

**Abril 2024**

# **PRODUCCIÓN, CONSUMO E IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES DEL HIDRÓGENO**

---

Autor:  
**Cristopher Toledo Puga**

Edición de contenido:  
**Flavia Liberona**

Edición periodística:  
**Francisca Toledo**

## Contenido

Introducción .....	3
1. ¿Qué es el hidrógeno?.....	4
2. Cadena de valor a nivel global .....	5
2.1. Producción .....	6
2.2. Almacenamiento.....	8
2.3. Transporte y distribución .....	9
2.4. Aplicaciones (usos finales).....	11
2.4.1. Industrial.....	13
2.4.2. Refinación.....	15
2.4.3. Transporte .....	15
2.4.4. Aplicaciones de hidrógeno producido de energías renovables.....	16
3. Proyecciones del consumo de hidrógeno.....	16
4. Políticas de promoción del hidrógeno a nivel nacional (caso de Chile) .....	17
5. Impactos socioambientales de la producción de hidrógeno .....	21
Conclusiones.....	24
Referencias.....	26
Anexo N°1. Listado de Proyectos de Hidrógeno en Chile al 2023 .....	29

## Introducción

En un contexto global marcado por la urgencia de abordar el cambio climático y avanzar hacia formas más sostenibles de producción y consumo de energía, el papel del **hidrógeno como vector energético ha adquirido una importancia significativa y se ha posicionado como una alternativa para la descarbonización** a nivel global. A nivel nacional, si bien Chile contribuye con solo el 0,26% de las emisiones globales, el país se ha comprometido a convertirse en carbono neutral al 2050. Además, debido a las condiciones para la generación de energía renovable, se ha posicionado a Chile como un potencial productor de hidrógeno a partir de estas fuentes energéticas.

El objetivo principal de este informe es **proporcionar una visión general de la dinámica actual y futura del mercado del hidrógeno**, destacando su evolución, proyecciones de consumo, políticas de promoción a nivel nacional y los **posibles impactos socioambientales** de la transición hacia el hidrógeno, principalmente aquel que se produce a partir de fuentes renovables, el que se ha denominado "hidrógeno verde". A través de este reporte, queremos contribuir al entendimiento del rol que está teniendo en la actualidad y la que desempeñará este tipo de hidrógeno en la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible.

La primera sección aborda la dinámica actual de la **producción de hidrógeno**, destacando su aumento, principalmente impulsado por tendencias energéticas globales. Se examina el papel del hidrógeno en aplicaciones tradicionales y su potencial expansión en sectores clave para la transición hacia una economía baja en carbono, como la industria pesada, el transporte y la generación de energía.

En la segunda sección se describen las **proyecciones futuras del consumo de hidrógeno**, considerando la necesidad crítica de avanzar hacia sistemas energéticos y economías bajas en carbono. Se destaca el papel central del "hidrógeno verde" producido a partir de fuentes renovables y se presenta un análisis detallado de las proyecciones de producción y consumo, delineando la ruta hacia la descarbonización y los objetivos climáticos globales.

La tercera sección arroja luz sobre las **políticas de promoción del hidrógeno**, centrándose en el caso específico de Chile. Se examina cómo este país se ha posicionado como un potencial líder en la producción de hidrógeno principalmente el producido a partir de fuentes renovables, aprovechando sus ventajas comparativas, políticas gubernamentales y la necesidad de alinearse con estándares internacionales.

En tanto, la **cuarta sección se adentra en los impactos socioambientales** de la producción de hidrógeno, particularmente en el contexto de la transición hacia el hidrógeno de fuentes renovables. Se destacan los posibles efectos directos e indirectos en los ecosistemas, comunidades locales y el uso de recursos naturales, subrayando la importancia de abordar estos desafíos de manera integral.

Este reporte proporcionará una recopilación de estudios y análisis entorno al hidrógeno, para así obtener una comprensión del panorama actual y futuro de este vector energético, **destacando la necesidad de equilibrar el impulso hacia una economía sostenible con la consideración cuidadosa de los impactos socioambientales**. En última instancia, este informe pretende contribuir al diálogo en curso sobre la transición hacia una matriz energética más limpia y sus implicaciones a nivel global y nacional.

## 1. ¿Qué es el hidrógeno?

El hidrógeno es el elemento químico más simple, está compuesto por un electrón y un protón, es el primer elemento químico de la tabla periódica, el más ligero y abundante en el universo (Muñoz Díaz et al., 2023). **El hidrógeno molecular (H<sub>2</sub>) en estado puro es un gas insípido, incoloro e inodoro, altamente reactivo (inflamable/explosivo)** que se encuentra combinado con otros elementos en la naturaleza, por lo que es relativamente escaso encontrarlo en estado puro. Por ejemplo: es posible encontrarlo combinado con el oxígeno, formando moléculas de agua (H<sub>2</sub>O), o al carbono, formando compuestos orgánicos.

Debido a que el hidrógeno es difícil de encontrar en estado puro y que se encuentra combinado con otros elementos, es **necesario fabricarlo para su utilización**. Debido a lo anterior, **no es posible considerarlo una fuente de energía primaria, sino un vector energético similar a la electricidad**. Un vector energético sirve como un portador de energía que se deriva de una fuente primaria. El hidrógeno como vector energético se puede producir a partir de distintas fuentes de energía primaria y podrá ser utilizado para almacenar y transportar energía, como veremos más adelante.

El hidrógeno sigue siendo uno de los elementos químicos menos producidos encontrados en estado impuro, aunque su producción se remonta al siglo XVIII (Hamukoshi et al., 2022). Existen distintas formas de producir hidrógeno, las cuales que pueden involucrar distintos tipos de materias primas y procesos productivos. **La principal forma de clasificación es mediante colores** (ver figura 1), los que intentan **reflejar el grado de impacto causado en la producción, principalmente en términos de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI)**. Según Anouti et al., (2021), hoy en día los principales colores son:

- **Hidrógeno Gris:** la materia prima más común en la producción de este tipo de hidrógeno es el **gas natural o carbón**, los cuales reaccionan con vapor a altas temperaturas y presión para producir gas de síntesis<sup>1</sup> (hidrógeno y monóxido de carbono). Posteriormente este gas se hace reaccionar con agua, para así obtener hidrógeno puro y dióxido de carbono.
- **Hidrógeno Azul:** se ha convertido en el segundo proceso más común de producción de hidrógeno y se basa en los **mismos procesos del hidrógeno gris**, pero con la diferencia de que se atrapa hasta el 90% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) mediante aplicación tecnológica. En algunos casos el dióxido de carbono es almacenado bajo tierra (CCS, por su sigla en inglés) y en otros es utilizado en otros procesos industriales, donde finalmente es liberado a la atmósfera.
- **Hidrógeno Verde:** se ha posicionado como el más importante en materia de descarbonización. Este tipo de hidrógeno **utiliza agua como materia prima y energías renovables para su producción**, la cual consiste en generar electrólisis para separar las moléculas de agua (H<sub>2</sub>O) en oxígeno e hidrógeno. La electricidad utilizada para la electrólisis necesariamente debe provenir de fuentes renovables, para que este pueda clasificarse como verde.

---

<sup>1</sup> El gas de síntesis es obtenido mediante gasificación de materias primas ricas en carbono. Este gas es una mezcla de monóxido de carbono, hidrógeno y otras moléculas, el cual comúnmente es utilizado para la producción de amoníaco o metanol (IRENA & IEA-ETSAP, 2013).

También existen otros colores asociados a la producción del hidrógeno como, por ejemplo, el **amarillo**, que es obtenido mediante el uso de **electricidad de origen mixto o nuclear**. Así como también, existe el **hidrógeno turquesa**, el cual utiliza gas natural o biomasa como materia prima (Muñoz Díaz et al., 2023).

**Figura 1. Tipos de producción de hidrógeno clasificados por colores**

	Hidrógeno Gris	Hidrógeno Azul	Hidrógeno Verde
Proceso	Reformado de metano con vapor (SMR por su sigla en inglés)	SMR+Captura de Carbono y Almacenamiento (CCS por su sigla en inglés)	Electrólisis/Fotólisis/ Termólisis
Recurso	Combustibles fósiles	Combustibles fósiles/Biomasa	Energía Renovable
Emisiones	Altas emisiones de GEI	Captura de GEI/bajas emisiones	Cero emisiones de GEI
Contaminación	Alta	Media	Baja

Fuente: Elaboración propia a partir de Escobar, (2020).

## 2. Cadena de valor a nivel global

La cadena de valor de la industria del hidrógeno es un **proceso que involucra desde la producción hasta el consumo final** de este vector energético, la cual puede variar dependiendo de la materia prima utilizada, lo que -a su vez- condicionará la infraestructura y tecnología aplicada para la producción de hidrógeno. También pueden estar influenciadas por factores geográficos, económicos y ambientales.

Debido al auge que está experimentando la producción de hidrógeno como potencial para la descarbonización a nivel global, se espera que su cadena de valor evolucione y se expanda con un mayor desarrollo tecnológico de esta industria.

A continuación, describiremos las **etapas de la cadena de valor**. Partiendo desde la producción, el almacenamiento, el transporte y la distribución que existe en la actualidad; hasta llegar a las aplicaciones, usos actuales y proyectados, ya sea en movilidad, uso industrial y energía.

## 2.1. Producción

Para el 2022 la **producción mundial de hidrógeno aumentó un 2% respecto del 2021, alcanzando los 95 millones de toneladas (Mt)**, la que estuvo **dominada por los combustibles fósiles como principal materia prima**. Un 62% de la producción de hidrógeno utilizó gas natural sin captura de GEI, es decir, gas natural que se utiliza sin implementar tecnologías que permitan la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS, por su sigla en inglés). Mientras que un 21% de la producción global de hidrógeno utilizó “carbón sin mitigar” (*unabated coal* en inglés) ubicado en China. Finalmente, un 16% corresponde al subproducto de hidrógeno producido en las refinerías y en la industria petroquímica durante el reformado de la nafta<sup>2</sup>, y que a menudo se utiliza para otros procesos de refinería y conversión (IEA, 2023).

Existen distintas alternativas para la producción de hidrógeno dependiendo de la materia prima que se utilice, entre las que se encuentran: **gas natural, agua, amoníaco y biomasa**. A continuación, describiremos los métodos más utilizados a partir de estas materias primas según Ringsgwandl et al., (2022).

Cuando se utiliza el **gas natural** como materia prima existen dos métodos principales para la producción de hidrógeno: la **pirólisis** y el **reformado de metano** con vapor.

En el primer método (pirólisis), el hidrógeno **se obtiene separando los componentes de carbono de las moléculas de metano**. Dado que el proceso es endotérmico, se debe agregar calor, por ejemplo, hay procesos que utilizan baños de metal líquido caliente para romper las moléculas. La producción de hidrógeno a partir de esta tecnología se considera “hidrógeno turquesa” debido a que el carbono generado como subproducto se acumula en forma sólida, a diferencia del “hidrógeno gris” que es liberado a la atmosfera.

En cuanto al reformado de metano con vapor (SMR, por su sigla en inglés) es considerado un método estándar en la actual producción de hidrógeno, principalmente en contextos industriales. **Aquí se utiliza metano (gas natural), el cual se descompone térmicamente en monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H<sub>2</sub>) mediante vapor de agua caliente a presión** en presencia de un catalizador. La reacción de desplazamiento agua-gas conduce a una mayor producción de hidrógeno y formación de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) antes de que, en un paso final, los dos se separen. La producción a gran escala de este tipo de hidrógeno es considerada “hidrógeno gris”.

Cuando se utiliza **agua como materia prima**, existen tres tipos de métodos para la producción de hidrógeno, estas son: **electrólisis, termólisis y fotólisis**. Los dos últimos métodos se encuentran en un nivel bajo de desarrollo.

En la **electrólisis se genera la separación de la molécula de agua (H<sub>2</sub>O) en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso**. Esto sucede por medio de una corriente eléctrica continua, la cual es suministrada por una fuente de alimentación conectada a dos electrodos y en cuya superficie se produce la

---

<sup>2</sup> Según la RAE la nafta es una fracción ligera del petróleo natural, obtenida en la destilación de la gasolina como una parte de esta, cuyas variedades se usan como materia prima en la petroquímica y algunas como disolventes.

ruptura de la molécula del agua (Andaluz et al., 2021). Existen distintos tipos de tecnología de electrólisis con diferentes niveles de maduración:

- Una de las que tiene mayor desarrollo en la actualidad (Collis & Schomäcker, 2022) es la de **electrólisis alcalina** (AE, por su sigla en inglés), siendo la que cubre la mayor parte del mercado de la producción de hidrógeno verde (aproximadamente un 70%). La AE utiliza lejía concentrada como electrolito y requiere un separador impermeable. Un diafragma mantiene separados los electrodos (elaborados de materiales no nobles como el níquel con un revestimiento electrocatalítico) y los gases que se producen, permitiendo al mismo tiempo el paso del agua e iones de hidróxido (solución alcalina) (Brauns & Turek, 2020). Si bien esta tecnología es de bajo costo y larga vida operativa, requiere una ejecución constante o el equipo de producción puede dañarse, por lo tanto, presenta desafíos importantes en la producción de hidrógeno verde (el que requiere que las fuentes de energía utilizadas sean 100% renovables), considerando la intermitencia que presentan algunas fuentes de producción de energía renovable (Anouti et al., 2021). Algunas de las estrategias que se aplican para resolver este problema es la integración de múltiples fuentes de energía renovables (por ejemplo, solar y eólica), que garanticen un suministro estable y sin intermitencia. Otra medida es la aplicación de almacenamiento de energía mediante baterías.
- Otra tecnología con mayor uso es la **electrólisis de membrana de electrolito polimérico** (PEM, por su sigla en inglés), la que hoy en día está siendo adoptada por los principales fabricantes de electrolizadores, cubriendo cerca de un 30% del mercado. Esta tecnología, a diferencia de AE, utiliza metales nobles como el platino y el iridio como catalizadores de electrodos y produce hidrógeno de mayor calidad, pudiendo funcionar de manera intermitente. Sin embargo, es más costosa y tiene tasas menores de producción (Anouti et al., 2021; Collis & Schomäcker, 2022).

Las **características del hidrógeno producido mediante electrólisis dependerán principalmente de la fuente de electricidad utilizada** en la producción. Así, al utilizar energía nuclear se considera como “hidrógeno rosado”, mientras que al utilizar electricidad de una red que proviene de distintas fuentes es considerado “hidrógeno amarillo”. Por último, como ya hemos descrito anteriormente, tendremos “hidrógeno verde” al utilizar electricidad producida exclusivamente desde fuentes renovables.

Otro método en la producción de hidrógeno es el de termólisis, el cual comienza con la descomposición térmica del agua en sus componentes hidrógeno y oxígeno a altas temperaturas (superiores a 1500°C). Por tanto, en teoría es posible obtener hidrógeno directamente a partir de vapor de agua a un nivel de temperatura muy alto. Debido a esto último, se debe controlar técnicamente la temperatura de trabajo, separar el hidrógeno y evitar la recombinación directa con el oxígeno en el agua.

Por su parte, en el método de fotólisis se utiliza la luz solar con la ayuda de un catalizador para efectuar la división directa del agua. En 1972, los científicos japoneses *Fujishima* y *Honda*

descubrieron que el dióxido de titanio era adecuado para utilizarlo como catalizador, sin embargo, aún falta comprensión para lograr mejoras importantes en la eficiencia de este método.

Por último, cuando se utiliza la biomasa como materia prima, se aplica un proceso de gasificación. En este caso a la biomasa se le suministra calor a temperaturas superiores a los 700°C, además de vapor y oxígeno de forma controlada. Como resultado se convierte en hidrógeno y en otros subproductos.

## 2.2. Almacenamiento

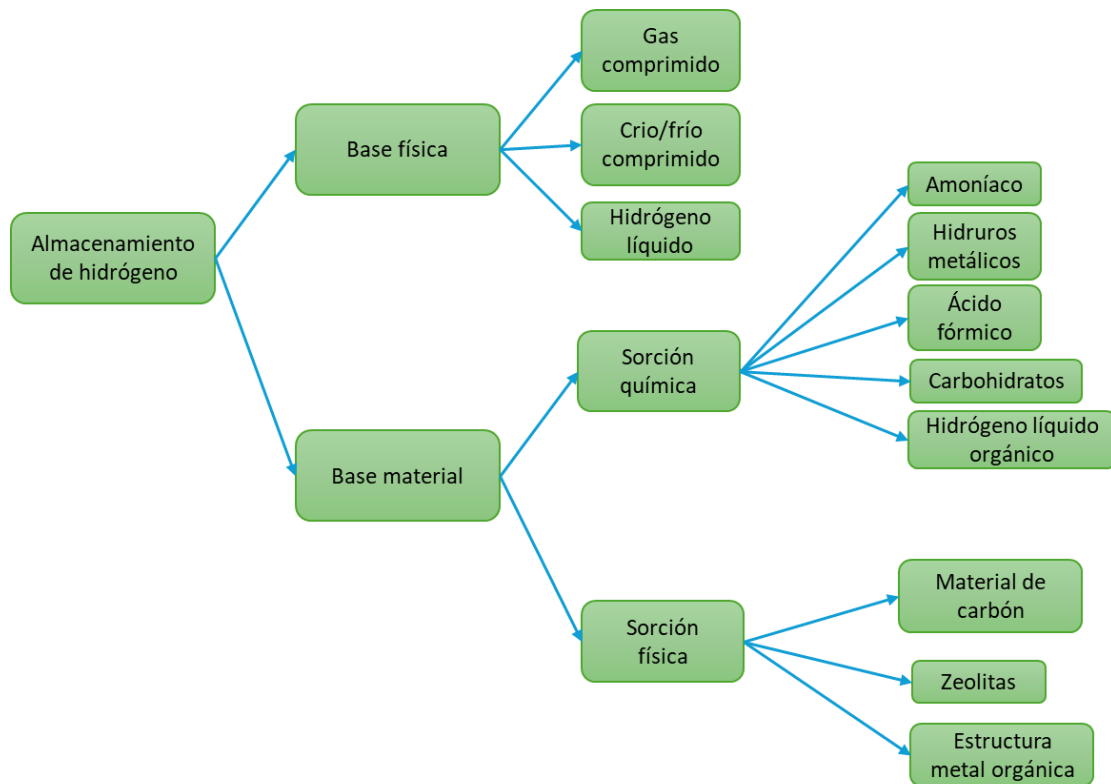
El almacenamiento de este vector energético es relevante en la cadena de valor cuando se trata de integrar en redes de distribución y aplicación a gran escala, con la finalidad de abordar la demanda potencial de hidrógeno en el mercado energético (Vidas et al., 2022). Debido a que **el hidrógeno tiene una baja densidad** en comparación con los combustibles fósiles, **su almacenamiento debe cumplir con al menos una de las tres características** siguientes: **alta presión de almacenamiento, baja temperatura** o **el uso de un material que atraiga una gran cantidad de moléculas de hidrógeno**. Lo anterior, evitaría la utilización de estanques extremadamente grandes (Moradi & Groth, 2019).

El hidrógeno puede ser almacenado de distintas formas, considerando su aplicación final y la tecnología desarrollada. Según Moradi & Groth (2019), **la aplicación del almacenamiento de hidrógeno puede ser dividido en dos grupos: aplicaciones estacionarias y aplicaciones móviles**. El método estacionario se lleva a cabo -principalmente- en el lugar (*in situ*), ya sea en el punto de producción o consumo. En cuanto a las aplicaciones móviles, estas tienen como objetivo transportar el hidrógeno almacenado al punto de almacenamiento o uso, o también para utilizar el hidrógeno en un vehículo.

Asimismo, la **tecnología de almacenamiento** también puede ser dividida principalmente en dos grupos (ver figura 2): **base física y base material**. El primer grupo incluye gas comprimido, líquido y crió/frío comprimido. Mientras que el almacenamiento basado en materiales tiene dos subgrupos principales: sorción química y sorción física. La sorción se refiere al proceso en el cual una sustancia se adhiere a otra, en el caso de la sorción química, las moléculas de hidrógeno se dividen en átomos y se integran a la estructura química del material que se utilizará. Entre los materiales más comunes se encuentran el amoníaco, hidruros metálicos, carbohidratos, entre otros. En el caso de la sorción física se utilizan materiales porosos que son potencialmente útiles para lograr unidades de almacenamiento confiables y de alta capacidad, acá encontramos material de carbón, zeolitas, estructura metal orgánica, entre otras.



Figura 2. Métodos de almacenamiento de hidrógeno



Fuente: Elaboración propia a partir de Moradi & Groth, (2019).

El hidrógeno es clasificado como una sustancia peligrosa por varios organismos reguladores (entre estos se encuentra la Norma Chilena de Seguridad). A diferencia de las sustancias peligrosas para la salud, el hidrógeno tiene un **potencial de peligro debido exclusivamente a su inflamabilidad**. Por lo tanto, independiente de la tecnología y la fuente energética que se utilice para su producción, el **riesgo se encuentra determinado por la cantidad de hidrógeno que se tenga almacenado**, lo cual también aplica al momento de realizar el transporte y distribución (GIZ et al., 2020).

### 2.3. Transporte y distribución

La fase de transporte y distribución también es relevante en la cadena de valor del hidrógeno, debido a que se despliegan sistemas logísticos que permitirán llevar este recurso energético desde la producción hasta su destino final. De esta forma, la distribución es un importante facilitador para el comercio del hidrógeno, enlazando diversas aplicaciones (usos) y sectores.

El **transporte** y la **distribución** de hidrógeno **son variables que contribuyen de manera significativa en el costo final, el consumo de energía y las emisiones** de este vector energético.

Cuando se produce hidrógeno de manera centralizada, la distribución y transporte a los usuarios finales tiene principalmente dos fases:

- **Transmisión:** desplazamiento de hidrógeno desde las instalaciones de producción hasta los puntos de entrada a la ciudad.
- **Distribución:** entrega desde los puntos de entrada a la ciudad hasta las estaciones de servicio o los destinatarios finales.

Lo anterior dependerá del método de almacenamiento utilizado, para lo que existen tres formas de entrega o distribución: **entrega en estado gaseoso, líquido y en base a materiales portadores** de hidrógeno. La elección del método dependerá principalmente de las características del mercado de destino (Moradi & Groth, 2019).

El hidrógeno en **estado gaseoso** se transporta en **envases o recipientes a presión** que mantienen el hidrógeno comprimido (como describimos anteriormente en almacenamiento) y/o **mediante gaseoductos o tuberías situadas cerca de los consumidores finales**. El transporte en recipientes se hace principalmente en remolques tubulares, el que es descrito como un método sencillo en cuanto al uso de infraestructura. A ello se suma que, hoy en día existe bastante experiencia en cuanto al transporte y almacenamiento de otros tipos de gases. Si bien este método tiene ciertas ventajas como, por ejemplo, una menor pérdida de hidrógeno o que el costo de compresión en las estaciones de servicio es menor en comparación con el hidrógeno líquido, **aún existen altos costos en la fabricación de los recipientes y una baja capacidad de almacenamiento**.

Por su parte, el transporte en tuberías está siendo ampliamente investigado para poder establecer el potencial uso que tendría la infraestructura actual de gasoductos para la distribución de hidrógeno (Moradi & Groth, 2019). En Chile, en la región de Coquimbo existe una experiencia piloto de la empresa Gasvalpo en donde se mezcla hidrógeno (de manera progresiva desde un 1% a un 5%) previamente almacenado con gas natural para el consumo doméstico de 2.400 clientes (MINERGIA, 2022b).

El método de **distribución de hidrógeno líquido requiere previamente la transformación del hidrógeno de estado gaseoso a líquido** (licuefacción), mediante la aplicación de varias etapas consistentes, principalmente, en la aplicación de bajas temperaturas (menos 253°C), logrando así reducir significativamente el volumen de este. Posterior a la licuefacción se **requiere de almacenamientos criogénicos para contener el hidrógeno líquido resultante, el que será transportado en tanques o contenedores criogénicos** para su uso final. Debido al mayor volumen que se logra almacenar con este método, el hidrógeno líquido se está volviendo cada vez más rentable para volúmenes de transporte mayores y en distancias de transporte más largas, en comparación con el hidrógeno gaseoso (Cardella et al., 2017).

Por último, la distribución y transporte **en base a materiales portadores de hidrógeno tiene un mayor potencial de utilización por los altos niveles de seguridad que ofrece**, en comparación con el método gaseoso. Esto se da principalmente por la baja presión de almacenamiento, las propiedades manejables en condiciones ambientales y la buena densidad gravimétrica, es decir, la cantidad de energía contenida en comparación con la masa total del contenedor. Considerando que el peso del hidrógeno gaseoso, almacenado en un remolque tubular, corresponde solo al 7% del peso del tanque (Moradi & Groth, 2019). En Chile a comienzos de 2024, la empresa HIF Global realizó un nuevo envío de 22.000 litros de combustible elaborado a partir de hidrógeno producido con

fuentes renovables. Según lo indicado por la empresa, la planta demostrativa Haru Oni, ubicada en la región de Magallanes, produce hidrógeno con energía eólica. Además, captura CO<sub>2</sub> de una fuente biogénica y utiliza un proceso de síntesis para combinar el CO<sub>2</sub> y el hidrógeno para producir combustibles, entre los cuales se encuentran el metanol, gasolina y gas licuado. La gasolina que fue enviada hacia Reino Unido, donde la empresa Porsche la utilizará en sus Centros de Experiencia y la *Mobil 1 Supercup*, fue embarcado desde Puerto Mardones, para seguir ruta al puerto de San Antonio y luego con rumbo a Europa. La empresa indica que la gasolina fue transportada en un isotanque, que cumple con normas de seguridad especiales, los que están contruidos con una aleación de acero inoxidable y rodeado de capas protectoras (H2 News, 2024; HIF Global, 2023)

En resumen, **existen distintas formas de transportar hidrógeno, dependiendo del estado en el que se encuentre, la distancia que se recorra y el uso final que tenga en el mercado de destino.** Puede transportarse por carretera, ferrocarril o mar (barcos), en forma gaseosa, líquida o en base a materiales portadores. Para distancias inferiores a 2.000 km, el transporte de hidrógeno a través de tuberías y camiones es la opción más económica. En caso de distancias más largas, el envío de amoníaco es la solución más económica, realizada principalmente en barcos (Jansons et al., 2022; Zheng et al., 2022).

## 2.4. Aplicaciones (usos finales)

La versatilidad que tiene el hidrógeno permite un amplio abanico de aplicaciones y potenciales integraciones con distintos sectores energéticos industriales difíciles de electrificar, tales como la industria química, industria del acero, sector marítimo, aéreo, entre otros.

Según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023), **para el 2022 el uso mundial de hidrogeno alcanzó las 95 Mt, aumento de casi un 3% respecto a las estimaciones de 2021.** De esta forma el hidrógeno retomó el crecimiento que venía experimentando desde antes de 2020, que fue interrumpido producto la pandemia por COVID-19 y las consecuencias económicas asociadas (ver gráfico 1). Este crecimiento se ha observado en la mayoría de las regiones consumidoras -a excepción de Europa- que, debido al aumento del precio del gas natural producto del conflicto entre Rusia y Ucrania, afectó la producción de hidrógeno principalmente para la industria química. En contraste con otras regiones, como Norte América y Oriente Medio, se observó un crecimiento de aproximadamente un 7%. Mientras tanto, en China el crecimiento fue menor, alcanzando solo un 0,5%. Sin embargo, este país sigue siendo el mayor consumidor a nivel mundial, alcanzando casi el 30% del uso mundial de hidrógeno, lo cual representa más del doble en comparación al segundo mayor consumidor, que es Estados Unidos. **El aumento de hidrógeno ha sido realizado en base a la producción con combustibles fósiles**, donde prácticamente todo se ha demandado por aplicaciones tradicionales, refinación de hidrocarburos e industria química.

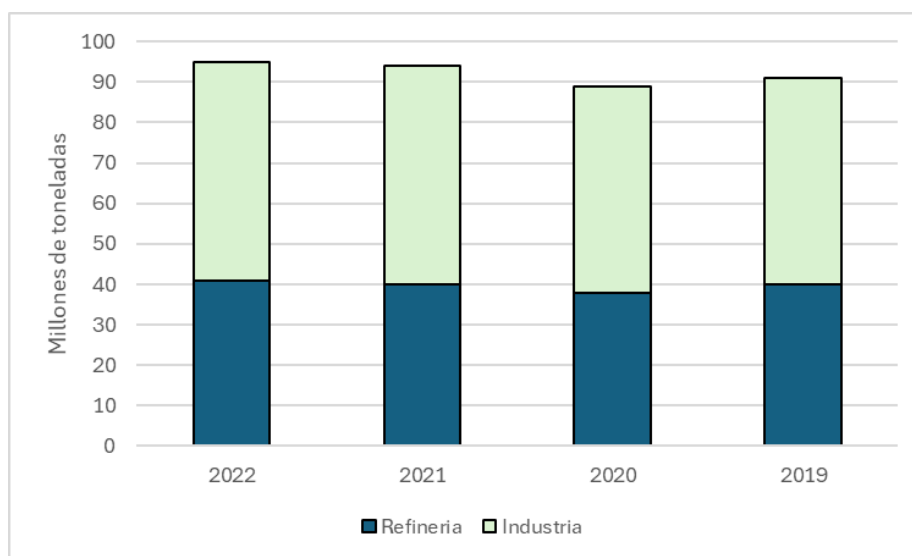
El mercado del hidrógeno puede ser clasificado en mayorista y minorista. En este sentido, es posible identificar a un sector de comerciantes financieros y empresas de almacenamiento asociados al mercado mayorista. Los comerciantes se benefician de las diferencias generadas en el precio estacional y diario del hidrógeno. Por su parte, las empresas dedicadas al almacenamiento son

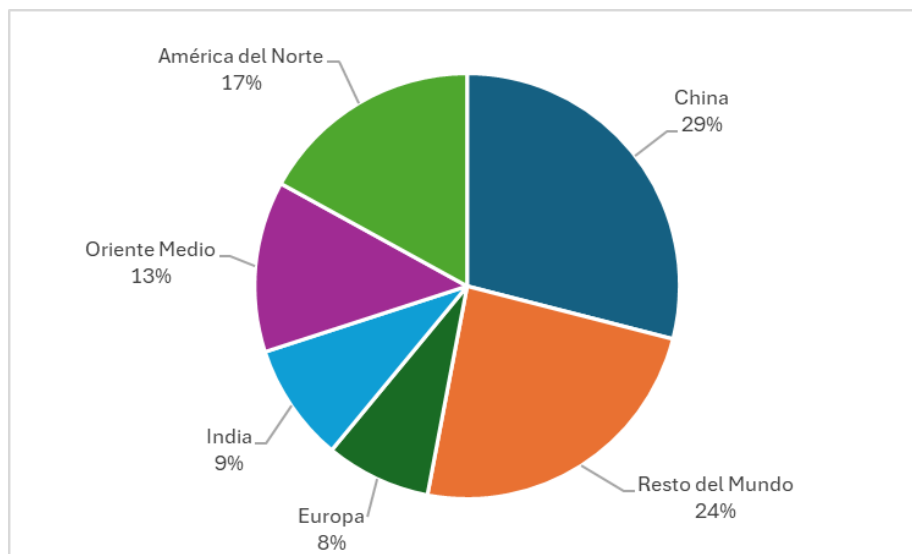
relevantes para lograr mantener un funcionamiento estable en la producción energética a partir de hidrógeno, reduciendo las presiones entre oferta y demanda. En general, las transacciones en el mercado mayorista se hacen mediante licitaciones centralizadas, algo similar a lo que ocurre en el mercado eléctrico. Por otra parte, en el mercado minorista, que se abastece del mercado mayorista, se da una modalidad de libre comercio entre los minoristas y usuarios finales (Zheng et al., 2022).

Desde una perspectiva territorial, el mercado se puede clasificar en interno (doméstico) y externo. Las transacciones realizadas en el mercado externo son principalmente bilaterales, donde el hidrógeno es transportado por barcos y gasoductos. En tanto, en el mercado interno -o doméstico- operan los mayoristas y minoristas, donde la vía de distribución se da principalmente a través de remolques y oleoductos (Zheng et al., 2022).

En la actualidad las aplicaciones más dominantes del hidrógeno (con producción basada en combustibles fósiles) son para producir amoníaco y metanol en la industria química, así como también para la refinación de petróleo (Abdin et al., 2020; Amin et al., 2023; Collis & Schomäcker, 2022).

**Gráfico 1. Uso de hidrógeno por sector (2019-2022) y región (para el 2022 sobre 95 millones de toneladas)**





Fuente: elaboración propia a partir de IEA, (2023).

A continuación, describiremos los principales usos que tiene en la actualidad el hidrógeno y sus posibles aplicaciones:

### 2.4.1. Industrial

El hidrógeno desempeña una función importante para uso industrial, actuando como reactivo en la formación de diversos compuestos como, por ejemplo, el amoníaco, metanol, refinación de petróleo, peróxido de hidrógeno, entre otros. En la actualidad, el **hidrógeno utilizado a nivel industrial proviene principalmente de combustibles fósiles**.

Para el 2022, de los 53 Mt de hidrógeno utilizados para el uso industrial cerca de **un 60% se utilizó para la producción de amoníaco**, un **30% para la producción de metanol** y un **10% para la reducción directa de hierro y acero**. Como mencionamos anteriormente, casi todo el hidrógeno es producido a partir de combustibles fósiles y, si bien la práctica de captura de carbono es común en la industria, **la mayoría termina siendo liberado a la atmósfera** al ser utilizado en otras aplicaciones industriales (como la producción de urea), mientras que **una menor parte se almacena bajo tierra** (IEA, 2023).

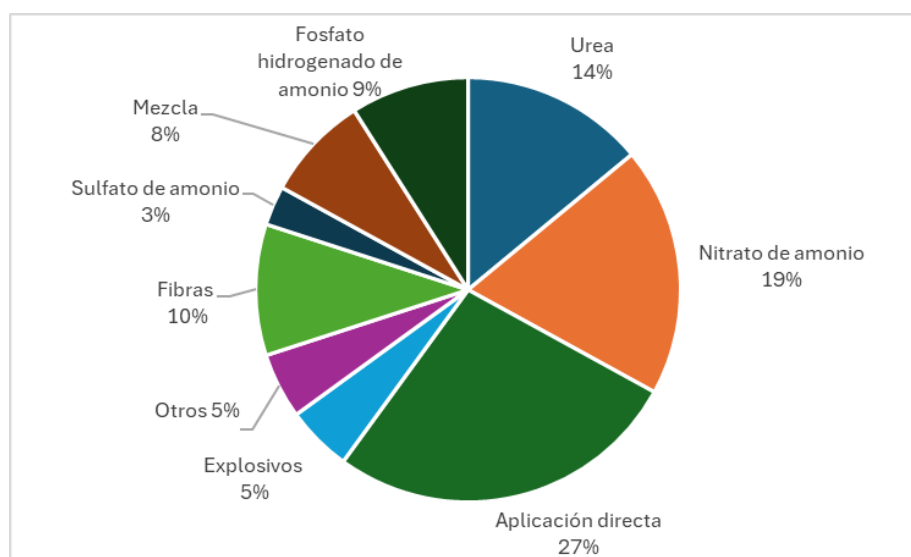
#### Producción de amoníaco (NH<sub>3</sub>)

En la actualidad el amoníaco (NH<sub>3</sub>) es producido a una escala de 170 Mt por año. El proceso para su producción fue desarrollado por Fritz Haber en 1909 (llamado Haber-Bosch), el cual implica hacer reaccionar el nitrógeno atmosférico con hidrógeno en condiciones de alta temperatura y presión. En este proceso el mayor costo de la producción de amoníaco está asociado al hidrógeno, que es obtenido principalmente del gas natural y carbón, representando un 72% y 22% de la producción global de amoníaco, respectivamente (Liu et al., 2020). Además, para **ejecutar el proceso Haber-Bosh se utilizan combustibles fósiles lo que, sumado a la producción de hidrógeno en base a carbón, genera una gran cantidad de emisiones de GEI que alcanzaría el 1,44% de las emisiones globales**. De igual manera, para lograr una economía a escala se requiere construir grandes plantas

de Haber-Bosh, las cuales implican miles de millones de dólares de capital y varios años de construcción (Soloveichik, 2019).

Cabe destacar, que **es posible generar amoníaco a partir de hidrógeno producido por electrólisis de agua con electricidad de fuentes renovables**. De esta forma, se considera el amoníaco como un recurso renovable -también llamado amoníaco verde- para distintos usos, como el almacenamiento de hidrógeno, uso medicinal, fertilizantes y varias otras aplicaciones (Amin et al., 2023). Así como también se utiliza de combustible en ciertos sectores, como el transporte marítimo y la generación de electricidad. El **amoníaco producido a partir de hidrógeno renovable es un prometedor portador de energía sin emisiones de carbono debido a su alta densidad de energía volumétrica**, que es aproximadamente el doble que la del hidrógeno líquido (Liu et al., 2020).

**Gráfico 2. Distribución del mercado de consumo de amoníaco en base a 176 millones de toneladas del 2014**



Fuente: elaboración propia a partir de (Abdin et al., 2020)

### Producción de metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ )

En la producción de metanol se utiliza gas de síntesis, una mezcla que contiene hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. El método utilizado es la hidrogenación directa de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), proceso químico en el cual el  $\text{CO}_2$  se reduce directamente a compuestos orgánicos utilizando hidrógeno como agente reductor. En la hidrogenación se utilizan catalizadores de base metálica ( $\text{ZnO}/\text{CuO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ ) para facilitar y acelerar la reacción química. En la síntesis del metanol es fundamental utilizar hidrógeno a partir de energías renovables, para lograr mitigar las emisiones de GEI (Amin et al., 2023).

El metanol, por ser un portador de hidrógeno, **se puede convertir fácilmente en hidrógeno, sin embargo, es un proceso costoso** (Amin et al., 2023). Entre los usos que tiene el metanol se encuentran los congelantes de vehículos, materia prima para formar otros compuestos químicos, y también como combustible para vehículos, entre otras aplicaciones.

### 2.4.2. Refinación

En 2022 el consumo de hidrógeno para procesos de refinación mostró un gran crecimiento, alcanzando las 41 Mt y superando el máximo alcanzado en 2018. La mayor demanda provino de América del Norte y Oriente Medio. Mientras que China fue el único país que redujo su demanda en aproximadamente 0,5 Mt, debido a las consecuencias que tuvieron las restricciones de movilidad relacionadas con la pandemia (IEA, 2023).

La **refinación de petróleo crudo comprende distintos procesos para lograr la separación de fracciones de petróleo**, los cuales pueden dar como resultado gas licuado de petróleo (GLP), nafta, gasolina, diésel, kerosene y fueloil. Dependiendo de las exigencias del mercado de destino del petróleo -relacionados a estándares de calidad y otros- es que existen procesos de tratamiento para eliminar elementos contaminantes, incluidos mercurio, azufre, nitrógeno y aromáticos, así como también para romper largas cadenas de hidrocarburos en cadenas más cortas.

Existen dos componentes esenciales en el hidrogeno para lograr la refinación del petróleo crudo, estos son el hidrotreatmento y el hidrocracking, donde se utiliza hidrógeno para lograr llevar a cabo estos procesos (Abdin et al., 2020). Por un lado, en el hidrotreatmento se utiliza hidrógeno para eliminar las impurezas del petróleo crudo y así mejorar su calidad y pureza. Por otra parte, el hidrocracking implica la ruptura de las moléculas más pesadas del hidrocarburo en moléculas más livianas y de mejor calidad. En este caso se utiliza hidrógeno para mejorar la eficiencia del proceso.

### 2.4.3. Transporte

El uso de hidrógeno en transporte de carretera **mostró un importante crecimiento de aproximadamente un 45% en 2022**, respecto del 2021, impulsado principalmente por el uso en vehículos pesados. Sin embargo, este sector **sigue siendo una demanda menor** en comparación con otros usos, como lo es el industrial. La mayoría de la demanda del hidrógeno en este sector se concentra en el uso en carreteras, pero hoy en día se está viendo un mayor uso en ferrocarriles, que aumenta a medida que se adaptan más trenes de hidrógeno en más rutas (IEA, 2023).

En 1807 *Francois Isaac de Rivaz* fabricó el primer coche propulsado con hidrógeno del mundo. Una de las principales diferencias que presentan los motores de combustión interna que utilizan hidrógeno (ICEs, por su sigla en inglés) con los de gasolina o petróleo, es el **sistema de almacenamiento, que para el caso del hidrógeno es mucho más pesado, complejo y grande**, por lo mismo **no son considerados una opción factible** en el futuro del transporte por carretera. En este sentido, una alternativa son los vehículos eléctricos con pila de combustible (FCEVs, por su sigla en inglés) donde el hidrógeno es el combustible principal. Las ventajas que presentan estos automóviles, en comparación con los ICEs, son variadas. Entre ellas destaca la amplia autonomía de conducción, la rapidez, menor carga necesaria y que solo emiten vapor de agua en su uso (Abdin et al., 2020). La tecnología de pila de combustible también está siendo probada en transbordadores, permitiendo su diversificación. Además, los buques de carga de amoníaco y metanol también podrían dar lugar a un uso adicional de hidrógeno para el transporte marítimo en los próximos años, si estas tecnologías alcanzan la madurez comercial.

#### 2.4.4. Aplicaciones de hidrógeno producido de energías renovables

Por otra parte, se ha desarrollado el concepto *Power to X* (P2X) (que abarca distintas aplicaciones), el cual está directamente vinculado a la producción de hidrógeno que utiliza energías renovables - mediante electrólisis-, también llamado hidrógeno verde o renovable.

Según lo descrito por Muñoz Fernández et al., (2022), cada uno de estos conceptos se refiere a una aplicación particular, este puede ser para uso industrial como la del gas *Power to gas* (P2G), química *Power to Chemical* (P2C), movilidad *Power to Mobility* (P2M) o eléctrica *Power to Power* (P2P).

La esencia de los conceptos que abarcan el *Power to X* es la conversión de electricidad renovable en una forma de energía -ya sea gas, productos químicos, movilidad o electricidad- utilizando el hidrógeno como intermediario. Estas aplicaciones buscan aprovechar la versatilidad del hidrógeno como vector energético para descarbonizar varios sectores y almacenar energía de manera eficiente, contribuyendo así a la transición hacia una economía baja en carbono.

### 3. Proyecciones del consumo de hidrógeno

El aumento en la producción de hidrógeno observado durante 2022 fue impulsado por las tendencias energéticas globales y no por políticas de promoción del hidrógeno. Casi en su totalidad la producción ha sido en base a combustibles fósiles y para usos tradicionales (refinería e industria química). Mientras que la adopción de hidrógeno en nuevas aplicaciones, como la industria pesada, el transporte, la producción de combustibles o la generación y almacenamiento de electricidad - claves para la transición energética limpia- sigue siendo mínima, ya que representa menos del 0,1% de la demanda mundial. Esta tendencia podría cambiar para los próximos años, ya que se prevé un aumento de la demanda para finales de esta década, lo cual debería alcanzar más de 150 Mt de uso de hidrógeno, de los cuales casi el 40% provendrá de nuevas aplicaciones (IEA, 2023).

**Se espera que la demanda mundial de hidrógeno aumente entre un 4% y 5% anual durante los próximos cinco años, de la mano -principalmente- de la industria del petróleo crudo y síntesis de metanol y amoníaco.** En este sentido, se proyecta que Asia lidere esta mayor demanda debido al crecimiento de sus economías internas. Para 2030, si todo se mantiene como en la actualidad, se prevé que el consumo de hidrógeno en el sector de refinación aumentará más del doble, en comparación con el consumo de 2005 (Abdin et al., 2020).

Las proyecciones de producción y consumo de hidrógeno están estrechamente vinculadas con la necesidad de transitar hacia sistemas energéticos y economías bajas en carbono, para así lograr los objetivos de descarbonización a nivel global. En este contexto **se ha apostado por el desarrollo del llamado “hidrógeno verde”, el cual es producido a partir de energías renovables utilizando como materia prima el agua** y principalmente el método de electrólisis, lo que lo convierte en una forma de almacenar y transportar energía limpia. El hidrógeno como un vector energético versátil ofrece soluciones en sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada y el transporte de larga distancia.



Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA 2023), el hidrógeno verde o renovable, la electrificación y la eficiencia energética juegan un papel relevante en la descarbonización de la matriz energética mundial y así contribuir con el compromiso de limitar el aumento de las temperaturas promedio mundiales a 1,5°C.

Para el logro de este objetivo la **producción de hidrógeno limpio debería aumentar significativamente, llegando a los 50 Mt para el 2030 y multiplicarse por diez para el 2050** con tal de llegar a los 523 Mt, los que deberían ser usados tanto para uso directo como para combustibles derivados. **El hidrógeno y sus compuestos relacionados -amoníaco, metanol y kerosene (parafina)- representarían el 14% del uso energético final para 2050.** Este sería el caso de sectores difíciles de descarbonizar como el transporte aéreo, marítimo y pesado, así como algunos procesos industriales primarios. Un punto importante a destacar y el cual será clave para llegar a esta producción, será la inversión temprana en la cadena de suministro de hidrógeno verde (electrólisis, pilas de combustible, tuberías de transporte, almacenamiento, etc.).

El panorama anteriormente descrito estaría alejado de lo que realmente está ocurriendo, tomando en cuenta los anuncios de proyectos de hidrógeno de producción baja en emisiones, es decir, producidos por electrólisis y mediante captura, utilización y almacenamiento de carbono, llegaría a más de 20 Mt en 2030, en el caso que se materialicen todos los anuncios. La mitad de estos proyectos anunciados se encuentra en estudio de viabilidad, seguido de los proyectos que se encuentran en etapas tempranas (más del 45% en términos de nivel de producción). Los proyectos que se encuentran en construcción o que han tomado una decisión final de inversión representan sólo el 4%, de estos casi la mitad están vinculados a usos existentes del hidrógeno en refinerías y la industria química. **Un 70% de los proyectos utilizarían electrólisis como método de producción para el 2030, sin embargo, solo un 55% de estos proyectos se encuentran en una primera etapa de desarrollo.** Por lo tanto, los próximos años serán fundamentales para garantizar la entrada en funcionamiento al 2030 (IEA, 2023).

#### 4. Políticas de promoción del hidrógeno a nivel nacional (caso de Chile)

Distintos estudios, reportes e informes (Andaluz et al., 2021; Anouti et al., 2021; McKinsey & Company, 2020; Vukasovic et al., 2023) han posicionado a Chile como un potencial productor de la industria del hidrógeno y sus derivados, principalmente el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables. Si bien las barreras de entrada a la industrialización del hidrógeno verde son relativamente bajas, debido al fácil acceso a la tecnología necesaria para desplegar su cadena de valor, solo algunos los países mantienen ventajas comparativas para convertirse en líderes del mercado a nivel mundial (Anouti et al., 2021). En este sentido, **Chile se ha posicionado con ciertas ventajas al tener un potencial de crecimiento en la producción de energías renovables de bajo costo**, como lo es la energía solar en el norte o la energía eólica en el sur del país. En seis años, **Chile ha quintuplicado su capacidad de generación de fuentes solares y eólicas, proyectándose que al 2030 hasta el 70% de la matriz eléctrica sea renovable** (MINERGA, 2021).

Desde el 2021 se ha desarrollado una intensa agenda a nivel internacional, que ha incluido giras de posicionamiento en países clave, alianzas para impulsar el hidrógeno verde en distintos mercados, firmas de acuerdos y Memorándum de Entendimiento, levantamiento de apoyo y fondos de

cooperación internacional, entre otras acciones (MINERGIA, 2022a). Todo esto con la finalidad de posicionar y asegurar a Chile como potencial líder en la futura economía global del hidrógeno verde y así promover el desarrollo de la industria a nivel internacional.

En este contexto, son distintas las iniciativas que buscan dar un impulso acelerado a esta industria y convertir a Chile -en el corto plazo- en un productor y exportador a nivel mundial.

Una de las primeras medidas fue la elaboración de la “**Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde**” (en adelante la Estrategia) durante el segundo Gobierno de Sebastián Piñera. El 3 de noviembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó la Estrategia, la cual, entre otros aspectos, tiene como **objetivo la producción y exportación de hidrógeno verde y sus derivados, lo que incluye al amoníaco, metanol y combustibles sintéticos** (García, 2020). Esta política está planteada en tres etapas:

- **Primera etapa (2020-2025):** activar la industria doméstica mediante esfuerzos y regulaciones que incentiven la producción y la demanda interna, así como también comenzar a desarrollar la exportación.
- **Segunda etapa (2025-2030):** se levantará la industria de producción y exportación de amoníaco verde<sup>3</sup>. Además, se generarán acuerdos para acelerar la exportación de hidrógeno.
- **Tercera etapa (2030 y futuro):** se busca convertir a Chile en un proveedor de hidrógeno y sus derivados a nivel global.

Tomando en cuenta las condiciones favorables para la producción de energías renovables, la Estrategia plantea que Chile se convierta en el productor de hidrógeno verde más competitivo a nivel mundial, por lo tanto, a escala global. En esta **se estima que al año 2050 el costo nivelado de hidrógeno verde se ubicará en un rango entre 0,8 – 1,1 US\$/kgH<sub>2</sub>**, dependiendo de la zona del país en donde se produzca. Al año 2030 el hidrógeno verde producido en el desierto de Atacama y en la región de Magallanes tendrían el costo nivelado de producción (sin considerar costos de compresión, transporte y distribución) más bajo del mundo (García, 2020). Este desafío plantea una serie de interrogantes, tomando en cuenta que **el almacenamiento, transporte y distribución son una fase que contribuye de manera significativa en el costo final del hidrógeno**, como hemos descrito anteriormente. Para el caso de Chile -y como ya ha ocurrido- la exportación de hidrógeno y derivados debe realizarse por vía marítima en barcos acondicionados para estos fines. En este sentido, la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2019) estima que el costo de **convertir el hidrógeno a amoníaco y transportarlo por barco a una distancia de 1.500 km es de 1,2 US\$/kgH<sub>2</sub>, mientras que para el hidrógeno líquido se estima un costo de 2 US\$/kgH<sub>2</sub>**.

A medida que la distancia de transporte por mar se incrementa, los costos también lo hacen. Esto se debe a un mayor requerimiento de embarcaciones, viajes más extensos y la necesidad de almacenamiento adicional. En este contexto y considerando la distancia que tiene Chile de los

---

<sup>3</sup> El amoníaco verde es producido a partir de hidrógeno verde, según las características que ya hemos descrito. Además, para que el amoníaco sea considerado 100% verde, el nitrógeno también debe ser obtenido utilizando electricidad renovable. Luego, el hidrógeno y nitrógeno se introducen en el proceso Haber-Bosch tradicional, con esto se asegura que no existan emisiones de GEI asociadas a los procesos de producción de hidrógeno, nitrógeno y amoníaco (Fuster et al., 2022).

puntos de consumo (principalmente Europa y Asia), el costo final del hidrógeno podría llegar a duplicarse y probablemente dejar de ser competitivo.

Es importante señalar, que anterior a esta Estrategia existía escasa mención a este vector energético, como así lo constata Cabaña et al., (2023). Los autores señalan que en la Ruta Energética 2018-2022, del Ministerio de Energía, solo se menciona como una posible adición al mercado nacional de combustibles alternativos. En tanto, en los Informes de Actualización de Antecedentes (documentos que renuevan anualmente la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)) aparece mencionado brevemente solo bajo el punto “nuevas tecnologías”.

Por otro lado, **la promoción del hidrógeno ha sido alineada con la contribución determinada a nivel nacional** (NDC, por su sigla en inglés) que fue presentada a Naciones Unidas en abril de 2020. En particular, la NDC planteó que para el cumplimiento de la meta de carbono neutralidad el sector energía debe implementar una serie de medidas vinculadas a: edificación sostenible, electromovilidad, hidrógeno verde, industria sostenible y retiro de centrales térmicas (MINERGI, 2020). Por lo tanto, se deduce que **la promoción acelerada que está teniendo el hidrógeno en Chile**, a través de políticas gubernamentales, **viene impulsado por las tendencias energéticas globales**. Las cuales surgen de la necesidad de cumplir con los compromisos de descarbonización de aquellos **países más contaminantes**.

Luego de someterse a un proceso de consulta pública, la Estrategia fue actualizada en noviembre de 2021, para posteriormente ser tomada e iniciada su implementación durante el Gobierno de Gabriel Boric. Una de las primeras medidas realizadas por el actual Gobierno, a través de la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), fue la creación del **Comité de Desarrollo de la Industria de Hidrógeno Verde** (Resolución N°60/2022). Este tiene por objetivo “acelerar el desarrollo sostenible de la industria de hidrógeno verde y sus derivados en Chile”. La principal función que tendrá este Comité es la implementación de la Estrategia y la elaboración de un Plan de Acción a través de un Consejo Interministerial<sup>4</sup>. Por su parte, el Plan de Acción está orientado principalmente a potenciar las medidas y metas de la Estrategia, incluyendo la participación de las comunidades, organizaciones de la sociedad civil, academia e industria.

Entre las **brechas que fueron identificadas en la Estrategia**, y que son relevantes para iniciar la industria del hidrógeno verde, se encuentra la **necesidad de establecer tempranamente un régimen normativo o de fiscalización** adecuado para la masificación de la producción, además del manejo y uso de hidrógeno. Lo anterior, permitiría dar seguridad a los operarios y usuarios, y así lograr proteger el medio ambiente. Otra de las brechas importantes se relaciona con el **desarrollo social y territorial, donde el trabajo con las comunidades es fundamental para lograr un desarrollo eficiente e integral** de la nueva infraestructura y aplicaciones, considerando el beneficio directo de los mismos territorios.

---

<sup>4</sup> Este Consejo está compuesto por: el/la Ministro/a de Energía, el/la Ministro/a de Economía, Fomento y Turismo, el/la Ministro/a de Hacienda, el/la Ministro/a de Bienes Nacionales, el/la Ministro/a del Medio Ambiente, el/la Ministro/a de Relaciones Exteriores, el/la Ministro/a de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación, el/la Ministro/a de Desarrollo Social y Familia, el/la Ministro/a de Agricultura, el/la Ministro/a de Obras Públicas, el/la Ministro/a de Transportes y Telecomunicaciones y el/la Vicepresidente/a Ejecutivo/a de la Corporación de Fomento de la Producción. Si no estuviera el respectivo Ministro/a, será un/a representante de éste/a, designado/a por él/ella, previa solicitud de Corfo.

Si bien aún no concluye el proceso de elaboración y validación del Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, como tampoco se han cerrado las brechas identificadas en la Estrategia, actualmente **ya se encuentran aprobados al menos doce proyectos de producción de hidrógeno verde** (ver anexo N°1. Listado de Proyectos de Hidrógeno en Chile al 2023). De ellos, diez fueron aprobados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y dos en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), mientras que en el corto plazo se proyecta la entrada de otros proyectos. Un punto importante a destacar, es que **el Plan de Acción** -elaborado por la actual administración- **no hace ninguna mención al tratamiento que tendrán los proyectos que ya fueron aprobados**. Esto abre una serie de cuestionamientos respecto del cumplimiento de estándares mínimos que deberían cumplir estos proyectos, considerando las brechas normativas y de fiscalización que aún se mantienen para esta industria.

En este sentido, y con la finalidad de seguir incentivando la inversión de esta industria, es que el Gobierno creó el **Fondo para el Desarrollo del Hidrógeno Verde** y sus derivados. Esta iniciativa busca atraer inversión privada a proyectos de producción y demanda de hidrógeno, mediante instrumentos que mitiguen los riesgos, disminuyan los costos y contribuyan a acelerar la materialización de las inversiones en la industria chilena. Este Fondo comenzará a operar el segundo semestre de 2024 e inicialmente dispondrá de US\$ 1.000 millones, una parte importante se financiará con préstamos y aportes de la Unión Europea (UE) y organismos internacionales, mientras que, en menor medida, Corfo entregará algunos recursos adicionales (MINERGIA, 2023b).

En cuanto al Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, hasta mediados de febrero de 2024 este se encontraba en proceso de consulta pública, luego de someterse a un proceso participativo que contempló cuatro niveles: (1) ciudadano, (2) mesas interministeriales, (3) Consejo Consultivo de Hidrógeno Verde y (4) Comité Estratégico. El objetivo general que se estableció para este Plan es: definir una hoja de ruta entre el 2023 y 2030 que permita el despliegue de una industria sostenible del hidrógeno verde y sus derivados, a través de acciones coordinadas entre las distintas carteras de Gobierno y organismos relacionados, en concordancia con las iniciativas regionales y locales (MINERGIA, 2023a).

El Plan está compuesto por más de 100 medidas que se agrupan en gobernanza, promoción, infraestructura, participación, sustentabilidad de la industria, despliegue territorial, entre otros. El mismo documento (MINERGIA, 2023a) destaca 30 medidas, entre las que se encuentran:

- Fortalecer los servicios que entregan permisos críticos
- Implementar aceleradamente un plan de regulaciones habilitantes para la industria
- Definir estándares de sustentabilidad y/o el uso de normativa internacional
- Elaborar líneas ambientales de base pública por región, comenzando en la región de Magallanes
- Implementar durante 2024 el instrumento de facilidad financiera para la inversión
- Diseñar incentivos tributarios y de fomento para apoyar la instalación temprana de la industria

Entre los objetivos más relevantes que establece el Plan se encuentra el **fomento a la demanda local**, lo cual permitiría el reemplazo del uso de combustibles fósiles en la economía local, que según la Estrategia debería materializarse entre 2020-2025. Para cumplir este objetivo, una de las

demandas destacadas es el fomento de la industria a través del instrumento “**Aceleradora de Hidrógeno Verde**” (AH2V), conocido actualmente como AH2V 3.0. Este programa es financiado por el Ministerio de Energía e implementado por la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE) y se encarga de cofinanciar la inversión de proyectos. Para el 2024, este programa mantiene un presupuesto de \$1.320 millones, para cofinanciar hasta \$570 millones por proyecto (ASE, 2024).

Paralelamente, y un par de días antes que se publicara el Plan para consulta pública, el Gobierno, junto al Gobierno Regional de Magallanes y el gremio de empresas relacionadas a la industria firmaron un acuerdo para el desarrollo del hidrógeno verde. De esta forma se comprometió una agenda tripartita compuesta por el gobierno central, regional y empresas emplazadas en el territorio. Entre los puntos que aborda el convenio está el objetivo de **crear empleos de calidad para la región**, además de promover la adquisición de diferentes insumos y servicios pertenecientes a la oferta de proveedores locales. Asimismo, se compromete el fomento a la industrialización de la economía nacional y la creación del primer Centro Tecnológico de Investigación Aplicado en H2V en la región (MINERGIA, 2023c).

Considerando que la mayoría de las brechas establecidas en la Estrategia, y que fueron tomadas en el Plan de Acción, no han sido cerradas, **la agenda que se viene desplegando de manera acelerada desde la anterior administración ha recibido amplias críticas por organizaciones de la sociedad civil**. Esto también se debe a la escala industrial que requiere este desarrollo productivo en cuanto a la generación de energía renovable, consumo de agua, construcción de puertos, entre otros. Lo cual **afectaría gravemente la biodiversidad y los estilos de vida** de quienes habitan el territorio (Terram, 2023).

## 5. Impactos socioambientales de la producción de hidrógeno

En el actual contexto de cambio climático y la imperante necesidad de transitar hacia una economía con bajas emisiones de GEI, la producción de hidrógeno mediante electrólisis, alimentada por electricidad generada a partir de fuentes renovables -también llamado hidrógeno verde-, se ha posicionado como una posible solución para alcanzar este objetivo. Aunque la producción de hidrógeno no es una novedad, **resulta relevante destacar que la mayoría de la producción actual proviene de combustibles fósiles, como gas natural y carbón, lo que no permite avanzar en los objetivos de descarbonización** para revertir la crisis climática y más bien profundiza la dependencia de los combustibles fósiles.

En este contexto, la apuesta se centra en impulsar la demanda de hidrógeno industrial o verde, con el objetivo de estimular una producción a gran escala. Esta estrategia busca reducir los costos asociados y posicionar de manera competitiva este vector energético en el mercado global, superando así a los métodos de producción actuales que no cumplen con los estándares necesarios para lograr la descarbonización de la economía a nivel global. Este enfoque no solo promueve la descarbonización, sino que también representa un paso significativo hacia la adopción generalizada de tecnologías más limpias y sostenibles en la matriz energética mundial.

El vertiginoso avance de esta industria, comúnmente denominada "verde", **plantea un impulso significativo sin cuestionar el modelo de desarrollo y los patrones de consumo particularmente de**

**los países desarrollados que han contribuido a la crisis climática actual.** Por lo mismo, es importante reconocer que esta acelerada transición hacia una matriz energética basada en fuentes renovables **no está exenta de posibles impactos** -tanto sociales como ambientales- que, hasta el momento, **han sido escasamente documentados.** La premisa de que la solución a la crisis climática radica únicamente en este cambio de paradigma nos insta a examinar de cerca los posibles efectos secundarios y a adoptar un enfoque equilibrado que considere los aspectos sociales y ambientales de manera integral.

A nivel nacional se han analizado y descrito los potenciales impactos que tendrá el despliegue de la industria del hidrógeno verde, considerando las políticas públicas que se están implementando y el desarrollo de los actuales y futuros proyectos de producción a lo largo del territorio nacional. Estos impactos han sido analizados y reportados por Cabaña et al., (2023) y tienen relación con el **aumento de infraestructura para la producción de energías renovables, ya sean parques eólicos y/o centrales solares** (necesario para la producción de hidrógeno renovable) las cuales requieren un considerable espacio, metales y otros recursos para su instalación. El estudio mencionado anteriormente, proyectó la construcción de infraestructura requerida para contar con una potencia instalada de 25 GW (capacidad de electrólisis construida) para producir hidrógeno verde al año 2030. Para esto, los autores establecieron escenarios de generación de energía renovable, según tecnología. Además, se consideraron los siguientes aspectos:

- Infraestructura requerida para realizar **desalinización del agua de mar** a través de ósmosis inversa.
- Infraestructura requerida para generar electricidad para desalinizar el agua y producir hidrógeno a través de electrólisis.
- Infraestructura requerida para producir hidrógeno a través de electrólisis.

Estos requerimientos tienen potenciales impactos socioambientales, los que pueden ser directos en el mismo sistema energético o **indirectos en la extracción de recursos necesarios para la construcción de estos sistemas energéticos renovables**, como lo sería la obtención de agua a través del proceso de desalinización de agua de mar.

Los efectos directos se relacionan con las plantas generadoras de electricidad renovable en los ecosistemas donde se emplazan, así como las plantas de electrólisis y osmosis inversa (desalinización de agua de mar) requeridas para la industria de hidrógeno verde. Entre los impactos se encuentra **la ocupación del suelo, daños a las especies** que habitan esos territorios, **disrupción de beneficios de la naturaleza para el ser humano**, entre otros. En cuanto a los efectos indirectos, destaca la profundización de la **dependencia de minerales como la gran minería del cobre** y la expansión hacia otros tipos de minerales como el litio (Cabaña et al., 2023). Estos materiales forman parte de algunos componentes de la infraestructura necesaria para la producción de energía renovable y para la aplicación de electrólisis que puede implicar el uso de materiales como el cobre y, en menor medida, el litio. Estos materiales se utilizan en cables eléctricos, componentes electrónicos, y en algunos casos, en tecnologías específicas de almacenamiento de energía.

Entre los resultados más relevantes del estudio de Cabaña et al., (2023) se encuentra la **ocupación de territorio necesario para el despliegue de la industria.** Lo anterior superaría las **300.000 hectáreas de superficie** y sería utilizado principalmente para el desarrollo de plantas solares y

parques eólicos, que, **comparado con la superficie de la ciudad de Santiago, alcanzaría entre 4,74 y 6,78 veces esta ciudad.**

Según Sánchez & Aedo, (2023) entre **las consecuencias sobre la fauna y el suelo** que trae consigo el despliegue de la producción de energía renovable, a la escala que se necesita, se encuentran:

- Aumento de la mortalidad de aves por colisión
- Uso intensivo de suelos para la elaboración de obras viales
- Impacto de microhábitats por efecto “sombra” de paneles solares
- Modificación de niveles freáticos y cauces, fragmentación de hábitats y corredores ecosistémicos
- Impacto en hábitats de fauna marina, principalmente mamíferos, por aumento en circulación de embarcaciones debido al transporte del hidrógeno

El desarrollo de grandes extensiones de territorio para la generación de energía renovable y en particular de parques eólicos, ha demostrado la **aparición de patologías específicas en personas que se ha visto expuestas a la instalación de estas mega infraestructuras.** Alguna de las patologías que se han podido evidenciar se relacionan con el ruido, la contaminación lumínica, las ondas sónicas de baja frecuencia, las ondas electromagnéticas, entre otros. Estos impactos, al potenciarse generan efectos sinérgicos, principalmente en aquella población que al vivir más cerca de estas instalaciones tiene un tiempo de exposición más prolongado (Alianza Energía y Territorio, 2021).

Para una escala comercial de producción de hidrógeno, la utilización de agua no solo se da en la producción de este vector energético, el cual dependiendo de la tecnología puede ser en electrólisis, reformado de combustibles fósiles o gasificación, sino también en el enfriamiento. En la tabla 1, se puede observar el **consumo de agua** según tipo de tecnología aplicada. Para el caso de la producción de hidrógeno verde, el **consumo estaría entre los 17,2 litros y 28,6 litros por kilogramo, para agua subterránea y agua de mar**, respectivamente. Para el hidrógeno gris, los requerimientos son un poco más altos, entre los 22,9 litros y 38 litros por kilogramo para agua subterránea y agua de mar, respectivamente. Finalmente, el hidrógeno azul estaría entre los 2,8 litros y 4,7 litros para agua subterránea y agua de mar, respectivamente (IRENA, 2023a).

**Tabla 1. Requerimientos de volumen para fuentes de agua alternativas para la producción de 1 kg de hidrógeno según color**

Fuente	Hidrógeno Gris	Hidrógeno Azul	Hidrógeno Verde
Río	22,9 litros	2,8 litros	17,2 litros
Agua subterránea	22,9 litros	2,8 litros	17,2 litros
Agua de Mar	38 litros	4,7 litros	28,6 litros

Fuente: elaboración propia a partir de (IRENA, 2023a)

Por otro lado, Hamukoshi et al., (2022) ha reportado distintos tipos de impactos derivados de la producción de hidrógeno verde en el Sur de África, los que se relacionan principalmente con la **capacidad de mitigar las emisiones de GEI que tiene la producción de hidrógeno** a partir de fuentes renovables. Entre los principales impactos positivos que se describen, se encuentran la fabricación de fertilizantes (responsable de un tercio de las emisiones globales anuales) como el amoníaco, el cual puede contribuir de manera significativa a reducir las emisiones de GEI asociadas a este sector, considerando la creciente demanda de fertilizantes que son utilizados en la agricultura.

Otro de los impactos relevantes se asocia a **problemas geopolíticos debido a la transición que se debería generar desde los combustibles fósiles hacia el hidrógeno verde**, considerando que aún existen empresas que siguen invirtiendo en la exploración y explotación de petróleo crudo. Esto sugiere que el uso de hidrógeno verde para reemplazar el petróleo crudo tendrá importantes implicaciones para la estabilidad económica, social y política. Además, se describen los impactos socioeconómicos de posicionar al Sur de África como un actor relevante en la producción de hidrógeno verde, ya sea en uso doméstico contribuyendo a reducir los problemas asociados a la utilización de combustibles fósiles, como para la exportación generando un polo de desarrollo para estos países.

Por último, en cuanto a los impactos socioeconómicos asociados a la cadena de valor del hidrógeno, se encuentran **evidenciados aquellos relacionados a la generación de empleo**. Esto traería impactos positivos para los territorios, cuando la oferta del mismo empleo fuera en los territorios donde se emplazarán los proyectos. Sin embargo, también se pueden evidenciar impactos negativos asociados al **exceso de ofertas laborales que se puedan generar**, la cual necesariamente deberá ser cubierto con trabajadores/as de fuera del territorio. Esto último podría traer cambios en la infraestructura vial, afectar los desplazamientos de las comunidades locales y los accesos a espacios comunitarios y/o servicios esenciales, como salud y educación. También es posible que se produzca un **aumento de la demanda en servicios de vivienda, salud, centros educativos**, gestión de residuos (Sánchez & Aedo, 2023), entre otros impactos derivados de un aumento de la densidad poblacional generada por la necesidad de mayor empleo.

## Conclusiones

En el transcurso de este informe, se han recopilado referencias que permiten delinear un panorama detallado sobre la actualidad y el futuro inmediato de la industria del hidrógeno, subrayando su papel fundamental en la transición hacia una matriz energética más sostenible y baja en carbono. Al considerar las proyecciones de producción y consumo, las políticas de promoción a nivel nacional y los impactos socioambientales asociados, se desprenden varias conclusiones significativas.

En primer lugar, la creciente demanda de hidrógeno, impulsada por las tendencias globales y la necesidad de descarbonización, ha llevado a un **aumento considerable en la producción de hidrógeno, aunque todavía sigue siendo dominada -casi en su totalidad- por los combustibles fósiles**. No obstante, la perspectiva de una mayor adopción en sectores como la industria pesada, el transporte y la generación de energía renovable debería presentar un cambio paradigmático en la próxima década. Además, ha impulsado el desarrollo de políticas públicas por parte de distintos países con el fin de promocionar e impulsar la industria del hidrógeno.



El impulso hacia el hidrógeno verde ha emergido como una respuesta clave para mitigar las emisiones de GEI, destacando la importancia de la electrólisis y la producción a partir de fuentes renovables. Las proyecciones indican un aumento sustancial en la demanda de hidrógeno verde, señalando su papel vital en la descarbonización y como solución en sectores difíciles de electrificar.

A nivel nacional, Chile ha surgido como un actor destacado en la industria del hidrógeno verde, aprovechando su potencial en energías renovables. Las políticas de promoción, como la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, respaldadas por iniciativas concretas y alianzas internacionales con países desarrollados, apuntan a posicionar al país como un líder en la economía global del hidrógeno. Sin embargo, aún existen desafíos significativos que se deben abordar. Entre ellos destaca la **necesidad de un marco normativo sólido para todos los aspectos que involucren la cadena de valor de la producción de hidrógeno** (electrólisis, construcción de desaladoras, almacenamiento, transporte, entre otros), hasta la **gestión adecuada de los impactos socioambientales**. La importancia de **trabajar de la mano con las comunidades y establecer prácticas sostenibles** en la implementación de proyectos de hidrógeno verde se destaca como una prioridad que **debe ser abordada de manera temprana y urgente, considerando que ya existen proyectos de hidrógeno verde aprobados** y en funcionamiento y se prevé la entrada acelerada de otros proyectos similares, considerando el impulso que se está promoviendo desde el actual Gobierno.

Por otro lado, todas las políticas públicas que se están implementando en Chile apuntan a que el país se convierta en un líder mundial en producción, para abastecer casi exclusivamente a mercados externos y así contribuir a descarbonizar las economías de países desarrollados. Esto es **bastante cuestionable considerando el bajo aporte que tiene Chile en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) globales y sobre todo porque no ha existido ningún tipo de cuestionamiento al modelo de desarrollo y los patrones de consumo que han propiciado la crisis climática** que actualmente estamos viviendo, **donde los países desarrollados tienen la principal responsabilidad**. Sumado a esto, se debe tener presente que Chile aún no tiene las condiciones mínimas para desarrollar una industria de esta envergadura, considerando las brechas descritas anteriormente y sobre todo porque **aún no se hace una evaluación exhaustiva del impacto socioambiental que traería el despliegue de toda la cadena de valor de la industria**, sobre todo de las etapas de almacenamiento, transporte y distribución. Sobre esto aún no se evidencia una definición clara, por ejemplo, de la cantidad de puertos que se necesitarán, las vías de navegación, entre otros.

Al examinar los impactos socioambientales, surge la necesidad crítica de un enfoque equilibrado. Si bien el hidrógeno verde representa una oportunidad para reducir emisiones, **su expansión no está exenta de desafíos, como lo sería la ocupación del suelo, el impacto en la biodiversidad, la dependencia de minerales y la presión sobre servicios básicos por una mayor oferta de empleo** en los territorios donde se desarrollará la industria. Gestionar estos impactos de manera integral y colaborativa se presenta como un requisito esencial para garantizar que el desarrollo de la industria del hidrógeno contribuya genuinamente a un futuro más sostenible.

En resumen, el horizonte del hidrógeno ya fue definido por las respectivas autoridades y todo proyecta un aumentando de su producción en el corto y mediano plazo, pero su éxito requiere una gestión cuidadosa de los aspectos económicos, sociales y ambientales.

## Referencias

- Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W., & Khalilpour, K. R. (2020). Hydrogen as an energy vector. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 120). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109620>
- Alianza Energía y Territorio. (2021). Efectos de los parques eólicos e instalaciones eléctricas asociadas sobre la salud. In *Reporte* (pp. 1–7). Grupo de trabajo sobre los efectos en la Salud de infraestructuras asociadas a centrales de energías renovables. Disponible en: [https://aliente.org/wp-content/uploads/2021/09/Efectos\\_eolico\\_salud.pdf](https://aliente.org/wp-content/uploads/2021/09/Efectos_eolico_salud.pdf)
- Amin, M., Shah, H. H., Bashir, B., Iqbal, M. A., Shah, U. H., & Ali, M. U. (2023). Environmental Assessment of Hydrogen Utilization in Various Applications and Alternative Renewable Sources for Hydrogen Production: A Review. In *Energies* (Vol. 16, Issue 11). MDPI. <https://doi.org/10.3390/en16114348>
- Andaluz, J., Monedero, S., & Nualart, J. (2021). *Hidrógeno: ¿la nueva panacea? Mitos y realidades de las expectativas del hidrógeno en el Estado español*. Ecologistas en Acción y el Observatori del Deute en la Globalització. Disponible en: <https://www.ecologistasenaccion.org/wp-content/uploads/2021/09/informe-hidrogeno-2021-castellano.pdf>
- Anouti, Y., Shihab, E., Kombargi, R., & Hage, R. (2021). *The Dawn of Green Hydrogen*. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- ASE. (2024). *Aceleradora de Hidrógeno Verde 3.0*. Página Web. Disponible en: <https://www.agenciase.org/aceleradora-h2v/>
- Brauns, J., & Turek, T. (2020). Alkaline water electrolysis powered by renewable energy: A review. In *Processes* (Vol. 8, Issue 2). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/pr8020248>
- Cabaña, G., Díaz, M., Glatz, P., Leiva, B., & Mascaró, F. (2023). *Hidrógeno ¿Verde?* (M. P. Aedo, Ed.). Centro de Análisis Socioambiental. Disponible en: [https://centrosocioambiental.cl/wp-content/uploads/2023/10/libro\\_hidrogeno¿verde\\_-1.pdf](https://centrosocioambiental.cl/wp-content/uploads/2023/10/libro_hidrogeno¿verde_-1.pdf)
- Cardella, U., Decker, L., & Klein, H. (2017). Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19), 13329–13338. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.068>
- Collis, J., & Schomäcker, R. (2022). Determining the Production and Transport Cost for H<sub>2</sub> on a Global Scale. *Frontiers in Energy Research*, 10. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.909298>
- Escobar, J. (2020). Hydrogen technology status. In *Presentación* (pp. 1–36). Acciona.
- Fuster, J., Arteaga, Y., & Farías, R. (2022). Industria del Amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización. In *Estudio* (pp. 1–168). MINERGA, GIZ. Disponible en: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2022/10/Industria-del-amoniaco-estado-actual-y-oportunidades-para-la-descarbonizacion.pdf>
- García, N. (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Principales lineamientos. In *Reporte* (pp. 1–5). Biblioteca del Congreso Nacional. Disponible en:

[https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29498/1/BCN\\_\\_\\_Estrategia\\_Nacional\\_de\\_Hidrogeno\\_Verde\\_.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29498/1/BCN___Estrategia_Nacional_de_Hidrogeno_Verde_.pdf)

GIZ, Inodú, MINERGIA, & SEA. (2020). Identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en toda su cadena de valor. In *Estudio* (pp. 1–139). Disponible en: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/09/Aspectos-ambientales-H2.pdf>

H2 News. (2024, March 13). *Parte segundo envío de 22 mil litros de combustible sintético desde Magallanes*. Nota de Prensa. Disponible en: <https://h2news.cl/2024/02/29/parte-segundo-envio-de-22-mil-litros-de-combustible-sintetico-desde-magallanes/>

Hamukoshi, S. S., Mama, N., Shimanda, P. P., & Shafudah, N. H. (2022). An overview of the socio-economic impacts of the green hydrogen value chain in Southern Africa. *Journal of Energy in Southern Africa*, 33(3), 12–21. <https://doi.org/10.17159/2413-3051/2022/v33i3a12543>

HIF Global. (2023). *HIF Chile*. Página Web. Disponible en: <https://es.hifglobal.com/region/hif-chile>

IEA. (2019). The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. In *Reporte* (pp. 1–203). IEA. Disponible en: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf)

IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. Disponible en: [www.iea.org](http://www.iea.org)

IRENA. (2023a). *Water for hydrogen production*. International Renewable Energy Agency. Disponible en: [www.irena.org](http://www.irena.org)

IRENA. (2023b). *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway* (Vol. 1). International Renewable Energy Agency. Disponible en: [https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA\\_Bluerisk\\_Water\\_for\\_hydrogen\\_production\\_2023.pdf?rev=4b4a35632b6d48899eb02bc54fd1117f](https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA_Bluerisk_Water_for_hydrogen_production_2023.pdf?rev=4b4a35632b6d48899eb02bc54fd1117f)

IRENA, & IEA-ETSAP. (2013). Production of Bio-methanol. In *Technology Brief* (pp. 1–29). Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/IRENA-ETSAP-Tech-Brief-I08-Production\\_of\\_Bio-methanol.pdf?rev=5ea20e7c84c4472f8eeed8111ff8daf9](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/IRENA-ETSAP-Tech-Brief-I08-Production_of_Bio-methanol.pdf?rev=5ea20e7c84c4472f8eeed8111ff8daf9)

Jansons, L., Zemite, L., Zeltins, N., Bode, I., Geipele, I., & Kiesners, K. (2022). The green hydrogen and the EU gaseous fuel diversification risks. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 59(4), 53–70. <https://doi.org/10.2478/lpts-2022-0033>

Liu, X., Elgowainy, A., & Wang, M. (2020). Life cycle energy use and greenhouse gas emissions of ammonia production from renewable resources and industrial by-products. *Green Chemistry*, 22(17), 5751–5761. <https://doi.org/10.1039/d0gc02301a>

McKinsey & Company. (2020). Chilean Hydrogen Pathway. In *Reporte* (pp. 1–65).

MINERGIA. (2020). Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile. In *Reporte* (pp. 1–51). Ministerio de Energía. Disponible en: [https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/04/NDC\\_Chile\\_2020\\_espan%CC%83ol-1.pdf](https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/04/NDC_Chile_2020_espan%CC%83ol-1.pdf)

- MINERGA. (2021). *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde* (pp. 1–33). Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_h2\\_-\\_espanol.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_h2_-_espanol.pdf)
- MINERGA. (2022a). Hidrógeno verde un proyecto país. In *Reporte* (pp. 1–145). Ministerio de Energía. Gobierno de Chile. Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia\\_hidrogeno\\_abril.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_hidrogeno_abril.pdf)
- MINERGA. (2022b, December 16). *Seremi de Energía resalta primera planta del país que inyecta hidrógeno verde en redes de gas natural de La Serena y Coquimbo*. Nota de Prensa. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/coquimbo/seremi-de-energia-resalta-primera-planta-del-pais-que-inyecta-hidrogeno-verde-en-redes-de-gas-natural-de-la-serena-y-coquimbo>
- MINERGA. (2023a). Plan de Hidrógeno Verde 2023-2030. In *Documento para Consulta Pública* (pp. 1–104). Ministerio de Energía. Disponible en: <https://www.planhidrogenoverde.cl/wp-content/uploads/2024/01/Plan-H2V-Consulta.pdf>
- MINERGA. (2023b, June 19). *Gobierno presenta Fondo por US\$ 1.000 millones para el desarrollo del Hidrógeno Verde en Chile*. Nota de Prensa. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-presenta-fondo-por-us-1000-millones-para-el-desarrollo-del-hidrogeno-verde-en-chile>
- MINERGA. (2023c, December 15). *Gobierno, GORE de Magallanes y empresas firman inédito acuerdo para el desarrollo del Hidrógeno Verde*. Nota de Prensa. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-gore-de-magallanes-y-empresas-firman-inedito-acuerdo-para-el-desarrollo-del-hidrogeno-verde>
- Moradi, R., & Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 44, Issue 23, pp. 12254–12269). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.041>
- Muñoz Díaz, M. T., Chávez Oróstica, H., & Guajardo, J. (2023). Economic Analysis: Green Hydrogen Production Systems. *Processes*, 11(5). <https://doi.org/10.3390/pr11051390>
- Muñoz Fernández, J. A., Beleño Mendoza, W. A., & Díaz Consuegra, H. (2022). Analysis of the potential of the use of green hydrogen to reduce carbon emissions in Colombia. *Fuentes El Reventon Energetico*, 20(1), 57–72. <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n1-2022006>
- Ringsgwandl, L. M., Schaffert, J., Brücken, N., Albus, R., & Görner, K. (2022). Current Legislative Framework for Green Hydrogen Production by Electrolysis Plants in Germany. *Energies*, 15(5). <https://doi.org/10.3390/en15051786>
- Sánchez, I., & Aedo, M. P. (2023). Hidrógeno verde: ¿Qué es y cómo se usa? In *Cartilla* (pp. 1–15). Fundación Ciudadanía Inteligente.
- Soloveichik, G. (2019). Electrochemical synthesis of ammonia as a potential alternative to the Haber–Bosch process. In *Nature Catalysis* (Vol. 2, Issue 5, pp. 377–380). Nature Publishing Group. <https://doi.org/10.1038/s41929-019-0280-0>

Terram. (2023). Lleve su Chile Verde. Balance Ambiental 2023. In *Reporte*. Fundación Terram.  
 Disponible en: [https://www.terram.cl/descargar/balance\\_ambiental/Balance-Ambiental-2023-Fundacion-Terram.pdf](https://www.terram.cl/descargar/balance_ambiental/Balance-Ambiental-2023-Fundacion-Terram.pdf)

Vidas, L., Castro, R., & Pires, A. (2022). A Review of the Impact of Hydrogen Integration in Natural Gas Distribution Networks and Electric Smart Grids. In *Energies* (Vol. 15, Issue 9). MDPI.  
<https://doi.org/10.3390/en15093160>

Vukasovic, V., Messina, D., & Guzmán, R. (2023). *Encadenamientos productivos de la industria del hidrógeno verde y derivados en Magallanes y la Antártida Chilena. Perspectivas, desafíos y oportunidades* (Primera). Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.  
 Disponible en: <https://h2lac.org/wp-content/uploads/2023/12/PDF-encadenamientos.pdf>

Zheng, L., Wang, J., Yu, Y., Li, G., Zhou, M., Xia, Q., & Xu, G. (2022). On the Consistency of Renewable-to-Hydrogen Pricing. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 8(2), 392–402.  
<https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.05630>

## Anexo N°1. Listado de Proyectos de Hidrógeno en Chile al 2023

N°	Región	Comuna	Titular	Tipo	Inversión (MMUS)	Fecha de ingreso	Estado	Descripción
1	RM	Quilicura	ENGIE Gas SpA	N/A	Sin información	03-12-2019	Autorizado por RE-SEC N° 34053 de 2021.	Contempla la instalación de una planta para la producción de hidrógeno gaseoso, a partir de la electrólisis del agua, su almacenamiento y suministro por medio de un dispensador a una grúa horquilla que operan en el Centro de Distribución.
2	Antofagasta	Sierra Gorda	ECombustible Products LLC	N/A	Sin información	20-12-2019	Autorizado por RE-SEC N° 33216 de 2020.	Instalación de equipos para generar, almacenar y suministrar hidrógeno para su combustión, y que consiste en cuatro módulos electrolizadores de agua de 120 celdas en total que permitirán generar 266 m <sup>3</sup> /h aprox. de hidrógeno, un reactor magnético, un tanque de almacenamiento de 137 m <sup>3</sup> de capacidad volumétrica, un tanque pulmón de 62 m <sup>3</sup> de capacidad volumétrica, una red de acero inoxidable para la conducción del hidrógeno, que suministrará el hidrógeno en principio a dos calderas pertenecientes a la minera Spence BHP, una de 10.550 kW y otra de 3.000 kW de capacidad. También el proyecto contempla la instalación de un compresor, un secador, un equipo de enfriamiento del gas hidrógeno, como equipos auxiliares.
3	RM	Colina	Anglo American Sur S.A.	N/A	Sin información	02-09-2020	Autorizado por RE-SEC N° 8106 de 2021.	Contempla la instalación de una planta para la producción de hidrógeno gaseoso, a partir de la electrólisis del agua, su almacenamiento y suministro por medio de un dispensador a una grúa horquilla que opera en las dependencias de Anglo American Sur S.A. A su vez, el proyecto contempla una celda de combustible estacionaria de hidrógeno, para la producción de energía eléctrica, cuando la grúa horquilla no se encuentre en funcionamiento.
4	RM	Tiltil	Minera San Pedro S.A.	N/A	Sin información	28-10-2021	Autorizado por RE-SEC N° 14690 de 2022.	Sistema de generación de hidrógeno mediante dos electrolizadores, complementado con los siguientes sistemas auxiliares: purificación de agua, secador o purificador de hidrógeno, y estanque de almacenamiento para el agua purificada. El hidrógeno se almacenará a una presión de 35 bar, en un estanque de almacenamiento de 850 litros volumétricos, diseñado específicamente para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso de hasta 60 bar, marca Mahytec. Este hidrógeno almacenado será consumido por las celdas de combustibles de 1 kW y 2,2 kW de potencia, marca Plug Power, las que transformaran el hidrógeno en energía eléctrica para uso de respaldo energético.
5	Coquimbo	Coquimbo	Gasvalpo SpA	N/A	Sin información	29-10-2021	Autorizado por RE-SEC N° 11589 de 2022.	Contempla la instalación de equipos para producir, almacenar y mezclar hidrógeno con gas natural para su posterior distribución, y que consiste en la implementación de una planta piloto de hidrógeno, con el fin de inyectar hidrógeno en la red de gas natural de la comuna de Coquimbo y La Serena a una presión de 4 bar.
6	Magallanes	Punta Arenas	HIF Chile 1 SpA	N/A	Sin información	15-12-2021	Autorizado por RE-SEC N° 15821 de 2023.	El proyecto completo consiste en la producción de metanol y gasolina sintética, usando como principales insumos para dicha producción, energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales, hidrógeno verde producido a partir de dicha energía eléctrica y dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) capturado directamente desde el aire. El hidrógeno verde se producirá mediante un proceso de electrólisis del agua. El hidrógeno gaseoso se acondicionará y almacenará en un tanque, para luego ser utilizado como uno de los insumos principales en el proceso de producción de metanol, el cual luego constituirá el insumo principal en el proceso de producción de gasolina.
7	RM	San Joaquín	Pontificia Universidad Católica de Chile	N/A	Sin información	04-02-2022	Autorizado por RE-SEC N° 14473 de 2022.	Implementación y operación de equipos de prueba con el fin de analizar experimentalmente distintos parámetros en mezclas de GN/GLP- H <sub>2</sub> en el proceso de combustión en una caldera.

8	Antofagasta	Sierra Gorda	Genesis SpA	N/A	Sin información	20-06-2022	Chequeado con antecedentes pendientes.	Proyecto industrial/comercial, para la producción de hidrógeno, acondicionamiento y almacenamiento a 450-500 bar, el cual luego pasara por a las estaciones de dispensado para carga de tube trailers
9	RM	Pudahuel	Linde Gas Chile S.A.	N/A	Sin información	11-11-2022	Autorizado por RE-SEC N° 16062 de 2023.	Corresponde a una estación de servicio de hidrógeno para cargar vehículos livianos impulsados con celdas de combustibles para su tránsito por la vía pública. La carga de hidrógeno se realizará a través de diferencia de presión desde paquetes de cilindros hasta el estanque de los vehículos sin necesidad de equipos anexos en el proceso de carga de hidrógeno.
10	RM	Lampa	Química MAVAR S.A.	N/A	Sin información	13-02-2023	Chequeado con antecedentes pendientes.	El proyecto comprende un sistema de generación de hidrógeno mediante electrolizadores modulares, complementado con sistemas auxiliares: purificación de agua, secador o purificador de hidrógeno, y estanque de almacenamiento para el agua purificada. El hidrógeno será almacenado en un estanque a una presión máxima de 500 bar. Posteriormente, mediante un sistema de manguera y boquilla estandarizados se dispensará el hidrógeno a las celdas de combustible por diferencia de presión hasta los 350 bar (presión máxima del estanque de las celdas de combustible de los montacargas).
11	Antofagasta, Atacama	Antofagasta, Mejillones, Sierra Gorda, Tocopilla, Calama, San Pedro de Atacama, María Elena, Ollagüe, Taltal	CICITEM	N/A	Sin información	24-02-2023	Autorizado por RE-SEC N°20380 de 2023.	Construcción y operación de una planta piloto móvil para la evaluación del potencial de generación de hidrógeno verde solar en la región de Antofagasta. El hidrógeno producido será almacenado a una presión de 35 bar, en un estanque de 850 litros, el cual está diseñado para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso de hasta 60 bar, de marca Mahytec. Este hidrógeno almacenado será consumido por tres celdas de combustible de 1,1 kW de potencia cada una, marca Plug Power, las que transformarán el hidrógeno en energía eléctrica para uso de respaldo energético.
12	RM	Núñoa	Quempin SpA	N/A	Sin información	25-09-2023	Autorizado por RE-SEC N° 19660 de 2023.	Quemador atmosférico de GLP en cuya línea de suministro de combustible se inyecta hidrógeno verde generado por una estación de producción de hidrógeno.
13	RM	Pudahuel	Toyota Chile SA	N/A	Sin información	10-10-2023	Chequeado con antecedentes pendientes.	Planta de generación de hidrógeno verde para abastecer un dispensador de H2V para vehículos de su marca, pudiendo así marcar un hito en el país en cuanto a movilidad sustentable. El proyecto contempla la generación y uso de H2V dentro de la misma instalación. Se pretende generar una cantidad de 20 [kg/día] de hidrógeno, con un consumo eléctrico máximo de 117 [kVA], y potencia nominal de 87,5 [kW], y consumo de [L/hr] de agua.
14	Valparaíso	La Calera-Puchuncaví -Quintero-Concón	GNL QUINTERO S.A.	EIA	30,000	15-09-2023	En Calificación	Hidrógeno Verde Bahía de Quintero
15	Valparaíso	Puchuncaví -Quintero	GNL QUINTERO S.A.	DIA	30,000	01-09-2021	Desistido	Planta de Producción de Hidrógeno Verde en Quintero
16	Valparaíso	Puchuncaví -Quintero	GNL QUINTERO S.A.	DIA	30,000	25-08-2021	No Admitido a Tramitación	Planta de Producción de Hidrógeno Verde en Quintero
17	Antofagasta	Tocopilla	ENGIE AUSTRAL S.A.	DIA	47,000	23-08-2021	Aprobado	HyEx - Producción de Hidrógeno Verde
18	Valparaíso	Concón	Linde Gas Chile S.A.	DIA	70,000	25-02-2005	Aprobado	Fabricación, Envasado y Suministro de Hidrógeno y Anhidrido Carbónico (e-seia)
19	Valparaíso	Concón	Linde Gas Chile S.A.	DIA	70,000	21-01-2005	Desistido	Fabricación, Envasado y Suministro de Hidrógeno y Anhidrido Carbónico (e-seia)