

# Energía y desarrollo sustentable

**#7**  
**Diciembre 2023**

## Hidrógeno verde: oportunidades y desafíos en Iberoamérica

### PARTICIPAN EN ESTE NÚMERO

Paula Blodinger  
Eliana Canafoglia  
Emiliano Dicósimo  
Guillermo Rojo  
Carina Guzowski  
Reto Bertoni  
Ignacio Urbasos  
Clara García  
Rafael Fernández

Boletín del  
Grupo de Trabajo  
**Energía y desarrollo sustentable**

Energía y desarrollo sustentable no. 7 : hidrógeno verde : oportunidades y desafíos en Iberoamérica / Paula Blodinger ... [et al.] ; coordinación general de Esteban Serrani ... [et al.].- 1a ed.- Ciudad Autónoma de Buenos Aires : CLACSO, 2023.

Libro digital, PDF - (Boletines de grupos de trabajo)

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-813-666-0

1. Hidrógeno. 2. Desarrollo Sustentable. 3. Medio Ambiente. I. Blodinger, Paula. II. Serrani, Esteban, coord.

CDD 306.09

## PLATAFORMAS PARA EL DIÁLOGO SOCIAL



### CLACSO

Consejo Latinoamericano  
de Ciencias Sociales

Conselho Latino-americano  
de Ciências Sociais

---

#### Colección Boletines de Grupos de Trabajo

Director de la colección - Pablo Vommaro

---

#### CLACSO Secretaría Ejecutiva

Karina Batthyány - Directora Ejecutiva

María Fernanda Pampín - Directora de Publicaciones

---

#### Equipo Editorial

Lucas Sablich - Coordinador Editorial

Solange Victory y Marcela Alemandi - Producción Editorial

---

#### Equipo

Natalia Gianatelli - Coordinadora

Cecilia Gofman, Marta Paredes, Rodolfo Gómez, Sofía Torres,

Teresa Arteaga y Ulises Rubinschik

---

© Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales | Queda hecho el depósito que establece la Ley 11723.

No se permite la reproducción total o parcial de este libro, ni su almacenamiento en un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio electrónico, mecánico, fotocopia u otros métodos, sin el permiso previo del editor.

La responsabilidad por las opiniones expresadas en los libros, artículos, estudios y otras colaboraciones incumbe exclusivamente a los autores firmantes, y su publicación no necesariamente refleja los puntos de vista de la Secretaría Ejecutiva de CLACSO.

#### CLACSO

Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales - Conselho Latino-americano de Ciências Sociais

Estados Unidos 1168 | C1023AAB Ciudad de Buenos Aires | Argentina.

Tel [54 11] 4304 9145 | Fax [54 11] 4305 0875

<clacso@clacsoinst.edu.ar> | <www.clacso.org>



---

#### Coordinadores del Grupo de Trabajo

**Esteban Serrani**

Instituto de Altos Estudios Sociales

Universidad Nacional de San Martín

Argentina

[eserrani@gmail.com](mailto:eserrani@gmail.com)

**Nora Fernández Mora**

Facultad de Ciencias Humanas, Pontificia

Universidad Católica del Ecuador

Facultad de Ciencias Humanas

Pontificia Universidad Católica del

Ecuador

Ecuador

[nefernandez@puce.edu.ec](mailto:nefernandez@puce.edu.ec)

---

#### Coordinación del Boletín

**Ignacio Sabbatella**

CONICET - Área de Relaciones

Internacionales

FLACSO Argentina

---

#### Edición

**Xavier Proaño Fernández**

Pontificia Universidad Católica del

Ecuador

[xaproano@puce.edu.ec](mailto:xaproano@puce.edu.ec)

**Nora Fernández Mora**

---

#### Colaboración en mapas

**Gabriela Ron Padilla**

Pontificia Universidad Católica del

Ecuador

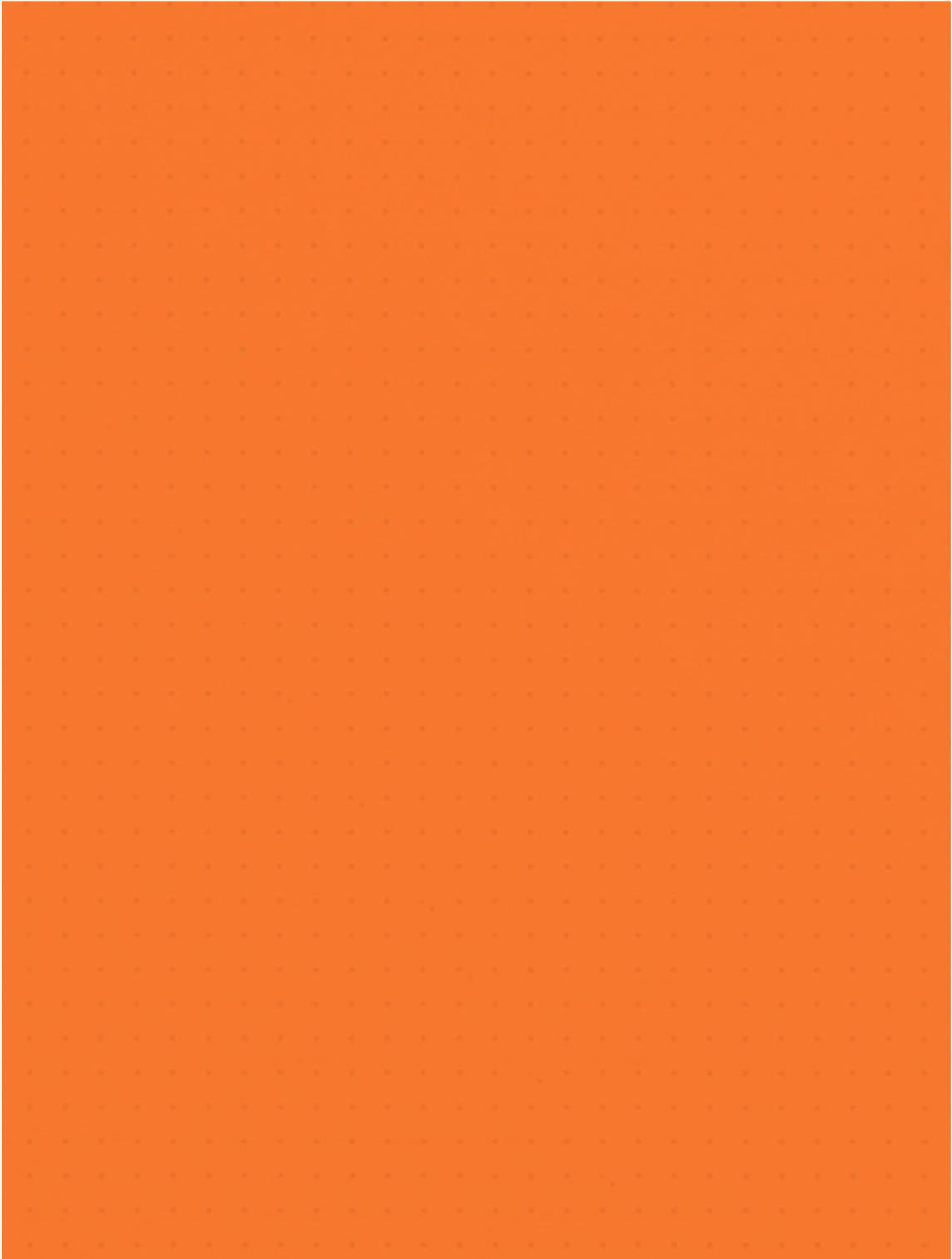
[agronp@puce.edu.ec](mailto:agronp@puce.edu.ec)

Las notas son exclusiva responsabilidad de las/los autoras/a



# Contenido

- 5** Introducción
  - 7** ¿De qué hablamos cuando hablamos de hidrógeno verde?  
*Ignacio Sabbatella*  
*Paula Blodinger*  
*Emiliano Dicósimo*  
*Eliana Canafoglia*
  - 19** Análisis de los proyectos de hidrógeno verde en Iberoamérica  
*Emiliano Dicósimo*  
*Guillermo Rojo*
  - 43** Argentina: el H2 como oportunidad productiva  
*Carina Guzowski*
  - 49** Uruguay: el programa H2U, los riesgos de una inserción neoperiférica  
*Reto Bertoni*
  - 64** La visión española del hidrógeno  
Entre el desarrollo industrial y la integración energética  
*Ignacio Urbasos*
  - 78** A modo de conclusión  
Nuevas líneas de trabajo para un nuevo mercado  
*Clara García*  
*Rafael Fernández*
- 





# Introducción

Como parte de sus actividades, el Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable organizó y convocó, junto al Área de Relaciones Internacionales de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Sede Argentina), un conversatorio virtual titulado “Hidrógeno verde: oportunidades y desafíos en América Latina y España”. El conversatorio tuvo lugar el 27 de septiembre de 2023 y contó con las exposiciones de tres especialistas: Carina Guzowski, Profesora Asociada de “Economía de la Energía”. Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur. CONICET. Departamento de Economía. Universidad Nacional del Sur Bahía Blanca (Argentina), Reto Bertoni, Doctor en Historia Económica por la Universidad de la República. Profesor Titular del Programa de Historia Económica y Social y Coordinador del Grupo Interdisciplinario de Estudios de la Energía de la Universidad de la República (Uruguay); e Ignacio Urbasos Arbeloa. Ayudante de investigación en el Área de Energía y Clima del Real Instituto Elcano (España).

La actividad fue impulsada por un subgrupo del GT que está trabajando desde comienzos de año en una línea de investigación sobre las capacidades productivas y tecnológicas de los países iberoamericanos vinculadas a la transición energética. En ese sentido, la producción y demanda de hidrógeno verde es uno de los segmentos que mayor interés generó dentro del proceso investigativo por tratarse de una de las industrias más incipientes y que mayores interrogantes contiene en el escenario de descarbonización global.

Hasta el día de hoy la literatura académica vinculada a esta temática en la región es escasa y, en cambio, abundan los informes de *think tanks* y de organismos internacionales. Al mismo tiempo, los gobiernos de distintos países han lanzado sus estrategias nacionales u hojas de ruta en los últimos tres años para posicionarse tempranamente en este mercado mundial en construcción.

Precisamente, el presente boletín recoge como insumo fundamental los tres casos analizados en el conversatorio -Argentina, Uruguay y España-, cuyas desgrabaciones fueron corregidas y ampliadas por sus respectivos expositores<sup>1</sup>. Si bien la elección de estos países no respondió a un criterio metodológico preconcebido, durante el conversatorio y, fundamentalmente, en forma posterior se ha buscado identificar diferencias y similitudes que puede tener cada experiencia teniendo en cuenta la gran diversidad que poseen entre sí, tanto de tamaño, como de estructura económica y matriz energética.

Asimismo, se asumió como tarea colectiva contextualizar los casos con un abordaje apto para todo público sobre la temática. Por lo tanto, en el primer apartado se aborda la pregunta relacionada a qué es el hidrógeno, sus usos y colores, con especial énfasis en el hidrógeno verde. En segundo lugar, se mapean los principales proyectos en operación y en carpeta en Iberoamérica a partir de las fuentes oficiales disponibles. En tercer lugar, se exponen los casos mencionados. Por último, el boletín cierra con una reflexión general sobre los principales desafíos y oportunidades para Iberoamérica, además de señalar las vacancias en la investigación académica.

<sup>1</sup> Excepto en el caso de Argentina, cuya edición corrió por cuenta del grupo.



# ¿De qué hablamos cuando hablamos de hidrógeno verde?

Ignacio Sabbatella\*

Paula Blodinger\*\*

Emiliano Dicósimo\*\*\*

Eliana Canafoglia\*\*\*\*

## El hidrógeno y la transición energética

Hace tiempo que el cambio climático ha dejado de ser una abstracción para tener efectos palpables en la vida cotidiana de millones de personas alrededor del mundo: por ejemplo, la frecuencia y la amplitud de las grandes sequías, son parte de los eventos climáticos extremos que la ciencia viene señalando desde hace tres décadas. La crisis climática es producto de la acumulación de gases de efecto invernadero (GEI) desde la Revolución Industrial en adelante. 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

\* Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. FLACSO-CONICET

\*\* Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. INCIHUSA - CONICET

\*\*\* IGEHCS-CONICET

\*\*\*\* Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. INCIHUSA - CONICET

la probabilidad de que llegue a 1,5°C entre 2030 y 2052 y a 2°C a fines de este siglo. El IPCC indica que 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. En ese sentido, recomienda transiciones rápidas y de gran alcance en todos los sistemas humanos: energético, terrestre, urbano y de infraestructuras (incluido el transporte y los edificios), e industrial (IPCC, 2018).

En mayor o menor grado, todos los países se han comprometido a tomar medidas, de acuerdo a sus posibilidades económicas, ambientales y sociales, para alcanzar esos objetivos que quedaron plasmados en el Acuerdo de París de 2015, a través de la implementación de diversas estrategias de descarbonización, es decir, de mitigación o reducción de las emisiones de GEI en todos los sectores. Sin embargo, hay un sector que sobresale del resto.

La quema de combustibles fósiles es la principal causa de emisiones antropógenas, vinculada a actividades humanas que se agrupan en el sector energético. De acuerdo a datos de 2019 de la plataforma Climate Watch (2023), perteneciente a la organización World Resources Institute (WRI), la energía representa el 75,6% de las emisiones de GEI a nivel global. Dentro del sector energético, se destacan las emisiones de la generación eléctrica/calor (42%), seguido del transporte (22%), manufactura/construcción (17%), emisiones fugitivas (9%) y otros sectores (9,8%).

Por lo tanto, no es casual que el foco de las estrategias de mitigación apunte a la energía y sus subsectores. El abandono del paradigma fósil implica una transición energética hacia un paradigma de bajas emisiones de carbono y eso se logra con la progresiva incorporación de fuentes renovables en el mix energético y la electrificación de los consumos finales, además de las medidas de uso eficiente y racional de la energía.

En este escenario, aparece el hidrógeno (H<sub>2</sub>). En realidad, no resulta ninguna novedad la producción de hidrógeno, pero sí lo es la forma en que se produce y su aprovechamiento en múltiples actividades. Este es un elemento que, bajo determinadas condiciones, ofrece la oportunidad de brindar una solución de bajas emisiones de carbono en aquellos sectores donde la electricidad no llega o son difíciles de descarbonizar en sus procesos de producción/generación.

Con todo, el hidrógeno tiene una particularidad: es el elemento químico más abundante en el universo, pero no está disponible de forma libre, sino que se encuentra asociado con otros átomos formando sustancias compuestas como el agua y el metano. Es necesario producirlo y no de cualquier manera para combatir el cambio climático. A continuación, arrojaremos claridad al respecto.

## Los colores

Para producir hidrógeno existen distintos procesos. Hasta ahora se obtenía casi exclusivamente a partir de combustibles fósiles, lo que genera emisión de GEI. La demanda de hidrógeno se ha triplicado desde la década de 1970 (Mateo y Suster, 2021) y, actualmente, 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, siderurgia y metalurgia.

El escenario climático antes descrito requiere diferenciar la variedad de usos y formas de producción de hidrógeno, para identificar aquellos que más puedan aportar en la dirección de la descarbonización de las matrices energéticas de los países. La novedad del hidrógeno para la transición está vinculada con aquel tipo que se obtiene a través de fuentes de energía que no emiten gases de efecto invernadero.

Debido a la multiplicidad de formas de producción existentes se ha convenido la asignación de colores para distinguir dicho proceso productivo. En la siguiente Tabla (Nº 1), podemos identificar que el hidrógeno gris es aquel que se produce mediante la utilización de fuentes de energías contaminantes como el gas, el petróleo o el carbón.

Tabla Nª 1: Color del hidrógeno según proceso y fuente

COLOR	PROCESO	FUENTES
Hidrógeno gris	reformado de metano con vapor o gasificación	Gas natural o carbón
Hidrógeno azul	reformado de metano con vapor o gasificación + captura y almacenamiento de carbono	Gas natural o carbón
Hidrógeno verde	Electrólisis	Energías renovables
Hidrógeno rosa	Electrólisis	Energía nuclear

Fuente: Elaboración propia.

El resto de los colores aquí presentados conllevan procesos y/o fuentes que generan bajas emisiones de carbono. En el caso del hidrógeno azul, si bien se utilizan combustibles fósiles como fuente al igual que el gris, se incorpora la tecnología de captura, almacenamiento y uso de dióxido de carbono para mitigar su impacto ambiental. En tanto que el hidrógeno rosa es aquel que se produce a partir de la energía nuclear y que se obtiene mediante el proceso químico denominado electrólisis. Por último, el hidrógeno verde también se produce mediante la electrólisis, pero la fuente de energía que se utiliza es renovable, sea eólica, solar, hidroeléctrica, entre otras.

El hidrógeno verde interesa especialmente en este boletín, debido a que ha captado el interés global por desarrollar un mercado de hidrógeno de bajas emisiones o limpio, además que es una tecnología aún incipiente que se busca promover para el impulso de la descarbonización.

De manera simplificada (ver Gráfico N° 1), la producción de hidrógeno verde requiere, por un lado, de generación eléctrica renovable, por lo general de parques eólicos o solares *dedicados* a tal fin, y, por otro lado, de agua. Mediante el proceso de electrólisis se separa el agua (H<sub>2</sub>O) en sus componentes hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>).

Gráfico N° 1: Esquema simplificado de la producción y consumo de hidrógeno verde



Fuente: Elaboración propia.

Existen múltiples tecnologías de electrolizadores de agua, aunque cuatro de ellas están descritas en la literatura especializada (IRENA, 2022): alcalinas, membranas de intercambio de protones (PEM por sus siglas en inglés), celdas de electrolizadores de óxido sólido (SOEC por sus siglas en inglés) y membranas de intercambio aniónico (AEM por sus siglas en inglés). La tecnología alcalina es madura y tiene un diseño de sistema simple. Tiene otras aplicaciones con la cadena de suministro existente que pueden ampliarse, pero con una respuesta dinámica menor, es decir, son menos adecuados para el apoyo a la energía renovable variable.

La tecnología PEM tiene un rápido crecimiento comercial y una respuesta dinámica más rápida. Es muy adecuado para la energía renovable variable y la regulación de voltaje. El problema es que se necesitan minerales como platino e iridio y la actual producción mundial de iridio podría soportar un despliegue anual de hasta 3-7,5 gigawatts (GW)<sup>1</sup> al año. La

1 El watt (W) es una unidad de potencia eléctrica usada para medir la cantidad de energía consumida por un aparato. Un megawatt (MW) es la unidad de potencia que equivale a un millón de watts y un gigawatt (GW) equivale a mil millones de watts y es utilizado en aquellas plantas o redes eléctricas de gran magnitud.

tecnología SOEC es muy adecuada para la producción de hidrógeno de carga base constante, pero se encuentra en fase de plantas piloto. Por último, los electrolizadores AEM son todavía relativamente nuevos y tienen un desarrollo limitado. Sus ventajas potenciales radican en el hecho de que utilizan metales no preciosos y utilizan una membrana menos costosa que la utilizada para PEM.

En el presente, prácticamente todo el hidrógeno se consume donde se produce, pero de cara a la construcción de un mercado global se plantean desafíos en cuanto al almacenamiento y el transporte. El transporte por barco es técnicamente posible para distancias largas, en las cuales los ductos de H<sub>2</sub> no son una opción. Debido a su baja densidad de energía en volumen, resulta mejor convertir el hidrógeno gaseoso en un líquido con mayor densidad energética. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2022), existen tres vías para transporte en barco: hidrógeno líquido, portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC, por sus siglas en inglés) y el amoníaco.

En el primer caso, se señala la ineficiencia del proceso de licuefacción para convertirlo en estado líquido, ya que consume entre el 25% y el 35% de la cantidad inicial de hidrógeno. En el segundo caso, los LOHC refiere a diferentes compuestos orgánicos que pueden absorber y liberar hidrógeno mediante una reacción química y, de ese modo, servir como medio de almacenamiento y transporte en forma líquida sin refrigeración. Son muy similares al petróleo crudo y derivados, por lo que la infraestructura petrolera podría adaptarse. Por último, el hidrógeno se puede convertir en amoníaco reaccionando con el nitrógeno del aire.

El amoníaco tiene una densidad energética mayor que el hidrógeno, lo que significa que se puede comercializar un mayor volumen de energía y, de hecho, tiene un intercambio internacional ya establecido que se puede aprovechar. Actualmente se utiliza como materia prima, especialmente para fabricar fertilizantes, pero también podría utilizarse como combustible de descarbonización, por ejemplo, en la industria naval y en la

generación de energía. Su desventaja: es tóxico si se producen fugas y es una fuente potencial de emisiones de óxido de nitrógeno.

## Usos potenciales, costos y nueva geopolítica

Una vez expuesto lo anterior, podemos afirmar que el hidrógeno es un vector energético que sirve para almacenar y transportar energía, pero que también puede ser utilizado en distintos procesos industriales. A continuación, presentamos una lista de aplicaciones (IRENA, 2022) y luego más detalle sobre algunas de ellas:

- Aplicaciones como materia prima:
  - » Refinación
  - » Amoníaco y metanol
  - » Reductor directo de hierro (DRI por sus siglas en inglés).
- Aplicaciones energéticas:
  - » Electricidad: generación flexible, generación off-grid (sin conexión a la red), almacenamiento de gran escala
  - » Power-to-X: gases renovables, combustibles sintéticos, amoníaco
  - » Calor: industrial, residencial y comercial
  - » Transporte: terrestre, marítimo, aéreo, ferroviario.

Como materia prima, podría adquirir un carácter estratégico para reemplazar a los combustibles fósiles en la producción de acero, cemento y fertilizantes. Los clientes de estos mercados globales son cada vez más exigentes en cuanto a su huella ecológica y es común hoy en día hablar de acero verde, cemento verde, fertilizantes verdes, etc. ante el desafío de descarbonizar progresivamente su fabricación. Además, se considera el menor uso de agua y el reciclado de insumos que conlleva la transformación de esos procesos.

Respecto al transporte terrestre, la atención se dirige primero al ciudadano de a pie y parece imponerse la opción de vehículos eléctricos con baterías de ion-litio en el transporte liviano. Mientras que en el segmento pesado la opción más viable sería el hidrógeno al considerar, entre algunas de las razones, el peso excesivo de las baterías eléctricas en camiones, por ejemplo.

En otros sectores, las alternativas parecen menos tangibles para el gran público y aún se encuentran en etapa de estudio. Allí es cuando aparece la electrificación indirecta, también llamada Power-to-X. Esta refiere al proceso de conversión de electricidad renovable en una amplia variedad (X) de productos finales. En la síntesis de Haber-Bosch, el hidrógeno se combina con el nitrógeno (N<sub>2</sub>) y convertido en amoníaco (NH<sub>3</sub>), es una materia prima clave para la producción de fertilizantes. También se utiliza en la industria química o posiblemente como combustible en el transporte marítimo (International PtX Hub, 2022). Mientras que en la síntesis de Fischer-Tropsch, el hidrógeno se combina con monóxido de carbono (CO) para formar todo tipo de hidrocarburos, o un tipo de petróleo crudo sintético a menudo llamado syn-crude. Más procesado, el crudo sintético se puede convertir en productos específicos, como el combustible para aviones (Power-to-Liquid). Para ser carbono neutral este combustible debe provenir de fuentes renovables no fósiles, como la captura directa de aire (DAC) y fuentes biogénicas, o reciclarse de fuentes inevitables industriales (como es el caso de la industria cementera) mediante el proceso de Captura y Utilización de Carbono (CCU por sus siglas en inglés) (International PtX Hub, 2022).

Al mismo tiempo que estos proyectos se encuentran en fase de análisis, no parece estar claro si su despegue será traccionado por el lado de la oferta o de la demanda. Desde el lado de la oferta, los riesgos de inversión son altos, ya que la demanda de hidrógeno está rodeada de incertidumbre, más allá de ciertos pronósticos internacionales. Desde el lado de la demanda, el hidrógeno es una alternativa onerosa frente a otras opciones

existentes (por ejemplo, el gas natural), en la medida que no se desarrolle su mercado y se abaraten sus costos de producción.

Los costos de las energías renovables caen en forma continua desde hace más de una década y los países con ventajas naturales para su generación gozan de una posición privilegiada, como ocurre en buena parte de América Latina y el Caribe. No obstante, los costos de transporte se mantienen altos, lo que todavía juega en contra de las aspiraciones regionales y, en cambio, representa una ventaja para la península ibérica, cuya distancia con los mercados de destino es óptima.

Adicionalmente, se observan desafíos respecto a la garantía de los electrolizadores, ya que ningún proyecto de gran escala ha llegado a cumplir el ciclo de vida y no hay experiencias reseñables de operación de equipos por parte de los fabricantes, lo que genera incertidumbre en la durabilidad y rendimiento a largo plazo de los equipos, riesgos que están ralentizando algunos proyectos (Rupérez Cerqueda, 2023). Esta incertidumbre también se traslada a la financiación de proyectos, ya que los bancos u organismos multilaterales no pueden evaluar los riesgos de la tecnología y del mercado, tampoco hay certezas absolutas sobre su demanda a largo y mediano plazo, más allá de los escenarios energéticos y compromisos nacionales y multilaterales de los países para descarbonizar sus economías.

En el escenario actual, se estima que inicialmente el hidrógeno verde se desarrollará como insumo químico como sustituto del hidrógeno gris. Un reciente informe de la Universidad española OBS Business School (Rupérez Cequeda, 2023) calcula el precio del H<sub>2</sub> verde en España en el orden de los 3 a 3,5 €/kg, aunque para ser rentable frente al hidrógeno gris tendría que llegar a los 2,9 €/kg, lo cual es factible con un aumento de los precios del gas (como ha sucedido a partir de la invasión de Rusia a Ucrania) y de los impuestos al carbono.

Para la movilidad de mediana y larga distancia, el H2 verde tiene un escenario más ambiguo. En el caso del transporte de carga, se presenta como una alternativa rentable en Europa frente al diésel, si se ubicara el precio en 3,36 €/kg, además de ciertas ventajas impositivas al H2 verde que harían más rentable la ecuación. Para el caso de la sustitución de fueloil de barcos por metanol verde, la situación es más adversa, debido a que debería disminuir el costo del H2 verde a un rango de entre 1,46 a 2,68 €/kg, en simultáneo con una fuerte subida del fueloil. Otros usos están más lejos de ser rentables en la actualidad, tal es el caso del reemplazo de los reductores convencionales (carbón y gas) en la industria metalúrgica o como sustituto del carbón combustible (utilizado en cementeras, calderas, altos hornos, etc.).

En un escenario de políticas climáticas más estrictas, la viabilidad económica de los proyectos de H2 verde podría acelerarse, pero aun así se hace imprescindible desarrollar la infraestructura adecuada y la adaptación de los usos finales correspondientes. A su vez, se debe tener en cuenta otros aspectos: el exponencial aumento del consumo tanto de electricidad como de agua y minerales críticos. En cuanto a la demanda eléctrica, se estima que para 2050 la producción de hidrógeno con electrolizadores podría consumir cerca de 21.000 TWh, casi tanta electricidad como la que se produce hoy en todo el mundo (IRENA, 2022). En algunos países podría convertirse en un problema la competencia entre la generación eléctrica de fuentes renovables para consumo en el mercado doméstico y la generación dedicada para la producción de hidrógeno verde.

Respecto al consumo de agua, la IEA espera que para 2050, en una trayectoria de emisiones que concuerde con 1,5° de aumento de la temperatura, se necesitarán entre 7 a 9 millones de metros cúbicos de agua anuales para la producción de hidrógeno verde, lo cual representa menos del 0,3% del consumo de agua dulce (International PtX Hub, 2022). La desalinización de agua para la producción de H2 verde será otro driver para tener en cuenta a la hora de observar la rentabilidad de los proyectos, así como también para observar el impacto ambiental de los mismos.

En esta línea, algunas de las áreas con mayor potencialidad de generación de energía renovable y de H2 verde son también zonas de estrés hídrico, por lo que esta es una problemática a tener en cuenta. Finalmente, otro factor es la elevada demanda de minerales críticos para los electrolizadores, lo cual tiene implicancias de costos e implicancias geopolíticas, con riesgos de cuellos de botella en la producción. Hay que señalar que los PEM utilizan cantidades significativas de iridio y materiales recubiertos de platino, mientras que los alcalinos utilizan cobalto, platino y níquel. Los SOEC, en cambio, utilizan menos minerales críticos, aunque no son tecnologías maduras (International PtX Hub, 2022).

Para cerrar esta introducción y abrir los apartados siguientes, resta enfatizar la configuración de una nueva geopolítica alrededor del H2 verde. La tecnología de producción y transporte a gran escala aún es inmadura. Por lo tanto, estamos en presencia de una carrera por el desarrollo tecnológico y, también, por el desarrollo de este mercado, tanto desde el lado de la oferta como desde el lado de la demanda. Asimismo, encontramos estrategias nacionales por doquier, tanto en América Latina como en Europa y en otras partes del mundo, con realidades muy diferentes. En el próximo apartado se podrá apreciar con mayor detalle el estado y la proyección del mercado de H2 verde en Iberoamérica y, en los siguientes, el análisis de las oportunidades y los desafíos para Argentina, Uruguay y España.

---

## BIBLIOGRAFÍA

Climate Watch (2023). Historical GHG Emissions. [www.climatewatchdata.org/ghg-emissions](http://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions)

IEA (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities, OECD, Paris Cedex 16, <https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en>.

International PtX Hub (2022). PtX. Sustainability Dimensions and Concerns. Towards a conceptual framework for standards and certification. Berlin.

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). Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor,

International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Mateo, Julio. y Suster, Mateo. (2021). Hacia la economía del hidrógeno: perspectivas de

la agenda internacional y las oportunidades locales. Documentos de Trabajo del CCE N° 7. Consejo para el Cambio Estructural - Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación.

Rupérez Cequeda, Marcos (2023). El hidrógeno verde, ¿burbuja o una realidad energética? Analizando la rentabilidad del sector. OBS Business School.





# Análisis de los proyectos de hidrógeno verde en Iberoamérica

Emiliano Dicósimo\*

Guillermo Rojo\*\* <sup>1</sup>

En este capítulo se realiza un análisis de los proyectos de hidrógeno verde en Iberoamérica, tomando la información brindada por la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) en su Base de Datos de Proyectos de Hidrógeno (IEA 2022 y 2023). Las variables consideradas para el mapeo son el tipo de energía renovable utilizada en el proyecto, la tecnología de electrolizadores, el uso final contemplado, el producto buscado, los inversores, el estado del proyecto y la capacidad instalada.

En 2022 podemos destacar un total de 162 proyectos en Iberoamérica para la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables. De ellos, 57 (35,2%) se sitúan en América Latina, 80 (49,4%) en España, 25 en Portugal (15,4%), uno en conjunto entre Portugal y España (0,6%) y dos entre Francia y España (1,2%). Este número de proyectos en la región aumentó significativamente en 2023, alcanzando un total de 325 proyectos: 150 (46,2%) en América Latina, 143 (44%) en España, 29 (8,9%) en Portugal, dos en España-Francia (0,6%) y uno en Portugal-España (0,3%). Se

\* IGEHCS-CONICET

\*\* Universidad Complutense de Madrid.

<sup>1</sup> Agradecemos la colaboración de Nora Fernández Mora (Pontificia Universidad Católica del Ecuador) y de Gabriela Ron Padilla (Pontificia Universidad Católica del Ecuador) para la elaboración de los mapas de este capítulo.

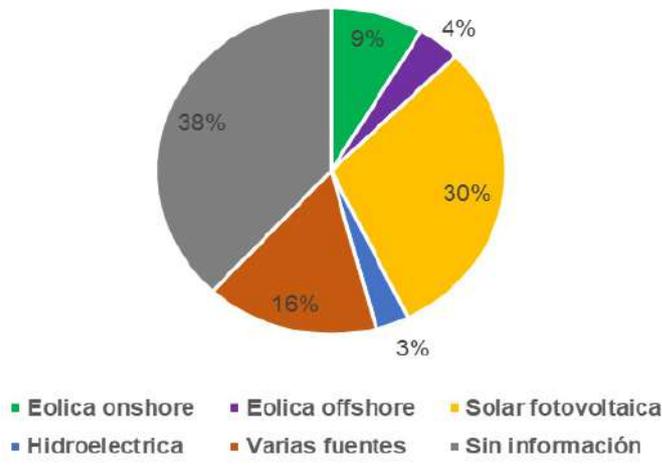
observa, pues, una tendencia de disminución de la concentración de inversiones proyectadas en España y Portugal y un aumento de las mismas en América Latina. En el caso de América Latina encontramos proyectos en Argentina (8), Brasil (24), Chile (59), Colombia (27), Costa Rica (2), México (9), Panamá (1), Perú (4), Paraguay (11) y Uruguay (4).

La importancia de Argentina, Brasil y Chile como hubs de hidrógeno de la región se refleja en la capacidad instalada y en la cantidad de proyectos (en los que destaca también Colombia), así como también en la aprobación de hojas de ruta y estrategias de hidrógeno, también presentes en España y Portugal. En 2020 España presentó su “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el Hidrógeno Renovable” elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, mientras que Portugal aprobó el “Plano Nacional do Hidrogénio” que elaboró el Ministerio de Estado, da Economia e da Transição Digital. En Argentina, la Secretaría de Asuntos Estratégicos de Argentina publicó en 2023 la “Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina”. El Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) de Brasil publicó en 2022 el Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2), el Ministerio de Minas y Energía de Colombia publicó en 2021 la Hoja de Ruta del Hidrógeno, y la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Chile fue publicada por el Ministerio de Energía en 2020 (H2LAC, sf).

Otros países de la región han publicado documentos similares: el Vice-ministerio de Minas y Energía de Paraguay presentó el documento “Hacia la Ruta del Hidrógeno Verde en Paraguay” en 2021; la “Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde” del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay fue publicada en 2022; la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” del Ministerio de Ambiente y Energía y la Subsecretaría del Subsector Energía de Costa Rica fue publicada en 2022; mientras que en 2023 se publicó la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá” elaborada por la Secretaría Nacional de Energía de Panamá. En Perú la hoja de ruta se encuentra en proceso de formulación (H2LAC, sf).

En cuanto al tipo de energía renovable utilizada, la hidroeléctrica se hace presente en 10 proyectos (sobre todo en Paraguay), la eólica *onshore* en 28 proyectos, la eólica *offshore* en 13, la solar fotovoltaica en 98, mientras que la combinación de varias fuentes se encuentra en 52 proyectos y 124 proyectos no tienen información sobre la fuente utilizada (ver Gráfico N° 1).

Gráfico N° 1: Fuente de energía utilizada en los proyectos de hidrógeno verde en Iberoamérica, año 2023



Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2023).

De los proyectos que se tiene información, la tecnología de electrolizadores más empleada es la PEM (electrólisis de membrana de intercambio de protones), presente en 55; mientras que 38 utilizan tecnología de membrana alcalina, cinco utilizan proceso con biomasa (de los cuales dos son con reformado de etanol y tres con gasificación de residuos), dos emplean biomasa con captura, almacenamiento y utilización de carbono (uno de ellos con pirólisis de basura y del otro no se tienen datos), uno reforma gas natural con captura, almacenamiento y utilización de carbono y uno utiliza SOEC (células de electrólisis de óxido sólido).

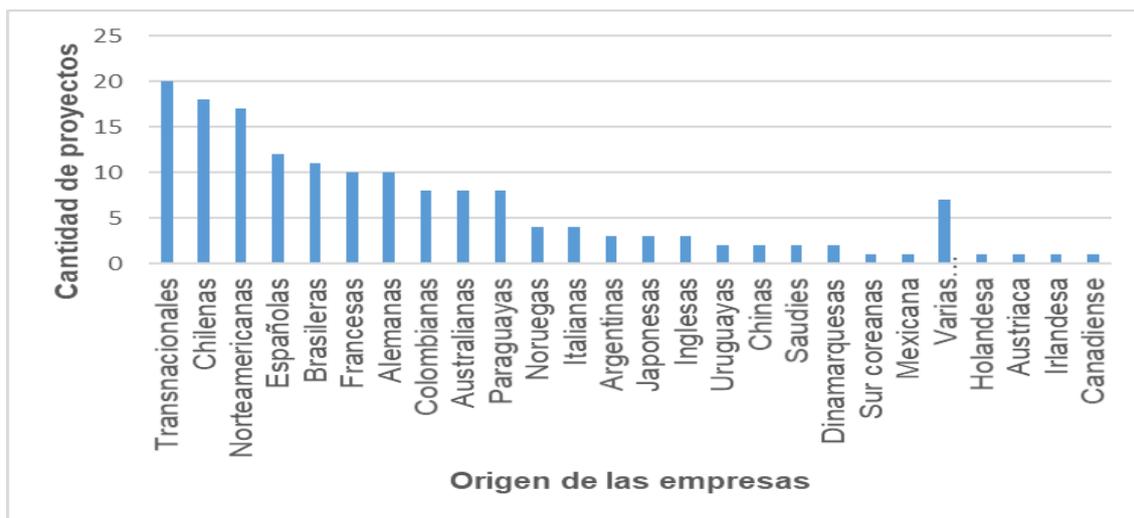
En cuanto a los usos finales, predomina el sector de la movilidad de vehículos de carretera, todoterreno, ferroviario, marítimo o aviación (89),

seguido por la producción de amoníaco (71). Además, 66 proyectos se ubican en el sector del uso de hidrógeno en calor a alta temperatura y 29 en el sector de refino de productos petrolíferos. La utilización de hidrógeno en el suministro de electricidad a la red eléctrica mediante turbinas de gas, motores alternativos o pilas de combustible cuenta con 26 proyectos, mientras que 28 proyectos inyectan hidrógeno a la red de gas natural. Por otro lado, 20 proyectos se abocan a la producción de metanol, 13 a combustibles sintéticos y cinco a biocombustibles. Además, cinco se destinan a la producción de hierro y acero, dos para el uso directo de hidrógeno en edificios para agua y calefacción de espacios, cuatro a inyectar metano a la red de gas natural, y uno para el uso de hidrógeno en calor y energía a través de cogeneraciones, por ejemplo, en pilas de combustible o turbinas. Finalmente, cabe recalcar que 64 proyectos abarcan como usos finales a más de un sector.

En cuanto a la producción, 232 proyectos están destinados a producir moléculas de hidrógeno verde, 53 a transformarlo en amoníaco, 15 a generar varios productos, nueve a metanol, nueve a combustibles sintéticos, y tres a metano sintético.

Finalmente, es interesante destacar las empresas que participan como inversoras en América Latina y en España. En un total de 134 proyectos para los que hay información en América Latina, encontramos la participación de 136 empresas privadas, 27 públicas y 5 mixtas. A su vez, solo 19 proyectos contaron con un socio extranjero y un socio local.

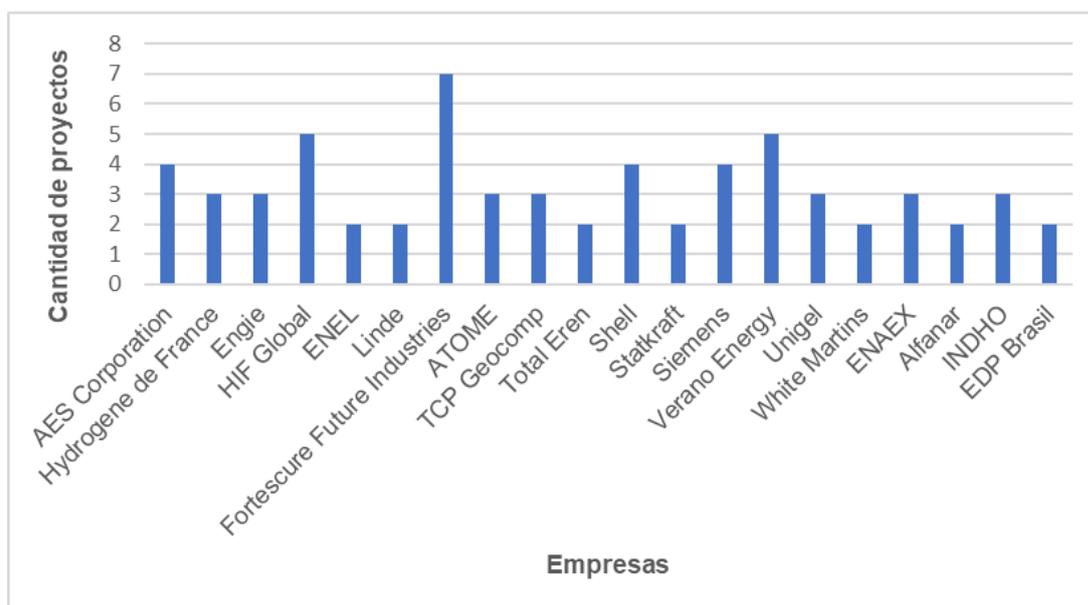
Gráfico N° 2: Origen de las empresas inversoras en América Latina



Fuente: elaboración propia con datos de IEA (2023).

Como se puede observar, lideran el proceso de inversión las empresas extranjeras con un 61,9%, de las cuales las europeas representan el 35% del total, las norteamericanas el 12,6% y las asiáticas el 3,7% (Gráfico N° 2). A su vez, en cuanto a las empresas líderes privadas, la australiana Fortescure Future Industries ocupa el primer puesto con siete proyectos y la norteamericana Verano Energy posee cinco, al igual que la transnacional HIF Global. Las empresas latinoamericanas que se destacan son la brasileña Unigel y la chilena ENAEX con tres proyectos cada una (Gráfico N° 3).

Gráfico N° 3: Principales empresas privadas inversoras en América Latina

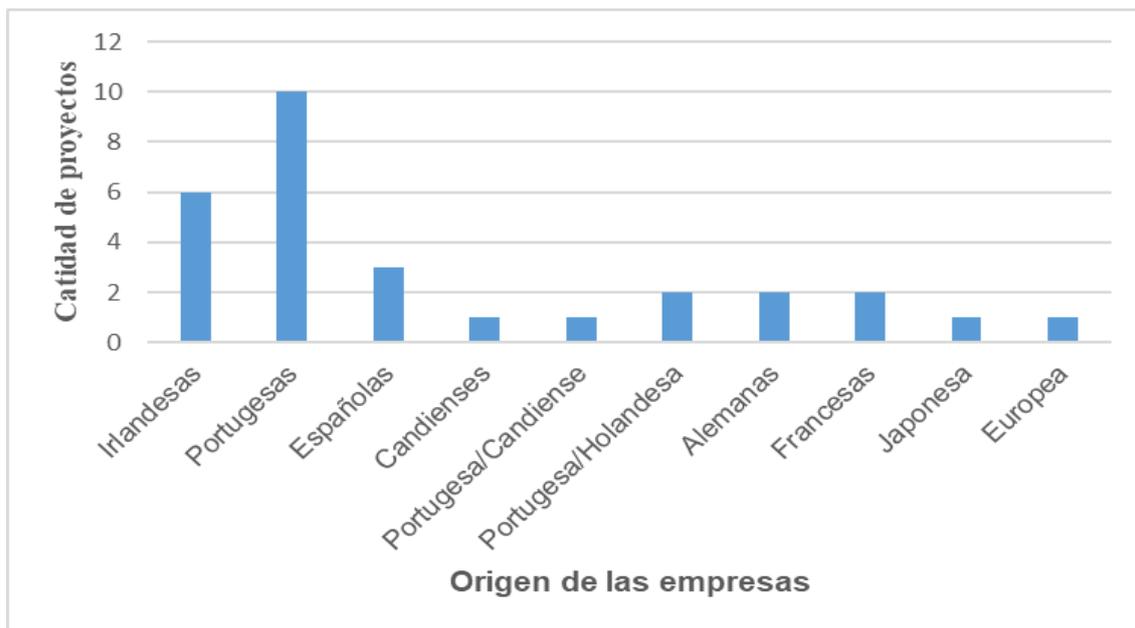


Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2023).

Entre las empresas públicas destacadas, Ande de Paraguay posee cuatro proyectos, Petropar de Paraguay y Ecopetrol de Colombia tres cada una. Es, por lo tanto, interesante destacar el rol de las empresas públicas paraguayas en el proceso.

En Portugal, por su parte, de 29 proyectos (solo tenemos en cuenta los proyectos que producen la energía renovable), en ocho (27,5%) participan empresas portuguesas sin socios y, en tres, empresas portuguesas con socios europeos (10,3%), mientras que en el resto de los proyectos participan empresas europeas y una sola asiática. Con respecto a su propiedad, participan 14 empresas privadas y tres empresas mixtas

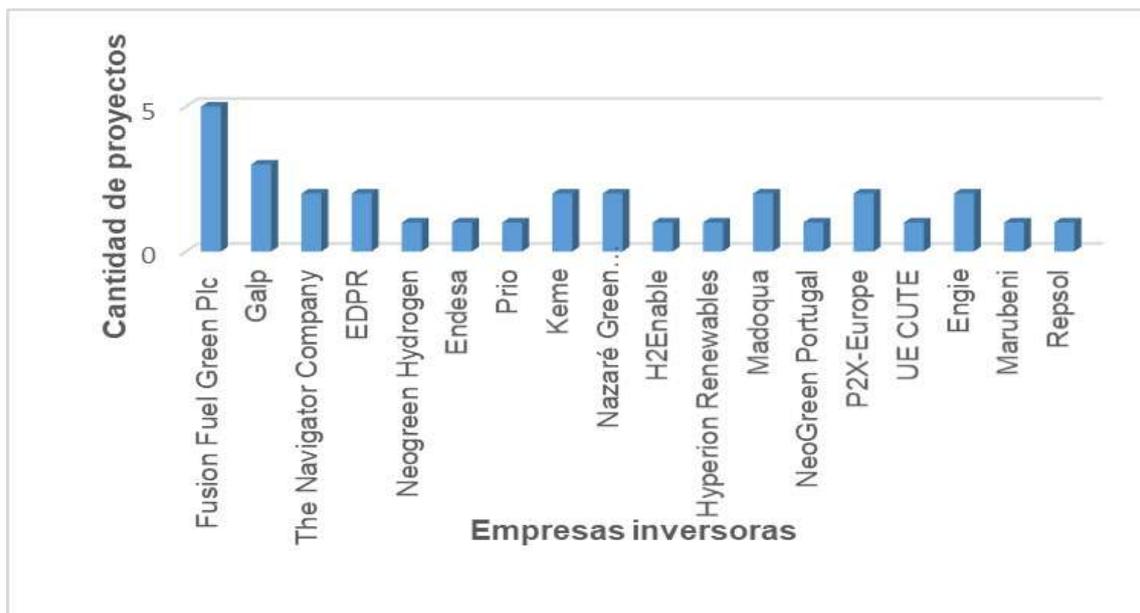
Gráfico N° 4: Origen de las empresas inversoras en Portugal



Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2023).

En cuanto a los inversores, se observa el liderazgo de la empresa irlandesa Fusion Fuel Green Plc y de la portuguesa Galp. En comparación con América Latina, hay una mayor participación de empresas nacionales, en este caso portuguesas, y una nula participación de empresas públicas. Nuevamente, lideran las empresas europeas, con un 89% sobre el total, siendo mayor la importancia de las empresas del continente que en el caso latinoamericano.

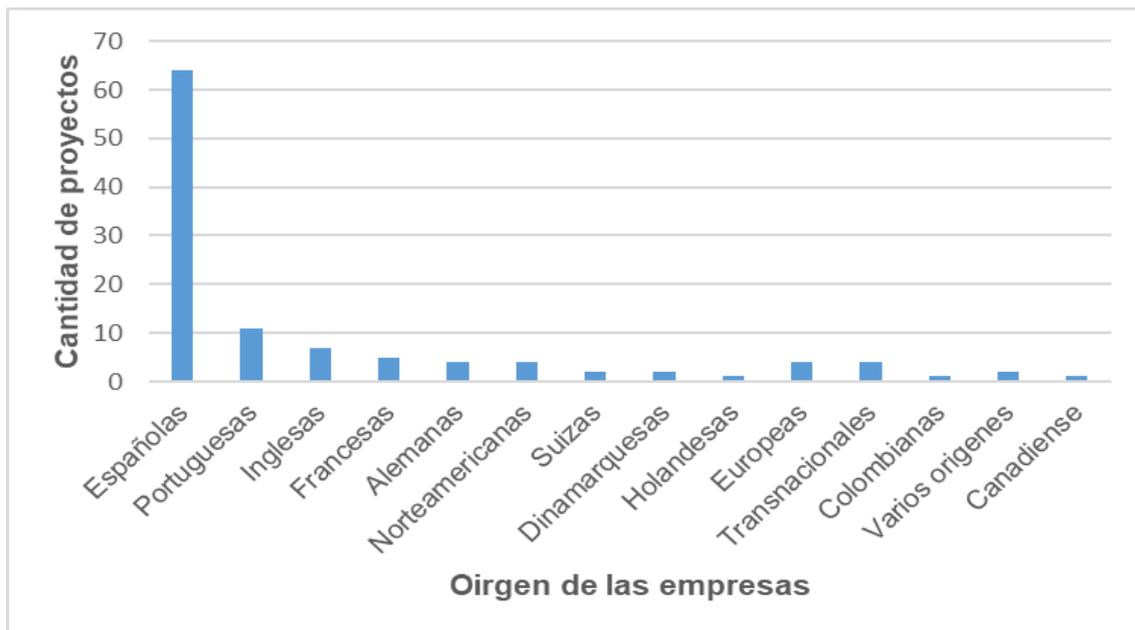
Gráfico N° 5: Empresas inversoras en Portugal



Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2023).

En España, por su parte, de 143 proyectos, en 24 (19%) participaron empresas españolas junto a un socio extranjero y en 75 (61%) solo empresas españolas. En total, participaron 105 empresas privadas, ocho empresas mixtas y cinco públicas. Destacan las empresas españolas, que lideraron el proceso de inversión, seguidas por las portuguesas y las inglesas.

Gráfico N° 6: Origen de las empresas inversoras en España

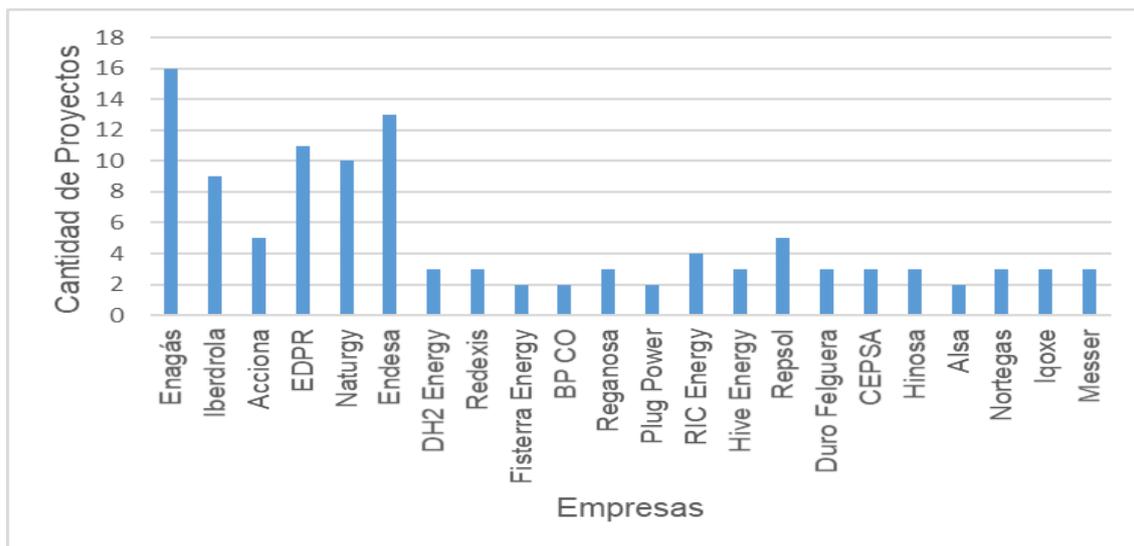


Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2023).

En comparación con América Latina, hay una mayor participación de empresas privadas sobre el total. A su vez, las empresas europeas (89,2%) lideran el proceso de inversión, con las empresas españolas como principales inversores, el rol de las empresas norteamericanas es menor (3,5%) y el de las asiáticas inexistente. Si nos detenemos en las empresas inversoras, lideran las españolas Endesa, Enagás y la portuguesa EDPR.

Finalmente, encontramos dos proyectos de dos nacionalidades (España-Francia) y uno de Portugal-España. En cuanto a los primeros, el proyecto “HyDeal Ambition” es impulsado por el consorcio público-privado HyDeal, el segundo “Lacq Hydrogen” es propiedad de GazelEnergie (privada checa), DH2 (privada española) y Enagás (privada española). El proyecto de Portugal-España se denomina “IPCEI New Green Flamingo” y es propiedad de las empresas privadas portuguesas EDP, Galp y REN.

Gráfico N.º 7. Principales empresas inversoras en España



Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2023).

Respecto a la capacidad instalada proyectada mundial, según datos de la IEA, esta se sitúa en 860 GW para proyectos de producción de hidrógeno verde. En el caso de nuestro objeto de estudio, estos países representan el 21,4% de la capacidad instalada proyectada mundial, que significan 188,7 GW. Si quitamos a España y Portugal, solo América Latina supone el 14% de la capacidad instalada proyectada mundial, concretamente 126 GW. Para tomar un poco de perspectiva, podemos compararlo con China, que tiene proyectada el 3,3% de la capacidad instalada mundial, o EE. UU que tiene el 6,5%.

Si nos centramos solo en los proyectos que se encuentran en construcción y operativos, vemos que actualmente China posee el 46,7% de la capacidad instalada, y que EE. UU posee el 6,5%, mientras que nuestro objeto de estudio (España, Portugal y AL) solo posee el 2,1%.

## Mapa N° 1: Capacidad instalada de proyectos de hidrógeno verde en América Latina y España



Fuente: Elaboración propia a partir de la base de datos de la IEA (2023).

A continuación, realizaremos un análisis por país de los proyectos de hidrógeno, resaltando algunos de los proyectos más importantes que se están planteando en cada país estudiado.

## Análisis de la capacidad instalada y proyectos por país

### España

En España hay un total de 145 proyectos de producción de hidrógeno verde,<sup>2</sup> de los cuales uno se realiza junto con Portugal y uno con Francia. Del total de proyectos, 49 se sitúan en fase de conceptualización (fase 1), 74 se sitúan en fase de estudio de inversión (fase 2), 11 se sitúan en inversión realizada o en construcción (fase 3) y 11 proyectos se sitúan en estado operativo (fase 4). La capacidad instalada proyectada del país se sitúa en 52 GW, siendo el segundo país con más capacidad de los países estudiados, representando el 27,6% de la capacidad instalada proyectada del total de los países (América Latina, España y Portugal). La capacidad instalada per cápita se sitúa en 1097,95 W.

Según las fechas previstas de finalización de los proyectos, no hay plazos más allá de 2031, con lo que en ocho años toda la capacidad instalada tendría que estar operativa. Los proyectos se localizan en las siguientes comunidades autónomas: Andalucía (23), Galicia (17), Aragón (16), Castilla-La Mancha (15), Cataluña (12), Comunidad Valenciana (9), Asturias (8), País Vasco (7), Castilla y León (7), Islas Canarias (7), Madrid (5), Murcia (3), Islas Baleares (3), Cantabria (3) y Extremadura (1). Mientras que dos proyectos se ubican en varias regiones, y cuatro proyectos no han informado aún la localización. Se observa, por lo tanto, una importancia mayor del noreste, noroeste y del sur del país, predominando los proyectos en ciudades costeras.

Del total de capacidad instalada proyectada en España, el 67% se sitúan en los proyectos que se encuentran en proceso de conceptualización, y el 32% en proyectos de estudio de inversión. El 0,13% se encuentra en proceso de construcción o de inversión realizada, y el 0,06% se encuentra ya

<sup>2</sup> Los datos de cada país han sido obtenidos de la base de datos de la IEA de 2023.

operativa. Es el país, de nuestra muestra de estudio, que cuenta con una mayor capacidad instalada operativa, concretamente 35,72 MW.

Respecto a los proyectos más grandes, podemos destacar tres: el primero es el proyecto *“Lacq Hydrogen”*, que lidera Endesa, y que pretende tener una capacidad instalada de 19,2 GW. El proyecto tiene previsto finalizar en 2030, y propone como usos finales la generación eléctrica, y el *blending*. Este proyecto se encuentra en fase de conceptualización, y es uno de los proyectos con más capacidad instalada a nivel mundial, concretamente se sitúa en el 7º puesto<sup>3</sup> según los datos de la IEA. Es un proyecto que se hace conjuntamente entre España y Francia.

El segundo proyecto que destacamos es el proyecto *“FertigHy”*, que se encuentra en fase de conceptualización y tiene prevista fecha de finalización en 2025. Este proyecto consiste en una fábrica de fertilizantes de bajas emisiones, y para ello necesita como insumo productivo el hidrógeno verde. La capacidad instalada que se prevé es de 11,5 GW. Es un proyecto liderado por varias empresas, entre ellas Siemens Finance, InVivo y Heineken. Por último, estaría el proyecto de *“Hydeal”*, que se prevé construir en dos fases, con fecha de finalización, solo para la primera fase, en 2028. Es un proyecto que se encuentra en fase de estudio de inversión y que tiene proyectados 3,3 GW y 4,4 GW, respectivamente para cada fase. Sus usos finales estarían vinculados a la producción de acero verde en las plantas de Arcelormittal.

Cabe resaltar un proyecto que ya está operativo en España, que es el proyecto de *“Puertollano”* y que ha construido Iberdrola. Este proyecto es de los más grandes que actualmente se encuentran operativos, dentro de los países estudiados, y que cuenta con una capacidad instalada de 20 MW.

3 Para el ordenamiento de los proyectos hemos evitado incluir el final del proyecto Hydeal al completo, ya que solo están concretados 7,7 GW de los 67 GW que plantea la información de su página web. También hemos incluido el proyecto de Chile *“Los amigos del verano”* sumando todas sus fases.

Este proyecto tiene como uso final el abastecimiento de hidrógeno verde a una fábrica de fertilizantes de la empresa Fertiberia.

## Portugal

En Portugal hay un total de 30 proyectos de hidrógeno verde y una capacidad instalada proyectada de 10 GW<sup>4</sup>, que supone el 5,3% del total de la capacidad instalada de los países estudiados. La distribución de los proyectos por su estado es la siguiente: 10 proyectos se encuentran en fase de conceptualización, 15 proyectos en estudio de inversión y cinco en construcción o con la inversión realizada. La capacidad instalada per cápita se sitúa en 975,50 W. El 74% de la capacidad instalada está en fase de conceptualización, 24% en estudio de inversión y 1,09% en construcción. Es el país, de nuestro estudio, que cuenta con una mayor capacidad instalada en construcción con 110 MW.

Los proyectos se localizan mayormente en el hub de la ciudad portuaria de Sines (15), en la región del Alentejo. En la misma región también encontramos dos proyectos en la ciudad portuaria de Setúbal, y dos en la ciudad de Évora. En la ciudad portuaria de Figueira da Foz y en la ciudad portuaria de Marinha Grande, ubicadas en la región del Centro, encontramos dos proyectos en cada una. También encontramos dos proyectos en la región de Porto y uno en la región de Lisboa.

El proyecto que podemos destacar en Portugal es el proyecto *“IPCEI New Green Flamingo”* que es un proyecto situado en España y Portugal que prevé tener una capacidad instalada de 5 GW. Es un proyecto que se encuentra en estado de conceptualización y sin fecha de empezar a operar. Su uso final no está delimitado según la IEA, pero algunos documentos hablan de que uso podría ser la exportación hacia Europa. La empresa que está liderando este proyecto es Resilient Group, y ha sido un proyecto

<sup>4</sup> Hemos incluido el proyecto *“IPCEI New Green Flamingo”* que se encuentra en Portugal y España según la IEA.

incluido, por la comisión europea, en los proyectos de interés común europeo.

## Chile

En Chile hay un total de 59 proyectos de hidrógeno verde que por el estado del proyecto se encuentran distribuidos de la siguiente manera: 25 proyectos en fase de conceptualización, 25 en fase de estudio de inversión, tres en construcción o con la inversión realizada, y seis en operación. Chile es el país con mayor capacidad instalada proyectada de América Latina y España, con un total de 58 GW.

Del total de la capacidad instalada proyectada, el 64% corresponde a proyectos que se encuentran en fase de conceptualización y el 35% a proyectos que se encuentran en estudio de la inversión. Los proyectos se concentran principalmente en tres regiones, la región de Magallanes y de la Antártica Chilena con 16 proyectos, Atacama con 14, y Antofagasta con 11. También se encuentran proyectos en la región del Bío Bío (6), Coquimbo (2), Región Metropolitana (2), Aysén (1), Libertador General Bernardo O' Higgins (1) y Valparaíso (1).

Respecto a algunos indicadores, Chile prevé tener para 2033 (cuando estará operativo el último proyecto) la mayor capacidad instalada per cápita de Iberoamérica, con 1933 watts (W) por persona. Junto con esto, Chile tendrá el 50,6% del total de la capacidad instalada en América Latina.

De los proyectos que podemos destacar de Chile, el primero que llama la atención es el proyecto *“Los amigos del verano”*. Este proyecto, liderado por Verano Energy y Siemens, se construirá en cuatro fases y prevé tener una capacidad instalada de 25 GW, con lo que supone el tercer proyecto con más capacidad instalada a nivel mundial<sup>5</sup>. Este proyecto cuenta con desalinizadores complementarios que pueden garantizar el suministro

<sup>5</sup> Los proyectos que están por encima son: el proyecto *“Western Green Energy Hub”* de Australia, que tendrá 41 GW, y el proyecto *“ACME SCZONE Green Ammonia Plant”* que tendrá 25,3 GW.

de agua. Su uso final no está publicado, pero al parecer contará con una infraestructura dedicada al transporte y el almacenamiento. La fecha de finalización del proyecto es por fases, pero se distribuye cada dos años entre 2027-2033.

Otro proyecto destacado es el “*H2 Magallanes*”; este proyecto contará con una capacidad instalada de 8 GW y su finalización se prevé para 2025. La empresa que lidera este proyecto es Totalenergies. Su uso final tampoco está informado, pero sí que contará con una fábrica de producción de amoniaco vinculada a la producción de hidrógeno verde. Este proyecto se encuentra en fase de estudio de inversión.

Por último, se encuentra el proyecto “*Gente grande project*” que contará con una capacidad instalada de 3,6 GW y que se encuentra en fase de estudio de inversión. Su fecha de finalización es el 2028 y prevé la producción de amoniaco verde junto con la producción de hidrógeno. Su uso final, tras la producción de amoniaco, es la exportación al mercado mundial.

## Argentina

En Argentina hay un total de ocho proyectos de hidrógeno verde, de los cuales cuatro se encuentran en fase de conceptualización<sup>6</sup>, tres en fase de estudio de inversión y uno se encuentra operativo. Este último es un proyecto piloto de la empresa Hychico, subsidiaria de la compañía privada de capitales nacionales CAPEX. La planta fue inaugurada en diciembre de 2008 y se encuentra ubicada en la provincia de Chubut, aproximadamente a 20 km de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Cuenta con dos electrolizadores que se alimentan de energía eléctrica proveniente del parque eólico Diadema y que producen 120 metros cúbicos por día

(no se cuenta el proyecto Hydeal entero porque solo hay conceptualizado 7,7 GW de capacidad instalada, pero se plantea que pueden llegar a ser 67 GW).

- 6 La primera fase de Fortescue metal de Río Negro se encuentra en fase de estudio de inversión, y la fase II y III se encuentran en fase de conceptualización.

de hidrógeno. Actualmente, el hidrógeno obtenido es mezclado con gas natural para alimentar un moto-generador de 1,4 MW, que posee un motor de combustión interna adaptado especialmente para operar con gas rico y/o pobre mezclado con hidrógeno.

Argentina prevé tener una capacidad instalada de 15 GW para 2030, fecha de finalización del último proyecto; esto supone el 12,4% de la capacidad instalada proyectada de América Latina y una capacidad per cápita de 343 W por persona. De esta capacidad instalada, el 92% se encuentra en fase de conceptualización, ya que la mayor parte de la capacidad instalada proviene del proyecto *“Fortescue metal de Río Negro”*, que tendrá una capacidad instalada de 15 GW construido en tres fases. Dicho proyecto finalizará en 2030, y exportará el hidrógeno verde para la producción de hierro verde. La empresa que invierte en este proyecto es Fortescue Future Industries, una empresa subsidiaria de Fortescue Metals Group, que es una empresa australiana de producción de hierro (la cuarta en el sector a nivel mundial). La mayoría de los proyectos se encuentran asentados en la provincia de Río Negro, y en la provincia de Santa Cruz.

## Brasil

En el caso de Brasil nos encontramos 24 proyectos de hidrógeno verde. El 58% de la capacidad instalada prevista en estos proyectos se encuentra en fase de conceptualización, y el 41% en estudio de inversión. Del total de proyectos, 14 se encuentran en fase de conceptualización, siete en estudio de inversión, uno en inversión realizada o proceso de construcción, y dos se encuentran operativos. Actualmente, Brasil es el país de América Latina donde más capacidad instalada se encuentra en proceso de construcción con 60 MW. Los proyectos se concentran en la región nordeste y sudeste. El estado de Ceará cuenta con nueve proyectos, Bahía con cuatro, Pernambuco con uno, Minas Gerais con dos, San Pablo con dos, Río de Janeiro con dos, Espírito Santo con uno y Río Grande del Sur con tres.

El total de capacidad instalada proyectada para Brasil es de 20,3 GW y tendrá una capacidad instalada per cápita de 95 W por persona cuando todos los proyectos estén operativos. Esto supone el 16,1% del total de capacidad instalada proyectada en América Latina. Cabe resaltar que la fecha de finalización del último proyecto de Brasil se sitúa en 2027.

En los proyectos más destacados de Brasil podemos encontrar el proyecto “*MOU China general nuclear power group-Quinto energy*”, que es un proyecto liderado por la empresa china CGN y una empresa nacional brasileña Quinto Energy. Este proyecto pretende tener una capacidad instalada de producción de hidrógeno verde de 5,4 GW y un campo solar y eólico para abastecer a los electrolizadores de 14 GW. El uso del hidrógeno está vinculado a abastecer al mercado interior para el refinado de petróleo, y a la exportación. Se encuentra en fase de conceptualización, y todavía no tiene fecha prevista de finalización.

Otro de los proyectos a destacar en Brasil es el proyecto “*Port of Pecem - Base One*”, el cual pretende tener una capacidad instalada de 4,3 GW. Se prevé su fecha de finalización en 2025 aunque todavía no se conoce su uso final. La empresa que lidera el proyecto es una empresa australiana llamada Eneqix Energy.

Por último, cabe resaltar el proyecto “*Unigel*”, que es el proyecto más grande que se encuentra actualmente en construcción en Brasil y en toda América Latina. Este proyecto tendrá una capacidad instalada de 60 megawatts (MW) en primera fase, y 180 añadidos en segunda fase. El proyecto tiene como fecha de finalización este año, y pretende usar el hidrógeno verde para la producción de amoníaco.

## Uruguay

En Uruguay se van a construir cuatro proyectos de hidrógeno verde, uno se encuentra en fase de conceptualización y tres en fase de estudio de inversión. La capacidad instalada proyectada del país asciende a 1,17 GW,

de los cuales el 100% se encuentra en estudio de inversión<sup>7</sup>. Esto supone el 0,9% de la capacidad instalada de América latina. La capacidad instalada per cápita se sitúa en 343 W por persona. Uno de los proyectos se instalará en el departamento de Montevideo, otro en el departamento de Paysandú y uno en las costas del departamento de Maldonado-Rocha.

El proyecto que podemos destacar en Uruguay es el proyecto *“Paysandu green hydrogen project”*, que es un proyecto que se construirá en el distrito de Paysandú. Este proyecto tendrá 1 GW de capacidad instalada y se prevé que esté operativo para 2026. El uso final del hidrógeno es la producción de combustibles sintéticos, y la empresa que lo está liderando es la empresa transnacional HIF Global.

## Perú

Perú prevé construir cuatro proyectos de hidrógeno verde, de los cuales tres se encuentran en fase de conceptualización y uno en fase de estudio de inversión. La capacidad instalada proyectada es de 5 GW, siendo el 4% de la capacidad total proyectada para América Latina. Respecto a la capacidad instalada per cápita, esta supone 149 W por persona. Un proyecto se ubica en el departamento de Cuzco, otro en el departamento de Arequipa, otro en el departamento de Lima y uno en la costa sur del país (sin datos concretos).

Perú tiene dos proyectos a destacar, el primero de ellos es el proyecto *“Industrial Cachimayo”*, que es un proyecto de producción de hidrógeno que lleva operando desde 1965, y que recientemente han hecho la transformación a hidrógeno verde a través de energía hidroeléctrica. Gracias a este proyecto, Perú es el país con mayor capacidad instalada operativa en América Latina. El segundo proyecto es el *“Horizonte de Verano”*, que es un proyecto que se encuentra en fase de conceptualización. Este

<sup>7</sup> No se encuentran datos de capacidad instalada para el proyecto en fase de conceptualización.

proyecto tiene una capacidad instalada proyectada de 4,5 GW y la empresa que lo construirá es Verano Capital Perú S.A.C.

## Colombia

Colombia prevé construir 27 proyectos de hidrógeno verde, que se distribuyen de la siguiente manera: 10 proyectos se encuentran en fase de conceptualización, 10 en fase de estudio de inversión, tres se encuentran con la inversión realizada o en construcción, y cuatro en fase operativa. La capacidad instalada proyectada de Colombia se sitúa en 12,8 GW, y la capacidad instalada per cápita en 248,8 W. Esto supone el 10% de la capacidad instalada proyectada de América Latina.

La distribución de la capacidad instalada proyectada es la siguiente: 88% se encuentra en fase de conceptualización, un 11% en fase de estudio de inversión y el resto en construcción u operativa. Todos los proyectos tienen como fecha de finalización el periodo 2026-2027. Los proyectos se ubican mayormente en el noroeste del país, linderas al Mar Caribe, concretamente en el departamento de Bolívar (4), Atlántico (4), Antioquia (2), Santander (1), Sucre (1), La Guajira (1), Bogotá (1) y en la Región del Caribe (1).

Entre los proyectos que podemos destacar, se encuentra “*TW Solar Sucre*”, que está situado en la región de Sucre. Este proyecto, que tiene fecha de finalización en 2026, pretende tener una capacidad instalada de 3 GW, y los usos finales serán el refinado de productos petroleros, la producción de amoníaco y otros usos.

## México

En el caso de México se prevé construir nueve proyectos de hidrógeno verde, de los cuales seis se encuentran en fase de conceptualización y tres en fase de estudio de inversión. La capacidad instalada proyectada es de 0,6 GW, de la cual el 21% está en fase de estudio de inversión, y el 79%

en fase de conceptualización. Esto supone que México posee el 0,47% de la capacidad instalada proyectada para América Latina. La capacidad instalada per cápita es de 4,7 W por persona, y la fecha prevista para la finalización de los proyectos es como máximo 2028. No obstante, hay 2 proyectos que no tienen fecha de finalización. Los proyectos se ubican en el estado de Guanajuato (2), Nueva León (2), Yucatán (2), Oaxaca (1), Baja California Sur (1) y Tabasco (1). Como se puede observar están distribuidos en el norte, centro y sur del país.

Uno de los proyectos que podemos destacar es “*Marengo*”, que está situado en la región de Yucatán, y que tendrá una capacidad instalada de 200 MW, separado en dos fases: la primera fase contará con 160 MW y la segunda con 40 MW. El proyecto está siendo desarrollado por una empresa local Mexion Corporation y una empresa alemana, GIZ; junto a esta empresa, el gobierno alemán está haciendo seguimiento del proyecto, ya que la producción de hidrógeno verde y su transformación en amoniaco será exportada a Europa.

## Paraguay

En Paraguay se prevé que se construyan 11 proyectos de hidrógeno verde, de los cuales cinco se encuentran en fase de conceptualización, y seis en estudio de inversión. La capacidad instalada proyectada es de 2 GW, siendo la capacidad instalada per cápita de 305,1 W por persona. Esto representa el 1,6% de la capacidad instalada en América Latina. No se tiene información acerca de la fecha de finalización de los proyectos conceptualizados, pero sí de los proyectos que se encuentran en estudio de inversión, siendo el 2026 la fecha donde se encontrarán todos los proyectos operativos. La mayoría de los proyectos se encuentran en el litoral paraguayo, en el departamento de Alto Paraná (6) y en el departamento de Itapúa, además hay proyectos próximos a Asunción, en el departamento Central (3).

Uno de los proyectos más grandes que podemos destacar, por la información de la que disponemos, es el proyecto “*Ande - Maire Tecnimont - FerSam*”. Este proyecto, que tendrá una capacidad instalada de 350 MW, pretende producir amoníaco para la producción de fertilizantes a escala local. La empresa que lidera la inversión de este proyecto es Maire Tecnimont FerSam Group, que es una empresa italiana. Este proyecto tiene como fecha de finalización el 2026.

## **Panamá**

En el caso de Panamá se prevé la construcción del proyecto “*SGP BioEnergy biorefinery*”, el cual tendrá una capacidad instalada de 4,67 GW. Este proyecto tiene fecha de finalización en 2025, y actualmente se encuentra en fase de estudio de inversión. Su realización está liderada por la empresa SGP Bioenergy de procedencia estadounidense. El uso final es la producción de biocombustibles. El proyecto se encuentra próximo al Canal de Panamá.

La construcción de este proyecto supondrá que la capacidad instalada per cápita de Panamá sea de 1087,3 W por persona, y que alcance una capacidad del 3,7% respecto a la capacidad total instalada en América Latina.

## **Costa Rica**

En el caso de Costa Rica nos encontramos con dos proyectos de hidrógeno verde, un proyecto que se encuentra operativo desde 2017, y otro proyecto que se encuentra en estudio de inversión, que sería una ampliación del primer proyecto. Ambos proyectos se ubican en la ciudad de Liberia, al norte del país, y están vinculados a la producción de hidrógeno verde para la movilidad, junto con la instalación de hidrogeneras para suministrar el combustible. El proyecto, que está operativo, tiene una capacidad instalada de 0,0052 MW, mientras que el que está en desarrollo -como ampliación del anterior- tendrá una capacidad instalada

de 1 MW. Ambos proyectos. Este último proyecto tiene como fecha de finalización el año 2025. La empresa que lidera ambos proyectos es Ad Astra Rocket Company, de origen estadounidense.

---

## BIBLIOGRAFÍA

- Consejo Nacional de Política Energética (2022). Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2). Disponible en: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-419972141>
- H2LAC (sf). Perú. Disponible en: <https://h2lac.org/paises/peru/>
- IEA (2022). Hydrogen Projects Database. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database>.
- IEA (2023). Hydrogen Projects Database. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database>.
- Ministerio de Ambiente y Energía y la Subsecretaría del Subsector Energía de Costa Rica (2022). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Disponible en: [https://cicr.com/wp-content/uploads/2022/10/Est\\_Na\\_Plan\\_Accion\\_Hidrogeno\\_Verde\\_CR\\_220921.pdf](https://cicr.com/wp-content/uploads/2022/10/Est_Na_Plan_Accion_Hidrogeno_Verde_CR_220921.pdf)
- Ministerio de Energía de Chile (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_verde\\_-\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf)
- Ministerio de Estado, da Economia e da Transição Digital (2020). Plano Nacional do Hidrogénio. Disponible en: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/comunicado?i=estrategia-nacional-para-o-hidrogenio-aprovada-em-conselho-de-ministros>
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia (2021). Hoja de Ruta del Hidrógeno. Disponible en: [https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja\\_Ruta\\_Hidrogeno\\_Colombia\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf)
- Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (2022). Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde. Disponible en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/hoja-ruta-hidrogeno-verde-uruguay>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el Hidrógeno Renovable. Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_verde\\_-\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf)

[gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja\\_de\\_ruta\\_del\\_hidrogeno.pdf](https://gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf)

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

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

Viceministerio de Minas y Energía de Paraguay (2021). Hacia la Ruta del Hidrógeno Verde en Paraguay. Disponible en [https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/H2/H2%20Marco\\_Conceptual\\_DIGITAL.pdf](https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/H2/H2%20Marco_Conceptual_DIGITAL.pdf)





# Argentina: el H2 como oportunidad productiva

Carina Guzowski\*

## Introducción

El objetivo de esta presentación es indagar qué está haciendo Argentina en relación al hidrógeno verde y qué oportunidades tiene la industria nacional de integrarse a la cadena de valor que se proyecta. Este trabajo se enmarca en un Proyecto de Investigación Científica y Tecnológica (PICT), que financia la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación, en el cual estudiamos de qué forma los recursos naturales pueden apalancar una estrategia de desarrollo productivo en Argentina y, en particular, qué oportunidades representa el hidrógeno. En cuanto a los distintos colores que representan su forma de obtención, Argentina tiene oportunidad no sólo en el hidrógeno verde, sino también en el hidrógeno azul, que es el hidrógeno proveniente del gas con el secuestro de CO<sub>2</sub>.

¿Por qué analizar la oportunidad que podrían tener los proveedores nacionales de integrarse a una cadena de valor del hidrógeno verde? ¿Por qué explorar las condiciones iniciales que puedan estimular o propiciar el posible surgimiento de dinámicas sistémicas en tecnologías energéticas basadas en el uso del hidrógeno verde? Porque la transición

\* Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. Profesora Asociada de “Economía de la Energía”. Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur. CONICET. Departamento de Economía. Universidad Nacional del Sur Bahía Blanca (Argentina)

energética se puede transformar en una oportunidad para desarrollar capacidades productivas nacionales vinculadas a las energías limpias y para que la transición energética, de alguna manera, pueda transformarse en un ordenador de un programa de desarrollo exportador e industrial de Argentina. Es decir, entender a la transición energética como impulso a las exportaciones, a la generación de divisas, al equilibrio de la balanza comercial, constituyéndose en un aporte al desarrollo industrial y a las capacidades productivas nacionales.

## Cadenas de valor y oportunidades

Entre los interrogantes planteados en el proyecto de investigación mencionado, el interés radica en analizar cómo podrían participar las firmas domésticas en la cadena de valor de tecnología que aún es inmadura y un mercado internacional que se está construyendo.

Varios son los interrogantes que surgen en este sentido desde la mirada situada: ¿qué oportunidades existen desde Argentina, teniendo en cuenta a la región, de acoplarse a una cadena de valor del hidrógeno verde con un perfil latinoamericano?, ¿en qué sectores hay posibilidad de incorporarse? Por ejemplo, en el segmento electrolizadores, dispositivo que permite separar el oxígeno del hidrógeno, hay una oportunidad, hay tiempo de insertarse en la curva de aprendizaje, pese a que la innovación y el conocimiento científico en el tema haya avanzado mucho. ¿Es un camino que se quiere y se puede recorrer? ¿Cómo compatibilizar una política exportadora con una política de promoción de la industria nacional sin introducir barreras a las inversiones privadas? ¿Qué condiciones y de qué manera podrían ocurrir esos procesos de aprendizaje e innovación en una industria de hidrógeno verde que incorpora nuevas competencias? ¿Quiénes son los actores centrales de esos procesos o quiénes podrían ser los actores centrales de estos procesos?

Otra gran oportunidad está en los denominados Power-to-X, es decir, la utilización del hidrógeno para producir diferentes productos químicos, combustibles o materiales. En ese sentido, se puede usar el hidrógeno para producir gas sintético, metano, que luego se puede introducir en la red de gas como un *blending*. La otra opción es ir a líquidos y entonces convertir al hidrógeno verde en combustible sintético que sea utilizado en el transporte aéreo o ir a los químicos para la fabricación de amoníaco y metanol, para producir fertilizantes.

Además del proyecto piloto Hychico, descrito en la segunda sección, existen otras iniciativas que buscan generar valor alrededor de la cadena del hidrógeno. Uno de ellos es el Consorcio para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina (H2ar) creado por la empresa Y-TEC, la compañía de tecnología de YPF y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). La iniciativa busca conformar un espacio de trabajo colaborativo entre empresas (tales como automotrices, generadoras de energía eléctrica, transportistas y distribuidoras de gas natural, grandes consumidores de energía, etc.) que actúen o estén interesadas en participar en la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta la aplicación.

## Estrategia nacional y polos productivos

Tempranamente, la producción del hidrógeno se promocionó a través de la Ley 26.123, sancionada en el año 2006, que tenía como objetivo principal declarar de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno 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.

Durante 2023 se elevó al Congreso un nuevo proyecto de ley de promoción del hidrógeno bajo en emisiones y también se publicó el Plan Nacional de Transición Energética al 2030, entre cuyos objetivos está

promocionar la cadena productiva del hidrógeno. Recientemente, se lanzó la Estrategia Nacional de Hidrógeno que establece que hacia el año 2050, se deberían producir 5 millones de toneladas anuales de hidrógeno de bajas emisiones, de las cuales cuatro millones estarían destinadas al sector exportador y un millón a abastecer a la demanda interna. Para eso se necesita producir mucha energía renovable: se necesitarán instalar al menos 30 gigawatts de capacidad de electrólisis y 55 gigawatts de generación eléctrica renovable, lo que implica multiplicar 11 veces la generación renovable actual y más que duplicar la generación eléctrica total.

Es decir, se multiplicará significativamente la generación de energía renovable dedicada y eso conlleva un cambio en el entramado territorial de aquellos lugares donde se vayan a insertar plantas de producción de hidrógeno verde. En ese sentido, su producción girará en torno a polos productivos que se ubicarán en las cercanías tanto a las industrias demandantes (refinerías, acerías, fábricas de fertilizantes) como a las zonas portuarias. De ese modo, se podrá cumplir con los dos objetivos trazados a nivel nacional: satisfacer la demanda del mercado interno y la exportación.

La ciudad de Bahía Blanca, al sur de la Provincia de Buenos Aires, se espera que sea un polo muy importante para desarrollar inversiones en hidrógeno verde. De hecho, la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA) tiene en carpeta un proyecto en el puerto de Coronel Rosales (a unos 20 kms del puerto bahiense) para instalar una planta de hidrógeno verde, destinado a la exportación y que recibiría la electricidad para hacer el proceso de electrólisis desde parques de energía renovable en sus inmediaciones, teniendo en cuenta que es una de las zonas con mayor potencial eólico en Argentina.

La vinculación de estos polos con redes universitarias y con centros tecnológicos es estratégica, ya que la cadena productiva del hidrógeno verde implica desarrollar tecnología e innovación y crear empleos. De hecho, la Estrategia Nacional del Hidrógeno plantea que al 2050 se alcanzarían

80.000 empleos calificados y señala algunas zonas elementos que promueven la competitividad argentina: gran potencial de energía fotovoltaica en las regiones de Cuyo y Noroeste; los recursos no convencionales de gas natural en Vaca Muerta; el potencial eólico de la Patagonia, donde existen factores de carga de más del 60%; generación de energía nuclear para producir hidrógeno rosa; abundante disponibilidad de biomasa en la región Centro-Litoral; además de acceso al agua.

La Estrategia Nacional identifica cinco polos productivos. Uno es precisamente Bahía Blanca: tiene universidades, tiene un complejo científico tecnológico, y tiene dos puertos, Bahía Blanca y el puerto de Coronel Rosales. Otros polos productivos se localizan en la región Noroeste, en la provincia Tierra del Fuego, extremo sur del país, y en la provincia de Río Negro, la cual ya tiene una estrategia provincial del hidrógeno y cuenta con una empresa muy importante, INVAP. En la región de Cuyo se ubica la empresa IMPSA, la cual está desarrollando una planta prototipo de hidrógeno verde, a través de la cual busca aprender la integración de la cadena productiva de hidrógeno verde. Para ello compró un electrolizador, es decir, no tiene como meta producir electrolizadores, si no comprender el proceso productivo. IMPSA es una empresa que el Estado argentino rescató de la quiebra en sociedad con el gobierno de la provincia de Mendoza.

La Estrategia Nacional del Hidrógeno define tres corredores: uno que va desde Buenos Aires hasta Tierra del Fuego; otro que conecta Neuquén, donde se ubican los recursos de gas no convencional, con Bahía Blanca; y otro Buenos Aires-Rosario-Córdoba. Ubicada en La Plata, capital de la provincia de Buenos Aires, la empresa de base tecnológica Y-TEC está trabajando en desarrollar un electrolizador nacional. La pregunta es si resulta conveniente que Argentina fabrique su propio electrolizador o si, tal vez, sea más provechoso adquirir tecnología importada para desarrollar el resto de la cadena de proveedores de la industria metalmeccánica: bombas, tuberías, etc. También existen capacidades en la industria del petróleo & gas para almacenamiento que pueden ser aprovechadas en

la naciente industria del hidrógeno. Otra oportunidad para Argentina es explorar la posibilidad de hidrogenar aceite y exportar aceite hidrogenado, que también puede ser una oportunidad para los proveedores nacionales.

En síntesis, estamos en un mercado emergente, estamos ante una tecnología inmadura. Argentina tiene capacidades productivas relacionadas a todo lo que hemos desarrollado en la industria de petróleo & gas, almacenamiento, tuberías, además de IMPSA, Y-TEC y gran potencial eólico ¿Cuál es el desafío? El desafío es tal vez también pensar en una estrategia regional, es decir, Chile tiene una estrategia nacional, Argentina tiene una estrategia nacional, Uruguay tiene una estrategia nacional, Brasil tiene una estrategia nacional. Pensar en un proyecto regional ¿es posible?



# Uruguay: el programa H2U, los riesgos de una inserción neoperiférica

Reto Bertoni\*

El gobierno uruguayo lanzó en julio de 2022, como parte del denominado Programa H2U, la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde<sup>1</sup>. Allí manifiesta su intención de llevar adelante la denominada “Segunda Transición Energética”, luego de la exitosa experiencia del país con la incorporación de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica, durante la década pasada.

Lo que se discute en este artículo es en qué medida la “hoja de ruta” se concibe como un instrumento para el desarrollo endógeno o, simplemente, resulta una inserción periférica en una cadena de valor global que tiene por objetivo prioritario resolver los problemas de descarbonización de las matrices energéticas de los países capitalistas centrales y, particularmente, la Unión Europea (UE).

La estrategia para discutir el sentido y alcance de la “hoja de ruta” es, luego de ubicar la misma en el contexto de la emergencia global de una economía del hidrógeno, analizar el documento propiamente dicho en diálogo con algunos insumos utilizados para su elaboración, los proyectos

\* Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. Doctor en Historia Económica por la Universidad de la República. Profesor Titular del Programa de Historia Económica y Social y Coordinador del Grupo Interdisciplinario de Estudios de la Energía de la Universidad de la República (Uruguay).

<sup>1</sup> <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/hidrogenoverde>.

presentados hasta el momento y las restricciones u obstáculos que se visualizan en su implementación

## El Programa H2U en el contexto global

El hidrógeno ha sido identificado como un vector energético con potencial para conseguir la descarbonización de la matriz energética global y, por tanto, contribuir a enfrentar uno de los factores determinantes de la crisis ambiental contemporánea, a condición de que sea producido a partir de electricidad limpia.

Diversos organismos de Naciones Unidas han desplegado instrumentos para estimular y promover la transición energética verde que cuenta con el hidrógeno como protagonista. Alianzas internacionales como “Mission Innovation” (23 países y la Unión Europea) tienen por objetivo “to increase the cost-competitiveness of clean hydrogen by reducing end-to-end costs to a tipping point of 2 USD/kg by 2030”<sup>2</sup>.

El Consejo Empresarial Mundial -for sustainable development- ha definido su respaldo a este vector energético limpio<sup>3</sup> y un número importante de acuerdos entre organismos de Naciones Unidas y organizaciones empresariales han llevado a que aparezcan actores cuya identificación es más compleja. Cabe recordar que, en la perspectiva de la Agenda 2030, se concibe al sector privado cumpliendo un rol fundamental para alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Así, el 18 de julio de 2023, la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial

<sup>2</sup> <https://explore.mission-innovation.net/mission/clean-hydrogen/>

<sup>3</sup> <https://www.wbcsd.org/>

(ONUUDI) y el Consejo del Hidrógeno<sup>4</sup> firmaron una Declaración Conjunta en Goa, India, reforzando la sólida colaboración en curso. Allí se acuerda:

1. Avanzar en el diálogo público-privado entre tomadores de decisiones y directores ejecutivos en el marco del Foro Internacional de Comercio de Hidrógeno.
2. Evaluar e identificar las mejores prácticas para maximizar el valor social de la economía del hidrógeno en los mercados emergentes y los países en desarrollo, a través de la Hoja de ruta de los ODS para el hidrógeno.
3. Apoyar el desarrollo de estándares globales para el hidrógeno (certificación) y la creación de capacidades para que los países en desarrollo mejoren sus contribuciones y participación en el desarrollo de estándares globales.

En este contexto, la Unión Europea (UE) ha identificado al Hidrógeno Verde como un vector energético idóneo para cumplir el compromiso de reducción en un 55 % de las emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 y lograr un escenario climáticamente neutro a 2050<sup>5</sup>. En ese sentido, se impuso metas ambiciosas -ya en 2020- para su estrategia del hidrógeno y aceleró la transición hacia una energía limpia en 2022, ante los desafíos impuestos por la invasión de Rusia a Ucrania (Programa REPowerEU). La producción de 10 millones de toneladas de producción anual de hidrógeno comprometidas anteriormente, se complementarán con otros 10 millones de toneladas importadas anualmente para 2030 (Ansari, et al., 2023).

- 4 Los 13 miembros fundadores del Consejo del Hidrógeno son Air Liquide, Alstom, Anglo American, BMW Group, Daimler, Engie, Honda, Hyundai, Kawasaki, Shell, Linde, Total y Toyota. Ahora incluye cerca de 150 empresas multinacionales que representan toda la cadena de valor del hidrógeno. El Consejo fue creado en 2015 para ayudar a limitar el calentamiento global (<https://hydrogencouncil.com/es/>).
- 5 <https://www.consilium.europa.eu/es/politicas/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>.

América Latina cuenta en abundancia con los insumos básicos para la producción de hidrógeno verde; esto es, viento, sol y agua. Y, por tanto, la región es visualizada como el escenario perfecto para abastecer a los países del centro capitalista del “maná” capaz de alimentar la maquinaria de acumulación y cumplir -paralelamente- con las metas de descarbonización comprometidas.

Es inevitable, para quienes cultivamos la memoria histórica, la evocación de aquella coyuntura vivida en el siglo XIX, cuando Europa Noroccidental necesitó importar alimentos y materias primas básicas para concretar su proceso de industrialización. Dos siglos después, el hidrógeno verde o sus derivados, aparecen como la versión actualizada de las relaciones comerciales norte-sur. Pero, el futuro no está determinado por fuerzas insondables. Si se aprende de la historia es posible concebir otro destino para nuestra región. La historia no se repite, pero es posible descubrir en ella indicios para romper tendencias seculares que han impedido al subcontinente encontrar una senda de desarrollo económico y social sostenible.

No obstante, la coyuntura es compleja, en la región se puede observar la emergencia de algunos espacios de reflexión y acción, donde debería plantearse el desafío de diseñar una estrategia de desarrollo endógeno a partir del hidrógeno verde. Entre ellos, resulta novedosa la Plataforma H2V (hidrógeno verde), “cuyo objetivo es impulsar el desarrollo del hidrógeno verde y sus derivados en América Latina y el Caribe con el fin de promover su producción, uso y exportación”<sup>6</sup>. Allí confluyen la GIZ/cooperación alemana, Euroclima, Banco Mundial y CEPAL -como cofundadores-; la Agencia Española de Cooperación Internacional, PTX Hub, la ONU con el Programa para el Medio Ambiente y la Agencia Internacional de Energía, como socios estratégicos; y más de cuarenta socios, entre los que puede identificarse ministerios, empresas públicas y privadas del sector energético, cámaras empresariales, entre otros.

<sup>6</sup> <https://h2lac.org/>

Es importante tener presente todas estas consideraciones para ubicar y analizar la lógica de las estrategias nacionales, así como para valorar el sentido y alcance de las mismas.

## La Hoja de Ruta del H2V en Uruguay

Uruguay, es un país de 180.000 Km<sup>2</sup> de superficie con una población de aproximadamente 3,5 millones de habitantes, que no cuenta en su territorio con yacimientos de combustibles fósiles, motivo por el cual ha tenido que hacerse verde un poco obligado. Si bien el consumo de derivados del petróleo se mantiene dominante en el sector transporte, en los últimos cincuenta años se asiste a una significativa descarbonización de la matriz energética por la irrupción de la hidroelectricidad, los residuos de biomasa, la energía eólica y solar. Y, en particular, el país fue protagonista -en la pasada década- de un extraordinario desarrollo de la generación eólica, lo que lo ha posicionado internacionalmente como un ejemplo a seguir (Bertoni y Messina, 2023).

El protagonismo en esa exitosa trayectoria ha estado en el sector eléctrico, lo que ha hecho que entre el 97% y el 98% de la generación sea a partir de fuentes renovables (hidráulica, biomasa, solar y eólica). En este contexto, el país cuenta con antecedentes valiosos al momento de postularse como socio para la transición energética verde. Y los hechos parecen confirmarlo, en julio de 2023 se firmó un acuerdo con la Unión Europea para el desarrollo del hidrógeno verde.

Ahora bien, ¿qué ha pensado el gobierno uruguayo respecto al hidrógeno verde, en el marco de la evolución global y los acuerdos internacionales? A mediados del año 2022 fue publicada la hoja de ruta del hidrógeno verde de Uruguay y, según consta en la página de la Presidencia de la República<sup>7</sup>, en agosto de 2023 cerró lo que se llama allí “el estado de con-

<sup>7</sup> <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/hoja-ruta-hidrogeno-verde-uruguay>

sulta de la hoja de ruta”. Algunos canales poco conocidos y que no han sido muy públicos, parecen haberse activado para obtener comentarios y sugerencias y está prometido publicar en el segundo semestre de 2023 la versión definitiva de la hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay.

Pero ¿qué dice – hasta ahora – la hoja de ruta? En contraste con otras estrategias nacionales el hidrógeno verde no aparece como un vehículo para el desarrollo de capacidades productivas sino como una oportunidad para exportar un *commodity*. Es verdad que hay un problema de escala, que el país no puede imaginar tener plantas de hidrógeno verde simplemente para el mercado interno. Pero todo el énfasis está planteado desde el punto de vista de las exportaciones, capturar inversiones internacionales, localizar emprendimientos capaces de articular el potencial de las energías renovables con el suministro de agua de calidad para, a través de la electrólisis, producir metanol o e-combustibles o amoníaco y concretar, a través del puerto de Montevideo, la exportación de alguno de estos derivados del hidrógeno.

Este es el perfil dominante en la hoja de ruta y ¿por qué poner el foco en esto? Porque la pregunta relevante, en un contexto de incertidumbre tecnológica y ausencia de un mercado mundial es ¿para qué el hidrógeno verde? Los riesgos tecno económicos y ambientales, así como los impactos socio ambientales de los macroemprendimientos, que han sido anunciados, merecen ser asumidos y gestionados sólo si contribuyen al desarrollo económico y social del país y, en particular, de las comunidades afectadas en el proceso de construcción e implementación de los proyectos. Nada de esto ocupa la atención de la hoja de ruta.

Otro elemento que alarma en el caso uruguayo es la discontinuidad con la exitosa política energética desplegada en la década pasada. En Uruguay hubo un cambio político importante en el año 2020. Después de 15 años de gobierno de una coalición de centroizquierda, asumió el gobierno uno de los partidos tradicionales de centroderecha, el Partido Nacional. En 2018, bajo la administración saliente, se habían iniciado una

serie de contactos a nivel público, fundamentalmente desde el Ministerio de Industria, Minería y Energía, la petrolera uruguaya ANCAP -que es la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland-, y UTE, la empresa pública de electricidad que tiene el monopolio en el país de la transmisión y distribución y que participa de forma significativa del parque generador, a los efectos de discutir una estrategia nacional de hidrógeno verde. Se trataba de dar continuidad a lo aprendido con el desarrollo de las energías renovables no convencionales, cuando se consiguió diseñar y acordar una política energética nacional respaldada por todos los partidos con representación parlamentaria. Esa era la intención del llamado “Proyecto Verne”, que tenía en el Ministerio de Industria, Energía y Minería, y en las dos empresas públicas energéticas del país, su epicentro<sup>8</sup>.

La llegada del nuevo gobierno implicó “borrón y cuenta nueva”, adiós al “Proyecto Verne”, el nuevo paradigma sería “la hoja de ruta del hidrógeno verde”, en el que cambian totalmente los objetivos y los protagonistas. En este sentido, es interesante bucear en la génesis de “la hoja”. En el marco de la nueva administración, el Ministerio de Industria, Energía y Minería, con apoyo del BID contrató una consultoría (Ferragut et al., 2022)<sup>9</sup>. Allí se identifican las potencialidades del país en la calidad de sus recursos naturales, las características de su matriz energética, las capacidades generadas en el proceso de transición de la matriz eléctrica -a lo que se hacía referencia *ut supra*, la logística desarrollada y la confiabilidad del país para recibir inversiones. Todo lo cual lo perfilaría con un gran potencial en la economía del hidrógeno verde.

- 8 <https://www.gub.uy/presidencia/comunicacion/noticias/proyecto-para-utilizar-hidrogeno-energia-avanzada-uruguay-recibe-respaldo-del-https://www.ancap.com.uy/innovaportal/file/8385/1/verne---presentacion-general-agosto-2020-web.pdf>.
- 9 Basado en los insumos para la elaboración de la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde elaborados por McKinsey & Company de acuerdo con el contrato C-RG-T3777-P001 con el BID con el apoyo de la Dirección Nacional de Energía y el BID.

Cuando se lee con atención la hoja de ruta, que tiene 52 páginas, no se encuentran los énfasis que se mencionan en el informe de la consultoría. Respecto a las ventajas de Uruguay, se observa una perspectiva muy tecnocrática, se enfatiza la descarbonización de la matriz eléctrica, que se genera con un 97% de participación de renovables, que se cuenta con calidad, abundancia y complementariedad de recursos eólicos y solar y que esto permitiría entonces explotar plantas de hidrógeno. Pero nada de capacidades construidas en la denominada “primera transición”. Parece un matiz, pero no lo es. Es una diferencia sustantiva la ausencia de mención a la continuidad o el aprovechamiento de lo acumulado en la experiencia realizada en la década anterior que ha sido valorada como exitosa a escala global.

Pero también hay matices en la implementación, lo que la consultoría establecía en su documento era, aprovechando la experiencia anterior, concebir la estrategia de Hidrógeno Verde de manera estratégica, crear una visión consensuada entre los actores políticos y sociales relevantes, de largo plazo, que estableciera líneas de trabajo y trascendiera a los períodos de gobierno. Se hacía expresa mención a lo que había sido la experiencia de la llamada “revolución eólica en Uruguay”.

En la “hoja de ruta” esto se reduce a unas pocas páginas con un título interesante, “Construcción de una Política de Estado”, pero cuando se mira el contenido no hay ninguna referencia explícita a la necesidad de crear consenso, encadenamientos estratégicos u otros elementos que puedan hacer ver de manera consensuada el futuro a largo plazo o la estrategia propiamente dicha. La consulta y la participación ciudadana en la concepción de la estrategia e incluso en la comunicación de la misma, es un gran ausente en la hoja de ruta.

## ¿Es Uruguay competitivo en el incipiente mercado del hidrógeno?

Aunque no existe, en puridad, un mercado del hidrógeno verde y/o derivados, diversos estudios han incursionado en potenciales dinámicas de oferta y demanda a escala global, regional e incluso a nivel de las economías nacionales.

Parecería que el país podría llegar a producir un millón de toneladas de hidrógeno anualmente, comercializados como metanol o combustibles verdes. ¿Cuál sería el costo de producción de hidrógeno verde en Uruguay? Según estudios realizados, Uruguay estaría en condiciones de producir hidrógeno verde en el entorno de 1,5 dólares el kilogramo hacia 2030, un precio que -en la comparación internacional- resulta competitivo (Medina et al., 2021)<sup>10</sup>. A partir de ello se especula con la posibilidad de convertir al H2V en un rubro relevante de las exportaciones. Un análisis de demanda potencial indicaría que Uruguay podría exportar mil trescientos millones de dólares, una cifra importante si se considera que el país concretó en 2022 exportaciones por 13 mil millones de dólares. Asimismo, se estima en unos 750 millones de dólares lo que podría colocarse en el mercado interno.

Es decir, Uruguay tendría condiciones, desde el punto de vista económico, para insertarse virtuosamente en la cadena global de hidrógeno. Desde el exterior se visualiza al país como un potencial proveedor. La Agencia Internacional de Energía destaca a Uruguay como un lugar donde no solo se ha abierto la posibilidad de que los privados inviertan, sino que el estado tiene también algunas licitaciones estableciendo condiciones para el establecimiento de los proyectos (Global Hydrogen Review 2022).

<sup>10</sup> También Christiaan Gischler: El Hidrógeno Verde: Retos y Oportunidades en Chile y LAC. Taller: Desarrollo de una Economía del Hidrógeno -Gobernanza, marco regulatorio y certificación de hidrógeno limpio. OLADE, agosto 1, 2023.

El Banco Interamericano de Desarrollo también considera que Uruguay se presenta como un país con muy buenas condiciones para la producción de hidrógeno verde por su matriz eléctrica, abundantes recursos renovables (eólicos y solares) con buena complementariedad y, además, por tener una democracia y marco legal estable, con calificación crediticia de grado de inversor y que se ha colocado a la vanguardia en lo que respecta al gobierno digital<sup>11</sup>.

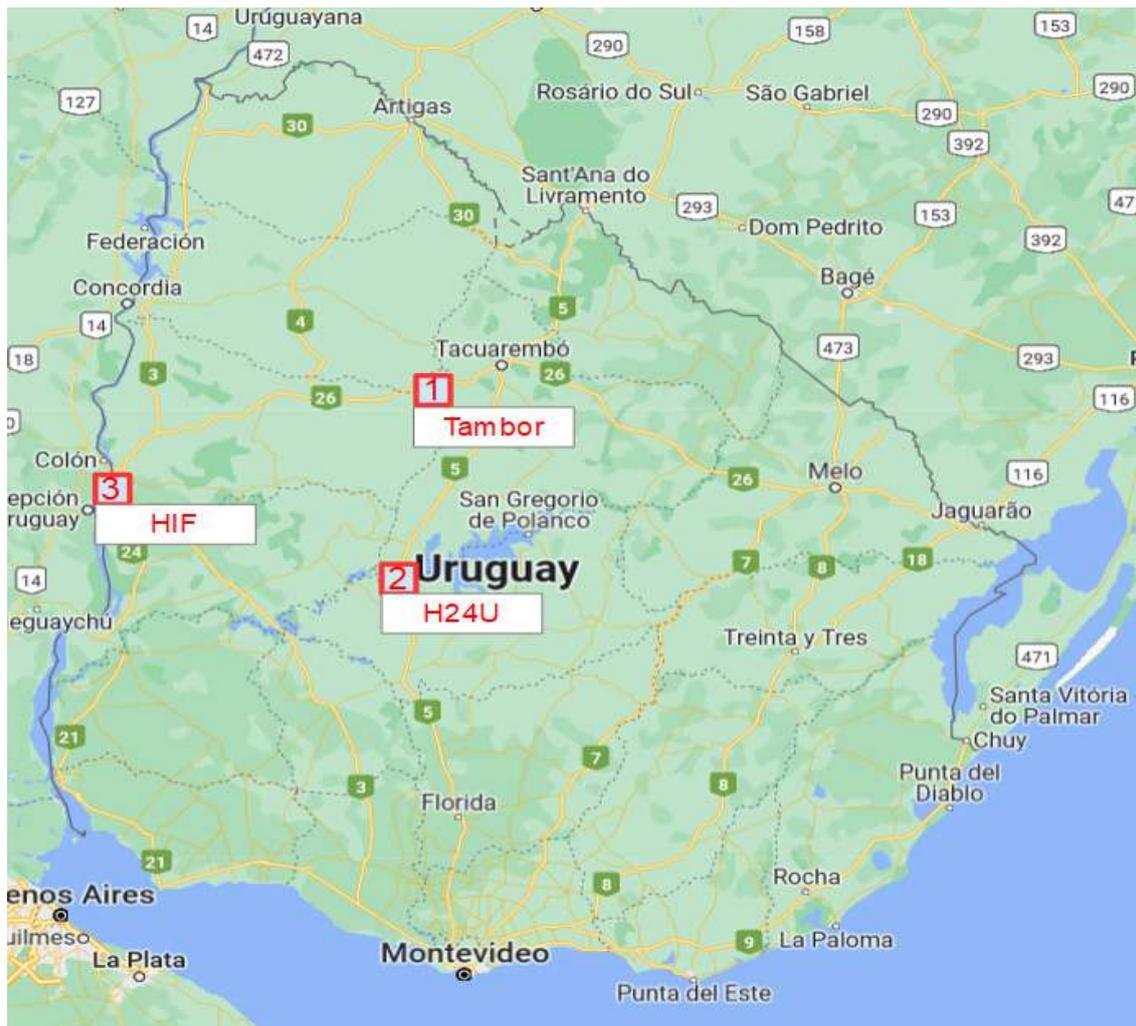
Desde el gobierno se ofrecen una serie de incentivos, fundamentalmente tributarios, para atraer a la inversión extranjera. Esto, conjugado con que se trata de “un país serio” donde las reglas de juego se cumplen, completaría un escenario por demás atractivo para los inversores internacionales.

## Los proyectos anunciados

En Uruguay existen, al momento de escribir este artículo, tres proyectos en proceso de análisis de factibilidad o estudio de factibilidad. Uno es el proyecto Tambor, presentado por la empresa alemana ENERTRAG, en sociedad con la compañía nacional SEG Ingeniería, para producir y exportar Metanol. El segundo, ha sido presentado por HIF Global (Highly Innovative Fuels Global), cuyo cometido sería producir combustibles verdes. Y, un tercero, presentado por dos empresas nacionales (SACEEM y CIR) con parte de financiación pública, que instalaría una planta piloto en el centro del país para explorar la sustitución de gas oil para celdas de combustibles para el transporte de la producción forestal.

<sup>11</sup> <https://blogs.iadb.org/energia/es/gran-impulso-al-hidrogeno-verde-en-uruguay/>.

Mapa N° 1: Proyectos para producción de H2V en Uruguay



Fuente: Elaboración propia.

El Proyecto “Tambor Green Hydrogen Hub” produciría aproximadamente 15.000 toneladas de metanol verde, que se estima podría compensar alrededor del 10% del metanol producido convencionalmente a partir de petróleo crudo proveniente de Rusia en la refinería más grande de Alemania. Para ello se instalaría un electrolizador de 150 MW, 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 anuncio del proyecto ha provocado resistencias y cuestionamientos por parte de la población local, dado que el agua que se tomaría como materia prima sería agua subterránea de los acuíferos. Esto ha generado un importante debate, no por la cantidad de agua, sino porque no es agua superficial. Esto sumado al estrés hídrico generado por las explotaciones ganaderas, forestales y agrícolas en la región ha encendido las alarmas. Adicionalmente, para buena parte de los especialistas en el tema, el agua subterránea no debería ser considerada un recurso renovable, dado que la recarga de los acuíferos depende de una serie de factores que no permiten estimar razonablemente el tiempo de recuperación del agua extraída. El proyecto ha sido catalogado de “categoría C” (que obliga a un estudio de impacto ambiental integral previo a su aprobación), lo que ha retrasado su implementación.

El proyecto “H24U”, en Pueblo Centenario, es promovido por dos empresas nacionales que pretenden, a través de una experiencia piloto, el desarrollo, ingeniería y producción de hidrógeno verde que se utilizaría en camiones especialmente adaptados para las necesidades del mercado forestal uruguayo. Parecería detectarse la intención de generar un encadenamiento productivo con este proyecto. La inversión se ubica en el entorno de los 43 millones de dólares, con una contribución de 10 millones del Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación.

Finalmente, HIF Global -que se define como “compañía líder de e-Combustibles del mundo”- ha ganado la concesión para la producción de e-gasolina, a través de un proceso competitivo dispuesto por el directorio de ANCAP. El Proyecto “HIF Paysandú e-Combustible” procesaría CO2 de origen biogénico para producir 256 millones de litros al año de

e-gasolina neutra en carbono, con potencial para descarbonizar más de 150.000 vehículos<sup>12</sup>. Para ello se prevé la instalación de un electrolizador de 1 GW, lo que implicaría la instalación de 2 GW de parques eólicos y solares. La inversión ascendería a 4.000 millones de dólares.

## Como cierre

El principal problema que se identifica en la “hoja de ruta” es la ausencia de un enfoque sistémico. Hay falencias en el diseño de una verdadera política de estado, condición necesaria de la instalación de las renovables en la década pasada. No existen instrumentos regulatorios de ninguna índole, y aunque esto se le ha encargado a una agencia reguladora paraestatal, la misma tiene poco diálogo con actores claves.

Asimismo, se ha omitido o al menos no contemplado de forma adecuada, la dimensión socio-territorial de la instalación de las plantas productoras. Se “invade” los territorios con un proyecto sin tener en cuenta quiénes viven allí, qué tipo de impacto puede tener en sus vidas la instalación de las plantas, qué beneficios traería, qué expectativas o resistencias genera en las comunidades locales este tipo de proyecto. Esto ha despertado dudas, preocupación o alertas, como es el caso del uso del agua del proyecto en el Tambor.

Pero, fundamentalmente, no se desprende de la hoja de ruta la preocupación por generar una dinámica de innovación sistémica con componentes claros de promoción de capacidades endógenas para el desarrollo económico y social. Tampoco se visualiza allí un horizonte de cooperación a escala regional para aprovechar capacidades, experiencias y mercados a los efectos de encarar una inserción virtuosa en la cadena global de valor.

<sup>12</sup> <https://hifglobal.com>.

No obstante, cabe señalar como una señal diferente -se verá en el futuro qué tan excepcional- la “Convocatoria Multilateral en Transición Energética” realizada en forma conjunta por ANII (Uruguay), CONICET (Argentina), CONACYT (Paraguay) y FAPESP (Estado de San Pablo) en octubre de 2023, a grupos de investigación de instituciones radicadas en al menos dos de los territorios de cobertura de las agencias participantes. La convocatoria define como uno de los ejes temáticos la “Generación Energética Limpia para la segunda transición energética”, incluyéndose allí al hidrógeno verde<sup>13</sup>.

Al final de este análisis vuelve, como pregunta relevante, ¿hidrógeno verde, para qué?

Las transiciones energéticas son procesos complejos y exigen un enfoque sistémico. Sólo adoptando una perspectiva de ese tipo puede considerarse a la economía del hidrógeno como una ventana de oportunidad desde nuestras regiones del Sur Global. Aún en esa eventualidad, tratándose de un fenómeno multiescalar y multiactoral es inevitable e irrenunciable diseñar e implementar esquemas de gobernanza novedosos e inclusivos. Al menos desde Uruguay el desafío parecería ser la superación del estigma histórico de una inserción internacional en base a la explotación de recursos naturales para la exportación de commodities.

<sup>13</sup> <https://www.anii.org.uy/apoyos/investigacion/349/convocatoria-regional-a-proyectos-id-en-transicion-energetica/>.

---

## BIBLIOGRAFÍA

- Ansari, Dawud; Grinschgl, Julián; Pepe, Jacopo (2023) “La revolución del hidrógeno verde vista desde Europa”. En Nueva Sociedad, N° 306, julio-agosto de 2023. [www.nuso.org](http://www.nuso.org).
- Bertoni, Reto, Messina, Pablo (2023). “The ‘Wind Revolution’ in Uruguay and the Role of the Public Sector in Guiding Energy Transitions”. In: Lazaro, L.L.B., Serrani, E. (eds) Energy Transitions in Latin America. Sustainable Development Goals Series. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-37476-0\\_12](https://doi.org/10.1007/978-3-031-37476-0_12).
- Ferragut, Pablo; Goldenberg, Federico; Correa, Cecilia.; Gischler, Christian (2022) Hidrógeno verde y el potencial para Uruguay. Insumos para la elaboración de la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde de Uruguay. Banco Interamericano de Desarrollo. <http://dx.doi.org/10.18235/0004615>.
- International Energy Agency. (2022). Global Hydrogen Review 2022. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>.
- Medina, Noelia; Scarone, Martín; Sierra, Wilson; Coopman, Martijn; Correa, Cecilia; González, Maria Jose; Irrazabal, Gonzalo (2021) Hidrógeno verde: un paso natural para Uruguay hacia la descarbonización. Nota Técnica N.º IDB-TN 02319. Banco Interamericano de Desarrollo. <http://dx.doi.org/10.18235/0003761>.
- Ministerio de Industria Energía y Minería de Uruguay. (2022). Hoja de Ruta del Hidrógeno verde en Uruguay, MIEM 2022. [www.miem.gub.uy](http://www.miem.gub.uy) [www.hidrogenoverde.uy](http://www.hidrogenoverde.uy).





# La visión española del hidrógeno

## Entre el desarrollo industrial y la integración energética

Ignacio Urbasos\*

España presenta paralelismos y dilemas similares al de los países del Cono Sur en el desarrollo del hidrógeno. El hidrógeno renovable es visto como un posible vector de descarbonización industrial y al mismo tiempo una oportunidad económica, pero existen riesgos de que genere nuevas tensiones territoriales y presión sobre las comunidades locales. La posición periférica de España dentro del sistema económico europeo se asemeja a la situación de Uruguay y Argentina dentro del sistema global. España, junto con Portugal, cuenta con un enorme potencial renovable y base industrial para lograr que el hidrógeno renovable se convierta en un impulsor de reindustrialización y desarrollo económico sostenible. No obstante, para lograr alcanzar estos objetivos, se requiere de una visión y estrategia de país que coordine los esfuerzos públicos y privados (en ocasiones antagónicos entre sí y con la administración) en el largo plazo.

Este capítulo presenta la estrategia española del hidrógeno, su visión inicial y su desarrollo en el tiempo influenciada por los diferentes devenires geopolíticos. Posteriormente, se presentan sus principales objetivos y los sectores que están liderando su desarrollo. Se aborda la dimensión

\* Ayudante de investigación en el Área de Energía y Clima del Real Instituto Elcano (España).

externa del desarrollo del hidrógeno analizando las oportunidades para España en la UE, el espacio euro-mediterráneo y con América Latina.

## La estrategia: visión y evolución

En España, el hidrógeno renovable ha sido acogido con entusiasmo por el gobierno, las comunidades autónomas, el sector privado y, en cierta medida, la sociedad civil. Cuando se publicó la Hoja de Ruta del Hidrógeno en 2020, en plena crisis económica y social causada por el COVID-19, el desarrollo del hidrógeno se percibía como una herramienta para el desarrollo industrial y la diversificación económica. La economía española había sufrido especialmente la recesión causada por la pandemia como resultado de su alta dependencia de los ingresos derivados del turismo internacional y, en general, del sector servicios. Inicialmente, la estrategia se centraba en la creación de valles del hidrógeno que pudieran concentrar su producción y el consumo, atrayendo la actividad económica asociada a la molécula en un intento de diversificar y complejizar la economía española.

La invasión rusa de Ucrania y el llamamiento de la Comisión Europea en el REPowerEU para aumentar el nivel de ambición en materia de hidrógeno renovable provocaron un cambio en la política española del hidrógeno, reforzando su dimensión exterior (Zabanova, 2022). Este cambio estratégico expone una disyuntiva entre la producción de hidrógeno para consumo interno como motor de reindustrialización verde, frente a un modelo de exportación que mejore la integración energética de la península Ibérica con Europa. España aceptó los planteamientos alemanes de generar corredores de hidrógeno desde la periferia europea hasta los centros industriales. El proyecto de hidroduto<sup>1</sup> H2Med, que uniría Barcelona con Marsella por una ruta submarina, expresa el nivel de ambición

<sup>1</sup> Por hidroduto se hace referencia a las tuberías que transportan hidrógeno, en contraposición al gasoduto, empleado para el transporte de gas natural.

de este planteamiento, en ocasiones criticado por ser poco realista o poco sostenible (Fundación Renovables y Greenpeace, 2023).

El hidrógeno también es un elemento de la Estrategia de Transición Justa y está siendo protagonista en las subastas de los codiciados puntos de acceso a la red disponibles tras el cierre de las centrales de carbón (y en el futuro la energía nuclear), incorporando elementos de empleo local, reindustrialización y cohesión territorial. Existe un creciente optimismo sobre el papel del hidrógeno en la reindustrialización de regiones en declive económico y demográfico tras varias décadas de pérdida de competitividad debida en parte a los altos costes energéticos como Asturias, Andalucía, Castilla y León, Castilla-La Mancha o Galicia.

Estas expectativas deben ser gestionadas con cautela y requieren presentar al hidrógeno renovable como una molécula de alto potencial para la descarbonización industrial, pero enormes limitaciones más allá de ciertos usos clave y para su transporte de larga distancia. La excesiva atención mediática que ha recibido el hidrógeno renovable en España desde 2020 no ha ayudado a generar debates ponderados y técnicamente realistas, favoreciendo narrativas excesivamente triunfalistas en torno a las posibilidades del hidrógeno. No obstante, la puesta en marcha de ciertos proyectos (y el fracaso de otros) ha permitido aterrizar el debate general sobre el hidrógeno, priorizando ahora su potencial como insumo industrial más que como vector energético multifuncional.

## **Los objetivos: descarbonización y nueva política industrial**

En la revisión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el año 2023 (al momento de escribir estas líneas en su versión no-definitiva), España ha elevado significativamente sus objetivos en materia de energías renovables. En concreto, el país ha revisado su objetivo de capacidad de electrolizadores para 2030, incrementándolo de 4GW a

11GW. Sin embargo, no se establecen objetivos de producción de hidrógeno ni se presentan estimaciones de los factores de carga de los electrolicadores. El PNIEC no contempla la mezcla de hidrógeno en la red de gas, sino que propone una producción inicial de hidrógeno cerca de los centros de consumo y el posterior desarrollo de una red troncal dedicada exclusivamente al hidrógeno. El nuevo PNIEC también aumenta la cuota de hidrógeno renovable (llamados RFNBOs en la legislación europea) en usos industriales convencionales del 25% al 74% para 2030 en lo que sería una clara apuesta por una descarbonización industrial rápida.

En el contexto de la política industrial europea, el hidrógeno renovable ha emergido como un componente esencial para fortalecer la economía y garantizar su resiliencia en momentos de crisis, como lo evidenciaron la pandemia de COVID-19 y la invasión rusa de Ucrania. La Unión Europea ha asignado inversiones considerables, como los Fondos Next Generation y proyectos de interés común, que han impulsado la producción y colaboración a nivel europeo. Además, el Banco de Hidrógeno, una iniciativa innovadora dotada inicialmente con 800 millones de euros, subsidia los costes de producción (opex) del hidrógeno a partir de una subasta pública competitiva.

Las lecciones que América Latina puede extraer de la experiencia europea son fundamentales. En un mundo cada vez más competitivo, la cooperación regional y la implementación de estrategias similares en torno al hidrógeno son oportunidades clave para la región. La inversión en energía renovable, puede ser un motor para el desarrollo económico y la resiliencia en un escenario global en constante cambio. Asimismo, la economía del hidrógeno favorece las escalas y la integración regional, un proceso paralizado e insuficiente en América Latina. No obstante, el retorno de la política industrial, con elementos de *friend-shoring*, *decoupling* y *derisking*, esconde ciertas pulsiones proteccionistas que pueden perjudicar económicamente a los países latinoamericanos, si se imponen aquellos países con mayor capacidad fiscal.

## Sectores e impulsores del hidrógeno en España

El sector del refino en España se ha posicionado como pionero mundial en la producción y uso de hidrógeno renovable. España cuenta con una de las flotas de refino más modernas de Europa tras las inversiones anticíclicas de 6.500 millones de euros realizadas por los principales actores del sector entre 2012-2015 en un momento crítico para el sector. De hecho, España es un exportador neto de productos refinados, que en 2022 alcanzaron un valor conjunto de 29.000 millones de euros, el equivalente al 7,5% de las exportaciones totales (Comex, 2023).

La adopción de hidrógeno verde permitiría una reducción significativa de las emisiones de carbono de scope 1 a corto plazo, una prioridad para las tres empresas involucradas en la actividad de refino en España que cuentan con ambiciosas estrategias de descarbonización. Tras las inversiones de 2012-2015, las refinerías españolas adoptaron una estrategia de último hombre en pie en Europa, modernizando sus instalaciones para poder procesar más tipos de crudos con una mayor eficiencia (Escribano y Urbasos, 2023).

El uso de hidrógeno renovable también se vería favorecido por los altos precios del gas natural, el fin de los derechos gratuitos del EU ETS en 2034 a medida que se vaya introduciendo el arancel al carbono (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) (Steimberg et al, 2023), las probadas capacidades en el desarrollo de renovables por parte de los operadores de refino españoles y los excelentes resultados financieros entre 2021-2023, con márgenes de refino en máximos históricos (*ibíd.*).

Este uso de hidrógeno renovable se centraría inicialmente en sus usos tradicionales en el refino (hidrogenación e hidrocrqueo) y posteriormente en la producción de combustibles sintéticos, especialmente prometedores para descarbonizar el transporte aéreo. Por tanto, el hidrógeno renovable se presenta como un vector de transición entre las actividades

tradicionales de las refinerías y su posterior reconversión a la producción de combustibles descarbonizados.

En el sector de los fertilizantes, Fertiberia, líder nacional con una posición de mercado dominante en España y Portugal, avanza rápidamente en la integración del hidrógeno renovable para la producción de fertilizantes nitrogenados. Junto con Iberdrola, Fertiberia está operando la mayor planta de hidrógeno renovable-amonio de Europa y planea construir otra en Huelva junto con Cepsa para 2026. Aunque no existía producción doméstica de metanol en España, han surgido proyectos de producción de metanol bajo en carbono asociado a hidrógeno renovable en los que participan empresas químicas (tradicionalmente importadoras), y empresas energéticas.

En las últimas décadas, la industria siderúrgica española ha experimentado una profunda reconversión hacia la producción de acero en horno de arco eléctrico, dejando únicamente a ArcelorMittal como productor integrado de acero en alto horno en su planta de Gijón (Asturias). Esta planta de ArcelorMittal, con una producción de unos cinco millones de toneladas de acero primario, es el núcleo de HyDeal. Aunque con unas pretensiones iniciales muy rebajadas y desavenencias entre los socios, este proyecto pretende producir electricidad en Castilla y León, aprovechando los recursos renovables y la disponibilidad de suelo, y producir hidrógeno verde que se utilizaría para la reducción directa del hierro (DRI). En febrero de 2023, la Comisión Europea aprobó una subvención de 460 millones de euros para el proyecto de ArcelorMittal, allanando el camino para la rápida puesta en marcha del proyecto, cuya finalización está prevista para 2025.

Además, España ocupa el tercer puesto de la UE en consumo industrial de calor de alta temperatura producido con gas natural en sectores como la cerámica, el vidrio y el cemento (Agora Energiewende, 2021). A pesar de los múltiples retos técnicos, estos sectores están desarrollando iniciativas

como el programa Orange.Bat en el que se incluye el uso de hidrógeno bajo en carbono para la producción de cerámicas.

Otros proyectos que incluyen el hidrógeno para el transporte pesado o público están teniendo menos tracción por los problemas asociados a conseguir un suministro de hidrógeno renovable constante a un precio competitivo y la ventaja relativa de la electrificación directa. Algunas propuestas presentadas en la Hoja de Ruta del hidrógeno de 2020, como el objetivo de contar con dos líneas ferroviarias a hidrógeno o los objetivos de alcanzar una flota de 5.000-7.000 vehículos de hidrógeno para 2030, han sido redimensionadas, demostrando cierta madurez y racionalización del desarrollo del hidrógeno en España.

## **Integración energética e hidrógeno**

El hidrógeno se presenta, además de como el mencionado vector de desarrollo industrial, como un elemento de integración regional. Esta integración tiene una relevancia particular en la Unión Europea, donde se espera se desarrolle en el medio plazo impulsado por los desequilibrios regionales entre potencial renovable y demanda energética industrial. En el espacio euro-mediterráneo, el hidrógeno puede ser un vector de cooperación económica e integración energética en el largo plazo, exigiendo primero la descarbonización de la vecindad sur.

En América Latina, la distancia geográfica impide la integración física, pero deja espacio para la cooperación técnica, la inversión y la creación de nuevas cadenas de valor asociadas a las industrias de uso intensivo en hidrógeno renovable.

En la diplomacia del hidrógeno de la UE, España tiene la capacidad de servir de contrapeso de los intereses industriales alemanes, excesivamente centrados en asegurar importaciones en el futuro. No obstante, España no ha mostrado una voluntad real de plantear este debate en Bruselas, perdiendo una importante oportunidad de proyección internacional.

## Integración europea: el medio plazo

España y Portugal aspiran a contribuir al desarrollo de un mercado europeo del hidrógeno que genere un corredor de hidrógeno península Ibérica-Centroeuropa, potencialmente ampliado más adelante para incluir el norte de África (Escribano y Urbasos, 2023a). La histórica reticencia francesa a facilitar la integración energética española más allá de los Pirineos hace temer que se reproduzca la actual falta de interconexiones de gas natural y electricidad: España tiene un exceso de capacidad de regasificación de gas natural licuado (GNL) y de generación (tanto de gas como de renovables) que no puede exportar por esta falta de infraestructuras (Escribano, 2021).

Para España, la ausencia de interconexiones (tanto energéticas como ferroviarias) es una vieja frustración de su proyección europea y es siempre una prioridad en las relaciones bilaterales con Francia y en Bruselas (Escribano et al., 2019).

En el caso del hidrógeno, sin una red integrada de hidroductos, España podría perder la ventaja competitiva que obtiene de sus recursos renovables abundantes, su proximidad a los mercados europeos de importación y su estabilidad institucional y geopolítica. El hidroducto se considera la opción más eficiente para transportar grandes cantidades de hidrógeno a distancias menores de 3.000 km, especialmente cuando se puede adaptar la infraestructura fósil existente para su uso, como es el caso de buena parte de los gasoductos en Europa.

La adaptación de terminales de GNL podría ser una solución a largo plazo si no se desarrolla plenamente una red de conductos de hidrógeno en la UE. El principal operador de plantas de GNL en España, Enagás, está priorizando el desarrollo de la infraestructura de transporte por gasoductos de hidrógeno en el marco de la red troncal europea del hidrógeno (European Hydrogen Backbone), dejando las plantas de GNL operativas para la importación de gas natural y biometano, así como para el

abastecimiento de combustible del transporte marítimo y pesado a largo plazo (Enagás, 2022).

Dado que las nuevas plantas de regasificación de GNL en Alemania deben estar preparadas para una transición al hidrógeno, ya sea en forma de amonio, metano o hidrógeno líquido, estas infraestructuras podrían ser decisivas en el flujo de hidrógeno renovable desde la península Ibérica si su reconversión es viable desde el punto de vista tecno-económico.

## **Integración mediterránea: el largo plazo**

Otro elemento clave de la dimensión exterior del hidrógeno verde es la posibilidad de integrar los mercados norteafricano y europeo en el corredor mediterráneo de importación ya identificado en el paquete REPowerEU. Las ambiciones de Marruecos de convertirse en exportador de hidrógeno verde se unirían a la acuciante necesidad de Argelia de sustituir sus exportaciones de hidrocarburos y a la existencia de gasoductos (Escribano y Urbasos, 2023a). Ambos países, con excelentes condiciones geográficas para el desarrollo del hidrógeno verde (y azul en el caso de Argelia) ofrecerían la posibilidad de establecer un corredor transmediterráneo a través de España.

Además, España y Marruecos están experimentando una creciente integración energética en las áreas de la electricidad, el gas natural y el comercio de productos refinados que podría extenderse al sector del hidrógeno verde (Urbasos, 2023a). Aunque los costes de adaptación de las tuberías de hidrógeno serían significativos, el gasoducto Magreb-Europa (GME) que conecta Argelia y España a través de Marruecos tendría unas características favorables para el transporte transmediterráneo de hidrógeno con un recorrido submarino de sólo 45 km, lo que reduciría considerablemente los problemas de compresión que tienen estas infraestructuras en su conversión (Amore-Domenech et al., 2023).

No obstante, este potencial corredor tendrá sentido económico y medioambiental solamente en el largo plazo. Tanto Marruecos como Argelia cuentan con matrices energéticas muy dependientes de los combustibles fósiles (gas natural para Argelia y carbón para Marruecos) que deberán descarbonizar en primer lugar, un desafío en sí mismo. La diplomacia europea ha pecado de excesivo entusiasmo en sus relaciones con estos países, presentando al hidrógeno renovable como un posible rubro exportador y una oportunidad económica del presente (Urbasos, 2023b). Esta estrategia europea puede repetir errores del pasado, como ocurrió con el Plan Solar Mediterráneo (Desertec), enfocado en las exportaciones de energía del sur al norte, y excesivamente optimista en el desarrollo de las tecnologías renovables y redes eléctricas (Schmitt, 2019).

En un escenario de aislamiento del resto de Europa, España podría centrarse alternativamente en generar un ecosistema de hidrógeno bajo en carbono en el Mediterráneo occidental basado en el consumo de la industria local. Las actividades industriales de los países mediterráneos se beneficiarían de unos costes de producción de hidrógeno relativamente inferiores a los del resto de la UE, lo que podría ser un motor para la competitividad de la industria asociada (Escribano y Urbasos, 2023b).

Este desarrollo industrial podría tener un mayor o menor nivel de complejidad y valor añadido: desde la simple producción de amonio, metanol o hierro con DRI hasta la producción de acero verde o productos petroquímicos más avanzados. El suministro de hidrógeno verde desde el norte de África permitiría aumentar la escala y la competitividad industrial. También permitiría un mayor grado de integración económica en el Mediterráneo occidental en un momento de rápidas transformaciones, como la entrada en vigor del CBAM y la Net Zero Industry Act, ofreciendo atractivas perspectivas de transición y mayores interconexiones con la Vecindad Sur (Escribano et al, 2023b).

## Las relaciones con América Latina

Tanto en Europa como en América Latina el hidrógeno renovable se encuentra en una fase de desarrollo muy temprana, aunque existen sinergias positivas entre el potencial y las necesidades de ambas regiones, ofreciendo un nuevo espacio de cooperación en materia energética (Urbasos, 2023c). Si la inversión europea en renovables puede calificarse como un éxito, se prevé que el hidrógeno presente oportunidades para replicar esta experiencia. La Unión Europea puede acompañar y aprender junto a América Latina en su desarrollo del hidrógeno como inversor para su producción y consumo local, diseño de políticas públicas, regulación, y finalmente, como potencial consumidor de los productos industriales derivados del hidrógeno renovable.

En este intercambio con América Latina, la UE debe estar dispuesta a transferir tecnología, conocimientos, inversión para generar empleo y crear valor agregado; y no solo transformar a la región en una mera proveedora de materias primas claves para la transición (*Ibid.*). España, que ya ha diseñado una estrategia nacional del hidrógeno enfocada en la industrialización y el desarrollo de nuevas cadenas de valor, cuenta con una posición genuinamente favorable para liderar la diplomacia europea y exportar este modelo.

La cumbre UE-Celac sirvió de catalizador para un nuevo diálogo energético que incluirá al hidrógeno renovable dentro de un marco de acción más amplio del Pacto Verde Europeo, la transición energética y el desarrollo social y medioambientalmente sostenible de América Latina. Hasta la fecha, Alemania ha liderado la diplomacia europea del hidrógeno en América Latina con una fuerte presencia de organismos de cooperación y empresas en los mercados emergentes de Chile, Uruguay y Brasil.

## Conclusiones: un dilema que debe resolverse

El hidrógeno renovable ofrece a España una doble oportunidad. A nivel nacional, se presenta como un medio para la reindustrialización sostenible, mientras que, a nivel internacional, la creación de nuevas interconexiones tiene el potencial de cambiar la posición periférica y relativamente aislada de la península Ibérica en el contexto energético europeo.

Además de contribuir a la Unión de la Energía con un suministro diversificado de GNL y electricidad, España puede proporcionar una cantidad significativa de hidrógeno renovable obtenido de manera económica, social, política y medioambientalmente sostenible. Para ello, los esfuerzos regulatorios de España en Bruselas se han dirigido a establecer un marco normativo que valore el hidrógeno renovable aplicando estrictos criterios de sostenibilidad frente a otras opciones bajas en carbono de menores credenciales medioambientales y de seguridad energética y humanas.

El hidroduto submarino H2Med entre Barcelona y Marsella es un proyecto estratégico para incrementar las interconexiones energéticas entre Francia y la península Ibérica. Su desarrollo exitoso exige la colaboración de otros socios europeos como Portugal, Alemania o los Países Bajos para ampliar su recorrido incorporando productores y consumidores para construir un verdadero mercado europeo del hidrógeno en el que España puede desempeñar un papel destacado. A largo plazo, este mercado podría posteriormente incorporar futuros productores de hidrógeno y sus derivados del norte de África, sirviendo como elemento renovador del espacio energético euro-mediterráneo.

A nivel doméstico, la estrategia española se ha centrado en el desarrollo de clústeres y valles industriales basados en una narrativa de industrialización, transición justa y vertebración territorial que ha generado grandes expectativas. Esta estrategia pasa por dedicar una parte sustancial de la producción nacional e importada de hidrógeno al consumo en estas

nuevas industrias. Por ello, la dimensión doméstica, diseñada en la Hoja de Ruta del Hidrógeno de 2020, y la dimensión externa, actualizada tras la invasión rusa de Ucrania en 2022, deben reconciliarse, asumiendo que el hidrógeno renovable será un recurso limitado, al menos a medio plazo.

España todavía debe definir el desarrollo del hidrógeno renovable entre dos modelos: uno interconectado con preferencias por las exportaciones (a través del H2Med o rutas marítimas) frente a otro con vocación por el desarrollo industrial doméstico. Urge construir una estrategia de país que alinee la dimensión nacional e internacional del desarrollo del hidrógeno en España, mandando un mensaje coherente a la sociedad civil, el sector privado y las instituciones.

---

## BIBLIOGRAFÍA

- Agora Energiewende (2021), “No-regret hydrogen: charting early steps for H2 infrastructure in Europe”.
- Amore-Domenech, Rafael, Vladimir L. Meca, Bruno G. Pollet y Teresa J. Leo (2023), “On the bulk transport of green hydrogen at sea: comparison between submarine pipeline and compressed and liquefied transport by ship”, *Energy*, vol. 267, p. 126621.
- Enagás (2022), “Financial results 2021”.
- Escribano, Gonzalo; Urbasos, Ignacio. (2023a) “La dimensión internacional de la visión española del hidrógeno” Real Instituto Elcano, Documento de Trabajo 2/2023.
- Escribano, Gonzalo, Lázaro, Lara, Urbasos, Ignacio. (2023b) “Revamping the Euro-Mediterranean Energy and Climate Space” Real Instituto Elcano, Policy Paper nº 10/2023.
- Escribano, Gonzalo (2021), “H2 Med: hydrogen’s geo-economic and geopolitical drivers and barriers in the Mediterranean”, Elcano Royal Institute, Policy Paper, nº 4/2021
- Escribano, Gonzalo, Lázaro, Lara, Lledó, Elisa (2019), “La influencia de España en el ecosistema europeo de energía y clima” Real Instituto Elcano, ARI 87/2019.
- Fundación Renovables y Greenpeace (2023) “Desmontando el hidrógeno. H2Med, coartada para una falsa transición energética”

Schmitt, Thomas (2018) “(Why) did Desertec fail? An interim analysis of a large-scale renewable energy infrastructure project from a Social Studies of Technology perspective”, *Local Environment*, 23:7, 747-776

Steinberg, Federico, Costilla, Enrique, & Touza, Lara. (2023). El “arancel al carbono (CBAM)”: ¿proteccionismo verde o liderazgo global contra el cambio climático? ARI15/2023, Real Instituto Elcano.

Urbasos, Ignacio (2023a), “25 años de cooperación energética entre España y

Marruecos”, Blog Elcano, Real Instituto Elcano, 14/II/2023.

Urbasos, Ignacio (2023b), “Una diplomacia europea del Hidrógeno 2.0: alineando la ambición climática y la seguridad energética” ARI 98/2023, Real Instituto Elcano.

Urbasos, Ignacio (2023c) “Hidrógeno renovable: ¿pueden Europa y América Latina aprender juntos?” Alianzas Verdes, EsGlobal

Zabanova, Yana (2022), “The EU’s hydrogen vision is ambitious. Are member states on board?”, IASS-Blogpost, IASS, 24/X/2022.





# A modo de conclusión

## Nuevas líneas de trabajo para un nuevo mercado

Clara García\*

Rafael Fernández\*\*

En este Boletín sobre H2V, elaborado por el subgrupo de trabajo de Capacidades productivas y tecnológicas del GT-CLACSO Energía y Desarrollo Sustentable, se ha tratado de perfilar la emergencia de un nuevo mercado energético, el del hidrógeno verde. Las incertidumbres al respecto del mismo son aún todas: sobre volúmenes y estructura de demanda, competitividad y orígenes geográficos de oferta, capacidad de arrastre a lo largo de la cadena de valor, impactos socio-ambientales, regulación en unos y otros lugares o gestión de conflictos de economía política. Pero sí parece saberse ya que Iberoamérica (al menos algunos países) pretende tener y tendrá un lugar en ese nuevo mercado.

Países como Chile o España tienen prevista de aquí a 2030 la instalación de capacidades por encima de los 50 GW, y Brasil o Argentina prevén capacidades de 20 GW y 15 GW, respectivamente. Lo proyectado conjuntamente por América Latina, España y Portugal representa más de la quinta parte del total mundial. Como primera aproximación a lo que habrá de ser una agenda de investigación con muchas facetas, en este

2 \* Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. Instituto Complutense de Estudios Internacionales.

3 \*\* Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. Instituto Complutense de Estudios Internacionales.

Boletín, aparte de una introducción para quienes desconozcan qué es el H2V o sus posibles usos, se ha presentado un mapeo de proyectos en Iberoamérica (países de América Latina y Caribe, más España y Portugal), y se han planteado los casos de Argentina, Uruguay y España – los tres países que fueron abordados en el conversatorio del 27 de septiembre de 2023, a partir del cual se elabora este documento.

Del mapeo realizado y de los casos analizados pueden extraerse algunas observaciones conjuntas, a partir de las cuales no se puede generalizar para la totalidad de Iberoamérica, pero que sí nos ofrecen pautas para el análisis y la reflexión.

Primero, tanto entes públicos como privados parecen haberse embarcado en una apuesta conjunta por el desarrollo del mercado del H2V. En el apartado sobre Uruguay se mencionan algunas de las muchas alianzas internacionales – alianzas en muchos casos público-privadas – en torno al hidrógeno verde. También hay acuerdos bilaterales, como pueda ser el de la Unión Europea con el mismo Uruguay, y una plétora de estrategias y comienzos de regulación por parte de gobiernos nacionales. Los tres casos analizados muestran planes u hojas de ruta para el desarrollo del H2V, todos con objetivos de capacidad o producción.

El documento de Argentina nos habla de 5 millones de toneladas de H2V, 4 de ellas para exportación; el de Uruguay, de 1 millón de toneladas, prácticamente todo para exportación. Por su parte, la UE prevé un consumo de 20 millones, de los que la mitad estima que procederán de la importación.

Otras regulaciones, no directamente establecidas para la promoción de la producción de hidrógeno, también merecen mención y futuros análisis. Se trata sobre todo de estrategias o regulación relativas a lo climático, de un lado, y relativas a la promoción industrial, de otro. Sobre lo primero, destaca el CBAM (Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono, por sus siglas en inglés), y la correspondiente retirada de derechos de

emisión gratuitos, que podrán asistir a la competitividad del H2V frente a otras tecnologías de producción de hidrógeno; y, sobre lo segundo, el Boletín aborda, no tanto la presencia de regulaciones para la promoción industrial vinculada al H2V, sino la necesidad de las mismas. Más en concreto, en los tres casos se percibe la tensión entre una suerte de extractivismo orientado a la exportación y el aprovechamiento de este elemento para la promoción industrial (bien de industrias que necesitan soluciones de descarbonización, bien de industrias necesarias para el desarrollo del mercado del H2V).

Segundo, cabe reflexionar para cada país y para el conjunto del futuro mercado internacional de H2V cuáles serán los usos de este. Será importante estar atentos a si el H2V se consolida como un vector energético multifunción o, como parece más probable, como una forma de descarbonizar sectores que ya utilizan hidrógeno o sectores con difícil reducción de emisiones. De lo uno o lo otro dependerá la cadena de valor misma del hidrógeno (sus componentes y su distribución geográfica), su forma de transporte más eficiente (distribuido, por hidroduto, o por barco), o las localizaciones y formas de almacenamiento.

Sí parece que se está ya apostando por el H2V para sustituir a otros “colores” de hidrógeno y para descarbonizar determinados sectores. En efecto, el caso español muestra proyectos distribuidos de sustitución del hidrógeno para refino y para fertilizantes. También, proyectos igualmente distribuidos de reducción directa de hierro y para calor de alta temperatura en cerámica. Los casos de Argentina y Uruguay contrastan con esto en tanto que el grueso de las cantidades proyectadas será para exportación. Tan solo en el caso de Uruguay encontramos una previsión expresa de uso nacional, en concreto en transporte en el sector forestal.

Un obstáculo frecuentemente mencionado para el despegue del H2V es el grado de competitividad frente a otros “colores” de hidrógeno u otros materiales. Son muchos los flancos a analizar para valorar el potencial competitivo del H2V: la evolución tecnológica de su producción (siendo

que hay diferencias de eficiencia por tipos de electrolizadores, así como dificultades técnicas para el escalamiento), los precios de fuentes energéticas alternativas (fundamentalmente del gas, pero también de fueles basados en petróleo para transporte), las opciones de transporte y almacenamiento, la regulación que impacta en los precios del carbono (CBAM, la eliminación en la UE de los derechos gratuitos de emisión, quizá futuros impuestos al carbono), o las ayudas públicas que se van desplegando (al menos en la UE) para cubrir los *gaps* de competitividad actuales. De ahí que, por el momento, parece que los proyectos se concentran en donde la competitividad presenta menos incertidumbres, como *feedstock* industrial (ej.: fertilizantes) o en sectores con emisiones difíciles de reducir (ej.: metalurgia o ciertos transportes).

Tercero, otro ámbito interesante de reflexión e investigación futura será el de la geoeconomía del H2V. Por el momento la estrategia en países americanos parece ser la de orientarse a la exportación, en nuestros ejemplos, desde los puertos de Bahía Blanca, Coronel Rosales o Montevideo; y con inversión extranjera, como en el ejemplo del Proyecto Tambor en Uruguay con capital alemán. El caso de España es menos claro, siendo que inicialmente la orientación era la de desarrollar valles o polos de H2V, para – tras la invasión de Ucrania – apostar también (¿o en cambio?) por desarrollar corredores de exportación hacia Europa central. Estos corredores, es más, podrían querer conectarse con productores del norte de África.

Será interesante ver cómo encajan (o no) los totales de demanda de los grandes centros de consumo con los ambiciosos desarrollos productivos en tantos potenciales países oferentes. En este sentido, y como ya se sugiere en los textos, cabe pensar en aproximaciones conjuntas, en cooperación internacional, para dar luz a este nuevo mercado ordenadamente, con explotación de complementariedades y evitación de competencias despiadadas entre países. Si bien un entorno competitivo para las empresas puede ser deseable, la competencia entre países para hacerse un hueco en el mercado internacional puede conducir a “carreras hacia el

fondo” con muchos perdedores. En concreto, en los textos se apunta la posibilidad de cooperación regional latinoamericana, pero también la cooperación técnica de España con América Latina y la coordinación con el norte de África.

Cuarto, ya hemos apuntado anteriormente que, entre las regulaciones vinculadas al H2V, pudiera desarrollarse una política industrial para la promoción productiva a lo largo de la cadena de valor de este elemento. Hay una gran expectativa al respecto de las posibilidades de (re)industrialización y creación de empleos derivadas del H2V. Sin ánimo de exhaustividad, pensemos en los insumos que se requerirán para la producción misma: electrolizadores, procesamiento de las materias primas que estos contienen, equipos de generación de electricidad renovable (con sus correspondientes cadenas de materiales y partes), etc. Pero pensemos también en los materiales y equipos para almacenamiento, transporte y distribución, sea del H2V o de sus derivados, como amoníaco o metanol. Y finalmente en las industrias consumidoras: las pre-existentes, que habrán de transformarse (ej.: cerámica, metalurgia) o las de fabricación de nuevos productos (ej.: pilas de combustible, nuevos vehículos o partes de los mismos, etc.).

Sobra insistir en una idea que frecuentemente se plantea en respuesta a la del *decoupling* o *reshoring*: incluso si se dieran tendencias en esos sentidos, no sería para llegar a una situación donde cada país produce cada una de las cosas señaladas. En la cadena de valor del H2V habrá, obviamente, especializaciones y comercio internacional, para el aprovechamiento de ventajas competitivas y de escala. Es cierto que, en general, es difícil hacer política industrial, pero lo es especialmente en sectores donde la capacidad competitiva de otros países está bien asentada y donde la demanda no es particularmente dinámica.

Así pues, la propia inmadurez de los mercados de la cadena de valor del H2V podría facilitar una política industrial en torno al H2V, en tanto que hay capacidades por crear o fortalecer y hay demanda futura por

satisfacer. Sin que entendamos que otros países tienen las habilidades político-administrativas de China, se podría pensar en algo como lo que en ese país se hizo con respecto al automóvil eléctrico: adelantarse.

La orientación exportadora puede ser necesaria para una política industrial en la cadena del H2V (desde luego no es contradictoria con ella si atendemos a los casos de éxito industrial de Asia oriental), pero no es en absoluto suficiente. Desafortunadamente, los casos del conversatorio no identifican la existencia de una política industrial comprehensiva (algo más en el caso de España). Una política que, como apuntan los textos, tendrá que preguntarse por qué subsectores promover (de nuevo, no podrán ser todos o cualquiera): ¿electrolizadores, tecnologías para transporte o almacenamiento, formas sostenibles de producción de acero o cerámica?

También los textos recuerdan que esa política industrial habrá de ser multifacética, que las capacidades productivas o ventajas competitivas requieren de acciones públicas de coordinación de factores productivos y demanda: ¿cómo promover la innovación local o la transferencia tecnológica del capital extranjero?, ¿qué recursos humanos potenciar?, ¿qué infraestructuras desarrollar?, etc. Finalmente, los textos también aluden a cuestiones institucionales de enorme importancia si se quiere que la promoción de producción de H2V sea también de promoción de desarrollo productivo y con justicia social: ¿qué actores pueden participar de este boom del hidrógeno?, ¿con qué mecanismos de alineamientos de intereses?

Una última, no menos importante, cuestión para la reflexión en esta emergencia del H2V es el reto de afrontar conflictos de economía política. Basta pensar en las necesidades de agua o de territorio para el despliegue de renovables para reconocer los posibles conflictos en torno al uso de esos recursos. De un lado, está la competencia por los usos de agua, en territorios tensionados hídricamente o donde el agua tradicionalmente se ha utilizado para otros sectores (como podrían ser regadíos).

Esta competencia ya se ha puesto de manifiesto en ejemplos como el del uso de acuíferos subterráneos para el Proyecto Tambor en Uruguay. De otro lado, el fenómeno NIMBY (*not in my backyard*) para el despliegue de renovables es ya palpable, por ejemplo, en España hasta el punto de haber sido reflejado en el cine. Sobre todo, esto, huelga decir que no basta con tachar a los afectados de anti-ecologismo o anti-desarrollismo, sino que habrá que reflexionar seriamente sobre cómo incorporarlos en el proceso político de desarrollo de este nuevo mercado.

A este último asunto, el de la inclusividad del proceso de toma de decisiones al respecto del desarrollo de este nuevo mercado, dedica importantes palabras el documento sobre Uruguay: ¿El desarrollo del hidrógeno para qué, para quién? Siguiendo la idea de que las transiciones energéticas han de producirse, pero han de hacerlo de manera justa, la reflexión sobre este nuevo mercado exige pensar en las diferentes necesidades de diferentes actores y territorios.

Para la Europa más desarrollada, como Alemania, la prioridad parece ser la importación de H2V para la descarbonización con la menor afectación posible de patrones de producción y consumo. España en cierto modo también se encuentra ahí: en el uso del H2V para descarbonizar. Pero su posesión de los recursos naturales necesarios para el hidrógeno verde la acerca a los países de Latinoamérica: ¿producción de H2V para qué, para quién?, ¿para la descarbonización de los grandes consumidores de Centroeuropa?, ¿o (también) para la promoción de desarrollo productivo, y con un buen manejo del territorio y los recursos naturales, favorecedor de mejores condiciones de vida locales? La descarbonización en sí misma es un fin deseable, pero si puede venir acompañada de desarrollo productivo y social, ampliará el abanico de ganadores en este nuevo mercado.

A la vista de los párrafos anteriores, son muchas las líneas de investigación que se abren con la emergencia del H2V, líneas que se colocan además en ámbitos académicos diversos, todos relevantes.

Los textos de este Boletín permiten ver, primero, que hay investigación por realizar en torno a la regulación de mercados energéticos y de carbono. Segundo, que los muchos usos posibles del H2V obligan a analizar desarrollos tecnológicos y otros factores de competitividad para cada uno de esos usos, si se quiere afinar en el análisis, ya no de la emergencia de un mercado del H2V, sino de qué mercados específicos para el H2V (quizá no sea ni una panacea ni un mito). Tercero, en el ámbito de la geoeconomía, se suma el hidrógeno y sus derivados al interés que otra tuviéramos sólo por los mercados internacionales de petróleo o gas. Cabe preguntarse por la configuración de proveedores o consumidores, pero también por tamaño del mercado, sistemas de precios, etc. Cuarto, el H2V provee de un caso para realizar y evaluar políticas industriales de mercados emergentes a lo largo de toda una cadena de valor. En particular será interesante estudiar si el hidrógeno se tratará como una *commodity* primaria más en un modelo orientado a la exportación, con el riesgo de volver a repetir los males de modelos extractivistas ya conocidos, o si podrá servir de acicate para el desarrollo productivo. Y quinto, se abren líneas de trabajo sobre transiciones justas.

Es necesario investigar las consecuencias sociales y medioambientales para las comunidades locales de la puesta en actividad de los nuevos proyectos de producción de hidrógeno. Pero también cuáles puedan ser los costes de las políticas destinadas a favorecer el consumo de las energías limpias, en detrimento de las más contaminantes. Conviene conocer el coste, pero también quiénes los sufren, no sólo para aplicar medidas de compensación a posteriori, sino sobre todo para pensar a priori en alternativas que eviten que los costes de una transición necesaria recaigan sobre los grupos de población más vulnerables.



Boletín del Grupo de Trabajo  
**Energía y desarrollo sustentable**

Número 7 · Diciembre 2023