

OBSERVATORIO DE
**ENERGÍA Y
DESARROLLO
SUSTENTABLE**

Monitor Hidrógeno Verde

FEBRERO 2022



Resumen








	<p>En la actualidad solo el 3% de la producción de hidrogeno mundial es verde. El restante es prácticamente en su totalidad producido por combustibles fósiles sin captura de carbono.</p>
	<p>En las últimas dos décadas la demanda de hidrógeno ha aumentado del orden de 50%.</p>
	<p>En la actualidad, los costos de los electrolizadores alcalinos son los más bajos que hay en plaza, pero se espera que en el largo plazo los costos de los electrolizadores PEM se igualen.</p>
	<p>Los proyectos Magallanes de Chile (8GW) y Base One de Brasil (2GW) forman parte de los 20 megaproyectos de producción de hidrógeno verde que ya han sido anunciados.</p>
	<p>Según IRENA, la producción de hidrógeno verde debería aumentar 6 veces para alcanzar carbono neutralidad en 2050, y según IEA 5 veces.</p>
	<p>Según estudio del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), hacia 2030, se podría producir hidrógeno verde en Uruguay a precios de 1,5 €/kg y puesto en Róterdam a unos 2,5 €/kg, lo que se considera como resultados satisfactorios.</p>
	<p>Según el MIEM, las inversiones requeridas al 2050 en un escenario conservador son 5780 millones de Euros (doble demanda eléctrica respecto a 2020), en un escenario medio 12300 millones de euros (triple demanda de electricidad) y un escenario optimista 45000 millones de Euros (demanda de electricidad 8 veces mayor).</p>

TABLA DE CONTENIDOS

Contenido

INTRODUCCIÓN	1
POTENCIALES USOS DEL HIDRÓGENO VERDE	2
PRODUCCIÓN Y USOS ACTUALES DEL HIDRÓGENO	3
ELECTROLIZADORES.....	4
Tipos de Electrolizadores.....	4
Capacidad Instalada.....	4
Eficiencia y costos actuales y a futuro de los electrolizadores.....	6
Mega proyectos de producción de hidrógeno verde anunciados.....	7
PERSPECTIVAS DEL HIDROGENO A FUTURO	7
Proyecciones de producción de hidrógeno al 2050	8
Comparación escenarios de IEA: Announced Pledges y Net Zero.....	9
Inversiones requeridas	10
DESAFÍOS DE LA TECNOLOGÍA EN URUGUAY	12
Proyecto Piloto H2U	13
Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	13
Perspectivas a futuro.....	13
REFERENCIAS	14
ANEXO: ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDROGENO	15
Almacenamiento de hidrógeno.....	15
Transporte de hidrógeno.....	15

INTRODUCCIÓN

El hidrógeno es el elemento más ligero y abundante del universo. Está naturalmente presente en muchos compuestos químicos, incluido el agua y combustibles fósiles. No es un combustible que pueda tomarse directamente de la naturaleza, sino que es un **vector energético**, o sea, un portador de energía. Se debe producir a partir de fuentes energéticas y contiene una cierta cantidad de energía una vez producido.

El hidrógeno se puede producir en base a diversas fuentes y se clasifica con los siguientes colores:

- i. Hidrógeno verde es producido a partir de agua y energía eléctrica de origen renovable por electrolisis
- ii. El hidrógeno azul es producido a partir de combustibles fósiles con captura de carbono generalmente asociado a procesos de reformado o gasificación.
- iii. Hidrógeno gris cuando es generado a partir de fósiles sin captura de carbono, generalmente en procesos de reformado o gasificación.

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), al 2020 alrededor de 120 Mt (millones de toneladas) de hidrógeno se producen en todo el mundo (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021), dos tercios de los cuales es hidrógeno puro y un tercio es una mezcla con otros gases. Además, del orden del 96% de la producción total es hidrógeno gris, y solo el 3% es hidrógeno verde.

Los usos del hidrógeno son vastos, pero principalmente se utiliza como materia prima para la industria petroquímica, síntesis de amoníaco (producción de fertilizantes) y producción de metanol para una amplia variedad de productos. El hidrógeno también se puede utilizar como combustible ya que puede alcanzar temperaturas de 1000°C al quemarse, en pilas de combustible para producir electricidad sin emitir ningún contaminante ni gases de efecto invernadero.

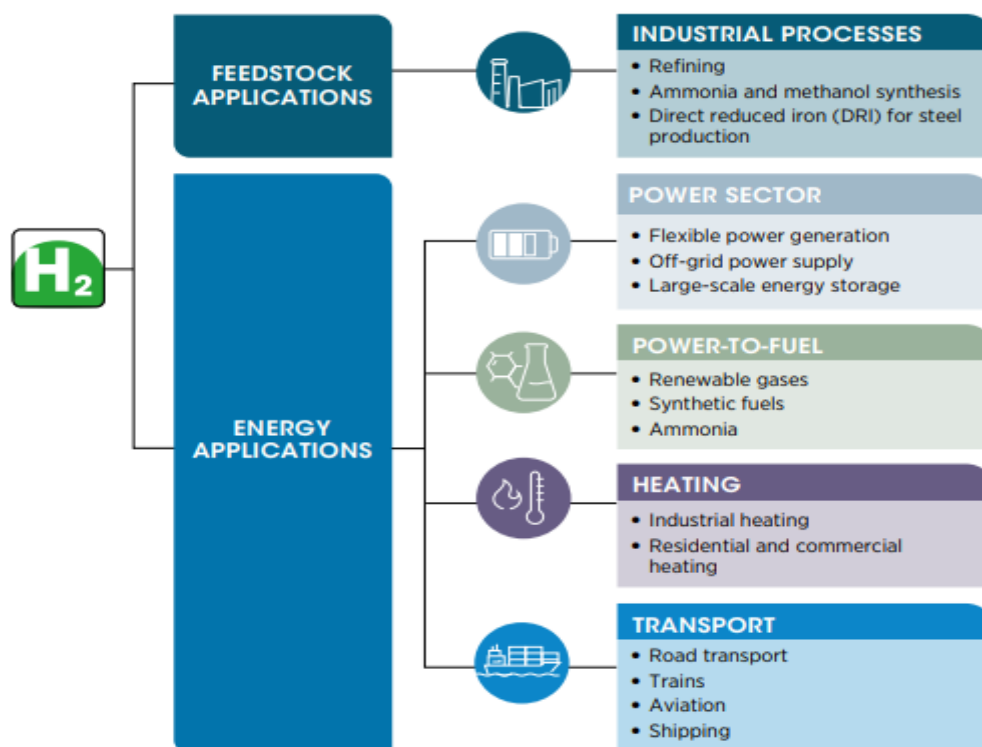
POTENCIALES USOS DEL HIDRÓGENO VERDE

El Hidrógeno verde ha ganado particular atención, entre otros, debido a los compromisos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el contexto del Acuerdo de París y las recomendaciones del Panel Intergubernamental del Cambio Climático. Asimismo, algunos aspectos fundamentales de la inserción del hidrógeno como nuevo combustible se detallan a continuación:

- Permite la descarbonización de sectores de alto impacto como transporte e industria difícil de electrificar.
- Aporta capacidad de almacenamiento de gran magnitud y larga duración para la creciente integración de energía renovable no convencional.
- Permite viabilizar el acoplamiento regional, facilitando el transporte de energía entre países, aprovechando las ventajas de las potencialidades de generación de algunos países con las altas demandas de otros.
- Actualmente presenta una tendencia a baja de costo de producción por aumento de escala de electrolizadores (se proyecta para 2030 una reducción de costos en la generación de hidrógeno del 50% (IEA, The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities, 2019)), lo cual se combina con la mantenida proyección de bajo costo de electricidad renovable.

En la Figura 1 se muestran los potenciales usos del hidrógeno verde, que sin duda contribuirán a la descarbonización de diferentes sectores de la economía.

Figura 1: Potenciales usos del hidrógeno verde.



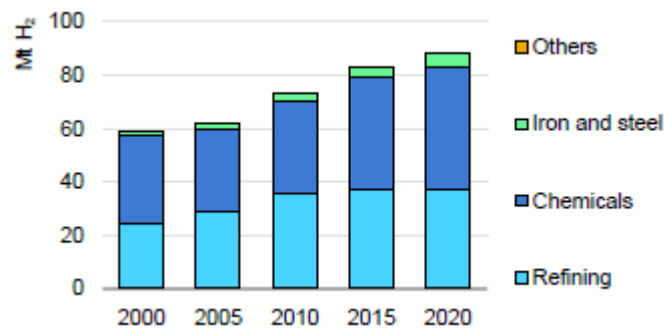
Fuente: (IRENA, 2022)

PRODUCCIÓN Y USOS ACTUALES DEL HIDRÓGENO

Según datos de la IEA (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021), en los últimos 20 años la demanda anual de hidrógeno ha crecido un 50% (Ver Figura 2). La demanda en 2020, fue aproximadamente 90 Mt (millones de toneladas), que no incluye 30 Mt adicionales presentes en gases residuales de procesos industriales utilizados como calor y electricidad.

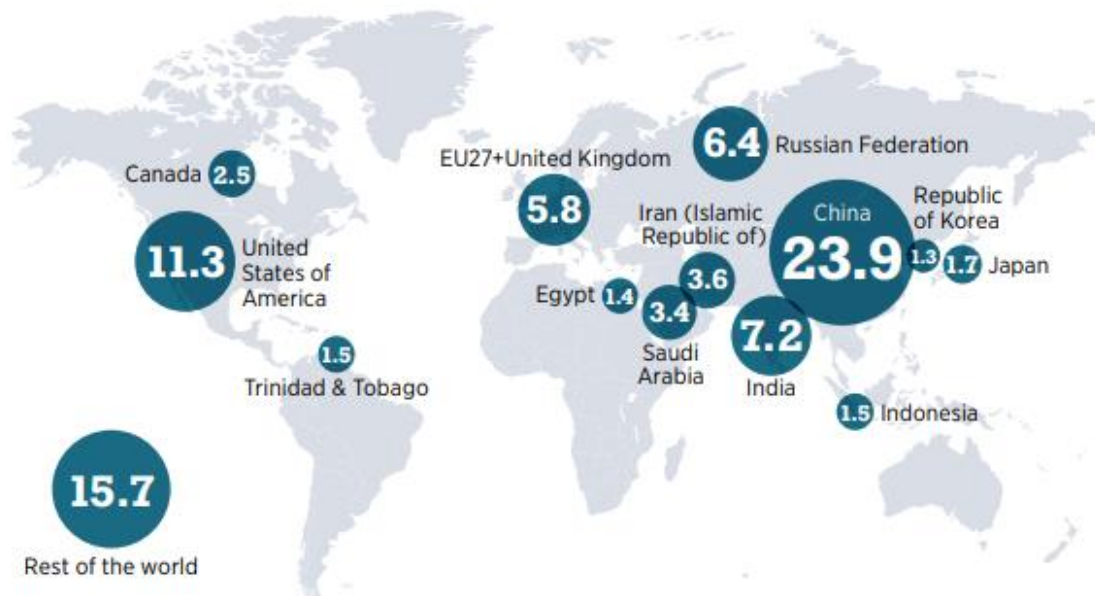
Por otro lado, según datos de IRENA (IRENA, 2022), de los 120 Mt de hidrógeno producidas en 2020¹. China es el principal productor y consumidor con unos 24 Mt, seguido de Estados Unidos con 11.3. En la Figura 3 se muestra un mapa con el consumo de hidrógeno en 2020 según país y/o región.

Figura 2: Demanda anual de hidrógeno por sector 2000 - 2020.



Fuente: (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021)

Figura 3: Consumo de hidrógeno en 2020 (Mt por año).



Fuente: (IRENA, 2022)

¹ Incluye los 30 Mt los gases residuales de procesos industriales usados para calor y electricidad.

ELECTROLIZADORES

Tipos de Electrolizadores

Actualmente, hay tres tipos de electrólisis: Alcalina, Ácida (PEM) y Óxido Sólido (SOEC)

La **electrólisis alcalina** es una tecnología madura y comercial que se utiliza desde la década de 1920, en particular para la producción de hidrógeno en las industrias de fertilizantes y cloro. El rango de operación del electrolizador alcalino es desde una carga mínima del 10% hasta la capacidad de diseño. La electrólisis alcalina se caracteriza por costos de capital relativamente bajos en comparación con otras tecnologías de electrolizadores ya que no requiere el uso de materiales preciosos.

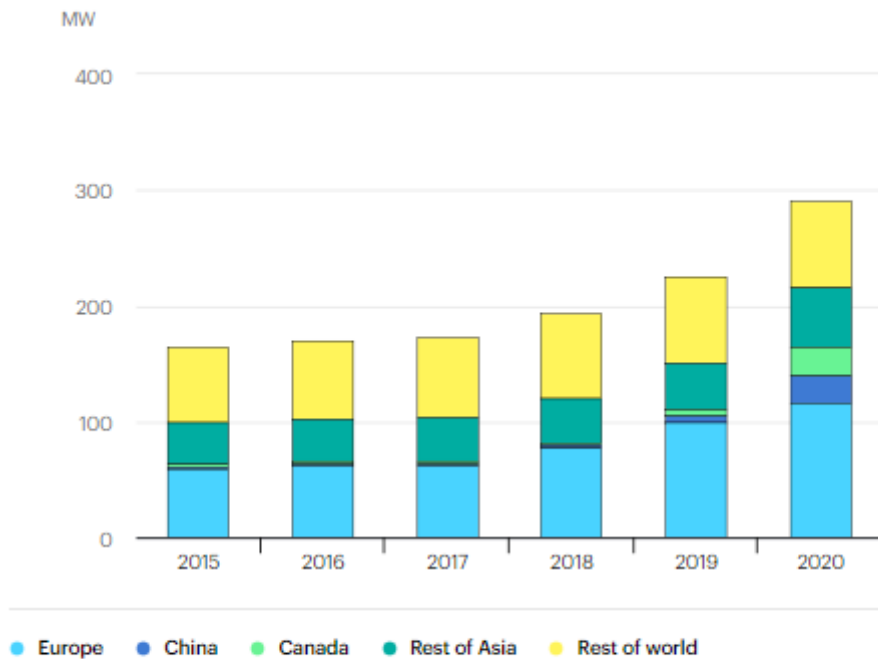
La **electrólisis PEM** fue introducida por primera vez en la década de 1960 por General Electric para superar algunos de los inconvenientes operativos de los electrolizadores alcalinos. Son relativamente pequeños, haciéndolos potencialmente más atractivos que los electrolizadores alcalinos en áreas urbanas densas. Son capaces de producir hidrógeno altamente comprimido para ser usados en estaciones de repostaje (30–60 bar sin compresor adicional y hasta 100–200 bar en algunos sistemas, en comparación con 1–30 bar para electrolizadores alcalinos) y ofrecen un funcionamiento flexible con capacidad de proporcionar reserva de frecuencia y otros servicios de red. Su rango de operación es de 0% a 160% de la capacidad de diseño (por lo que es posible sobrecargar el electrolizador por algún tiempo, si la planta y la electrónica de potencia se han diseñado en consecuencia). En contrapartida, los catalizadores suelen ser metales preciosos y el material de la membrana también es muy costoso, la vida útil es actualmente más corta que la de los electrolizadores alcalinos y los costos generales son actualmente más altos.

La **electrólisis SOEC** es la tecnología menos desarrollada y todavía no están en etapa de comercialización. Usan cerámica como electrolito y tienen bajos costos de materiales. Operan a muy altas temperaturas y con un alto grado de eficiencia eléctrica. Usan vapor en la electrólisis, y para ello necesitan una fuente de calor.

Capacidad Instalada

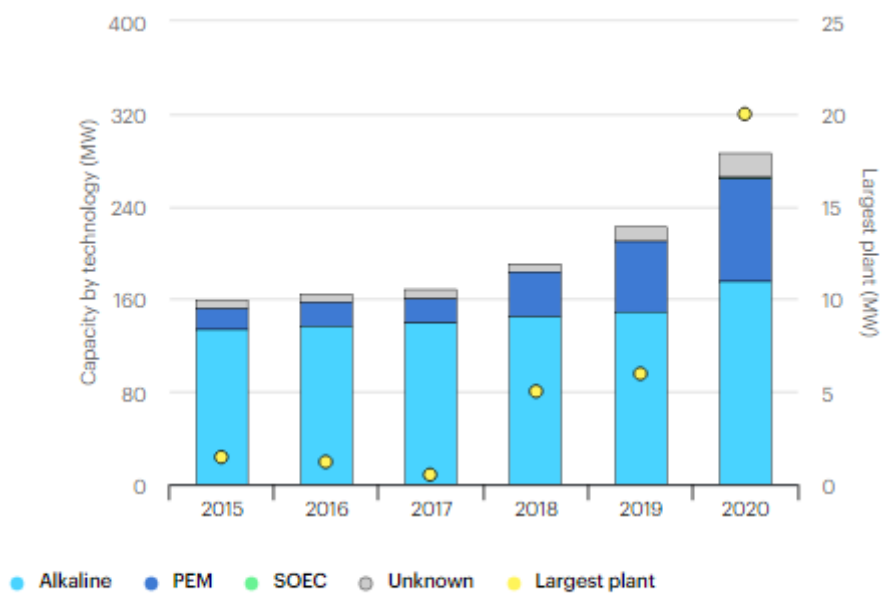
Según la IEA (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021), en el período 2015 a 2020 la capacidad instalada de electrolizadores aumentó aproximadamente 70% (Ver Figura 4), el aumento de la capacidad principalmente ha sido en Europa. En 2020, China y Canadá comienzan a posicionarse como líderes mundiales en esta área. Por otro lado, en la Figura 5 se puede apreciar que la electrólisis alcalina es la líder en capacidad instalada, pero la PEM al ser más versátil en su respuesta a las fluctuaciones de las ERV y la baja en sus costos, comienza a ser cada vez más atractiva y tener una mayor participación.

Figura 4: Capacidad total instalada de electrolizadores por región en 2015 - 2020.



Fuente: (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021)

Figura 5: Capacidad instalada de electrolizadores por tecnología en 2015 – 2020.



Fuente: (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021)

Eficiencia y costos actuales y a futuro de los electrolizadores

En la Figura 6 se muestran las eficiencias y costos de los electrolizadores alcalinos, PEM y SOEC en la actualidad y las proyecciones al 2030 y más largo plazo. Como se puede apreciar los costos de los electrolizadores alcalinos son los más bajos, pero se espera que la brecha en costos con los electrolizadores PEM se vaya reduciendo. Los electrolizadores SOEC están aún en etapa de desarrollo y los costos son sensiblemente más altos.

Figura 6: Eficiencia y CAPEX de los electrolizadores en 2020, 2030 y largo plazo.

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
CAPEX (USD/kW _e)	500	400	200	1 100	650	200	2 800	800	500
	1400	850	700	1 800	1 500	900	5 600	2 800	1 000

Notes: LHV = lower heating value; m²/kW_e = square metre per kilowatt electrical. No projections made for future operating pressure and temperature or load range characteristics. For SOEC, electrical efficiency does not include the energy for steam generation. CAPEX represents system costs, including power electronics, gas conditioning and balance of plant; CAPEX ranges reflect different system sizes and uncertainties in future estimates.

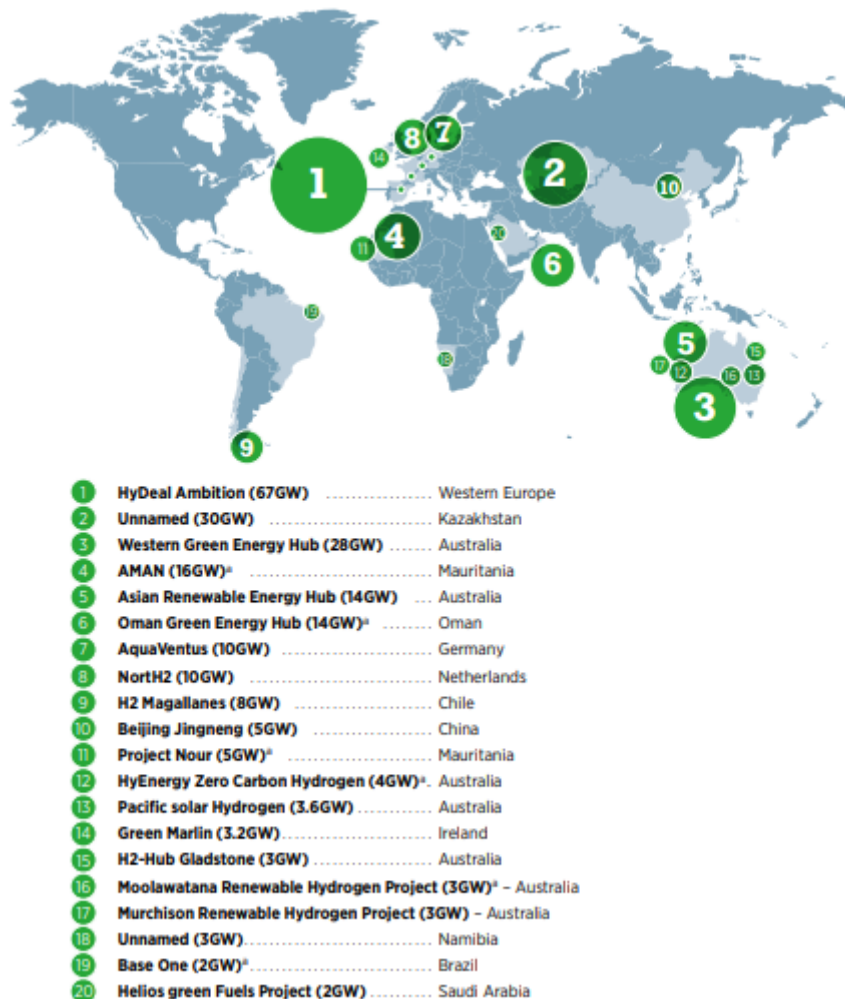
Fuente: (IEA, The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities, 2019)

PERSPECTIVAS DEL HIDROGENO A FUTURO

Mega proyectos de producción de hidrógeno verde anunciados

En los últimos años, varios países del mundo han anunciado planes y estrategias muy ambiciosas para la producción de hidrógeno verde en el corto, mediano y largo plazo. En la Figura 7 se muestran los 20 mega proyectos de producción de hidrógeno verde más grandes del mundo que ya han sido anunciados por sus respectivos Gobiernos. Lo que se puede apreciar es que Europa y Australia son quienes lideran la instalación de megaproyectos. En América Latina sólo Chile y en menor medida Brasil estarían desarrollando mega-proyectos de hidrógeno verde.

Figura 7: Los 20 mega proyectos de hidrógeno verde más grandes del mundo anunciados.



Fuente: (IRENA, 2022)

Proyecciones de producción de hidrógeno al 2050

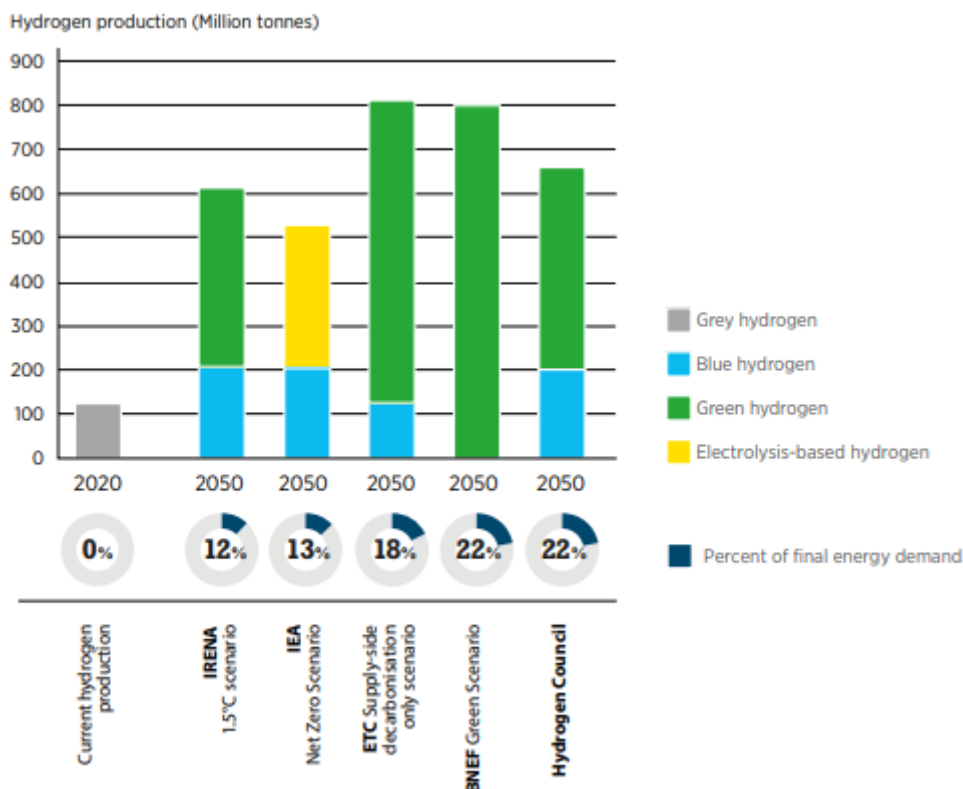
Dado el objetivo de alcanzar cero emisiones netas al 2050 con el fin de mitigar el aumento de la temperatura global 1.5°C (Acuerdo de París 2015), todos los sectores de la economía deben reducir sus emisiones, en particular el sector energético. El hidrógeno es una opción clave para reducir emisiones en sectores como la industria pesada y el transporte de larga distancia, donde las soluciones son limitadas. Por otro lado, la caída de los precios de las energías renovables y los electrolizadores, son factores claves para rentabilizar cada vez más la producción de hidrógeno verde.

Teniendo en cuenta estos factores, diversos organismos han realizado proyecciones sobre la demanda del hidrógeno al 2050. En la Figura 8 se muestran estas proyecciones, y se puede apreciar que:

- (i) En 2020 la producción de hidrógeno es casi 100% gris, o sea, a partir de combustibles fósiles.
- (ii) Hacia 2050 desaparece la producción de hidrógeno gris sustituyéndolo mayoritariamente por hidrógeno verde y en menor medida hidrógeno azul (combustible fósil con captura y almacenamiento de carbono).
- (iii) La producción total de hidrógeno, aumenta entre 5 a 8 veces y la participación en la demanda final de energía pasa de 0% en 2020 al rango de 12% - 22% en 2050 según el escenario.

Nota: La IEA clasifica en hidrógeno azul al producido por combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono, y amarillo al producido por electrolisis, que es equivalente al verde si la energía es renovable, que es lo esperado al 2050.

Figura 8: Proyecciones de producción de hidrógeno al 2050 según diferentes organismos.

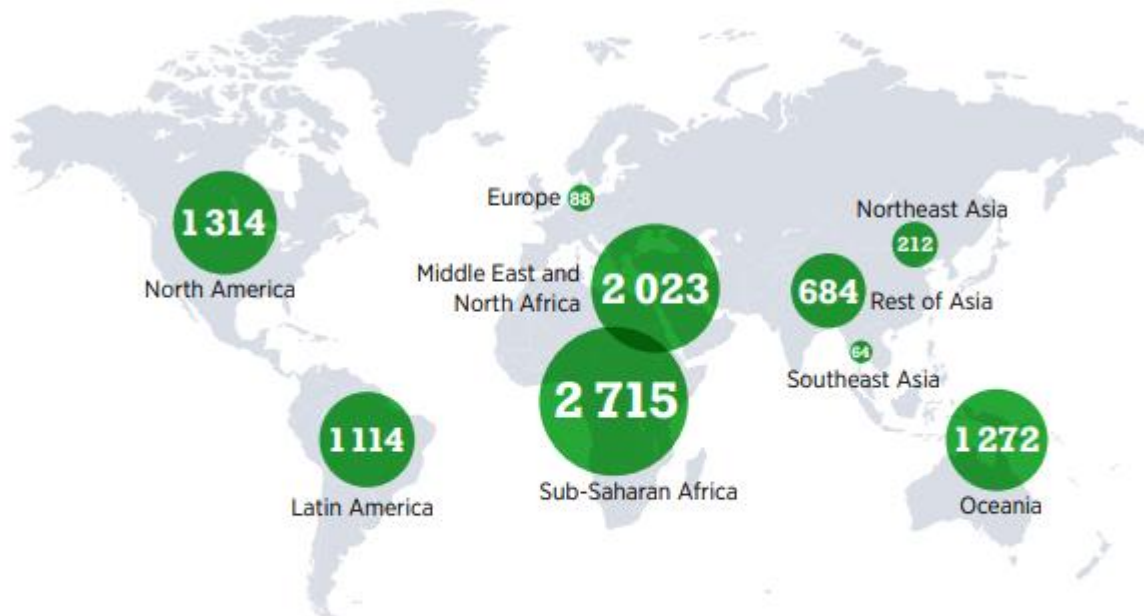


Fuente: (IRENA, 2022)

Por otro lado, en la Figura 9 se muestra un mapa estimativo elaborado por IRENA con el potencial técnico de producción de hidrógeno verde en 2050 a costos menores a 1.5 USD/kg.

Figura 9: Potencial técnico de producción de hidrógeno verde con costos menores a 1.5 USD/kg en 2050

Unidad EJ. (1 EJ = 277.78 TWh).



Source: IRENA (forthcoming-a). Map source: Natural Earth, 2021

Note: Assumptions for capital expenditures (CAPEX) 2050 are as follows: PV: USD 225-455/kW; onshore wind: USD 700-1070/kW; offshore wind: USD 1275-1745/kW. Weighted average cost of capital: Per 2020 values without technology risks across regions. Technical potential has been calculated based on land availability considering several exclusion zones (protected areas, forests, permanent wetlands, croplands, urban areas, slope of 5% [PV] and 20% [onshore wind], population density). Water availability was not considered in the analysis. EJ = exajoule; kW = kilowatt.

Fuente: (IRENA, 2022)

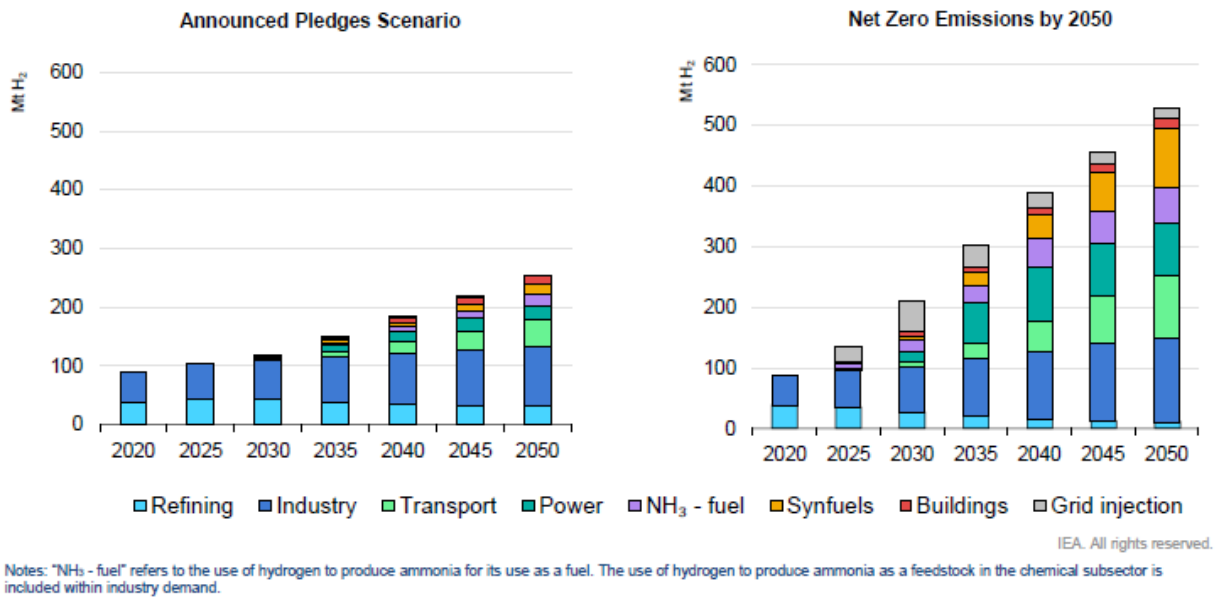
Por otro lado, para poder producir 1kg de hidrógeno por electrólisis se requiere aproximadamente entre 55 a 60 kWh. Esto implica que para producir 500 Mt de hidrógeno se requieren entre 27500 a 30000 TWh, o sea, entre 99 y 108 EJ. Esto muestra que el potencial de energía renovable a costo conveniente al 2050 es varios órdenes de magnitud mayor que el requerido para abastecer la demanda proyectada de hidrógeno.

Comparación escenarios de IEA: Announced Pledges y Net Zero

El escenario Net Zero es un escenario muy optimista que requiere de grandes inversiones y mayores compromisos de los Gobiernos que los actuales. Este escenario parte de la premisa de que al año 2050 se alcanza la carbono neutralidad. El escenario Announced Pledges es un escenario que tiene en cuenta todos los compromisos hasta la fecha anunciados por los Gobiernos y parte de la premisa que esos compromisos se van a cumplir en su totalidad en tiempo y forma.

En la Figura 10 se muestra la comparación de la demanda de hidrógeno de los escenarios Announced Pledges y Net Zero en el período entre 2020 y 2050.

Figura 10: Demanda de hidrógeno en escenarios Announced Pledges y Net Zero en 2020 a 2050



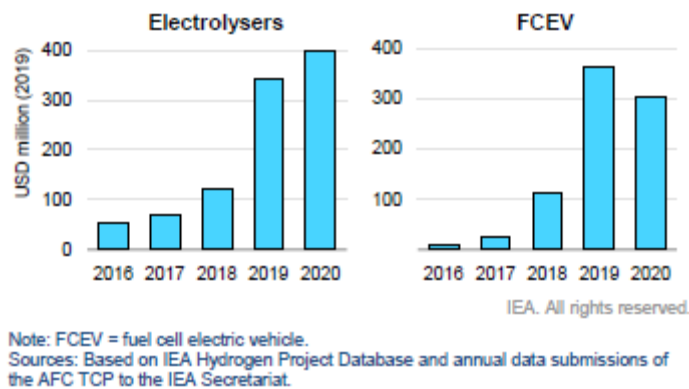
Fuente: (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021)

Estos resultados muestran que para alcanzar la carbono neutralidad hacia 2050, se deberían duplicar los esfuerzos (demandas de hidrógeno) del escenario de compromisos actuales de los Gobiernos.

Inversiones requeridas

Según la IEA, las inversiones en electrolizadores y vehículos eléctricos de celdas de combustible (FCEV) en general han aumentado en el período 2016 a 2020, aunque hubo un leve retroceso en las inversiones de vehículos de celdas de combustibles en 2020 asociado probablemente a la pandemia de COVID-19 (Ver Figura 11). En general las inversiones en electrolizadores se incrementaron casi 8 veces y en vehículos de celda de combustible más de 20 veces.

Figura 11: Inversiones anuales en electrolizadores y vehículos eléctricos de celda de combustible, 2016 - 2020.



Fuente: (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021)

Si bien es claro que hubo un incremento considerable en las inversiones en el sector, se requiere muchas más inversiones en el sector para poder cumplir con los compromisos asumidos por los Gobiernos o eventualmente el escenario de emisiones netas cero al 2050.

En el caso del escenario Announced Pledges, según IEA se requiere inversiones por un total de 250 billones² de USD en el período 2020-2030 y una inversión acumulada de 3.2 trillones³ de USD en 2050.

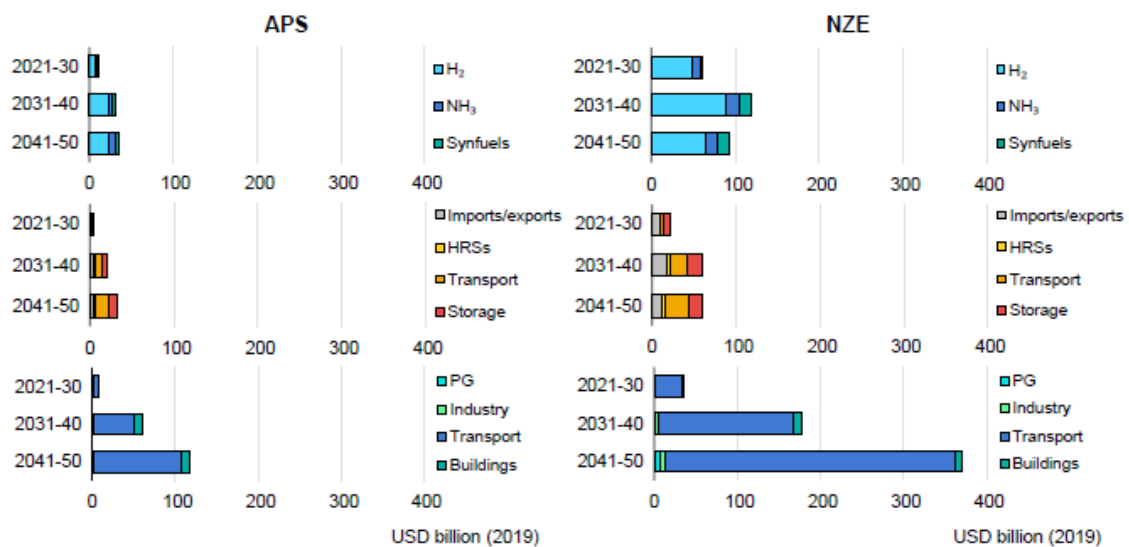
Cada año hasta 2030, se requerirán inversiones de USD 7 mil millones en electrolizadores (30 veces las inversiones récord recientes) y USD 4 mil millones en FCEV (14 veces las inversiones récord). En el escenario de cero emisiones netas a 2050 (Net Zero), las inversiones globales acumuladas deben aumentar a USD 1.2 trillones para 2030 y USD 10 trillones para 2050.

En la Figura 12 se muestran las inversiones requeridas en los 2 escenarios por sector. **Se recuerda que a los efectos de este apartado billones es equivalente a 1000 millones.**

Figura 12: Inversiones requeridas en los escenarios Announced Pledges y Net Zero

Investment on hydrogen must increase to USD 1.2 trillion by 2030 to put the world on track to meet net zero emissions by 2050

Global annual hydrogen investment needs by sector in the Announced Pledges and Net zero Emissions scenarios



IEA. All rights reserved.

Notes: APS = Announced Pledges Scenario. NZE = Net zero Emissions Scenario. HRSs = hydrogen refuelling stations. PG = power generation.

Fuente: (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021)

² En este apartado, billones se refiere a 1000 millones (10^9)

³ En este apartado, trillones se refiere a 1000000 millones (10^{12})

DESAFÍOS DE LA TECNOLOGÍA EN URUGUAY

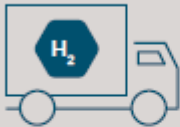

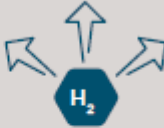
Actualmente Uruguay está incursionando fuertemente en el desarrollo de proyectos y programas para la producción de hidrogeno verde que cuentan con una activa participación del MIEM, UTE y ANCAP.

En nota técnica elaborada por el del Banco Interamericano de Desarrollo (Medina, y otros, 2021)⁴, se realiza un análisis exhaustivo de las ventajas competitivas y retos del país para el desarrollo de la producción de hidrógeno verde. En este estudio, se destaca la gran participación de energías renovables en la matriz eléctrica que en promedio es 97%, el muy buen recurso eólico y solar, que además presentan muy buena complementariedad diaria y estacional.

El país está trabajando en el desarrollo de un proyecto piloto de producción de hidrogeno verde denominado Proyecto Piloto H₂U que tiene como principal objetivo ganar experiencia en esta área, que en los últimos años ha despertado mucho interés internacional, y en la elaboración de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde que se estima estará terminada en el primer semestre de 2022.

Dentro de los posibles usos del hidrógeno verde en Uruguay, se destaca el transporte pesado, la producción de amoníaco principalmente para fertilizantes, producción de metanol verde y combustibles sintéticos, y otros usos en la industria (Ver Figura 13).

Figura 13: Posibles aplicaciones del uso hidrógeno verde en Uruguay

		
PROYECTO DE TRANSPORTE DE URUGUAY H₂U	AMONIACO PARA FERTILIZANTE	OTROS USOS LOCALES POTENCIALES PARA EL H₂
<p>Licitación de Proyecto piloto en 2021 para:</p> <ul style="list-style-type: none"> Producción de hidrógeno verde mediante electrolizador comenando con diez vehículos pesados: camiones y autobuses de larga distancia con una autonomía de 400 km Demanda potencial de gasoil de 670.000 m³/año para el transporte pesado para 2025 (equivalente a 150 kTon de hidrógeno al año) 	<ul style="list-style-type: none"> El sector agrícola de Uruguay produce alimentos para 28 millones de personas (el país cuenta con 3.4 millones de habitantes) 100 kTon de hidrógeno al año como sustitución del consumo local de fertilizantes 	<ul style="list-style-type: none"> Amoníaco como combustible marino Acero verde <p>En el futuro:</p> <ul style="list-style-type: none"> Enlace del tren de hidrógeno desde la planta de celulosa Producción de metanol verde Diesel verde (HVO) Combustibles sintéticos Comustibles marinos

Fuente: (MIEM & Rotterdam, 2020)

⁴ file:///C:/Users/Usuario/Downloads/Hidrogeno-Verde-un-paso-natural-para-Uruguay-hacia-la-descarbonizacion.pdf

Proyecto Piloto H2U

Uruguay realizó el lanzamiento del proyecto piloto mediante un Data Room virtual el 8 de abril 2021, con presencia de las principales autoridades del MIEM, MEF, ANCAP Y UTE, que contó con la participación de más de 650 asistentes provenientes de 30 países.

El proyecto piloto de producción hidrógeno verde H₂U tiene como principal cometido ganar experiencia en la producción y usos de hidrógeno verde en el transporte pesado de larga distancia, además en sustitución de urea y amoniaco importados e infraestructura para la exportación de este producto.

Se está aún trabajando en la definición del alcance del proyecto, se espera que los pliegos estén prontos en el correr del primer semestre 2022.

Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

Uruguay está trabajando en la elaboración de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, que se espera esté disponible en el primer semestre de 2022.

Perspectivas a futuro

Según el estudio del MIEM y Puerto de Róterdam (MIEM & Rotterdam, 2020), hacia 2030, Uruguay podría producir hidrógeno verde a precios de 1,5 €/kg y puesto en Róterdam a 2,5 €/kg, lo que se considera como resultados satisfactorios. Uno de los grandes desafíos para la producción de hidrógeno verde son las grandes inversiones requeridas. En los 3 escenarios del MIEM se concluye que para 2050 se duplicaría la demanda de electricidad en el escenario conservador, en el escenario medio se triplicaría y en el ambicioso se multiplicaría por ocho. Esto lleva consigo inversiones de 5.780 millones de Euros, 12.300 millones de euros y 45.000 millones de Euros según el escenario.

REFERENCIAS

IEA. (2019). *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*.

IEA. (2021). *Global Hydrogen Review 2021*.

IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor*.

Medina, N., Scarone, M., Sierra, W., Coopman, M., Correa, C., Gonzalez, M., & Irrazabal, G. (2021). *Hidrógeno Verde: un paso natural para Uruguay hacia la descarbonización*. Banco Interamericano de Desarrollo.

MIEM, & Rotterdam, P. o. (2020). *Hydrogen supply chain*.

ANEXO: ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDROGENO

Almacenamiento de hidrógeno

Si bien el hidrógeno contiene mayor energía por unidad de masa que otros combustibles, también es el más ligero, o sea, el que tiene menor contenido energético por unidad de volumen. La densidad energética volumétrica en condiciones normales del hidrógeno es 2.2 kWh/m³, mientras que la densidad energética volumétrica del petróleo es 10445 kWh/m³, es decir a igual volumen, el hidrógeno contiene solo 0.0002 veces la energía que contiene el petróleo.

Dado este problema, se requieren sistemas de compresión o licuefacción para aumentar la densidad y reducir el volumen para transportarlo, u otros métodos. El almacenamiento del hidrógeno puede hacerse en forma física (recipientes), en forma química a través del uso de un carrier energético líquido o sólido o mediante la conversión Power to X.

Almacenamiento físico:

- Hidrógeno comprimido
- Hidrógeno líquido (baja presión y a temperatura cercana al punto de ebullición de 20 K (criogénico))
- Hidrógeno crio-comprimido (en etapa de investigación)

Almacenamiento químico

- Líquidos orgánicos LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier)
- Hidruros metálicos

Power to X

- Power to Gas
- Power to Liquid
- Power to Ammonia

Almacenamiento en cavernas salinas

Transporte de hidrógeno

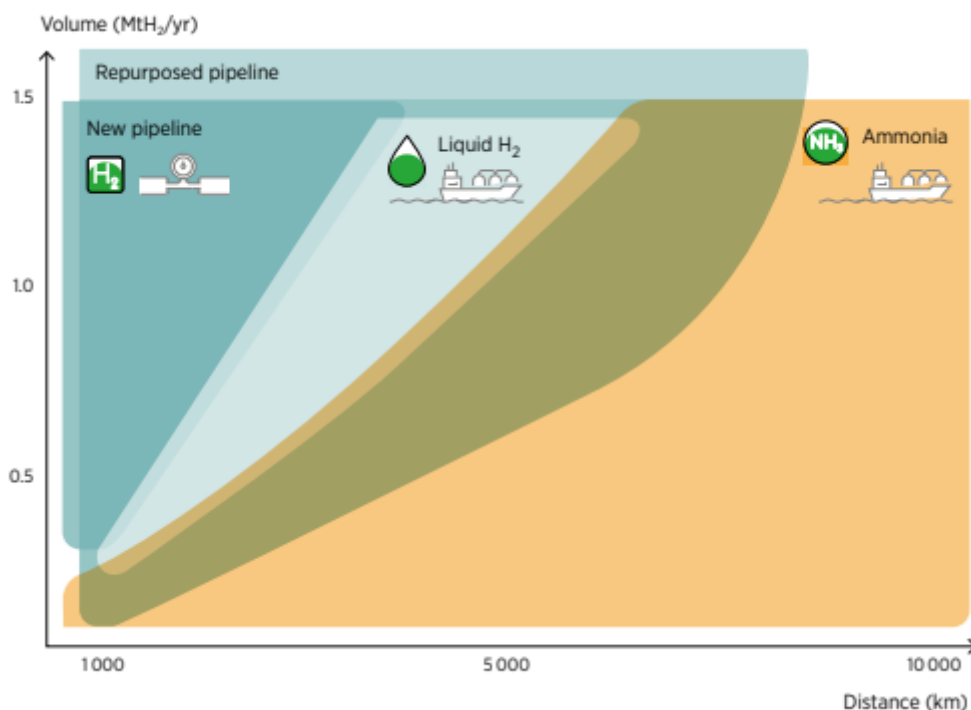
Según IEA (IEA, Global Hydrogen Review 2021, 2021), en la actualidad, aproximadamente el 85 % del hidrógeno que se produce, se consume en el lugar. En los casos en que se comercializa, generalmente se transporta distancias cortas debido a las dificultades logísticas y altos costos.

Como se vio anteriormente, el costo principal para la producción de hidrógeno verde es la electricidad. Por este motivo, el hidrógeno verde se producirá de manera más económica en regiones con abundantes recursos renovables de bajo costo, tierra disponible y acceso al agua.

El método óptimo de transporte del hidrógeno va a depender del volumen y la distancia requeridas. En los casos en que se quieran transportar volúmenes pequeños de hidrógeno a distancias cortas, por ejemplo, menos de 100 km, se puede hacer por camiones de hidrógeno comprimido. Para distancias medianas y volúmenes pequeños se puede transportar también por camión mediante un carrier (LOCH).

Las dos principales formas de transportar el hidrógeno para grandes distancias es mediante tuberías y barcos. La forma óptima queda determinada por el volumen a transportar y la distancia. En la Figura 14 se muestra un esquema de eficiencia en los costos de transporte en función del volumen de hidrógeno y la distancia.

Figura 14: Eficiencia en los costos de transporte según el volumen y distancia.



Fuente: (IRENA, 2022)

Como es de esperar, el transporte de hidrógeno por barco es técnicamente posible para distancias más grandes donde los ductos no son una opción. Si bien hay varios vectores para el transporte de hidrógeno a través de barcos, el amoníaco es el más prometedor, ya que es un producto comercializado internacionalmente.

Se espera que el comercio internacional de hidrógeno verde aumente hacia 2030, debido a la mejora en economías de escala y la adopción de políticas favorables, que disminuirán los costos de producción y transporte.

Los autores agradecen los comentarios y revisión de Ignacio Estrada, Coordinador del grupo de Nuevas Tecnologías del Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable de la Universidad Católica de Uruguay.

Autores: