el interrogante propuesto por el equipo “¿Qué necesidades visualiza el sector productivo para aportar a la cadena productiva del hidrógeno?”, el representante de la UIBB admitió “nos tuvimos que poner a estudiar” para entender la economía del hidrógeno y sostuvo que la organización podría desarrollar tres líneas de acción para promover el tema: i) información y capacitación a todas las empresas del entramado productivo; ii) hacer una edición especial sobre H<sub>2</sub> del programa Desarrollo Cliente Proveedor (DCP) que son encuentros empresariales donde las empresas clientes brindan información a las empresas proveedoras sobre el desarrollo, planificación y ejecución de su actividad y proyectos de inversión, acercando la oferta y demanda de la industria con el fin fomentar la contratación de PyMEs locales y fortalecer la cadena de valor productiva; iii) vinculación con el sector académico a través de pasantías y prácticas profesionales supervisadas (PPS). Asimismo mencionó que sería interesante fomentar el compra/contratación local, por la vía de incentivos y no de la obligatoriedad. A su turno, Racosta explicó que UNIPAR es una empresa de capital brasileño que cuenta con cuatro plantas en Brasil y una en Argentina, precisamente en Bahía Blanca. Es una empresa líder en la producción de cloro y soda cáustica, además de la segunda mayor productora de PVC de América del Sur. En su proceso productivo, UNIPAR utiliza la electrólisis y, de cara a la difusión de este método en la producción de H<sub>2</sub> verde, Racosta aseveró que es una tecnología conocida desde hace décadas y que, por lo tanto, es necesario “quitar miedos”. Además, contó que la empresa se propone licuar hidrógeno en sus plantas de Brasil para facilitar su transporte y que estudiaron la posibilidad de producir amoníaco, pero desistieron porque no cerraba la ecuación económica. Para el caso argentino, opinó que el gas natural representa una ventaja y que las desventajas pasan por la falta de infraestructura eléctrica y de transporte. Por su parte, Giménez destacó que el Parque Industrial cuenta con experiencia de asociación de actores locales e internacionales y capacidades de construcción,

montaje industrial e ingeniería de detalle, además de mantenimiento y servicios asociados. Sin embargo, señaló que en Bahía Blanca no se hace ingeniería de proyecto y eso implica que las obras de gran envergadura sean adjudicadas a grandes empresas nacionales e internacionales, que después subcontratan todo localmente llevándose esa parte del negocio. Gimenez entiende que es necesario que ese eslabón debe ser desarrollado en la ciudad. Mella describió la inversión del Grupo Bahía Energía en su planta de biodiesel de 2da generación y las etapas que tienen previstas: en la primera, producirán etanol de maíz; en la segunda, alcohol-to-jet para ser utilizado como combustible en el transporte aéreo; y en la tercera, metanol verde, por medio de CO2 biogénico e hidrógeno verde. Por último, Vigier retrató a Bahía como la ciudad con mayores emisiones de gases de efecto invernadero del país y comentó acerca del desafío encarado por el municipio para mejorar el abastecimiento de agua potable.

Moderado por Carina Guzowski (CIECTI), el segundo bloque abordó los desafíos tecnológicos y potenciales aportes de la estructura científico-tecnológica local y tuvo como panelistas a Daniel Borio (investigador del PLAPIQUI), Eduardo Guillermo (Director del Dpto Ing. Eléctrica de la UTN), Araceli Kreder (investigadora de la Universidad Provincial del Sudoeste – UPSO) y Mariana Zilio (investigadora del CONICET/UNS). Borio abrió el panel describiendo el desfinanciamiento que atraviesan CONICET y la Agencia I+D+i y que repercute en becas, salarios y proyectos de investigación, parcialmente compensado por la realización de consultorías y otros fondos. En ese contexto, considera que es difícil pensar en una carrera de grado asociada al hidrógeno y que un posgrado o diplomatura sería más viable, pensando en la conveniencia de trabajar de modo interdisciplinario cubriendo temas tales como: ingeniería de proyecto, regulación, ambiente y seguridad. Por el contrario, Guillermo opinó que no es necesario un posgrado, ya que las tecnologías son conocidas. En cambio, enfatizó cuestiones como la formación en operación y mantenimiento y la necesidad de retener recursos humanos formados, mejorando las condiciones de contratación. Refirió a la experiencia Centro de Capacitación y Certificación de Competencias Profesionales (C4P), un centro de la UTN dedicado a la formación y certificación de capacidades para el Parque Industrial bahiense. Además, consideró la necesidad de crear un think tank para tomar decisiones en la nueva economía del hidrógeno, en el cual se incorpore el gobierno de la provincia. Luego, Kreder relató el nacimiento hace cinco años atrás y posterior desarrollo de la Tecnicatura de gestión de energías renovables en la UPSO, la cual incluye la formación en hidrógeno verde y sensibilización comunitaria sobre estas nuevas tecnologías. En último lugar, Zilio antepuso la dimensión ambiental como una cuestión sensible en Bahía Blanca y bregó por la identificación de los impactos de los proyectos de hidrógeno en el estuario para anticiparse a las objeciones ambientalistas. Particularmente, mencionó los problemas de abastecimiento local de agua y que, en caso de que los proyectos opten por la desalinización, es necesario

tener en cuenta el residuo que será devuelto al mar y su impacto en el ecosistema marítimo.

Una vez terminado este panel, distintos asistentes tomaron la palabra y emergieron con fuerza tres temas: ambiente, tecnología y financiamiento. En cuanto al primero, una participante ilustró la “dualidad” de los bahienses respecto al Polo Petroquímico, en tanto sus impactos laborales positivos y sus impactos ambientales negativos. La participante explicó que, por un lado, existe la idea que es uno de los mejores lugares para trabajar en la región dadas las condiciones laborales y niveles de ingresos, pero, por el otro, los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> per cápita son de los más altos del país y algunas veces sienten que “se vive en Springfield”. Además, señaló la necesidad de prevenir ciertos impactos sociales y en la actividad ganadera de la instalación de aerogeneradores. En esa línea, destacó la relevancia de trabajar sobre la licencia social de los futuros proyectos de H<sub>2</sub> y derivados. Respecto al segundo tema, Borio remarcó que la cuestión tecnológica a gran escala no está resuelta, que hay problemas de costos y que se debe atender la tecnología del CCS. Como parte del debate, Guillermo respondió que no tiene sentido competir con China y Alemania por la fabricación de electrolizadores, aunque sí tiene sentido mejorar el proceso productivo de H<sub>2</sub> en cuanto a su eficiencia energética, su seguridad y sus aspectos ambientales. Racosta intervino también para afirmar que se deben priorizar temas para que la industria despegue, donde el primero es la infraestructura y la tecnología está en el “cuarto o quinto lugar”. En cuanto al tercer tema, un asistente destacó que el financiamiento es un problema para las pymes, que no tienen como ampliarse, mientras que las grandes empresas pueden colocar deuda.

La tarde del día 4 se completó con una navegación en las cercanías del puerto y del Polo Petroquímico (gentileza del Consorcio) y con una visita a oficinas municipales, donde el equipo y la delegación del Ministerio de Ambiente fueron recibidos por Hernán Vigier y Lautaro Girones. La conversación tuvo como finalidad profundizar en los aspectos vinculados con la gestión del agua en la Ciudad. Bahía Blanca es una ciudad de 336 mil habitantes, en la cual el consumo residencial promedio es de 300 mil litros por día, mientras que el Polo Petroquímico demanda 200 mil litros por día. La crisis hídrica ha determinado la creación de la Mesa del Agua, en la cual participan distintos actores públicos, privados y sociales. El abastecimiento es realizado desde el complejo (dique y acueducto) Paso de las Piedras, ubicado a 60 kilómetros de la ciudad sobre el río Sauce Grande, y se ha determinado que existen al menos dos problemas: algas que tapan filtros de potabilización y pérdidas en el caño de transporte. A eso se suma la existencia de una planta de agua de reuso para consumo industrial de la empresa Aguas Bonaerenses S.A. (ABSA), pero que no ha sido terminada. Por lo tanto, según los informantes, la solución a mediano plazo consiste en cuatro medidas: la

construcción de una planta de decantación, la perforación de pozos, la reparación del caño de transporte y la conclusión de la planta de reúso.

Al día siguiente, el equipo visitó a la Planta Piloto de Ingeniería Química (PLAPIQUI), instituto dependiente de la Universidad Nacional del Sur (UNS) y del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), donde fueron recibidos por un grupo de investigadores del instituto. El PLAPIQUI es una institución estratégica dentro del ecosistema científico-tecnológico bahiense, ya que cuentan con una larga experiencia en la docencia, investigación y transferencia, que se remonta al año 1963. Actualmente, cuentan con líneas de investigación vinculadas a la empresa Profertil y a la producción de amoníaco y metanol.

Recientemente, han realizado distintas consultorías sobre hidrógeno y derivados para la Secretaría de Energía de la Nación, la agencia alemana GIZ y el Consorcio del Puerto. Durante la reunión, los miembros del instituto advirtieron que en los próximos años Argentina debería producir más hidrógeno, del color que sea, para abastecer una mayor fabricación de fertilizantes nitrogenados, con el fin de paliar el déficit comercial que genera cada año la importación de los mismos. Por último, desde el instituto han considerado la necesidad de instalar una planta piloto de hidrógeno dentro del Polo Petroquímico para entender la tecnología y realizar prácticas pre-profesionales de las cuales habló el representante de la UIA el día anterior. En ese sentido, visualizan al Consorcio del Puerto como el mejor interlocutor para avanzar con la idea-proyecto, aunque habría que definir cuestiones sensibles como, a saber: quién opera, de dónde sale la energía y el agua, qué pasa con los efluentes y la seguridad de la planta. Asimismo, conseguir alguna fuente de financiamiento para hacerlo realidad.

## Anexo II: Imágenes de las visitas



Visita al Puerto de Dock Sud - 10 de octubre de 2024



Actividad en Bahía Blanca - 4 de noviembre de 2024



Visita al Puerto de La Plata - 18 de febrero de 2025



Visita a Tenaris-Siderca - 5 de marzo de 2025

### **Anexo III: Vías de cooperación con el Estado Baviera (Alemania)**

En los últimos cinco años Alemania ha liderado el desarrollo de la economía del H<sub>2</sub> como parte de su estrategia energética y climática con un enfoque claro hacia la importación de hidrógeno, debido a la limitación de su capacidad para producir suficiente hidrógeno verde internamente, dada su ambiciosa estrategia de transición energética.

En este contexto, ha comprometido €9.000 millones como parte de su Estrategia Nacional de Hidrógeno, destinando parte de esos recursos para proyectos piloto. Recientemente, Anunció dos nuevos fondos: el "Fondo de Desarrollo PtX" (PtX Development Fund) que está destinado a asistir a las economías en desarrollo y emergentes a construir cadenas de valor locales en torno al H<sub>2</sub> verde y el "Fondo de Crecimiento PtX" (PtX Growth Fund) que 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 H<sub>2</sub> verde.

En relación a los programas de financiamiento que ofrece Alemania en otras partes del mundo se puede mencionar un importante programa de financiamiento local para proyectos de H<sub>2</sub> denominado Programa de Desarrollo de Proyectos de Hidrógeno Verde (PDP-H<sub>2</sub>) que es una iniciativa promovida por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), una agencia del gobierno alemán. El PDP-H<sub>2</sub> ofrece asesoramiento gratuito a empresas interesadas en desarrollar proyectos de H<sub>2</sub> verde, facilitando conexiones con socios internacionales confiables y promoviendo soluciones energéticas respetuosas con el clima. El programa busca reemplazar el uso de H<sub>2</sub> gris por H<sub>2</sub> verde, fomentando así prácticas más sostenibles en la industria. El programa PDP busca identificar empresas que actualmente se encuentran utilizando H<sub>2</sub> o derivados como el amoníaco y estudiar de manera conjunta cómo pasar de su suministro actual de hidrógeno a hidrógeno verde, tanto en lo que respecta a las implicancias técnicas como también a las implicancias económico financieras. El proyecto es gratuito para las empresas que deseen ingresar y el asesoramiento es independiente y neutral. Todo el análisis técnico, el modelado económico, el modelado financiero se realiza en forma gratuita desde Alemania.

Por otro lado, un integrante del equipo del CIECTI tuvo la oportunidad de visitar el Estado de Baviera en diciembre del año 2024, en un viaje de inmersión en la economía del hidrógeno organizado por la AHK (Camara alemana en Argentina). Baviera (Bayern en alemán) es el estado federado más grande y próspero de

Alemania, ubicado en el sureste del país. Su capital es Múnich (München), una de las ciudades más importantes de Alemania y Europa. Su economía está marcada por un fuerte desarrollo industrial, un sector tecnológico avanzado y una combinación de grandes corporaciones con un ecosistema de pequeñas y medianas empresas (PYMEs). Es un centro industrial clave en Alemania dominada por la industria siderúrgica, la industria automotriz y la innovación tecnológica. Este Estado subnacional le otorga al complejo científico tecnológico un rol fundamental en el desarrollo económico del país con una fuerte orientación a la cooperación con los países de Sudamérica. Tal es así que en virtud del viaje se tuvo la oportunidad de mantener diversas reuniones con el Centro Universitario Bávaro para América Latina (BAYLAT) que es una institución del estado de Baviera, Alemania, que promueve la cooperación científica, académica y tecnológica entre Baviera y los países de América Latina. En particular, se vislumbró un fuerte interés por mantener reuniones y cooperación con el sistema científico de la provincia de Buenos Aires.

Asimismo, para consolidar y ampliar la sólida posición de la industria y la ciencia bávaras en el campo del hidrógeno, el Estado federado de Baviera fundó en septiembre de 2019 en Núremberg el Centro del Hidrógeno de Baviera (H2.B), con cuyas autoridades también se mantuvieron reuniones. Este centro es la plataforma de coordinación y creación de redes para el H<sub>2</sub> en Baviera y actúa como punto de contacto entre la industria, la ciencia y la política en un contexto nacional e internacional. Con ello, Baviera persigue el objetivo de reunir a los actores clave de la industria, la ciencia y la política para impulsar lo más rápidamente posible economía del H<sub>2</sub> y, en particular, el uso del hidrógeno en el sector de la movilidad en Baviera y para generalizar su uso práctico. El centro fue creado por iniciativa del Ministerio de Economía, Desarrollo Regional y Energía de Baviera. Las numerosas actividades del centro tienen como objetivo, entre otras cosas, la información y el asesoramiento, fortalecer la creación de redes de los actores bávaros del H<sub>2</sub> entre sí y con otros actores nacionales e internacionales.

La cooperación entre Baviera y la provincia de Buenos Aires en materia de H<sub>2</sub> se podría sostener en políticas que busquen desarrollar intereses mutuos para impulsar la transición energética y desarrollar la industria del hidrógeno de bajas emisiones. Baviera busca diversificar sus fuentes de hidrógeno, ya que su capacidad local para producirlo mediante energías renovables es limitada. Incluso, en su estrategia de H<sub>2</sub> contempla la posibilidad de importarlo H<sub>2</sub> proveniente de fuentes no renovables como el gas. Por otro lado, la capacidad eólica del sur de la Provincia de Buenos Aires tiene un enorme potencial para convertirse en un proveedor global de H<sub>2</sub>. Esta complementariedad económica y geográfica podría consolidarse en la creación de acuerdos estratégicos entre ambas regiones.

En 2023, la Representación del Estado de Baviera para Sudamérica organizó el "Bavarian & Argentinian Innovation and Startup Ecosystem Meetup" en Buenos

Aires. Este encuentro facilitó el intercambio de buenas prácticas entre ecosistemas de innovación y emprendimiento de ambas regiones, enfocándose en áreas como la transición energética y el H<sub>2</sub> verde. Además, se celebró el décimo aniversario de la presencia de Baviera en Argentina, reforzando los lazos de cooperación científica y tecnológica.

La Representación del Estado de Baviera en Sudamérica trabaja con los ecosistemas de innovación y emprendimiento locales para contribuir al desarrollo sostenible en Argentina, Chile, Colombia, Perú y Uruguay. Para ello, conecta a grandes empresas, pymes innovadoras y startups de base tecnológica, la investigación aplicada, gobiernos regionales y nacionales, y también representantes del capital riesgo para conjuntamente mejorar las capacidades de innovación. Además, identifica a startups latinoamericanas con alto poder innovador para presentarlos al ecosistema de innovación en Alemania como potenciales partners y abrirles así nuevas oportunidades en Europa.

Entre las áreas clave de cooperación se podrían desarrollar acuerdos bilaterales que incluyen transferencia de tecnología, proyectos piloto conjuntos y capacitación técnica. Baviera también apoya el desarrollo de infraestructura en Argentina, como plantas de producción, puertos de exportación y redes logísticas necesarias para el transporte marítimo de H<sub>2</sub> en forma de amoníaco o H<sub>2</sub> líquido. Asimismo, la colaboración abarca proyectos de investigación en tecnologías de producción, almacenamiento y transporte de H<sub>2</sub>, realizados por universidades e institutos de investigación de ambas regiones.

Distintas empresas bávaras están explorando oportunidades de inversión en Argentina para establecer instalaciones de producción de H<sub>2</sub> verde y cumplir con sus objetivos climáticos. Esta cooperación ofrece beneficios mutuos, ya que Baviera asegura un socio confiable para la importación de hidrógeno, mientras que la Provincia de Buenos Aires podría recibir financiamiento, acceso a mercados europeos y tecnología avanzada.

Por último, en el viaje de inmersión mencionado anteriormente se pudo establecer contactos con la Representación del Estado Federado Alemán de Bayern para Argentina, Chile, Colombia y Perú que es la oficina de desarrollo comercial que el Ministerio Bávaro de Economía, Desarrollo y Energía abrió en el año 2013 con el objetivo de acompañar a las empresas bávaras en el desarrollo de sus negocios con Sudamérica. Posicionar a Baviera como un partner estratégico en la región y generar alianzas con la industria, academia e instituciones de gobierno son los drivers de las actividades de la oficina.

El interés de Alemania, particularmente del Estado de Baviera, por Argentina en este campo se encuentra estrechamente vinculado a su estrategia geopolítica

energética en la región siendo un impulsor clave en Europa, destacando su contribución a la investigación, financiamiento y desarrollo de estos mercados en América Latina. En el contexto de la creciente necesidad de diversificación de fuentes energéticas y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, el posible desarrollo de un hub de H<sub>2</sub> en de bajas emisiones en la Provincia de Buenos Aires y la cooperación con Alemania en términos de tecnología e innovación permitiría el acceso a financiamiento clave y a tecnologías estratégicas en el sector.

## **Anexo IV: Normativa ambiental aplicable a la economía del H<sub>2</sub>**

### **Normativa Ambiental Nacional**

Ley 25675/02. Ley General del Ambiente.

Ley 25688/02. Régimen de Gestión Ambiental de Aguas.

### **Impacto ambiental**

Ley 25675/02. Ley General del Ambiente. Fija como uno de los instrumentos de la política y la gestión ambiental la Evaluación de Impacto Ambiental. Arts. 8, 11, 12, 13, 21, Anexo I.

Resolución S AyDS 177/07 (modif. por Res. 303/07). Actividades que deben contratar el seguro ambiental, montos mínimos asegurables, autoseguro.

### **Agua (recursos hídricos, efluentes, niveles guía)**

Ley 13577/49. Ley orgánica para la Administración General de Obras Sanitarias de la Nación. Decreto 674/89 reglamenta el régimen al que se ajustarán los establecimientos que produzcan vertidos industriales a conductos cloacales, pluviales o a un curso de agua.

Resolución SRNyAH 315/94. Estándar de calidad para los vertidos líquidos a cuerpos de agua.

Ley 25688/03. Régimen de Gestión Ambiental de Aguas.

Ley 26221/07. Prestación del servicio de provisión de agua potable y colección de desagües cloacales. Control de la contaminación hídrica.

### **Información ambiental y participación pública**

Ley 27566 Aprueba el Acuerdo Regional sobre el acceso a la información, la participación pública y el acceso a la justicia en asuntos ambientales en América Latina y el Caribe (conocido como "Acuerdo de Escazú").

### **Códigos de Fondo**

Disposiciones vinculadas a la temática ambiental que se aplican en todo el país. El Código Civil trata entre otros aspectos los límites al uso del suelo, de las aguas superficiales y subterráneas, y las molestias entre vecinos. El Código Penal se refiere, entre otros, a los delitos de contaminación de aguas y sustancias alimenticias.

## **Normativa ambiental de la provincia de Buenos Aires**

### **Impacto Ambiental**

Ley 11723/95. Ley integral del medio ambiente y los recursos naturales. Declaración de Impacto Ambiental.

Resol. 492/19. Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y los requisitos para la obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) en el marco de la Ley N° 11.723.

Resolución 264/19 Pre factibilidad de Proyectos de Energías Renovables

### **Industrias**

Ley 11459/93. Radicación industrial.

Ley 14370/12. Registro ambiental de establecimientos industriales de la provincia.

Ley 15107/19. Modifica artículo 11 de la Ley 11459 (Certificado de Aptitud Ambiental).

Ley 15117/19. Modifica artículo 7 de la Ley 14370 (información pública ambiental).

Decreto 531/19. Reglamentario de la Ley 11459/93. Radicación y categorización de Industrias

Decreto 973/20. Modifica el Decreto 531/19. Normas sobre instalación de industrias.

Resolución OPDS 494/19. Procedimientos para la Clasificación, Reclasificación y Renovación del Nivel de Complejidad Ambiental (CNCA) de establecimientos industriales.

Resolución OPDS 565/19. procedimiento para la obtención del Certificado de Aptitud Ambiental (CAA).

Resol. 191/21. Orientador para la confección del Estudio de Impacto Ambiental (EslA), industrias de 2da y 3ra categoría.

### **Aire**

Ley 5965/58. Protección a las fuentes de provisión y a los cursos y cuerpos receptores de agua y a la atmósfera.

Decreto 1074/18. Reglamentario de la Ley 5965/58.

Resol. 559/19. Reglamentación del Decreto N° 1074/18. Procedimiento Licencia Emisiones Gaseosas a la Atmósfera (LEGA).

Ley 11459, Decreto 1741/96, Resolución SPA 94/02. Evaluación de ruidos con trascendencia al vecindario. Resolución SPA 159/96 Método de medición y clasificación de ruidos molestos fijados por la Norma IRAM 4062/84.

### Agua

Ley 5965/58. Decretos 2009/60 y 3970/90. Protección a las fuentes de provisión y a los cursos y cuerpos receptores de agua y a la atmósfera. Factibilidad de vuelco de efluentes líquidos.

Ley 12257/99. Protección, conservación y manejo del recurso hídrico de la provincia.

Resoluciones ADA 336/03 y 335/08. Monitoreo de efluentes líquidos. Parámetros de calidad.

Resolución 2222/19. Procesos para la obtención de Prefactibilidades, Aptitudes y Permisos; junto a los manuales de procedimientos.

### Suelo

Decreto-Ley 9867/82. Adhesión a la Ley Nacional 22428 de Conservación de Suelos.

Decreto 3389/87. Modificado por Decreto-Ley 10128 y las Leyes 10653, 10764, 13127, 13342 y 14449. Ley de Ordenamiento Territorial y Uso del Suelo.