



Descifrando el hidrógeno verde y sus derivados desde la ciencia e ingeniería de materiales



Editor: Dr. Ing. Alberto Monsalve G.



2024

PRÓLOGO

El presente trabajo es una iniciativa que surge como una necesidad de contar con un texto que resuma la situación del hidrógeno y sus derivados en el contexto del mercado energético, y particularmente en el mundo marítimo, enfocándose en los efectos que éstos tienen sobre los materiales con los que interactúan.

Este trabajo ha sido desarrollado en conjunto entre la Universidad de Santiago de Chile y la Armada de Chile, con aportes del **Programa de Desarrollo Productivo Sostenible coordinado por el Comité de Ministros (as) para el Desarrollo Productivo Sostenible**.

El texto contiene 9 capítulos más un décimo capítulo, el cual propone la hoja de ruta de desarrollo para la línea de investigación Armada en Ciencia de los Materiales.

El primer capítulo está dedicado al cambio climático y sus implicancias en las necesidades energéticas del planeta. El segundo capítulo describe la situación energética mundial, analizando las medidas que se están tomando para resolver este problema. El tercer capítulo desarrolla la temática de energías renovables y qué importancia tiene cada una de ellas en la solución a la crisis energética del planeta. El cuarto capítulo se enfoca en analizar el hidrógeno como vector energético, describiendo particularmente el hidrógeno verde. El quinto capítulo aborda los derivados del hidrógeno verde, tal como el amoníaco y el metanol verdes. El sexto capítulo se dedica a la problemática del almacenamiento y distribución del hidrógeno verde. El capítulo siete describe y analiza las celdas de combustible. En el capítulo 8 se aborda el efecto que genera el hidrógeno en metales y aleaciones, es decir, lo que se denomina el daño por hidrógeno. El capítulo nueve analiza el estado actual de las tecnologías relacionadas con la industria siderúrgica y el hidrógeno verde, con miras a obtener acero verde. Finalmente, en el capítulo diez se plantea de manera detallada, la hoja de ruta de investigación y desarrollo respecto a la línea de investigación de la Armada en Ciencia de Materiales.

Alberto Monsalve González
Santiago, 4 de mayo de 2024.



INDICE

Cap. 1: Cambio climático (V. Fiabane)	1
Cap. 2: Situación energética mundial (B. Cesani)	29
Cap. 3: Energías renovables (I. González)	49
Cap. 4: Hidrógeno verde como vector energético (A. Falcón)	70
Cap. 5: Derivados del H ₂ verde: amoníaco, metanol y dimetiléter (J. Jara)	89
Cap. 6: Almacenamiento y distribución del H verde (F. Espinoza)	114
Cap. 7: Celdas de combustible (A. Monsalve)	131
Cap. 8: Daño por hidrógeno en aleaciones (A. Monsalve)	137
Cap. 9: Uso del H verde en la reducción de óxidos de Fe (A. Rodríguez)	142
Cap. 10: Propuesta de desarrollo (A. Monsalve)	155



CAPÍTULO 1 CAMBIO CLIMÁTICO

Vicente Fiabane

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

Este capítulo se centra en la relevancia del hidrógeno verde en la mitigación del cambio climático. Describe su producción a partir de fuentes renovables y su papel esencial en la disminución de emisiones de carbono, con aplicaciones innovadoras en sectores como el transporte marítimo. Se analizan los efectos devastadores del cambio climático, incluyendo fenómenos extremos y alteraciones en los ecosistemas, enfatizando la necesidad de acción rápida y decisiva. Asimismo, se examinan las políticas internacionales y esfuerzos globales contra el cambio climático, resaltando la importancia de la cooperación internacional y políticas energéticas progresivas. Se expone cómo distintos países y organizaciones adoptan medidas para reducir su huella de carbono y fomentar energías limpias. En conclusión, el capítulo es un llamado a la acción para transitar hacia energías más limpias y sostenibles, ofreciendo un análisis detallado y ejemplos prácticos que motivan al lector a participar activamente en la búsqueda de soluciones.

PALABRAS CLAVE: Cambio Climático, Energías Renovables, Hidrógeno Verde.

ABSTRACT

This chapter focuses on the relevance of green hydrogen in mitigating climate change. It describes its production from renewable sources and its essential role in reducing carbon emissions, with innovative applications in sectors such as maritime transport. The devastating effects of climate change are analyzed, including extreme phenomena and alterations in ecosystems, emphasizing the need for rapid and decisive action. Likewise, international policies and global efforts against climate change are examined, highlighting the importance of international cooperation and progressive energy policies. It is explained how different countries and organizations are adopting measures to reduce their carbon footprint and promote clean energies. In conclusion, the chapter is a call to action to transition towards cleaner and more sustainable energies, offering detailed analysis and practical examples that motivate the reader to actively participate in the search for solutions.

KEYWORDS: Climate Change, Renewable Energies, Green Hydrogen.

1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se introducirá una problemática mundial, la cual amenaza con un futuro desalentador y prácticamente inminente, el cambio climático, que

“constituye el desafío más importante de la humanidad para el presente siglo. Se trata de un complejo fenómeno resultante del proceso civilizatorio en boga que desestabilizará aún más los ciclos y dinámicas naturales y sociales de todo el globo” [1].

El cambio climático, caracterizado como “un aumento crítico en la temperatura media de la Tierra”, representa un desafío global inminente. Este fenómeno, impulsado principalmente por el aumento en los gases de efecto invernadero (GEI) -como vapor de agua, metano, ozono, dióxido de carbono, CFC (Clorofluorocarburos) y óxido nitroso- ha llevado a alteraciones significativas en los patrones climáticos globales. Estos GEI, vitales para la habitabilidad del planeta, están ahora en concentraciones que causan un calentamiento global devastador [2].

Este fenómeno, exacerbado por actividades humanas como la quema de combustibles fósiles, ha desencadenado una creciente atención y debate en ámbitos científicos, políticos y sociales. Las consecuencias del cambio climático trascienden la esfera ambiental, afectando la totalidad de las actividades humanas y la integridad de los ecosistemas. Diversos intereses económicos han influido en la respuesta global a este desafío, generando a menudo un retraso en la adopción de políticas de mitigación y adaptación necesarias [1].

Los efectos del cambio climático son profundos y variados, abarcando desde el dramático “deshielo en el Ártico” hasta la pérdida acelerada de biodiversidad. Estos cambios están afectando el suministro de agua dulce, provocando blanqueamiento de corales y elevando el nivel del mar, lo que a su vez causa inundaciones y altera los ecosistemas marinos. Las olas de calor, las sequías y los patrones de precipitación alterados son apenas algunos de los impactos directos sobre la vida humana y la salud, con efectos que ya se están sintiendo a nivel global [3].

Frente a esta realidad, se vuelve imperativo buscar soluciones sostenibles para mitigar los efectos del cambio climático. Es crucial transitar hacia fuentes de energía renovable, como la eólica, hidroeléctrica y solar, y fomentar el uso de vehículos eléctricos. Estas alternativas representan un cambio fundamental en el enfoque energético,

alejándose de la dependencia de los combustibles fósiles [4].

En este contexto, el hidrógeno verde emerge como una solución potencial prometedora. Este hidrógeno, producido a partir de fuentes renovables, puede desempeñar un papel crucial en la transición hacia una economía baja en carbono. Con aplicaciones en sectores como el transporte y la industria, el hidrógeno verde ofrece una ruta hacia un futuro energético más sostenible. Aunque enfrenta desafíos como el almacenamiento y la producción eficiente, el hidrógeno verde se sitúa en el centro de los esfuerzos globales para alcanzar emisiones netas cero, representando una oportunidad para reducir significativamente las emisiones globales y contribuir a la lucha contra el cambio climático [5].

En este capítulo, enfocado en el hidrógeno verde y su papel en el contexto del cambio climático, se establecen varios objetivos clave. Inicialmente, se busca contextualizar el cambio climático, explicando sus causas, efectos y la necesidad imperiosa de abordar este desafío global. Además, se resalta la relevancia del hidrógeno verde como una solución sostenible y se explora su relación con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se introducen también los temas principales a tratar, como la producción y almacenamiento del hidrógeno verde y su aplicación en diferentes sectores. La sección final del capítulo establece las expectativas y metas, prometiendo una exploración de los avances, desafíos y soluciones potenciales. Por último, se anticipa un enfoque multidisciplinario que integra perspectivas tecnológicas, económicas, ambientales y políticas para una comprensión completa del tema.

2. CAMBIO CLIMÁTICO: FUNDAMENTOS Y EFECTOS

¿Cuáles son sus causas?

El cambio climático es un fenómeno complejo impulsado principalmente por la actividad

humana y el incremento en la concentración de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Estos gases, que incluyen el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), y clorofluorocarbonos (CFC), se emiten a través de actividades industriales, agrícolas, de transporte y por la quema de combustibles fósiles. Además, factores como la degradación del ozono, principalmente debido al cloro, y los aerosoles atmosféricos también juegan un papel significativo al alterar la radiación solar y las propiedades de las nubes, ver Figura 1 [3],[6].



Figura 1. La concentración de dióxido de carbono en la atmósfera [2].

Como se muestra en la figura 2, las emisiones globales de GEI en 2019 han aumentado notablemente entre los años 1990 y 2019, destacando un uso insostenible de energía y patrones de consumo y producción, con variaciones significativas en las contribuciones de emisiones de CO₂ entre diferentes regiones y países, ver figura 2 [7].

¿Cuáles son sus principales efectos?

En cuanto a los efectos del cambio climático, ha provocado cambios significativos y rápidos en diversos aspectos del planeta. Desde la

Revolución Industrial, las emisiones de gases de efecto invernadero han causado un calentamiento sustancial de la atmósfera, el océano y la tierra, con un aumento documentado de aproximadamente 0.8 °C en la temperatura promedio de la superficie terrestre desde 1880, ver Figura 3 [2].

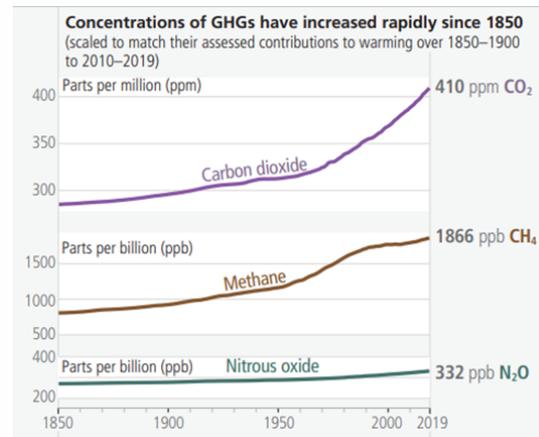


Figura 2. Incremento exponencial en emisiones y concentraciones en la atmósfera de GEI [7].

Esta tendencia, confirmada por instituciones de renombre como el Goddard Institute for Space Studies (GISS) de la NASA, NOAA y otras agencias meteorológicas globales, refleja una alteración significativa en los sistemas climáticos de la Tierra.

Los impactos del cambio climático son manifestados a nivel mundial, afectando tanto a ecosistemas naturales como a comunidades humanas [7]. Consecuencias como el aumento en el nivel del mar, la intensificación de eventos extremos - tales como olas de calor, sequías y ciclones tropicales - así como variaciones en los patrones de precipitación, han ocasionado efectos adversos generalizados. Estos incluyen daños a infraestructuras, una reducción en la

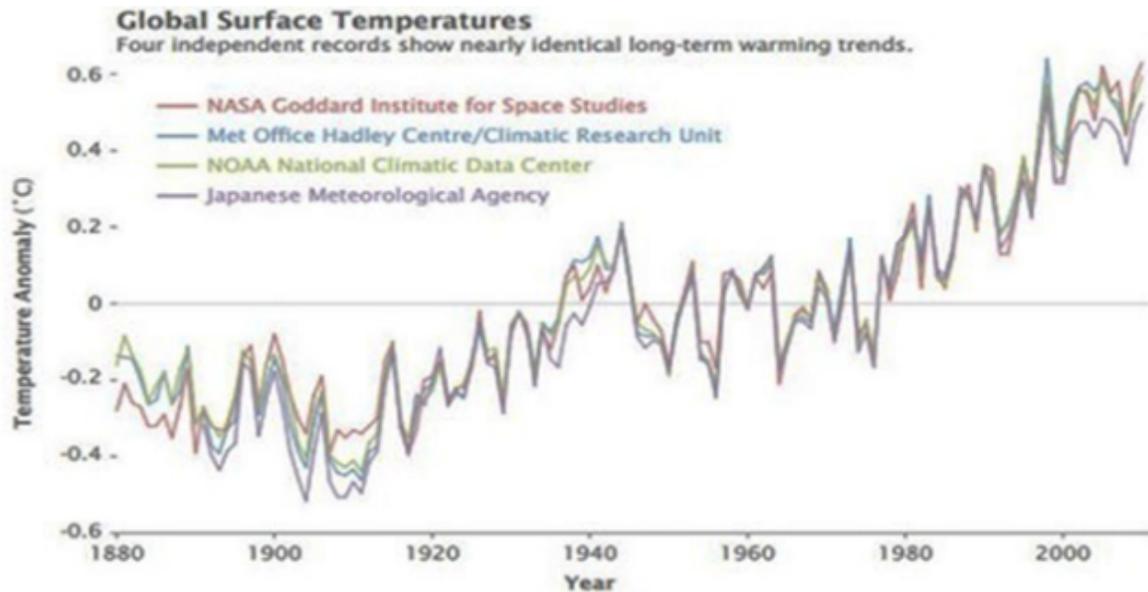


Figura 3. Gradiente de temperatura promedio de la superficie de la Tierra entre 1880 y 2014 a partir de cuatro registros independientes. [2]

seguridad alimentaria y del agua, y un incremento en la mortalidad humana a causa de desastres naturales [2], [6], [7]. Además, comunidades históricamente menos responsables del cambio climático enfrentan una mayor exposición a estos riesgos.

Adicionalmente, el cambio climático ha influido en la formación y la intensidad de tormentas y huracanes, afectando considerablemente a regiones propensas a estos fenómenos meteorológicos extremos [2]. La alteración de los patrones de precipitación ha llevado a que regiones secas se vuelvan más áridas y las húmedas más lluviosas, exacerbando problemas de sequías e inundaciones [6], [2]. Estos cambios tienen implicaciones directas en la gestión de recursos hídricos, la agricultura y otros sectores vitales para la economía y la sociedad.

En las áreas urbanas, el aumento de las temperaturas y la alteración de los patrones

climáticos comprometen infraestructuras esenciales, como los sistemas de transporte, agua, saneamiento y energía, provocando interrupciones en los servicios y pérdidas económicas [7]. Estos impactos recaen de manera desproporcionada en los residentes urbanos social y económicamente marginados, exacerbando las desigualdades existentes.

En cuanto a la salud, el cambio climático incide de formas complejas y variadas. El incremento de aproximadamente 1 °C en la temperatura global ha traído cambios sustanciales en los ecosistemas y en la dinámica de enfermedades [8]. Las olas de calor, más frecuentes y severas, están incrementando enfermedades relacionadas con el calor, afectando especialmente a personas mayores o con condiciones crónicas. Esto se traduce en un aumento de la mortalidad; por ejemplo, “se estima un incremento del 1% al 4% en fallecimientos por

cada grado adicional de temperatura en la Unión Europea” [8].

El cambio climático también ha modificado la distribución geográfica de vectores de enfermedades infecciosas como mosquitos y garrapatas, propiciando la aparición de afecciones como el dengue, zika y Chikunguña en regiones donde anteriormente no se reportaban [8]. Los patrones alterados de precipitaciones y temperaturas contribuyen a este fenómeno, expandiendo los hábitats de estos vectores y aumentando los riesgos de infección.

Además, el aumento de temperaturas está vinculado con un incremento en los riesgos de problemas de salud mental, incluyendo un aumento en la incidencia de suicidios. La conexión entre el estrés térmico y la salud mental es un área de creciente preocupación, donde se observa que las altas temperaturas pueden exacerbar ciertas condiciones psiquiátricas [8].

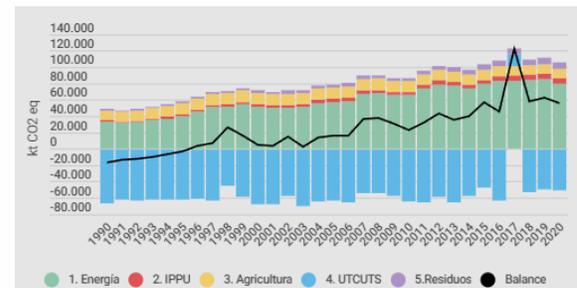
La seguridad alimentaria es otro aspecto crítico afectado por el cambio climático. La amenaza a la producción de cosechas agrícolas puede llevar a malnutrición y enfermedades relacionadas, especialmente en regiones vulnerables donde la agricultura es un pilar clave de la economía y la nutrición [8]. Esta combinación de factores subraya la importancia de abordar el cambio climático no solo como un desafío ambiental, sino también como un asunto crítico de salud pública.

¿En qué posición está Chile con respecto a esta problemática?

A nivel local, el impacto del cambio climático en Chile es multifacético y profundamente preocupante. A pesar de una impresionante reducción de la pobreza y un aumento en el ingreso per cápita, Chile enfrenta desafíos significativos debido a su alta dependencia del carbón y otras fuentes de energía fósil. Esta dependencia ha llevado a un aumento considerable en las emisiones de GEI, con un incremento significativo desde 1990. En la Figura 4 [9] se muestra el incremento en las

emisiones de CO₂, desagregadas por sector de la economía. Como se observa, la contribución más significativa es la del sector energético.

En Chile, las comunas como Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví y Coronel se han visto particularmente afectadas por la contaminación atmosférica relacionada con la generación de energía termoeléctrica, lo que ha llevado a problemas de salud pública y conflictos sociales [9].



IPPU: Procesos Industriales y Uso de Productos; UTCUTS: Uso de la Tierra y Cambio en el Uso de la Tierra y Silvicultura.

Figura 4. INGEI de Chile: balance de GEI (kt CO₂ eq) por sector, serie 1990-2020 [10]. INGEI: Índice de Gases de Efecto Invernadero.

Los impactos del cambio climático en Chile incluyen:

- 1.- Aumento de temperaturas: se espera un incremento de hasta 1,5°C en el norte grande y altiplano y de 0,5°C en la zona sur y austral para 2030 [9].
- 2.- Disminución de precipitaciones: hasta un 15% de reducción en las cuencas de Copiapó y Aysén [9].
- 3.- Sequías: un marcado aumento, especialmente en la segunda mitad del siglo XXI [9].
- 4.- Biodiversidad: pérdida significativa del patrimonio genético nacional [9].
- 5.- Recursos hídricos: reducción de los caudales medios mensuales y aumento del riesgo de desastres relacionados con el agua [9].



6.- Salud: incremento de enfermedades transmitidas por roedores y garrapatas en la zona centro-sur y enfermedades como malaria y dengue en el norte [9].

Estos cambios representan desafíos sustanciales para la sociedad chilena, exacerbando la desigualdad y afectando desproporcionadamente a las comunidades más vulnerables.

3. CONTRIBUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES AL CAMBIO CLIMÁTICO

¿En qué estado se encuentran las energías renovables?

Desde 2015, el consumo mundial de energías renovables (ER) ha aumentado en promedio un 2.3% anualmente, lo que ha sido crucial para estabilizar las emisiones globales de carbono relacionadas con el consumo de energía desde 2014, a pesar del crecimiento económico global. Según la "Agencia Internacional de Energía" (IEA), este fenómeno se debe al "aumento en la penetración de las ER y las mejoras en la eficiencia energética".

Globalmente, las ER y la eficiencia energética son reconocidas como herramientas esenciales para combatir el cambio climático y generar nuevas oportunidades económicas. En este contexto, la Asamblea General de las Naciones Unidas proclamó en 2014 el inicio de una década dedicada a "energía sostenible para todos", apuntando a duplicar la participación de las ER en el sistema energético mundial para 2030 [11].

Para 2016, las ER aportaron aproximadamente el "19.3% del consumo mundial de energía", con la biomasa destacándose en áreas rurales de países en desarrollo para calefacción y cocina (9.1%), y las ER modernas como la energía solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, solar térmica y biocombustibles, constituyendo un 10.2%. A pesar de su crecimiento, fomentado por la competitividad en costos, especialmente en zonas rurales, el avance de las ER ha sido

moderado debido a los subsidios para combustibles fósiles y energía nuclear [11].

En 2017, Alemania incrementando su participación en ER desde el "10.5 % en 2010 a 24% en 2014", y Escocia generando "cerca de la mitad de su electricidad a partir de ER". En Estados Unidos, las ER contribuyeron con "más del 15% del total de generación de electricidad", observándose un aumento notable en la energía eólica y fotovoltaica. En Latinoamérica y el Caribe, Brasil lideró en nueva capacidad instalada de ER, mientras que Uruguay se destacó por añadir más capacidad de generación de energía eólica per cápita a nivel mundial en los últimos años. Asia, liderada por China y seguida por Tailandia, Filipinas y Pakistán, posee la mayor capacidad instalada de ER. En Oceanía, Australia encabeza la generación de electricidad renovable, y en África, Sudáfrica y Kenia han mostrado avances significativos en energía solar y geotérmica [11].

En la Figura 5 se describe la posición actual mundial de las ER y sus proyecciones ideales para 2030, definido como "el camino hacia +1.5 °C" [12].

Ahora bien, ¿Cuáles son las principales energías renovables hoy en día?

Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica (PV), una tecnología revolucionaria en la producción de energía limpia y sostenible ha experimentado un desarrollo significativo en las últimas décadas. Esta tecnología "convierte directamente la luz solar en electricidad mediante el uso de células fotovoltaicas", que se componen principalmente de materiales semiconductores como el silicio, ver Figura 6. Estas células operan basándose en el efecto fotovoltaico, donde los fotones de luz solar excitan los electrones, creando un flujo eléctrico.

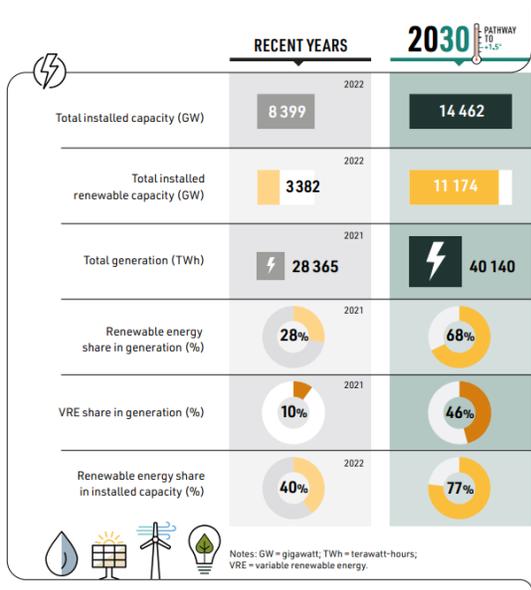


Figura 5. Indicadores clave de rendimiento para lograr el Escenario de 1.5°C en la Década de Acción [12].

Existen varios tipos de células fotovoltaicas, incluyendo las de silicio monocristalino, que son altamente eficientes, pero más costosas; las de silicio policristalino, que son un poco menos eficientes, pero más económicas; y las de película delgada, que son flexibles y baratas, pero con menor eficiencia [13].

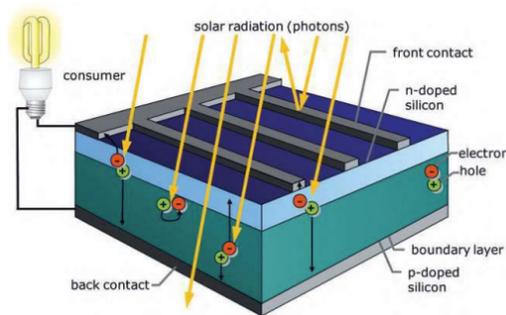


Figura 6. Estructura y procesos de una celda solar fotovoltaica [14].

La eficiencia de los módulos fotovoltaicos de silicio "ha mejorado en los últimos diez años en alrededor de 0.3 % por año, llegando a un valor de 16% en 2013". Los módulos más eficientes pueden alcanzar eficiencias de entre un 19% y un 21%. La capacidad global de la

energía solar fotovoltaica "superó los 150 GW" a principios de 2014, y en 2016 se agregaron "75 GW de capacidad solar fotovoltaica a nivel mundial", destacándose países como Alemania, Japón, Italia, Bélgica y Australia en capacidad por habitante [11].

Los sistemas fotovoltaicos pueden estar conectados a la red eléctrica o funcionar de manera independiente, a menudo incorporando baterías para el almacenamiento de energía. Sus aplicaciones son diversas, desde dispositivos pequeños como calculadoras hasta grandes instalaciones que alimentan redes eléctricas, e incluso son cruciales en satélites. A pesar de ser una fuente de energía renovable, la energía solar fotovoltaica enfrenta desafíos en términos de eficiencia, costos de producción y reciclaje de paneles solares.

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica ha avanzado significativamente en los últimos 50 años, reduciendo su costo en más de cien veces, lo que ha contribuido a que la PV se convierta en una fuente de energía viable para el uso diario. Ejemplos destacados de grandes sistemas fotovoltaicos incluyen "el Parque Solar de la Presa Longyangxia en China, con una capacidad de 850 MW, y el Parque Solar Ultra Mega de Kurnool en India, con una capacidad de 1000 MW" [4]. Estos avances y la creciente adopción global de la energía solar fotovoltaica la posicionan como una tecnología clave en la lucha contra el cambio climático y en la transición hacia un futuro energético más sostenible.

Energía Eólica

La energía eólica, una forma renovable de generación de energía, se obtiene a partir de la fuerza del viento y se captura mediante aerogeneradores. Estas estructuras, equipadas con palas unidas a un rotor y conectadas a un generador eléctrico, transforman la energía cinética del viento en electricidad, ver Figura 7. "La eficiencia de los aerogeneradores depende de factores como la densidad del aire, la velocidad y constancia del viento, y las características del rotor. El diseño de estas

turbinas ha evolucionado significativamente, permitiendo su funcionamiento en un amplio rango de condiciones eólicas” [13].

“A finales de junio de 2014, la capacidad mundial de energía eólica alcanzó los 336.327 MW, con un notable incremento de 17.613 MW en solo seis meses”. Países como China, Estados Unidos, Alemania, India y España lideran en capacidad eólica, representando el 67% de la capacidad mundial. Para junio de 2016, esta capacidad se incrementó a 456 GW, con “Brasil destacándose en Latinoamérica, especialmente en el mercado de nuevas turbinas eólicas” [11].

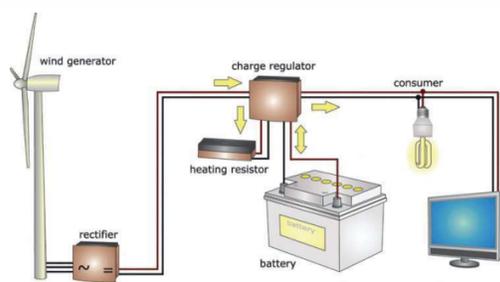


Figura 7. Funcionamiento de un sistema eólico simple [14].

Los aerogeneradores modernos varían en tamaño y capacidad, adaptándose a diversas necesidades energéticas. Desde aplicaciones domésticas hasta grandes parques eólicos, estos pueden situarse en tierra (onshore) o en el mar (offshore). Los parques eólicos offshore suelen capturar vientos más fuertes y constantes, aunque implican una mayor inversión y mantenimiento en comparación con los parques onshore.

El desarrollo de la energía eólica ha experimentado un aumento dramático debido a la implementación de tecnología sin engranajes y la diversificación de diseños, como los molinos de viento flotantes y de eje vertical. Un aspecto significativo en la tecnología eólica es la altura de la turbina, ya que, a mayor altura, mejor es el rendimiento. Actualmente, el 90% de todas las turbinas son de 3 aspas, con una forma similar a la de un ala de avión [4].

“El Reino Unido, líder mundial en granjas eólicas marinas, cuenta con una capacidad eólica total de 60 GW, de los cuales 8 GW provienen de granjas marinas”. “La granja eólica marina Walney Extension (Orsted), la más grande en el Reino Unido, tiene una capacidad de 659 MW a partir de 87 turbinas de diversas alturas y capacidades, suministrando energía a casi 600.000 hogares” [4].

La energía eólica no solo es sostenible y de bajo impacto ambiental, al no producir emisiones directas de gases de efecto invernadero, sino que también es cada vez más asequible y eficiente. Esto la convierte en un componente esencial de la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles. Su creciente adopción juega un papel fundamental en la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y en la mitigación del cambio climático global. Además, el costo de la electricidad a partir de la energía eólica es uno de los más bajos en comparación con otras formas de energía renovable, como se evidencia en países como Brasil y Dinamarca [4].

Energía a partir de Biomasa

La energía a partir de biomasa representa una fuente renovable crucial, aprovechando materia orgánica diversa como residuos agrícolas, forestales, cultivos energéticos, y residuos orgánicos urbanos e industriales para generar energía. Esta transformación se realiza mediante métodos como la combustión directa, la gasificación, la digestión anaeróbica y la fermentación. Cada uno de estos procesos está adaptado a las características particulares de la biomasa utilizada y sus aplicaciones específicas, maximizando así su eficiencia energética, ver Figura 8.

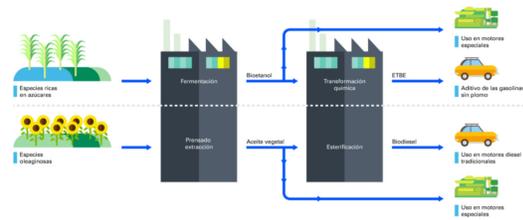


Figura 8. Procesamiento de la energía por biomasa [15].

“En 2012, la bioenergía contribuyó con aproximadamente el 10% de la demanda mundial de energía” [11]. Este aporte proviene principalmente de la biomasa utilizada en estufas de leña tradicionales en países en desarrollo, donde la bioenergía juega un papel fundamental, especialmente en los sistemas de generación de electricidad a partir de biomasa [11]. “La biomasa abarca cerca del 14% de las necesidades energéticas mundiales” [13]. Los subproductos de la biomasa incluyen biogás, bioetanol, biodiésel y combustible BtL, siendo cada uno una forma eficiente de aprovechar los recursos orgánicos para la producción de energía [13]. Combustible BtL significa “Biomass to Liquid” y corresponde al combustible que proviene de biomasa.

Un ejemplo, la leña, como un recurso carbono neutro, tiene un impacto significativo en la mitigación del cambio climático, aunque su uso también puede contribuir a la contaminación atmosférica [4]. Las plantas de biogás utilizan una variedad de residuos orgánicos, incluyendo residuos agrícolas e industriales, estiércol animal y aguas residuales, convirtiéndolos en una fuente de energía renovable. Al cambiar de carbón a biomasa, especialmente de fuentes sostenibles, se logran beneficios ambientales importantes, como la reducción significativa de las emisiones de dióxido de carbono y otros contaminantes [4].

S. Ladanai y J. Vinterbäck han destacado la importancia de la biomasa en el panorama energético global, señalándola como “la cuarta fuente de energía más grande después del carbón, petróleo y gas natural, y la más importante entre las energías renovables en la

actualidad”. “La Agencia Internacional de Energía (IEA) informó que la generación de energía a partir de biomasa a finales de 2019 fue de 68.5 GW, con proyecciones de alcanzar 137 GW para 2030” [4].

Las plantas de energía a partir de residuos (W-t-E), como las situadas en Shenzhen, China, y Dubai, Emiratos Árabes Unidos, representan una forma eficiente de manejar los residuos, procesando miles de toneladas diariamente y contribuyendo de manera significativa a la generación de energía. Estas instalaciones son un ejemplo de cómo la biomasa puede transformarse en una fuente de energía valiosa y sostenible [4].

La energía de biomasa es un elemento esencial en la transición hacia un futuro energético más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles. Ofrece una solución viable para la mitigación del cambio climático y promueve un desarrollo sostenible, aunque requiere una gestión y planificación cuidadosas para maximizar sus ventajas ambientales y minimizar impactos negativos.

Energía Hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica, “aprovechada en unos 160 países y con una capacidad instalada global de 1060 GW, genera aproximadamente el 15.8% de la electricidad mundial, equivalente a unos 3500 TWh al año” [11]. Este tipo de energía se obtiene del movimiento del agua, ya sea de ríos o embalses, y es fundamental en el suministro de energía eléctrica renovable y limpia, ver Figura 9.

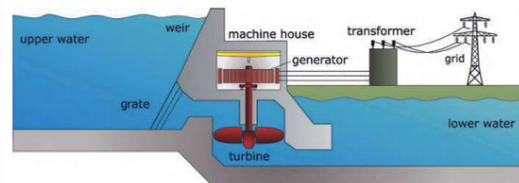


Figura 9. Funcionamiento de una planta hidroeléctrica de flujo de río [14].

En una central hidroeléctrica, el agua captada es conducida a través de canales o tuberías



hacia turbinas hidráulicas. La caída del agua y la presión generada impulsa estas turbinas, cuyo movimiento rotatorio activa un generador que convierte esta energía mecánica en eléctrica. La eficiencia de estas plantas depende de la altura de caída del agua y del caudal, y pueden ser clasificadas en varios tipos, como las de embalse, pasada y plantas de bombeo.

“Para finales de 2019, la generación hidroeléctrica alcanzó 1308 GW”, excluyendo las mini-hidroeléctricas. Estas últimas, “menores de 1 MW y las que son mayores de 1 MW, pero menores de 10 MW, tienen un tamaño de mercado significativo, esperándose que crezcan de 170 GW en 2018 a 214 GW hacia 2026” [4].

La energía hidroeléctrica es altamente valorada por su capacidad de generación continua y regulable, lo que la convierte en una fuente confiable y flexible, capaz de responder a las demandas fluctuantes de electricidad. Además, tiene una larga vida útil y puede almacenar energía a gran escala, siendo así un complemento vital para otras fuentes renovables como la eólica y solar.

A pesar de sus ventajas, “la construcción de grandes represas tiene un impacto significativo en los ecosistemas y comunidades locales”, y “solo provee cerca del 2.5% de la necesidad energética mundial” [13]. Por ello, es esencial un equilibrio cuidadoso entre la generación de energía y la sostenibilidad ambiental y social. Con esto en mente, la energía hidroeléctrica sigue siendo un pilar clave para un futuro energético más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles.

Energía Solar Térmica

La energía solar térmica, una modalidad de aprovechamiento de la radiación solar, se centra en generar calor para distintos usos, desde calentar agua en hogares hasta procesos industriales y generación de electricidad. Los colectores solares, fundamentales en este proceso, varían en diseño y temperatura

alcanzada. Los colectores solares planos son comunes en hogares y piscinas, con una placa absorbente bajo vidrio transparente para maximizar la absorción de calor. Los colectores de tubo evacuado, más eficientes en climas fríos, utilizan tubos de vidrio al vacío con materiales absorbentes, ver Figura 10.

Para aplicaciones más avanzadas, las plantas de concentración solar emplean espejos o lentes para concentrar la luz solar, generando calor y alta temperatura para producir vapor y electricidad. “En 2014, la capacidad de colectores solares térmicos aumentó a 4.4 GW, con liderazgo de Estados Unidos e India, y apoyo en Latinoamérica de países como Chile, México y Uruguay” [11].

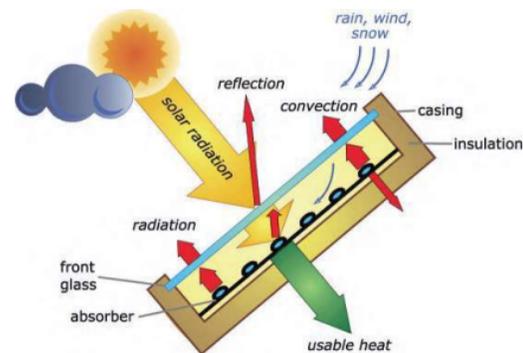


Figura 10. Procesos en un colector solar de placa [14].

Históricamente, la utilización del sol para calefacción se remonta a tiempos babilónicos, con avances significativos como los recubrimientos selectivos en 1946, que absorben la radiación solar eficientemente mientras minimizan la emisión térmica [4]. “En 2019, la producción global de energía solar térmica alcanzó 479 GW térmicos”, representando un ahorro significativo de recursos fósiles y reducción de emisiones de CO₂. Un caso destacado es el sistema de la mina de cobre Gaby en Chile, que con 39.300 m² de colectores planos, provee la mayor parte del calor necesario para el proceso de refinado de cobre [4].

La energía solar concentrada (CSP) es una tecnología avanzada dentro del campo de la energía solar térmica, diseñada para generar electricidad a gran escala. Difiere de los métodos tradicionales de energía solar térmica en que utiliza espejos o lentes para enfocar una gran área de luz solar en un pequeño receptor, incrementando de manera significativa la intensidad de la energía solar recibida. Este calor concentrado se utiliza para calentar un fluido de transferencia, que a su vez produce vapor para accionar una turbina que genera electricidad. Una característica clave de la CSP es su capacidad de incorporar sistemas de almacenamiento de calor, como sales fundidas, permitiendo la generación de electricidad incluso durante períodos sin luz solar, como por la noche o en días nublados, ver Figura 11.

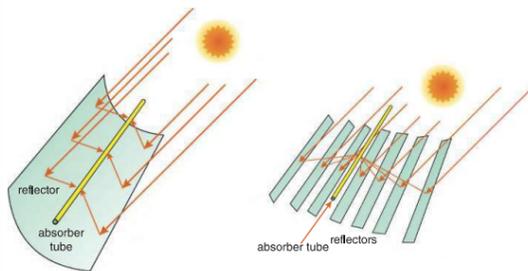


Figura 11. Reflectores de seguimiento de un solo eje para concentradores lineales [14].

En 2019, la CSP alcanzó una capacidad instalada global de 6.451 MW, con un liderazgo predominante de España y seguido por Estados Unidos, Marruecos y otros países. Ejemplos notables incluyen el complejo solar de Ourzazate en Marruecos y otros proyectos en diversas regiones del mundo, lo que demuestra el potencial creciente de esta tecnología en la contribución a un futuro energético sostenible [4].

La energía solar térmica tiene un gran potencial en regiones con alta irradiación solar, como en los países de la región del MENA (Medio Oriente y Norte de África), donde las condiciones climáticas son ideales para este tipo de tecnología. Además de su uso en generación de electricidad, la energía solar

térmica tiene aplicaciones en la calefacción de edificios, en procesos industriales que requieren calor y en la producción de agua caliente sanitaria, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la disminución de la dependencia de combustibles fósiles [15].

Energía Geotérmica

La energía geotérmica, obtenida del calor interno de la Tierra, es una fuente renovable que aprovecha el calor extremo del núcleo terrestre, con temperaturas comparables a las de la superficie del sol. Este calor se transfiere hacia la superficie terrestre principalmente a través de procesos de conducción y convección, creando un gradiente térmico útil para la generación de energía, ver Figura 12.

El principio de la energía geotérmica implica el uso del calor terrestre para calentar agua y producir vapor, que luego impulsa turbinas generadoras de electricidad. Dependiendo de la intensidad del calor y las características geológicas, se distinguen instalaciones de alta, media y baja entalpía. Las de alta entalpía se localizan en zonas con actividad geológica intensa, donde el calor es suficiente para producir vapor de alta presión directamente del subsuelo. En cambio, los sistemas de menor entalpía se usan en aplicaciones de calefacción y bombas de calor geotérmicas.

En 2014, la energía geotérmica produjo “147 TWh, con una adición de aproximadamente 640 MW en nueva generación”. Los líderes en capacidad instalada incluyen países como “Kenia, Turquía, Indonesia, Filipinas, Italia, Alemania, Estados Unidos y Japón”. Esta energía aprovecha las diferencias de temperatura a diversas profundidades del suelo [11]. “En Europa, por ejemplo, la temperatura subterránea aumenta entre 2.5°C y 3°C por cada 100 metros” [13].

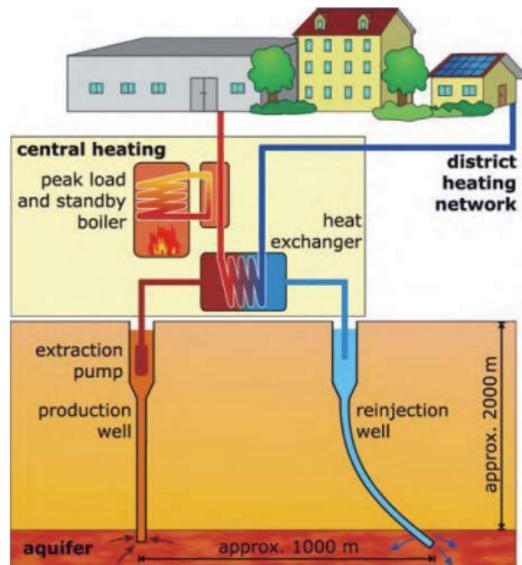


Figura 12. Funcionamiento de una planta geotérmica [14].

"Cuanto más profundo se perfora, más caliente es la capa que se alcanza. El calor ha estado irradiando desde el centro de la Tierra durante unos 4.5 mil millones de años. A una profundidad de 6.437.4 km (4000 millas), el centro de la Tierra tiene temperaturas similares a las de la superficie del sol, unos 9932 °F (5.500 °C)". Se estima que "42 millones de megavatios (MW) de energía fluyen desde el interior de la Tierra, principalmente por conducción" [4].

El Complejo Geotérmico de The Geysers en California es un ejemplo prominente, "siendo la instalación geotérmica más grande del mundo con una capacidad instalada de 1517 MW y una producción activa de 900 MW" [4].

En resumen, la energía geotérmica es clave para un futuro energético sostenible, ofreciendo una generación constante y confiable con baja huella de carbono. A pesar de los retos asociados, como los costos iniciales y riesgos geológicos, su contribución es esencial para reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar el cambio climático.

¿Cuáles son los desafíos para la implementación de las ER?

A continuación, a partir de los reportes de International Renewable Energy Agency (IRENA), se sintetizaron los principales desafíos y soluciones propuestas. Estos desafíos se clasifican en cuatro desafíos principales y de ahí se desglosan en temas más específicos, dos de estos son descritos brevemente a continuación:

"INFRAESTRUCTURA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA" [12]

La rápida expansión de la energía eólica y solar, como las fuentes de energía de más rápido crecimiento en el mundo, destaca la necesidad de una mayor diversificación de la matriz energética. Esta diversificación incluye la integración de la energía hidroeléctrica con almacenamiento en embalses y plantas de energía basadas en biomasa. Para lograr esto, se requiere una serie de mejoras y expansiones en los sistemas actuales de la red eléctrica, así como la modernización y mejora de las operaciones del sistema eléctrico [12].

Las medidas necesarias para esta transformación incluyen "planificación innovadora de la energía, expansión de la red, modernización y mejora, y abordar los retrasos en la interconexión". Además, se necesitan cambios en la operación y gestión de la red, que podrían incluir "nuevos diseños de mercado". Otra medida crucial es el "aumento de interconectores entre países y regiones" [12].

En cuanto al almacenamiento de electricidad, se enfatiza la importancia del "crecimiento en el almacenamiento de corta duración para aumentar la flexibilidad de la red y almacenamiento de larga duración para mejorar la seguridad energética". Asimismo, se sugiere la implementación de medidas para "permitir una mayor integración de la gestión de la demanda y opciones de flexibilidad detrás del medidor", incluyendo el almacenamiento distribuido [12].

Finalmente, se propone la introducción de "otras fuentes de flexibilidad", como el

hidrógeno verde y los parques renovables híbridos que combinan eólica, solar y almacenamiento. Estas medidas son fundamentales para abordar los desafíos que presenta la integración de energías renovables en la matriz energética y son clave para avanzar hacia un sistema energético más sostenible y compatible con los objetivos climáticos globales [12].

Redes eléctricas

El aumento de las inversiones en la red eléctrica es esencial para acompañar el crecimiento de la energía renovable. Se requiere anticipación en estas inversiones, preferiblemente de 3 a 5 años antes de la implementación de proyectos de energía renovable, para reducir costos y facilitar la integración de energías renovables variables (VRE) en la red. La claridad en la planificación de la infraestructura y la certeza sobre las conexiones incrementarán la confianza de los inversores y consumidores [12].

Con la integración de más energía solar y eólica, los sistemas eléctricos necesitan evolucionar hacia estructuras más descentralizadas y bidireccionales. Esto implica redes modernas e inteligentes, con un enfoque en la digitalización y la resiliencia, especialmente ante el cambio climático. Según IRENA, se espera un aumento en los costos de la red, lo que exige permisos acelerados y enfoques innovadores para la planificación de la red [12].

La electrificación del transporte también demanda inversiones significativas. Se prevé un gran aumento en el número de vehículos eléctricos, lo que dependerá de una infraestructura de carga adecuada y redes eléctricas robustas [12].

Recomendaciones clave incluyen:

- Alinear la planificación y evaluación de inversiones en redes con los objetivos de expansión de energías renovables y descarbonización [12].

- Movilizar fondos para redes a largo plazo y simplificar los procedimientos de permisos [12].
- Desarrollar redes modernas, descentralizadas y resilientes, apoyadas por la digitalización y la gestión inteligente de la demanda [12].

Almacenamiento de energía

El incremento en la generación de energías renovables variables, como la eólica y solar, demanda almacenamiento de energía avanzado para asegurar que la electricidad se distribuya eficientemente ante desequilibrios entre oferta y demanda. Históricamente, se ha recurrido al almacenamiento por bombeo y la energía hidroeléctrica con embalses para este fin. No obstante, en la actualidad se exploran múltiples tipos de almacenamiento, tales como el "almacenamiento electroquímico (baterías), almacenamiento de energía térmica (que utiliza rocas, ladrillos o sales fundidas para almacenar calor), tecnologías mecánicas (utilizando aire comprimido, aire líquido o potencial gravitacional) y almacenamiento químico (almacenamiento de energía en enlaces químicos como el hidrógeno o sus derivados)". Estas tecnologías están experimentando una rápida innovación [12].

El almacenamiento de energía a largo plazo (LDES) es crucial para acumular energía durante periodos extensos y liberarla en momentos de alta demanda. Estas tecnologías mejoran la resistencia de las redes a condiciones climáticas extremas, alivian la congestión de la red y proporcionan servicios de transmisión. El LDES puede incluir tecnologías que abarcan desde "10+, 24+, 100+ y 150+ horas de duración" y que brindan tanto energía como calor [12].

Una tecnología LDES emergente es el almacenamiento de hidrógeno, que destaca por su "capacidad única para almacenar energía durante largos periodos de tiempo en grandes cantidades". Como el hidrógeno

verde reemplaza a los combustibles fósiles en algunos usos finales, su almacenamiento podría volverse crucial para la seguridad energética [12].

Sin embargo, los actuales arreglos de mercado y marcos políticos no incentivan siempre la inversión en almacenamiento a gran escala. Para impulsar este sector se requiere acción política, como la "evaluación de las necesidades de almacenamiento de energía y flexibilidad; establecimiento de mandatos de LDES para objetivos de capacidad a medio y largo plazo; actualización de los criterios para los mercados; proporcionar subvenciones e incentivos para estudios de pre-factibilidad; y establecer asociaciones público-privadas" [12].

Para fomentar un mercado de almacenamiento saludable se necesitan innovaciones como plataformas comerciales de gestión de congestiones, mercados de servicios auxiliares y otorgar valor a la flexibilidad. La acción política es fundamental para el desarrollo de estas tecnologías, crucial para la descarbonización [12].

Gestión de la demanda

La gestión de la demanda de energía (DSM) es vital en sistemas eléctricos complejos para optimizar tanto el suministro como la demanda de energía. La DSM se centra en estrategias dirigidas a reducir la demanda pico e incentivar el consumo durante altos períodos de generación de energía renovable variable (VRE). Estas tácticas incluyen "la tarificación por horario" y "programas de respuesta a la demanda" que motivan a los usuarios a adaptar su consumo de electricidad, mejorando la eficiencia energética en edificios residenciales e industriales [12].

La DSM proporciona flexibilidad y puede reducir la necesidad de inversiones costosas en infraestructura. Sin embargo, enfrenta desafíos, especialmente en regiones en desarrollo, como brechas en infraestructura física y digital, regulaciones complejas y desafíos financieros. La inversión en

habilitadores de energía limpia como soluciones DSM requiere de "modelos de financiamiento innovadores e incentivos" para atraer inversiones [12].

El control inteligente de la carga, la respuesta a la demanda y la eficiencia energética son fundamentales para un sistema energético renovable, seguro y resiliente. La inversión y la innovación continuas en estas áreas son clave para adaptar la demanda a la oferta en un futuro impulsado por energías renovables. Las recomendaciones urgentes para los formuladores de políticas incluyen evaluar el costo-beneficio de invertir en programas de DSM, priorizar la modernización de la red y la tecnología DSM en la planificación de la red, y mejorar la disponibilidad de datos en el sistema eléctrico para fomentar la innovación en DSM y el acceso a tecnologías como medidores inteligentes [12].

POLITICA Y REGULACIÓN

La importancia de los gobiernos en la transición energética hacia energías renovables es vital para alcanzar los objetivos climáticos globales. Aunque la creación de un entorno favorable para las inversiones privadas y la reducción de riesgos son cruciales, se requiere un enfoque político más amplio e integrado. Esto incluye políticas para programas ambiciosos de inversión pública y una adecuada planificación para la expansión de las energías renovables, la integración del sistema y la construcción de redes [12].

Se necesita un enfoque transversal que abarque todas las tecnologías renovables y de electrificación. Esto implica políticas habilitadoras que establezcan ambiciones claras, eliminen distorsiones, incentiven soluciones y faciliten el acceso a financiamiento. También es crucial asegurar la integración de tecnologías renovables en sistemas energéticos, economías, la naturaleza y sociedades, así como políticas específicas para diversas tecnologías. La planificación de infraestructuras de transmisión, comercio de energía entre regiones, capacitación laboral, servicios de flexibilidad y descarbonización de



sectores de uso final deben alinearse con objetivos climáticos y de energía renovable. La transición hacia una economía basada en energías renovables también presenta desafíos, como brechas de financiamiento y cambios en el mercado laboral. Para gestionar estas desalineaciones, se requieren políticas estructurales y de transición justa, junto con instituciones sólidas para coordinación y cohesión de políticas [12].

Un marco de políticas globales holístico es necesario, involucrando colaboración internacional para una transición justa que no deje a nadie atrás y fortalezca los flujos financieros, capacidades y tecnologías a nivel mundial. Las políticas y regulaciones clave deben enfocarse en acelerar tecnologías de eficiencia energética y energía renovable, reducir la generación a partir de combustibles fósiles, reformar el diseño del mercado eléctrico y maximizar beneficios sociales y ambientales [12].

Mejora de la eficiencia energética

"Mejorar la eficiencia energética podría proporcionar alrededor de una cuarta parte de las reducciones de emisiones necesarias para 2050", según el Escenario de 1.5°C de IRENA. La eficiencia energética es un habilitador crucial para la electrificación de los usos finales. Los estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) ayudan a adquirir electrodomésticos más eficientes, y los códigos de construcción pueden reducir la demanda de calefacción y refrigeración al especificar estándares de aislamiento. Estos códigos pueden estar vinculados a "incentivos financieros" para la renovación de edificios [12].

Para el sector del transporte, mejoras significativas pueden lograrse a través de la movilidad eficiente en energía, como "transporte público como ferrocarriles, metros y autobuses, y el uso compartido de automóviles". Los gobiernos pueden fomentar modos de movilidad ecológicos mediante "campañas públicas". Además, políticas como "tarifas de estacionamiento diferenciadas y

peajes en carreteras" pueden incentivar el uso del transporte público [12].

Para implementar estas estrategias, se recomienda:

- Adoptar objetivos ambiciosos para la mejora de la eficiencia energética con horizontes temporales específicos [12].
- Fortalecer los marcos regulatorios, incluyendo códigos de construcción y estándares de eficiencia energética para electrodomésticos [12].
- Ampliar la disponibilidad de incentivos financieros para cumplir con los estándares de eficiencia energética [12].
- Establecer campañas públicas para la concienciación sobre eficiencia energética y transporte público [12].

Incentivos de mercado y política fiscal

A pesar de que las energías renovables han ganado competitividad, todavía enfrentan barreras comparativas con los combustibles fósiles. Los altos precios de estos últimos han incentivado la eficiencia energética, pero aún existen obstáculos financieros y de acceso al capital para las renovables. "Los incentivos fiscales y regulatorios son fundamentales para acelerar tanto las energías renovables como las medidas de eficiencia energética" [12].

Un sistema fiscal progresivo podría incluir la eliminación de subsidios a los combustibles fósiles y la incorporación de los costos ambientales y sociales del uso de estos combustibles. "Estas políticas mejorarían la competitividad económica de las soluciones de energías renovables y eficiencia energética". Además, impuestos y gravámenes sobre componentes importados/exportados necesarios para el sector de renovables podrían fomentar la inversión privada [12].



La transición energética requiere un enfoque integral. Esto incluye abordar problemas sociales y de equidad, especialmente para las poblaciones de bajos ingresos. El apoyo financiero puede provenir de impuestos generales, impuestos sobre beneficios extraordinarios y la tributación de la producción de energía de combustibles fósiles. Los mecanismos regulatorios como las tarifas de alimentación o esquemas de subastas son efectivos. Es importante que "los niveles de precios para los esquemas de adquisición pública, y las subastas competitivas en particular, equilibren el suministro eficiente de electricidad a los consumidores con el desarrollo saludable y sostenible de la cadena de suministro de renovables" [12].

Para implementar estas estrategias, se recomienda:

- Priorizar la equidad en la política fiscal, invirtiendo ingresos de impuestos sobre la producción de energía de combustibles fósiles en infraestructura habilitadora [12].
- Introducir créditos fiscales y exenciones para materiales y componentes clave en la cadena de suministro de energía renovable [12].
- Asegurar que los esquemas de adquisición proporcionen señales de precios adecuadas para la inversión [12].
- Equilibrar la mitigación del riesgo de precio/costo a largo plazo con la creación de valor socioeconómico [12].
- Considerar compromisos entre objetivos de "precio más bajo" y otros resultados de políticas como el desarrollo socioeconómico y la integración del sistema [12].

Poder del diseño y regulación del mercado

Para garantizar una transición exitosa a sistemas eléctricos basados predominantemente en energías renovables, es crucial revisar y adaptar las estructuras organizativas de los sistemas eléctricos. Actualmente, los mercados mayoristas de energía operan bajo un modelo de fijación de precios basado en el costo marginal, donde los generadores con los costos variables más altos, generalmente de combustibles fósiles, determinan los precios de la electricidad. Este modelo enfrenta desafíos con el crecimiento de la proporción de energía renovable, lo que podría disminuir la viabilidad económica de nuevas inversiones y reducir los rendimientos para los inversores potenciales. Por lo tanto, se necesita un cambio en el paradigma que depende de los mercados libres para fomentar decisiones de inversión en el suministro de energía [12].

Un sistema de energía renovable requiere una mayor flexibilidad. Los responsables políticos deben crear condiciones que permitan la flexibilidad de la red eléctrica y del sistema para integrar una mayor proporción de energía eólica, solar y otras formas de energía renovable. Esto implica evolucionar las estructuras organizativas del sistema eléctrico para alinearse mejor con la política energética y los objetivos de descarbonización [12].

Un diseño de mercado eléctrico de "doble adquisición" podría ser efectivo, introduciendo contratos a largo plazo (como subastas y contratos por diferencia) junto con un mercado a corto plazo para la asignación de recursos flexibles. Este enfoque incentivaría la inversión continua en proyectos de energía renovable a gran escala y garantizaría la flexibilidad necesaria para un sistema energético renovable confiable y resistente.

Además, es crucial permitir que las tecnologías de flexibilidad, como las baterías y la energía hidroeléctrica bombeada, proporcionen servicios auxiliares y sean recompensadas adecuadamente. Estos servicios son cada vez más importantes a



medida que la generación basada en combustibles fósiles se elimina del mix energético. Valorar y adquirir servicios auxiliares de manera inteligente puede atraer a nuevos actores a la red y beneficiar a todo el sistema energético [12].

Finalmente, para lograr la transición energética, es esencial que individuos, comunidades y empresas se conviertan en participantes activos del sistema energético. Esto incluye el crecimiento de la generación de energía renovable distribuida, especialmente mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos, pero también proyectos comunitarios de energía solar y eólica. Esto requerirá redes eléctricas que permitan a los consumidores instalar y utilizar proyectos de energía renovable de pequeña a mediana escala y contribuir a la red eléctrica [12].

Las recomendaciones para tratar este desafío incluyen la necesidad de señales de precios que fomenten la inversión en capacidad renovable y el diseño de subastas que equilibren precios competitivos con la entrega a largo plazo de electricidad asequible. Además, se deben crear mercados de capacidad para servicios de flexibilidad y replantear las reglas de participación para permitir que las nuevas tecnologías actúen como proveedores de flexibilidad. También es vital fomentar la inversión en energía renovable distribuida y reorganizar las estructuras del mercado eléctrico para garantizar que las políticas aceleren la implementación de renovables considerando la flexibilidad del sistema [12].

Facilitación de los permisos

Los procedimientos de permisos actuales representan una barrera significativa para la implementación de proyectos de energía renovable debido a su naturaleza prolongada y burocrática. Para superar estos desafíos, se sugieren mejoras centradas en cuatro áreas principales: consolidación administrativa, digitalización, apoyo político y participación pública [12].

1. Consolidación Administrativa: la creación de autoridades centralizadas de "ventanilla única" puede agilizar el proceso de permisos al proporcionar un punto focal único para los desarrolladores. Esto reduce la complejidad y el tiempo asociado con la consulta de múltiples autoridades [12].
2. Digitalización: implementar procesos digitalizados para presentar y dar seguimiento a las solicitudes de permisos puede hacer que los desarrollos progresen más eficientemente. Además, el acceso a registros de consentimiento locales digitalizados y registros históricos de disputas permite a los desarrolladores y autoridades evaluar sitios en una etapa temprana [12].
3. Apoyo Político: la introducción de legislación que establezca tiempos máximos para el permiso de proyectos de energía renovable es crucial. La Directiva de Energías Renovables de la UE de 2023, por ejemplo, establece tiempos máximos de dos años para nuevos proyectos y un año para la repotenciación [12].
4. Participación Pública: la aceptación social es fundamental, y esto se logra a través de una consulta temprana y continua con las comunidades locales. Se deben establecer mecanismos de resolución de conflictos transparentes y efectivos para abordar las preocupaciones de la comunidad [12].

Estas mejoras pueden reducir significativamente el tiempo de obtención de consentimientos para proyectos eólicos y solares a gran escala. Por ejemplo, los tiempos de permiso para parques eólicos terrestres podrían reducirse a un año, los parques eólicos marinos a 1.5 años y las granjas solares a solo tres meses. Estos cambios no solo acelerarán el crecimiento de las energías renovables, sino que también asegurarán los



beneficios socioeconómicos y ambientales asociados [12].

Dentro de las recomendaciones están:

- Establecer una autoridad centralizada para supervisar los permisos de proyectos de energías renovables [12].
- Imponer y hacer cumplir plazos máximos para las etapas de permisos de proyectos de energías renovables [12].
- Aumentar los recursos para las autoridades de permisos, incluida la inversión en digitalización [12].
- Adoptar procesos eficientes para desafíos legales y considerar la implementación de una ventana de tiempo limitado para plantear disputas [12].
- Agilizar los procesos para repotenciar activos en sitios existentes y permitir ajustes sin la necesidad de nuevos permisos [12].

Reducir los impactos negativos y maximizar los beneficios sociales y ambientales

La expansión de las energías renovables no solo implica el crecimiento en capacidad y tecnología, sino también la creación de beneficios socioeconómicos significativos a nivel mundial. Estos beneficios incluyen "acceso a la energía, la creación de empleo, mejoras en la salud pública y la generación de bienestar". Se ha registrado un aumento en el empleo en el sector de energías renovables, alcanzando una cifra estimada de "13,7 millones de empleos directos e indirectos en 2022", y se espera un incremento aún mayor para 2030 [12].

Sin embargo, la transición energética también conlleva desafíos, incluyendo desalineaciones en los mercados financieros y laborales, y en el propio sector energético. Estos desafíos pueden resultar en resultados desiguales y ralentizar la transición si no se manejan adecuadamente. Es esencial que se implementen políticas y medidas para

garantizar una distribución equitativa de los beneficios de la transición energética y para aumentar la conciencia pública sobre sus impactos positivos [12].

En el ámbito laboral, pueden surgir desalineaciones sectoriales debido a cambios en las cadenas de valor durante la transición. Por ejemplo, el cambio de la generación de energía a partir de combustibles fósiles a energías renovables como la solar, puede cambiar el enfoque de la extracción de combustibles a la industria de semiconductores. Las intervenciones en el mercado laboral deben incluir servicios de empleo adaptados a las circunstancias cambiantes y medidas que faciliten la movilidad laboral [12].

Los esquemas de beneficios para la comunidad "abarcan países desde Costa Rica hasta Mali" y adoptan diversas estructuras, que van desde la propiedad compartida de activos de energías renovables hasta el patrocinio de infraestructura social y económica en comunidades anfitrionas. Estos esquemas pueden acelerar la implementación de energías renovables y aumentar el apoyo a las transiciones energéticas locales [12].

Las políticas de sostenibilidad y gestión al final de la vida útil son clave para mitigar el impacto ambiental de la transición energética. La adopción de políticas de gestión de residuos y la investigación y desarrollo en sectores de energía y excedentes pueden preparar a los países para manejar volúmenes anticipados de restos de equipos como paneles solares y baterías [12].

Dentro de las recomendaciones se incluyen la alineación de políticas con los principios de una transición justa y equitativa, la anticipación de interrupciones en el mercado laboral y el establecimiento de programas para abordar las brechas de la fuerza laboral, la minimización de los impactos ambientales adversos y el fomento de enfoques positivos hacia la naturaleza, la garantía de que se mitiguen los impactos de las actividades mineras y el uso de componentes



relativamente escasos. Además, es crucial recopilar información sobre la producción de residuos de las energías renovables para adoptar una legislación de minimización de residuos adecuada [12].

4. HIDRÓGENO VERDE COMO SOLUCIÓN SOSTENIBLE

¿Qué es el hidrógeno?

El hidrógeno, identificado con el número atómico 1, es el elemento químico más liviano y se encuentra principalmente en tres isótopos: Protio (^1H), Deuterio (^2H) y Tritio (^3H), este último siendo radiactivo y de origen artificial [16]. Este elemento, incoloro, inodoro e insípido bajo condiciones normales, es simple en su estructura, con un átomo compuesto solo por un protón y un electrón [17], [18].

En su estado libre, se presenta como un gas diatómico (H_2), que es altamente inflamable [2]. Aunque es el elemento más abundante en el universo y el tercero en la Tierra, no se encuentra en su estado puro en la naturaleza, sino principalmente en compuestos como el agua (H_2O) y en materia orgánica [16], [18]. Debido a que debe ser "fabricado", el hidrógeno se considera un vector energético en lugar de una fuente de energía primaria, con la ventaja de ser altamente almacenable para su uso cuando sea necesario [17].

El hidrógeno puede producirse a partir de una amplia variedad de compuestos y técnicas, y utilizarse en diferentes procesos, como la combustión en motores, en celdas de combustible para generar electricidad, o como reactante en la creación de combustibles sintéticos [17]. A temperatura y presión estándar (273,15 K (0 °C) y presión de 10^5 pascuales), posee una densidad de $0,071 \text{ kg/m}^3$ siendo más ligero que el aire. Su electronegatividad de 2,1 y los estados de oxidación de +1 y -1 le permiten actuar como agente oxidante o reductor [16].

El hidrógeno, con una temperatura de ebullición de $-252,87 \text{ °C}$ y un punto de fusión

de $-259,2 \text{ °C}$, plantea retos en almacenamiento y transporte debido a su baja densidad comparada con otros combustibles fósiles [16]. Además, su alta inflamabilidad y la naturaleza invisible de su llama ultravioleta exigen protocolos de seguridad estrictos [16]. En cuanto a su poder calorífico, 1 kg de hidrógeno es equivalente a 3 kg de gas natural, 2,8 kg de gasóleo y 2,78 kg de gasolina. A pesar de los desafíos y su posición inicial baja frente a alternativas como el carbón, el hidrógeno ha ganado interés debido a la creciente preocupación por la contaminación y el cambio climático, junto con una inversión significativa en proyectos de desarrollo y mejora tecnológica [16].

¿Qué variantes existen y como se producen?

El hidrógeno, a pesar de ser el elemento más abundante en el universo, no se encuentra en su estado puro en la Tierra, lo que obliga a producirlo mediante diferentes procesos [17], [18]. Entre estos procesos se encuentran los termoquímicos, que utilizan calor y reacciones químicas para extraer hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa; los electrolíticos, donde se descompone el agua en hidrógeno y oxígeno utilizando electricidad y los biológicos, en los que microorganismos como bacterias y algas generan hidrógeno a través de sus procesos biológicos naturales [17], [18].

La producción de hidrógeno se clasifica por colores basados en la sostenibilidad y el impacto ambiental de su proceso de producción. Su comparación de costes y emisiones se puede ver en la Tabla 1. El hidrógeno negro o marrón se produce a partir de la gasificación de carbón o lignito, un proceso que emite CO_2 a la atmósfera y tiene una eficiencia aproximada del 55% [16]. El hidrógeno gris se obtiene mediante el reformado del metano con vapor de agua a altas temperaturas y presiones, también con emisiones de CO_2 [16].



Tabla 1. Coste y emisiones según tecnología [16].

PROCESO	EFICIENCIA (%)	DISPONIBILIDAD	CENTRALIZADA/DESCENTRALIZADA	EMISIONES CO2 (t CO2/MWh)	PRECIO (€/KWh)
Gas Natural	70-75	Ya disponible	Ambas	0.20-0.22	0.071
Gas Natural (con CCS)	>90	Ya disponible	Centralizada	4.27	0.0945
Gasificación Carbón	60-65	Ya disponible	Centralizada	>0.27	0.07
Gasificación Carbón (con CCS)	>90	Medio plazo	Centralizada	0.07	0.07
Electricidad (con Eólica)	45-50	Ya disponible	Descentralizada	0.02-0.03	0.09
Electricidad (con Solar PV)	65-70	Corto plazo	Ambas	0.04-0.05	0.116-0.15
Electricidad (con Hidroeléct.)	>90	Ya disponible	Centralizada	0	0.02
Electricidad (con Red Eléct.)	30	Ya disponible	Centralizada	0.45-0.60	0.15-0.20
Hidrógeno (Electrólisis Solar)	65-70	Largo plazo	Descentralizada	0	0.25
Hidrógeno (Gas Natural)	70-80	Ya disponible	Centralizada	0.27-0.32	0.10
Hidrógeno (Gasificación Carb.)	30	Largo plazo	Centralizada	0	0.08
Energía Nuclear	>90	Largo plazo	Centralizada	0	0.05

En contraste, el hidrógeno azul se produce de manera similar al hidrógeno gris, pero incorpora técnicas de captura y almacenamiento de CO₂, mejorando así su eficiencia global hasta un 68% y reduciendo su impacto ambiental [16]. La producción de hidrógeno verde, que representa una parte crucial del futuro sostenible de la energía, es un proceso que se realiza utilizando fuentes de energía renovables.

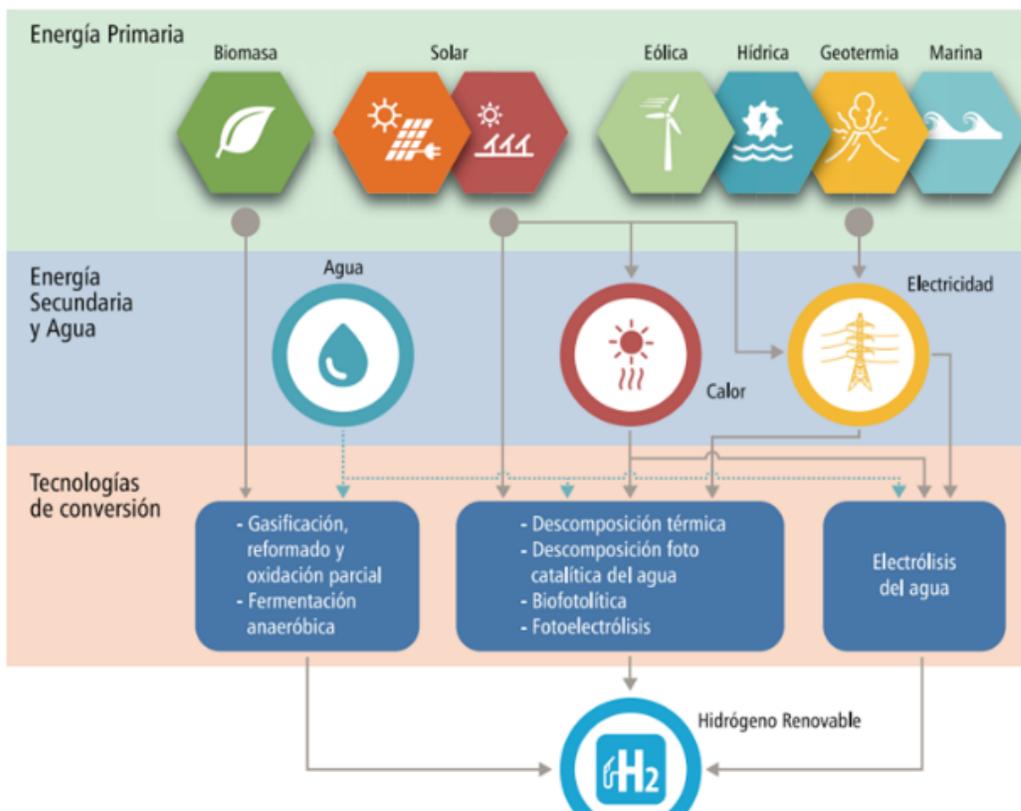
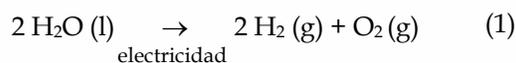


Figura 13. Procesos de producción de Hidrógeno Renovable [17].

El hidrógeno verde se obtiene principalmente a través de la electrólisis del agua, un proceso que separa el agua (H₂O) en sus componentes básicos, hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂), utilizando electricidad generada a partir de fuentes renovables [19].



Este proceso de electrólisis es significativo porque es completamente libre de emisiones contaminantes, al contrario de los procesos de producción de hidrógeno convencionales que dependen de combustibles fósiles y resultan en emisiones significativas de CO₂ [16], [20].

La electrólisis del agua es especialmente atractiva cuando se utiliza electricidad generada a partir de fuentes renovables como la energía solar, eólica o hidroeléctrica, lo que garantiza que todo el proceso sea sostenible y no contribuya a las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además de la electrólisis, existen otros métodos para producir hidrógeno verde, ver Figura 13. Por ejemplo, la conversión biológica utilizando microorganismos, como ciertas bacterias y algas, puede generar hidrógeno a través de procesos biológicos naturales [17], [18]. Estos métodos biológicos ofrecen un enfoque innovador y potencialmente sostenible para la producción de hidrógeno, aunque todavía están en etapas de investigación y desarrollo.

Otra técnica interesante es la utilización de la energía solar concentrada para proporcionar calor y electricidad en los procesos termoquímicos y electrolíticos necesarios para la producción de hidrógeno verde. Esta aproximación permite reducir la dependencia de los combustibles fósiles incluso en las etapas iniciales del proceso de producción [17].

La importancia del hidrógeno verde también se ve reflejada en su potencial para contribuir a los Objetivos de Desarrollo Sostenible y a los esfuerzos globales de descarbonización. Al ser una fuente de energía limpia y renovable, el hidrógeno verde no solo ofrece una alternativa a los combustibles fósiles, sino que también juega un papel vital en la transición hacia un sistema energético más sostenible y con bajas emisiones de carbono [16], [20].

A pesar de estos beneficios, la producción de hidrógeno verde enfrenta desafíos, principalmente relacionados con los costos y la eficiencia. La inversión en tecnología y la mejora continua en los métodos de producción son esenciales para hacer que el hidrógeno verde sea económicamente competitivo en comparación con otras formas de hidrógeno, especialmente el hidrógeno azul [16]. A medida que se reduzca la brecha de costos y mejore la eficiencia, el hidrógeno verde se

posicionará como una solución clave para cumplir con los compromisos medioambientales de 2030 y, sobre todo, para la descarbonización total propuesta en el Tratado de París para 2050 [16].

¿Cuáles son sus ventajas y desventajas como vector energético?

Ventajas del Hidrógeno Verde:

- **Sostenibilidad:** Las tendencias actuales en el uso de energía son insostenibles desde un punto de vista económico, ambiental y social. El hidrógeno verde se presenta como una solución sostenible, ayudando a reducir las emisiones de CO₂ y alejando a las economías de la dependencia de los combustibles fósiles [19].
- **Independencia Energética:** El uso del hidrógeno como vector energético puede garantizar la independencia energética de los países, reduciendo la importancia de la geopolítica asociada a los combustibles fósiles [19].
- **Eficiencia y No Contaminación:** El hidrógeno es eficiente energéticamente y no contamina. En el proceso de electrólisis, el hidrógeno se obtiene del agua y se devuelve al agua sin emisiones secundarias, y su combustión libera una energía considerablemente mayor que la de los hidrocarburos [19].
- **Aplicaciones Versátiles:** Es altamente versátil y puede ser utilizado en una amplia gama de aplicaciones, desde el transporte hasta la generación de energía estacionaria. Además, su uso en celdas de combustible no produce emisiones de gases de efecto invernadero [21].

Desventajas del Hidrógeno Verde:

- Costo y Accesibilidad: Actualmente, el hidrógeno es más caro que otras opciones de combustible, lo que limita su adopción a corto plazo. Los precios de los combustibles fósiles influyen en el costo del hidrógeno, ya que son la principal fuente de energía para su producción [19].
- Problemas de Almacenamiento y Transporte: El hidrógeno en su estado natural es un gas que ocupa mucho espacio, lo que presenta desafíos para su almacenamiento y transporte eficiente [19].

Esto refleja que, aunque el hidrógeno verde tiene el potencial de ser una parte importante

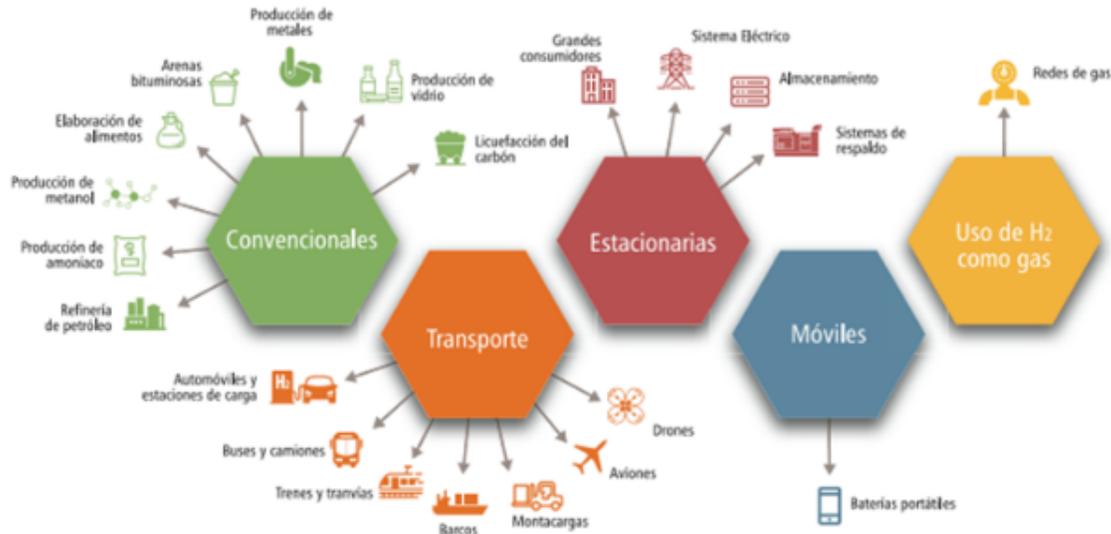


Figura 14. Esquema de aplicaciones del hidrógeno verde [17].

- Infraestructura y Logística: La infraestructura para la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno es limitada, lo que representa un desafío para su adopción generalizada. Además, el hidrógeno es altamente inflamable y requiere medidas de seguridad adicionales, lo que puede aumentar los costos y complejidades logísticas [21].
- Inversión en I+D+I: Es necesario invertir en investigación, desarrollo e innovación para mejorar la eficiencia, reducir costos y desarrollar infraestructura adecuada para el almacenamiento y transporte del hidrógeno [19].

de un sistema energético sostenible, aún enfrenta desafíos significativos en términos de costo, infraestructura, seguridad y logística que deben ser superados [19], [21].

5. APLICACIONES DEL HIDRÓGENO VERDE

¿Cuáles son sus principales aplicaciones?

El hidrógeno verde, con su amplia gama de aplicaciones, ver Figura 14, juega un papel fundamental en múltiples sectores, evidenciando su creciente importancia y versatilidad. En la industria química, el hidrógeno es indispensable en numerosos procesos, siendo un componente clave en la producción de amoníaco (NH₃), que a su vez es esencial en la fabricación de fertilizantes, un sector crítico para la seguridad alimentaria a nivel mundial. Esta producción consume una cantidad significativa de la energía global, y su

uso en la fabricación de fertilizantes representa una parte importante del consumo energético mundial [5], [17]. Además, es necesario en la producción de medicamentos comunes, como la aspirina. Esto subraya la importancia del hidrógeno en la cadena de suministro de la industria química, siendo un mercado de producción y demanda en crecimiento [22].

En las refinerías de petróleo, el hidrógeno se utiliza para procesos como la hidrodesulfuración e hidro-craqueo, que son esenciales para cumplir con las regulaciones ambientales cada vez más estrictas. Esto demuestra la relevancia del hidrógeno en sectores regulados y su contribución a la creación de combustibles más limpios. Además, es fundamental en la producción de metanol, un componente químico utilizado en una variedad de productos y con potencial para ser utilizado como combustible alternativo en vehículos [5], [17].

En el sector del transporte, el hidrógeno se utiliza en células de combustible y en la combustión de hidrógeno líquido. A pesar de los desafíos en términos de costos, infraestructura y seguridad, su adopción en vehículos de celda de combustible (FCEV) está creciendo, aunque enfrenta barreras significativas como el alto costo y una vida útil limitada en comparación con los vehículos convencionales. "Los vehículos basados en la tecnología de celdas de combustible (FCEV) utilizan celdas con potencias entre 80 y 120 kW, con una eficiencia del 'tanque a la rueda' de 43 a 60 %, con costos entre 60.000 -100.000 USD" [5].

En la minería, particularmente en la refinación de cobre, el hidrógeno se emplea en procesos como la pirorefinación, donde se utiliza para eliminar el exceso de oxígeno y mejorar la calidad del metal refinado. Esto ilustra la versatilidad del hidrógeno en procesos industriales complejos [22].

En los motores de combustión interna (ICE), la investigación y el desarrollo continúan explorando el potencial del hidrógeno, tanto

en su uso puro como en mezclas con combustibles fósiles. Aunque los retos relacionados con la eficiencia y las emisiones son notables, la adaptación de motores tradicionales para operar con hidrógeno podría ofrecer una solución menos costosa que las celdas de combustible, con la posibilidad de utilizar la infraestructura existente. Los estudios de Peeters y Shi han mostrado que "la combustión es muy rápida y severa debido a la alta velocidad de la llama cuando se usó hidrógeno", lo que plantea desafíos en cuanto a eficiencia y emisiones [5].

Las celdas de combustible de hidrógeno ofrecen promesas significativas en aplicaciones estacionarias en grandes estaciones de energía central y generadores de energía distribuida, así como en vehículos. Para lograr una mayor adopción en el mercado, es fundamental abordar aspectos como el precio, la durabilidad y la disponibilidad. Los sistemas híbridos que integran tecnologías de hidrógeno con baterías o energía eólica/solar son particularmente prometedores para satisfacer la creciente demanda de energía en áreas rurales y remotas. Además, el hidrógeno puede inyectarse en la red de gas natural, aunque esto está limitado por restricciones de seguridad y eficiencia energética [5].

En el contexto del "Power to Gas", el hidrógeno también se utiliza para almacenar y liberar energía, permitiendo una mayor integración de fuentes de energía renovable. Este concepto es especialmente relevante en escenarios donde la generación de energía renovable es alta y la demanda es variable, demostrando la capacidad del hidrógeno para actuar como un medio de almacenamiento energético eficiente y sostenible. "El hidrógeno producido se inyecta a la red de gas de la ciudad" en proyectos como el electrolizador de 6 MW en Mainz, Alemania, que almacena 1.000 kg de hidrógeno e inyecta energía en la red de gas [17].

Finalmente, en el campo de las micro-redes, especialmente en sistemas eléctricos pequeños y aislados con alta penetración de energías



renovables, el hidrógeno ofrece soluciones efectivas a desafíos como el almacenamiento de energía, el control de frecuencia y la flexibilidad del sistema [22].

¿Y sus aplicaciones en el ámbito marítimo?

El hidrógeno verde emerge como un elemento crucial en el ámbito marítimo, particularmente en el contexto del cambio climático y la imperiosa necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). "Una de las más grandes preocupaciones de los países a nivel mundial es el cambio climático, las altas emisiones de gases de efecto invernadero y el daño que estos producen para la salud del ser humano y el medio ambiente" [23]. Este desafío se acentúa en la industria marítima, responsable de una parte significativa de las emisiones globales de CO₂, con un 2.6% de estas emisiones [24].

La actual dependencia de la industria marítima de los combustibles fósiles, incluyendo el gas natural licuado (GNL), que se considera un puente entre los combustibles fósiles más contaminantes y las energías renovables, es notable. A pesar de que el GNL reduce las emisiones de dióxido de carbono en un 20-30% en comparación con otros combustibles fósiles, sigue siendo un emisor de GEI [25].

Para abordar estos desafíos, se está haciendo un esfuerzo por redirigir el diseño de las nuevas embarcaciones hacia la sostenibilidad e innovación, resaltando alternativas como los sistemas de propulsión eléctrica impulsados por celdas de hidrógeno y baterías. Estos sistemas "son considerados una solución eficiente para el ahorro de combustibles fósiles y disminución de las emisiones de gases GEI" [23].

Estos sistemas son aplicables a diversos tipos de embarcaciones y su integración supondría un incremento en la capacidad de los generadores para alimentar los motores eléctricos. "La implementación de estos sistemas de propulsión eléctrica brinda oportunidad para la integración de sistemas

de generación no convencionales como las celdas de combustible de hidrógeno"[23].

En cuanto a las aplicaciones del hidrógeno verde en el ámbito marino, este presenta un potencial significativo en embarcaciones y buques. Su uso como combustible para celdas de combustible y en motores de combustión interna adaptados ofrece una alternativa limpia y eficiente a los combustibles fósiles tradicionales. Además, el hidrógeno verde puede ser utilizado en diversas tecnologías emergentes como barcos propulsados por hidrógeno y sistemas híbridos que combinan hidrógeno con baterías eléctricas. Estas aplicaciones tienen el potencial no solo de reducir las emisiones de GEI sino también de aumentar la eficiencia energética y disminuir la dependencia del sector marítimo en combustibles fósiles. La transición hacia el hidrógeno verde en la industria naval es fundamental para lograr los objetivos globales de sostenibilidad y reducción de emisiones, representando un paso adelante hacia un futuro marítimo más limpio y sostenible.

La industria marítima está consciente de su impacto en el cambio climático y las emisiones de gases de efecto invernadero, está explorando activamente el uso de energías renovables y la sustitución de combustibles fósiles en buques y otras dependencias. Este cambio representa un esfuerzo significativo para adaptarse a los crecientes desafíos medioambientales y cumplir con las regulaciones internacionales más estrictas.

En la vanguardia de estas innovaciones, se encuentran modelos que combinan tecnologías solares y eólicas en embarcaciones como el Imoca 60 Acciona 100% EcoPowered, que destaca por su propulsión ecológica y su participación en competiciones de alto perfil. "El principal objetivo no era competir, sino demostrar ser igual de competitivos con un barco ecosuficiente contra otros de gasolina", este buque utiliza una combinación de energías renovables, incluyendo energía eólica, fotovoltaica e hidrodinámica, demostrando ser competitivo incluso frente a embarcaciones propulsadas por combustibles fósiles. Este enfoque innovador resalta el



potencial de las energías renovables en aplicaciones marítimas, aunque aún debe superar ciertos desafíos operativos y de viabilidad [26].

Por otro lado, el proyecto de Wallenius Marine, enfocado en desarrollar un buque de carga más ecológico, recurre a un diseño revolucionario que incorpora velas retráctiles, inspiradas en las alas de un avión. Aunque este enfoque promete reducir significativamente el consumo de combustible, el modelo no es completamente verde. Sin embargo, representa un importante paso hacia la reducción de emisiones contaminantes [26].

El hidrógeno verde surge como otra opción viable y prometedora para la propulsión de barcos. Países como Francia y Australia están liderando el desarrollo de tecnologías de hidrógeno verde, enfocándose en su potencial para la descarbonización. Las pilas de hidrógeno, que convierten la energía química del hidrógeno en electricidad, representan una solución práctica y viable para embarcaciones de mediano tamaño. Aunque el almacenamiento seguro y la obtención rentable del hidrógeno presentan desafíos, los avances recientes indican que estas dificultades están siendo superadas gradualmente [26].

En cuanto a la viabilidad económica de los combustibles alternativos, la incertidumbre sobre su disponibilidad y precio es un factor crítico en las decisiones de los armadores. Herramientas como el Monitor de Combustibles Cero-Carbono y el Marco de Primeros Movimientos de Lloyd's Register son esenciales para evaluar y planificar la transición a combustibles renovables. Estos recursos proporcionan análisis detallados de la preparación de los combustibles, los costos y la infraestructura necesaria para su adopción [27].

Un ejemplo exitoso de la aplicación de combustibles alternativos es el crucero Stena Germánica, que ha logrado reducciones significativas en las emisiones de óxido de

azufre y dióxido de carbono utilizando metanol como combustible principal. Empresas como Methanex y Maersk están liderando iniciativas similares, con Maersk diseñando buques portacontenedores que utilizarán metanol verde, entre otros combustibles, para reducir sus emisiones de GEI [25].

Como se ha de visualizar, la industria marítima está haciendo progresos significativos hacia la adopción de energías renovables y combustibles alternativos. Aunque aún se enfrenta a desafíos técnicos y económicos, los avances recientes y la creciente conciencia sobre la sostenibilidad están allanando el camino hacia un sector más limpio y eficiente [25]-[27].

Algunas de las proyecciones futuras y soluciones propuestas para seguir en el camino de mitigar los efectos del cambio climático son:

- Se están desarrollando plataformas para el mercado de la energía eólica marina, incluyendo estructuras fijas y flotantes, así como embarcaciones especializadas para parques eólicos marinos [24].
- El "Color Hybrid" de Color Line, el barco híbrido enchufable más grande del mundo utiliza energía solar y eólica, marcando un hito en la propulsión híbrida marina [24].

En el ámbito de los combustibles alternativos más limpios:

- La primera planta de biocombustibles avanzados representa un progreso en la economía circular y la descarbonización del transporte, produciendo biodiésel, biojet, bionafta y biopropano [24].
- La adopción de combustibles alternativos como Gas Natural Licuado, Amoníaco, Metanol e Hidrógeno Líquido está creciendo,



con aplicaciones en distintos tipos de embarcaciones [24].

- Las pilas de combustible microbianas de agua residual y la introducción de "Change", la primera pila de combustible de hidrógeno en un buque de pasajeros en EE.UU., son ejemplos de innovaciones destacadas en la industria [24].

El proyecto FUCCELL es notable en la generación de energía, enfocándose en la producción de hidrógeno para alimentar sistemas de pilas de combustible y supercondensadores, aplicando estas tecnologías a las embarcaciones [24].

Los puertos están evolucionando con iniciativas como el "Port de Barcelona", que ha establecido el primer hub de suministro de GNL en el Mediterráneo, y la implementación de tecnologías de electrificación del muelle y sistemas de lubricación de aire para reducir la fricción en buques [24].

El "Green Shipping Programme Norway 03" es un esfuerzo colaborativo para reducir las emisiones mediante la introducción de combustibles ecológicos y tecnología de propulsión alternativa. Incluye proyectos piloto a gran escala, como buques propulsados por hidrógeno y buques autónomos de cero emisiones [24].

Estos desarrollos en la industria marítima son fundamentales para la sostenibilidad y descarbonización del sector, mostrando un compromiso creciente con innovaciones y proyectos en energías renovables y soluciones alternativas.

6. CONCLUSIONES

En este capítulo se ha abordado de manera integral el desafío global del cambio climático, destacando su origen antropogénico y las severas consecuencias que este fenómeno impone sobre el medio ambiente, la biodiversidad y las sociedades humanas. A través de un análisis detallado, se ha visto

cómo el incremento en los gases de efecto invernadero, derivados principalmente de la combustión de fuentes fósiles, ha acelerado este cambio climático, desencadenando eventos climáticos extremos y alteraciones en los ecosistemas. Ante este panorama, el hidrógeno verde emerge como una solución energética revolucionaria y sostenible.

Se ha destacado la capacidad del hidrógeno verde para desempeñar un papel crucial en la mitigación del cambio climático. Su producción a partir de fuentes renovables ofrece una ruta hacia la descarbonización de diversos sectores, incluyendo el transporte, la industria y la generación de energía. Se han explorado las tecnologías emergentes, los métodos de almacenamiento y las aplicaciones prácticas del hidrógeno verde, reconociendo al mismo tiempo los retos que enfrenta su adopción a gran escala, como los costos de producción y las necesidades de infraestructura.

El análisis realizado en este capítulo resalta la importancia de integrar el hidrógeno verde en las políticas ambientales y energéticas globales. Esta integración no solo contribuirá a reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también promoverá la innovación tecnológica y el desarrollo económico sostenible. Asimismo, se ha considerado cómo el hidrógeno verde puede ser un factor clave en la transición hacia una economía circular y baja en carbono, ofreciendo una alternativa energética limpia y eficiente.

En última instancia, el hidrógeno verde se presenta no solo como una solución energética, sino como un símbolo de un cambio paradigmático hacia un futuro más sostenible y resiliente. Este capítulo reafirma la necesidad de una acción colectiva y de políticas decididas para adoptar esta tecnología prometedora, marcando así un camino hacia la mitigación efectiva del cambio climático y la protección del planeta para las generaciones futuras.



REFERENCIAS

- [1] E. J. G. Gaudiano and P. A. M. Cartea, "Educación para el cambio climático ¿Educar sobre el clima o para el cambio?," *Perfiles Educativos*, vol. 42, no. 168, pp. 157-174, Apr. 2020, doi: 10.22201/IISUE.24486167E.2020.168.59464.
- [2] L. Al-Ghussain, "Global warming: review on driving forces and mitigation," *Environmental Progress and Sustainable Energy*, vol. 38, no. 1. John Wiley and Sons Inc., pp. 13-21, Jan. 01, 2019. doi: 10.1002/ep.13041.
- [3] Y. Hernández, Cambio climático: Causas y Consecuencias. *RenovaT* 4(1), 38-53, 2020.
- [4] A. Sayigh, "Up-date: Renewable energy and climate change," *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, vol. 6, p. 13, 2021, doi: 10.1051/rees/2021004.
- [5] M. G. Rasul, M. A. Hazrat, M. A. Sattar, M. I. Jahirul, and M. J. Shearer, "The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications," *Energy Conversion and Management*, vol. 272. Elsevier Ltd, Nov. 15, 2022. doi: 10.1016/j.enconman.2022.116326.
- [6] G. Arora, "European Journal of Molecular & Clinical Medicine Causes and Effects of Global Warming", *Molecular & Clinical Medicine*, vol. 07, no. 06, 2020.
- [7] K. Calvin *et al.*, "IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.," Jul. 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [8] B. Roca Villanueva, M. Beltrán Salvador, and R. Gómez Huelgas, "Change climate and health," *Rev Clin Esp*, vol. 219, no. 5, pp. 260-265, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.rce.2019.01.004.
- [9] F. Pinto, "Cambio climático en Chile: del desafío global a la oportunidad local", Fundación Friedrich Ebert, Abril 2019.
- [10] Equipo Técnico Coordinador del MMA, "INGEI de Chile: balance de GEI (kt CO2 eq) por sector, serie 1990-2020". Accessed: Nov. 25, 2023. [Online]. Available: <https://snichile.mma.gob.cl/resultados-principales/>
- [11] C. Robles and O. Rodríguez, "Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia," Apr. 2018.
- [12] I. Renewable Energy Agency and G. Renewables Alliance, "Global Renewables Alliance Tripling renewable power and doubling energy efficiency by 2030 crucial steps towards 1.5°C" 2023. [Online]. Available: www.globalrenewablesalliance.org/
- [13] S. Montecinos and D. Carvajal, "Energías renovables: Escenario actual y perspectivas futuras," 2018. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/343922050>
- [14] V. Quaschnig, "Renewable Energy and Climate Change," 2020. [Online]. Available: www.HETranslations.uk
- [15] F. Endesa, "Centrales de biomasa y sus tipos." Accessed: Nov. 26, 2023. [Online]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-renovables/central-de-biomasa>
- [16] A. Hernández, "Hidrógeno verde y su almacenamiento energético: Estado del arte," Jun. 2023.
- [17] R. Vázquez and F. Salinas, "Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile," vol. 2, 2019.
- [18] R. Belén, "Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile," 2021.
- [19] K. Sánchez, "Energía Renovable: Hidrógeno como Vector Energético," 2019.



- [20] G. Squadrito, G. Maggio, and A. Nicita, "The green hydrogen revolution," *Renew Energy*, vol. 216, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.119041.
- [21] E. Solutions, "Introducción al hidrógeno como vector energético," Bogotá, Colombia, 2023. Accessed: Jan. 06, 2024. [Online]. Available: www.etechsolutions.com.co
- [22] F. Jiménez, "Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil" Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2020.
- [23] M. P. Arrieta García, A. M. Castaño Padilla, and A. L. Olivera Ruiz, "Propulsión eléctrica a partir de celdas de hidrógeno: impacto en mitigación de huella de carbono," *Revista UIS Ingenierías*, vol. 22, no. 2, Apr. 2023, doi: 10.18273/revuin.v22n2-2023004.
- [24] L. Marrugo, J. Saravia, "Navegando hacia embarcaciones sostenibles: estado de la industria y los ODS" Marzo 2023.
- [25] D. Enríquez, "La economía del metanol verde como combustible. desarrollo actual e impacto medioambiental," trabajo de fin de grado, Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2022
- [26] C. Ceballos, "Implantación de energías renovables y sustitución de combustibles fósiles en buques y dependencias de la armada," Jun. 2021. [Online]. Available: www.masmar.net/esl/Vela/Solitarios-y-A2/Bubi-Sans%C3%B3-califica-a-su-
- [27] L. Register, "Engine retrofit report 2023: Applying alternative fuels to existing ships," 2023. [Online]. Available: www.lr.org/fuelforthought

CAPÍTULO 2 SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

Bastían Cesani

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

Este estudio examina la situación energética global, enfocándose en los retos y oportunidades presentes en el contexto actual. Se analiza el panorama político mundial, con una mirada particular a las tensiones geopolíticas y la transición hacia fuentes de energía renovables. Se explora el impacto del cambio climático en el sector energético y se evalúa la evolución del consumo de diferentes fuentes energéticas. Este análisis proporciona una perspectiva integral sobre la dependencia de combustibles fósiles, los desafíos en la transición energética, y el papel de las tecnologías emergentes en el sector. Se concluye subrayando la necesidad de una acción global coordinada para enfrentar los desafíos energéticos y climáticos.

PALABRAS CLAVE: Energía global, cambio climático, fuentes renovables, transición energética.

ABSTRACT

This study examines the global energy situation, focusing on the challenges and opportunities present in the current context. It analyzes the global political landscape, with a particular look at geopolitical tensions and the transition towards renewable energy sources. The impact of climate change on the energy sector is explored, and the evolution of the consumption of different energy sources is assessed. This analysis provides a comprehensive perspective on the dependence on fossil fuels, the challenges in the energy transition, and the role of emerging technologies in the sector. It concludes by highlighting the need for coordinated global action to address energy and climate challenges.

KEYWORDS: Global energy, climate change, renewable sources, energy transition.

1. INTRODUCCIÓN

“Estamos a kilómetros de los objetivos del acuerdo de París y a minutos de la medianoche para el límite de los 1,5°C” [1], ha mencionado António Guterres, secretario general de la ONU, en la reciente 28va Conferencia de la Partes (COP28) el pasado 1 de diciembre de 2023. Esta declaración resalta la brecha entre los compromisos actuales y las acciones necesarias para alcanzar el objetivo del acuerdo, el cual es limitar el calentamiento global por debajo de los 2 °C, preferiblemente a 1,5 °C en comparación con los niveles preindustriales.

Para evaluar cuán distante se está de alcanzar las metas establecidas en el Acuerdo de París, este capítulo examinará el contexto político y económico mundial, con énfasis en la situación de tensiones políticas entre potencias energética a nivel global. Comprender estos aspectos es fundamental para entender las complejidades y dinámicas que configuran el panorama energético actual. La interacción de la política a nivel mundial no solo influye en la producción y distribución de energía, sino también en su consumo y en las tendencias de innovación tecnológica.



Además, se analizará el estado actual de la energía a nivel mundial, un equilibrio en constante cambio entre las fuentes tradicionales, como los combustibles fósiles, y las emergentes fuentes renovables. Este análisis revelará los retos inherentes a un sistema energético que, aunque avanza hacia la sostenibilidad, sigue anclado en prácticas menos sostenibles.

Por otro lado, la influencia recíproca entre el cambio climático y la energía será otro punto focal. Se destacará cómo el uso predominante de combustibles fósiles no solo contribuye al cambio climático, sino que, a su vez, el cambio climático afecta la eficiencia y disponibilidad de varias fuentes de energía.

Finalmente, se mencionarán algunas de las tecnologías emergentes en el sector energético. Desde el almacenamiento avanzado de energía hasta la captura y almacenamiento de carbono, estas innovaciones representan rayos de esperanza en el desafío de reformar nuestro sistema energético global.

2. CONTEXTO POLÍTICO

En un mundo cada vez más interconectado, los sucesos en una región pueden desencadenar ondas expansivas con repercusiones globales. Este subcapítulo analiza los recientes desarrollos clave que están redefiniendo el equilibrio de poder y las relaciones internacionales, enfocándose en las tensiones geopolíticas emergentes y las transformaciones estratégicas. Desde el conflicto en Ucrania y sus efectos en Eurasia hasta la intensa rivalidad tecnológica entre Estados Unidos y China, se examina cómo estos eventos están moldeando el escenario político y económico mundial, marcando una transición hacia un nuevo orden global más multipolar y complejo.

La guerra en Ucrania ha desencadenado una profunda reconfiguración geopolítica y geoestratégica, redefiniendo las dinámicas de poder global. Este conflicto refleja un esfuerzo por repositionar a actores hegemónicos clave como Rusia y la “La Organización del Tratado

del Atlántico Norte” (OTAN), con un enfoque creciente en tácticas híbridas de guerra. En el mar Negro, el declive de la influencia rusa se ha acentuado tras la disolución de la URSS, y la guerra en Ucrania ha exacerbado aún más esta situación, llevando a Moscú a un estado de mayor aislamiento geopolítico y geoestratégico.

La alteración de la estrategia energética europea, especialmente en Alemania, emerge como uno de los cambios más notables surgidos del conflicto. La disminución de la operatividad del Nord Stream 2 ha marcado el inicio del declive del dominio del gas ruso en Europa, incentivando a los países europeos a diversificar sus fuentes de energía y reducir su dependencia del gas ruso. Asimismo, la adhesión de Suecia y Finlandia a la OTAN, en respuesta al temor de una posible agresión rusa similar a la de Ucrania, ha alterado la geopolítica del mar Báltico, otorgando a la OTAN una ventaja estratégica considerable sobre Rusia [2]. Esta transformación se observa claramente en el mapa de Europa de 2023 (ver figura 1), donde Finlandia figura como nuevo miembro de la OTAN y Suecia en proceso de ratificación, consolidando su alianza con el bloque occidental. Además, el mapa identifica a Ucrania, Bosnia y Herzegovina y Georgia como países candidatos, lo que sugiere una potencial expansión de la influencia y el compromiso de la OTAN en la región.

En el Ártico, las tensiones entre Rusia y la OTAN se han intensificado debido a la invasión rusa a Ucrania. Esta situación ha puesto a la región en una posición crítica tanto en términos económicos como de seguridad, amenazando el dominio que Rusia había construido sobre el Ártico y sus recursos naturales, así como sobre rutas comerciales alternativas al canal de Suez [2].





Figura 1. Países miembros OTAN 2023 [3].

Según el Banco Mundial [4], las regiones de Europa y Asia central experimentan una recuperación lenta, con un pronóstico de crecimiento del 1,4% en 2023, una mejora notable desde el 0,1% anterior. Este tímido avance se ve oscurecido por una inflación sin precedentes que alcanzó un máximo del 15,7% a fines de 2022, la más alta en más de dos décadas, afectando desproporcionadamente a los más pobres. La crisis del costo de vida, exacerbada por aumentos en los precios de alimentos y energía, subraya la desigualdad en el impacto inflacionario, con una tasa de inflación 2 puntos porcentuales más alta para el 10% más pobre en comparación con el segmento más rico de la población.

Paralelamente, la relación geopolítica entre Estados Unidos y China durante el siglo XXI se caracteriza por una intensa rivalidad que trasciende el poder territorial para incluir una nueva dimensión crucial: el poder tecnológico. Esta rivalidad se manifiesta en áreas clave como la inteligencia artificial, la computación cuántica y la biociencia, con Estados Unidos intentando mantener su supremacía global en estas tecnologías frente al rápido avance tecnológico de China. En respuesta, China ha realizado inversiones significativas en

investigación y desarrollo, particularmente en inteligencia artificial, buscando convertirse en líder mundial en esta tecnología para 2030. Esta dinámica ha llevado a Estados Unidos a implementar una "guerra fría tecnológica" contra China, con el objetivo de frenar su ascenso tecnológico y proteger su ventaja en industrias de alta tecnología [5].

En este contexto global, el resurgimiento de Eurasia está marcando una transición hacia un orden mundial más multipolar, desafiando la hegemonía tradicional de la tríada de Estados Unidos, Europa Occidental y Japón. Este cambio se refleja en la creciente importancia de potencias como China, Rusia e India, y la competencia hegemónica entre China y Estados Unidos se ha convertido en un foco central de esta disputa. La historia reciente de China, marcada por transformaciones significativas, ha influido no solo en la región sino también en las estructuras de poder a nivel mundial. La Nueva Ruta de la Seda y la ampliación de la influencia geo-económica y geopolítica de China son ejemplos de esta expansión [6].

La reciente incorporación de Argentina e Irán al grupo BRICS+, junto con el fortalecimiento de la Organización de Cooperación de Shanghai (OCS), marca un cambio significativo en el escenario geopolítico mundial. Este desarrollo señala el surgimiento de un bloque que conecta cuatro continentes, notablemente excluyendo a las tradicionales potencias occidentales. Este nuevo panorama representa una reconfiguración del orden global, con implicancias de largo alcance para la geopolítica internacional [6].

Por otro lado, la transición hacia energías más limpias y eficientes plantea tanto oportunidades como desafíos. Aunque la transición promete beneficios económicos y de salud a largo plazo, la dependencia de tierras raras y minerales necesarios para la tecnología verde y la posición dominante de China en estas cadenas de suministro, introducen una nueva dimensión geopolítica en la discusión energética [7]. En resumen, la guerra en Ucrania y la rivalidad entre Estados Unidos y



China están redefiniendo el panorama geopolítico global, con Eurasia emergiendo como un centro de poder crítico y el mundo, experimentando una transición hacia un orden más multipolar. Estos desarrollos tienen implicaciones significativas para el equilibrio de poder global y el futuro de las relaciones internacionales.

La situación actual demanda un enfoque multifacético para abordar los retos económicos y energéticos. Primero, es crucial que las políticas económicas y energéticas reconozcan y se adapten a las realidades cambiantes de la geopolítica global y las dinámicas de mercado. Segundo, los esfuerzos para mitigar la crisis del costo de vida deben ser específicos y enfocados en proteger a los más vulnerables. Y finalmente, la transición energética debe ser gestionada de manera que equilibre los beneficios a largo plazo con las necesidades económicas y geopolíticas a corto plazo.

3. ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA A NIVEL MUNDIAL

Al adentrarse en el análisis del "Estado actual de la energía a nivel mundial", es esencial comprender cómo se ha distribuido el consumo de diferentes fuentes de energía a lo largo del tiempo. El gráfico que se presenta en la figura 2 ofrece una visión panorámica del consumo global de las principales fuentes energéticas desde el año 2000 hasta el 2022, abarcando petróleo, carbón, gas natural, energía nuclear, hidroelectricidad y fuentes renovables. Este gráfico no solo refleja las cantidades consumidas de cada fuente energética, sino que también destaca las tendencias y cambios significativos en el panorama energético mundial, mostrando un constante crecimiento en el consumo y un descenso en los años 2009 y 2020 en las principales tres fuentes energéticas. La evolución del consumo de estas fuentes es un indicador crucial de los patrones económicos, tecnológicos y políticos, así como de la respuesta global a los desafíos ambientales y de sostenibilidad.

A través de este análisis, se puede apreciar la dinámica del mercado energético, las respuestas a las políticas de sostenibilidad y el progreso hacia fuentes de energía más limpias y renovables. La interpretación de estos datos permitirá entender mejor los desafíos y oportunidades que enfrenta el mundo en su camino hacia un futuro energético sostenible y eficiente. El consumo global de energía ha experimentado un crecimiento constante a lo largo de los años, reflejando una demanda energética mundial en aumento, con el petróleo manteniéndose como la fuente dominante a pesar de una desaceleración reciente en su crecimiento.

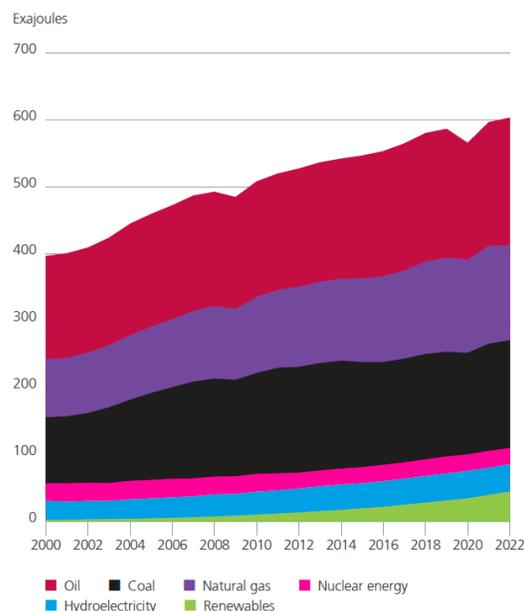


Figura 2. Consumo global energético [8].

Mientras tanto la participación del carbón, tras un incremento notable, ha comenzado a estabilizarse y tal vez a disminuir, una tendencia que podría ser el resultado de políticas enfocadas en la reducción de emisiones y un giro hacia energías más limpias, ver figura 3.



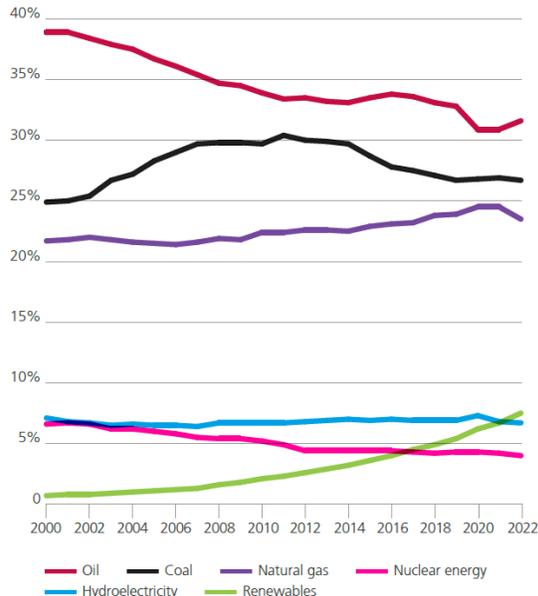


Figura 3. Participación en la energía primaria global [8].

Por otro lado, el gas natural continúa su ascenso, favorecido por ser una alternativa más limpia que el carbón y el petróleo. La energía nuclear, aunque no ha tenido grandes saltos en su uso, muestra una presencia estable con un aumento moderado, sugiriendo una inversión constante. La hidroelectricidad ha crecido de manera sostenida, lo cual denota su aceptación como una fuente renovable confiable. Significativamente, las energías renovables, incluyendo probablemente la solar y la eólica, han visto el aumento más dramático, sobre todo en la última década, indicando un claro compromiso con la transición hacia fuentes de energía más sostenibles y respetuosas con el medio ambiente.

La creciente adopción de energías renovables apunta hacia una transición energética orientada hacia la sostenibilidad y la reducción de carbono, un movimiento que parece estar motivado tanto por la política internacional en respuesta al cambio climático como por el avance en tecnologías limpias. En este contexto, las decisiones gubernamentales y los desarrollos tecnológicos jugarán un rol determinante, siendo las inversiones en tecnologías de almacenamiento de energía y

eficiencia energética aspectos cruciales para el futuro energético. La seguridad energética y los imperativos de sostenibilidad también dictarán el desarrollo y adopción de estas fuentes, con un enfoque en disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. A medida que el costo de las energías renovables desciende, estas se perfilan como alternativas económicamente más atractivas, potenciando un cambio acelerado. Sin embargo, las infraestructuras existentes, las dinámicas de mercado y las agendas políticas presentan retos significativos en la implementación de energías renovables, desafíos que exigirán soluciones creativas y colaboración a nivel global. A pesar de estos obstáculos, el panorama general que surge es alentador, destacando la necesidad de un enfoque continuo y estratégico para facilitar la transición hacia un sistema energético más limpio y resiliente.

La tendencia general apunta hacia una diversificación de la matriz energética, con una dependencia decreciente en el petróleo y el carbón, mientras que las fuentes de energía de menor emisión como el gas natural y las energías renovables ganan terreno. Esto puede interpretarse como un movimiento progresivo hacia un futuro energético más sostenible, en línea con los objetivos globales de sostenibilidad y reducción de la huella de carbono.

El panorama energético mundial se caracteriza por una marcada diversidad en términos de consumo, emisiones y producción, reflejando una compleja red de dependencias económicas y ambientales. El siguiente análisis está basado en el reporte anual "Statistical Review of World Energy" del año 2023 liderado por Energy Institute [8].

Evolución de los precios del petróleo

El precio del petróleo se ha caracterizado por una alta volatilidad, como puede verse en la figura 4. En efecto, cada acontecimiento histórico importante ha repercutido en el valor del barril del petróleo. Sólo a modo de ejemplo, se pueden citar la revolución iraní



que a fines de la década del 70 del siglo pasado hizo subir el precio del barril de petróleo a un valor cercano a los 130 dólares, en tanto que a causa de la “Primavera Árabe” en 2010, el precio del barril llegó casi a 150 dólares.

Evolución de los precios del gas natural

Como se observa en la figura 5, el precio del gas natural depende de la región que se considere. Sin embargo, lo más notable es la situación a partir del año 2020, en que los precios aumentan rápidamente en Europa y Japón y sólo en EEUU el incremento en los precios es más moderado. Esta situación se agudizó tras el inicio de la invasión a Ucrania por parte de Rusia, en febrero de 2022.

Consumo de energía primaria

China lidera el consumo de energía primaria con 159,39 EJ representando el 26,4% a nivel mundial, seguida por Estados Unidos con

95,91 EJ siendo el 15,9% e India con 36,44 EJ, el 6,0%. No obstante, es Qatar quien sorprende con el consumo de energía primaria per cápita más alto del mundo, alcanzando los 699,2 GJ, superando a Emiratos Árabes Unidos y Singapur, con 534,9 y 529,5 GJ per cápita, respectivamente, para el año 2022. Estos datos subrayan un contraste significativo entre el consumo nacional total y el consumo individual, resaltando las diferencias en estilos de vida y modelos económicos.

Emisiones de CO₂

En lo que respecta a las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la energía a nivel mundial durante el 2022, China se sitúa a la cabeza emitiendo 10.550,2 MT (millones de toneladas) representando el 30,7% a nivel mundial, seguida por Estados Unidos con 4.825,8 MT, un 14,0% e India con 2.595,8 MT, un 7,6%.

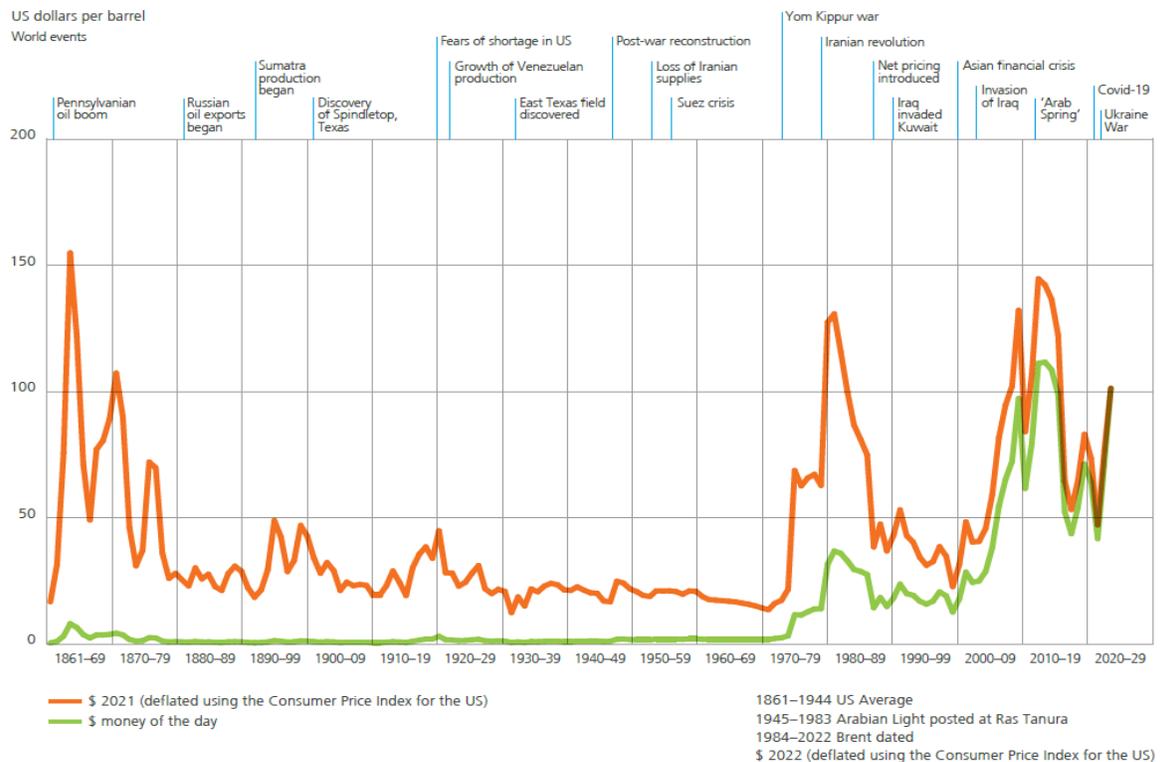


Figura 4. Historial de precios del petróleo en perspectiva a eventos mundiales [8].



La región de Asia Pacífico representa más de la mitad de estas emisiones globales, con un 52,2%, lo que indica la concentración de actividades industriales y la dependencia de combustibles fósiles en la región.

Producción de petróleo

Mirando hacia la producción mundial de petróleo, Estados Unidos ocupa la primera posición a nivel mundial produciendo 17.770 miles de barriles diarios, contribuyendo con el 18,9% del total global de barriles producidos diariamente. Le siguen Arabia Saudita con 12.136 y Rusia con 11.202 miles de barriles diarios, que representan el 12,9% y 11,9% de producción a nivel mundial, respectivamente. La región del Medio Oriente es la mayor productora de petróleo, con un 32,8% del total global, destacando su papel central en la industria energética mundial.

Consumo de petróleo

En cuanto al consumo de petróleo, Estados Unidos lidera una vez más con un consumo de 19.140 miles de barriles por día representado por el 19,7% del consumo a nivel mundial, seguido por China con 14.295 miles de barriles diarios, un 14,7% e India con 5.185 miles de barriles diarios, un 5,3% del total mundial. Asia Pacífico emerge como la región con el mayor consumo, con un 36,3% del consumo mundial, lo que refleja tanto el crecimiento económico como el aumento de la población y la urbanización en la región.

Producción de gas natural

El gas natural sigue siendo un recurso primordial, con Estados Unidos liderando la producción con 978,6 billones de m³ representado por el 24,2% de la producción a nivel mundial, seguido por Rusia con 618,4 bm³, un 15,3% e Irán con 259,4 bm³, un 6,4% de la producción de gas natural a nivel mundial.

Prices

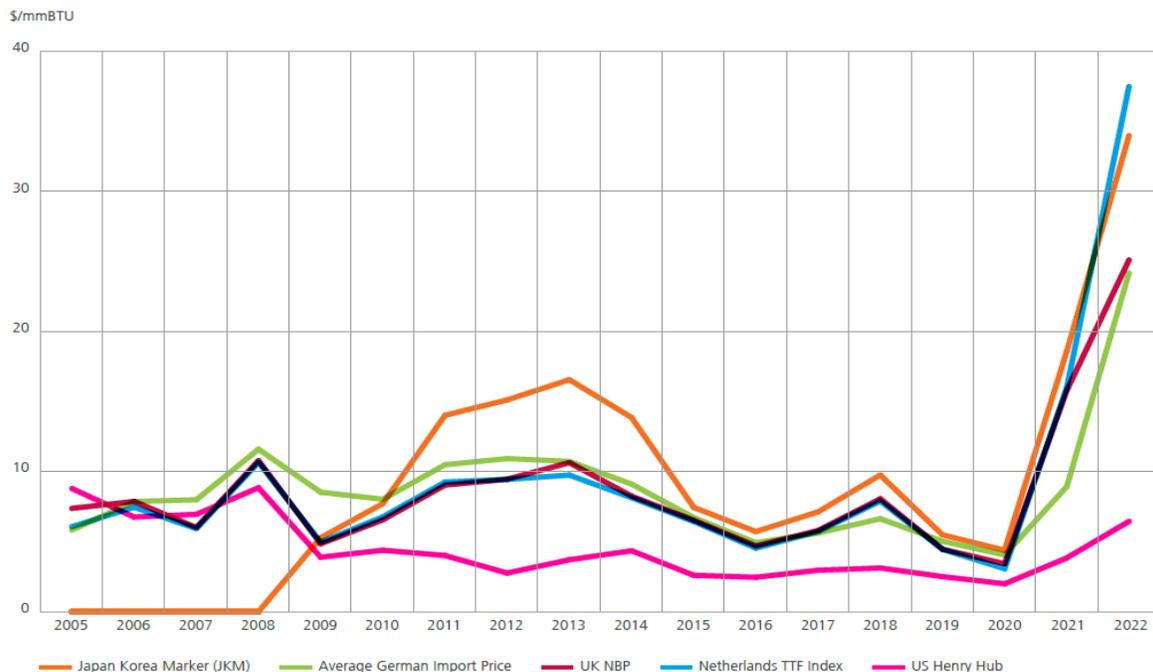


Figura 5. Historial de precios de gas natural por región [8].



Consumo de gas natural

A nivel de consumo al año 2022, Estados Unidos también se mantiene en la cima con 881,2 bm^3 (billones de metros cúbicos) que representan un 22,4% del consumo global, Rusia con 408,0 bm^3 representando un 10,4% y China 375,7 bm^3 siendo el 9,5% a nivel global, completando los tres primeros puestos. Europa, en su conjunto, representa un 12,7% del consumo de gas natural a nivel mundial, pero su consumo el año 2022 bajo un 13% con respecto al año anterior, una de las causales sería el aumento en el precio de este insumo durante el último periodo, ver figura 5.

Producción de carbón

En cuanto al carbón, China domina la producción mundial con una abrumadora mayoría del 50,6% reflejado en 4.560,0 MT (millones de toneladas), seguida por India con 910,9 MT e Indonesia con 687,4 MT. Solamente la región de Asia Pacífico produce el 75,7% del carbón a nivel mundial.

Consumo de carbón

El consumo de carbón sigue patrones similares, China con un consumo de 88,41 EJ, 54,8% del total global e India con 20,09 EJ representado por el 12,4% mundial. El consumo en la región Asia Pacífico, es un 80,8% del consumo mundial, lo que destaca la centralidad de Asia en la producción y uso de esta fuente de energía, aunque también subraya las preocupaciones ambientales asociadas con su uso.

Consumo energía nuclear

En el sector de la energía nuclear, Estados Unidos consume la mayor parte con un 30,3%, seguido por China con un 15,6% y Francia 11,0% del total mundial. Ahora analizando la razón de crecimiento entre los años 2012 y 2022 para estos países, se encuentra que Estados Unidos tiene un crecimiento promedio de -0,5% mostrando un consumo constante durante estos años, Francia con un crecimiento negativo de -4,1% promedio, pero

China demuestra un crecimiento de un 15% promedio en los últimos 10 años.

Consumo de hidroelectricidad

China también lidera el consumo de hidroelectricidad global con 12,23 EJ, 30,1% del total global. Le sigue Brasil con un consumo de 4 EJ representando el 9,9% y Canadá 3,7 EJ, 9,2% del total mundial.

Consumo de energías renovables

Las energías renovables están lideradas por China, con un consumo de 13,3 EJ, el 29,4% del consumo a nivel global, lo que indica su posición como un gigante energético en múltiples frentes, mientras que Estados Unidos con 8,43 EJ y Brasil 2,52 EJ, representando el 18,7% y 5,6% del consumo a nivel mundial, siguen siendo influyentes en el sector de las energías renovables.

Generación de electricidad

La generación de electricidad está igualmente dominada por China con 8.848,7 TWh, 30,3% nivel global, seguida por Estados Unidos con 4.547,7 TWh, e India con 1.858,0 TWh. Solo la región de Asia Pacífico representa 49,9% del total mundial de generación de electricidad. Este dato resalta la enorme demanda de electricidad en la región, impulsada por el crecimiento económico y la población.

Minerales claves

El Congo se destaca en la minería del cobalto con la mayor producción, 111,3 miles de toneladas en el año 2022 representando el 67% total mundial y con una reserva del 46,9% del cobalto a nivel mundial, un componente crítico para la tecnología de baterías modernas. Por otra parte, Australia lidera en la producción de litio, 61,0 de miles de toneladas representando el 46,8% a nivel mundial en el año 2022 mientras que Chile con una producción de 39,0 miles de toneladas en el año 2022, tiene el 40,4% de la reserva de litio a nivel mundial, un recurso esencial para la transición a la energía renovable y la



movilidad eléctrica. Por otro lado, China se mantiene como el principal productor de grafito natural, 850,0 miles de toneladas y de tierras raras, 210,0 miles de toneladas durante el año 2022, y además con la mayor reserva de tierras raras, el 35,0% de la reserva mundial, reafirmando su posición estratégica en el mercado de los minerales industriales.

Evolución de los precios del litio y del cobalto

Tanto el litio como el cobalto son metales que se utilizan en la fabricación de baterías. El precio de ambos metales se muestra en la figura 6, pudiendo observarse que el precio del litio experimentó a partir del año 2020, un incremento importante, llegando actualmente a un valor cercano a 43.000 dólares por tonelada. A su vez, el cobalto ha experimentado incrementos puntuales en el precio durante los años 2007-2008 y 2017-2018. La tendencia actual es seguir aumentando su precio, encontrándose actualmente en torno a 62.000 dólares por tonelada.

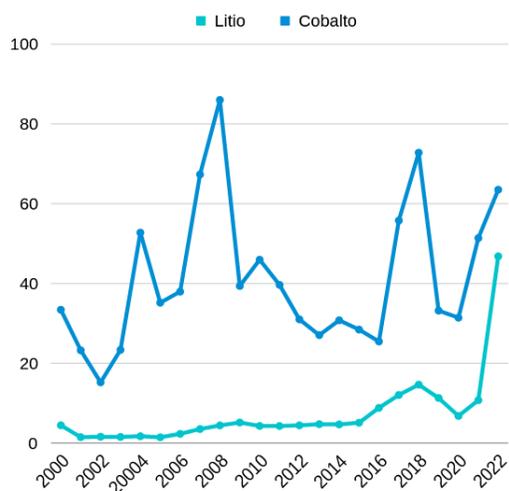


Figura 6. Historial de precio de Litio y Cobalto en miles de USD por tonelada [8].

4. DESAFÍOS Y PROBLEMÁTICAS GLOBALES EN ENERGÍA

En el actual contexto de cambios estructurales en las economías y en el uso de la energía, el mundo enfrenta desafíos energéticos que son cruciales tanto para los países desarrollados como para los que están en vías de desarrollo.

Uno de los desafíos más críticos es la **dependencia de los combustibles fósiles**; fuentes de energía no renovables que no solo agotan recursos limitados, sino que también contribuyen de manera significativa a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y, por ende, al cambio climático. Esta situación impulsa hacia una transición a energías renovables, un proceso vital pero lleno de desafíos técnicos, económicos y de infraestructura.

Paralelamente, el desafío de **acceso universal a la energía** destaca la disparidad en la disponibilidad de recursos energéticos, especialmente en países en vías de desarrollo, donde el acceso a energía segura y asequible sigue siendo un obstáculo significativo para el desarrollo socioeconómico.

El impacto ambiental de la producción y consumo de energía es otro punto crítico, especialmente en el contexto del cambio climático. La sostenibilidad en el sector energético, que implica un equilibrio entre las necesidades económicas, sociales y ambientales, se convierte en un objetivo esencial. Esto lleva a enfrentar desafíos tecnológicos y de inversión, donde la necesidad de innovar y financiar soluciones sostenibles es imperativa.

Además, **las políticas y regulaciones energéticas** juegan un papel crucial. La consistencia y eficacia de las políticas gubernamentales pueden acelerar o impedir el progreso hacia un futuro energético más sostenible y accesible. Estos desafíos, aunque variados y complejos, están intrínsecamente interconectados y requieren una visión y acción global coordinada para su resolución. Abordarlos no solo es fundamental para la estabilidad y el desarrollo económico, sino también para la supervivencia y bienestar de las generaciones futuras.



El siguiente análisis se basó en el reporte “World Energy Outlook 2023” [9], donde se menciona que la dependencia de los combustibles fósiles, aunque ha comenzado a disminuir, sigue siendo una preocupación central, con precios volátiles y mercados tensos que resaltan la urgencia de una transición hacia energías más limpias y sostenibles. La seguridad energética, entendida como el acceso confiable a fuentes de energía a precios asequibles, se ve amenazada por tensiones geopolíticas y conflictos, como el continuo enfrentamiento en Ucrania y los riesgos de conflictos prolongados en Oriente Medio.

La sostenibilidad en el sector energético implica un equilibrio entre necesidades económicas, sociales y ambientales, un reto complicado por el hecho de que el sector energético es causa primaria del aire contaminado que afecta a más del 90% de la población mundial y está vinculado a millones de muertes prematuras cada año. Sin embargo, la emergencia de una nueva economía de energía limpia, liderada por la energía solar fotovoltaica y los vehículos eléctricos, ofrece esperanza y un camino a seguir. Las inversiones en energía limpia han aumentado significativamente desde 2020, impulsando la reducción de emisiones y fomentando la seguridad energética, especialmente en países importadores de combustible.

Este cambio hacia una economía de energía más limpia está llevando a la humanidad al comienzo del fin de la era de los combustibles fósiles, con una disminución proyectada en la demanda mundial de carbón, petróleo y gas natural antes de 2030. El Stated Policies Scenario (STEPS), muestra proyecciones de demanda de combustibles fósiles hasta el año 2050 en diferentes regiones.

En la figura 7 puede verse la evolución de la demanda de carbón en China, las economías avanzadas y algunos otros mercados emergentes, observándose una disminución en la demanda, en los tres casos analizados.

Las políticas de apoyo a la energía limpia están acelerando este cambio, como lo demuestran los avances significativos en la adopción de vehículos eléctricos en regiones como Estados Unidos y la Unión Europea.

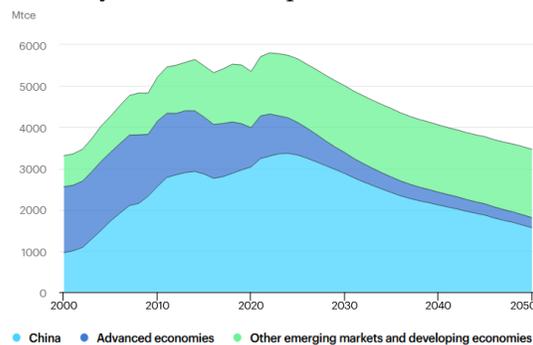


Figura 7. Demanda de carbón por región en STEPS, 2000-2050 [9].

En la figura 8 se muestra la demanda de petróleo en las tres regiones analizadas, pudiendo observarse que, en tanto que en las economías avanzadas y otros mercados emergentes hay una tendencia a disminuir esta demanda, en China la demanda por petróleo aumenta, compensándose ambos efectos, con la resultante que la demanda total es aproximadamente constante.

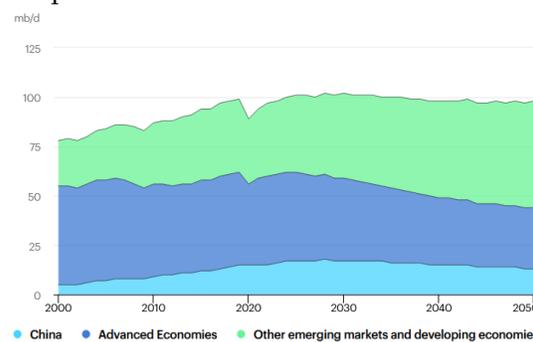


Figura 8. Demanda de petróleo por región en STEPS, 2000-2050 [9].

En la figura 9 se muestra la demanda por gas natural en las tres regiones ya indicadas, observándose el mismo efecto que con la demanda de petróleo.



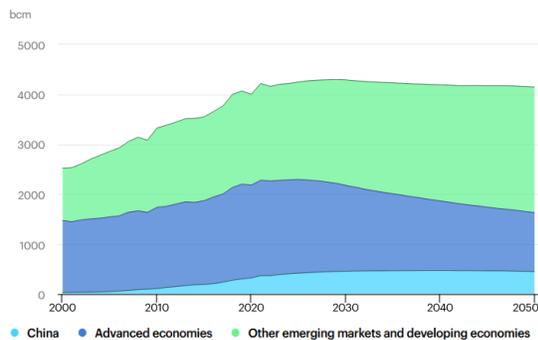


Figura 9. Demanda de gas natural por región en STEPS, 2000-2050 [9].

En este contexto, naciones como China juegan un papel crucial, ya que ha sido un actor dominante en los mercados de carbón y un importante contribuyente al aumento en el uso global de petróleo y gas natural. Sin embargo, China también está experimentando un cambio significativo hacia la energía limpia, lo que indica una disminución futura en la demanda de sectores energéticamente intensivos.

Finalmente, es imperativo que los países colaboren para abordar estos desafíos, reconociendo que ningún país es una "isla energética" y que todos están sujetos a los riesgos del cambio climático. La colaboración internacional, el comercio basado en reglas y la transferencia de tecnología son esenciales para mantener abierta la posibilidad de limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 °C. Al enfrentar estos desafíos, el mundo tiene a su disposición soluciones duraderas para la inseguridad energética que pueden ayudar también a abordar la crisis climática, utilizando una gama amplia de tecnologías limpias competitivas y una rica experiencia política acumulada.

Seguridad energética

La seguridad energética enfrenta retos significativos en el contexto global actual, marcado por la guerra en Ucrania y la consiguiente crisis energética. Estos eventos han cambiado la conversación en torno a la energía, poniendo el foco en la seguridad energética, la asequibilidad y la competitividad industrial, junto a la sostenibilidad. El siguiente análisis se ha basado en el reporte "Global Energy Perspective 2023" [10].

La seguridad energética se refiere a la capacidad de un país para satisfacer sus necesidades energéticas de manera confiable y asequible. En este sentido, la dependencia de fuentes de energía externas y la volatilidad de los mercados energéticos globales plantean desafíos significativos. Por ejemplo, la demanda total de gas natural hasta 2040 está proyectada a aumentar en la mayoría de los escenarios, lo que resalta la importancia del gas natural en la generación de energía basada en renovables hasta que las baterías se implementen a gran escala.

Sin embargo, esto también indica una continua dependencia de combustibles fósiles, que están sujetos a fluctuaciones de precios y suministro en el mercado global.

El panorama para la transición energética y, por ende, para la seguridad energética, depende de múltiples variables e interdependencias, incluyendo la evolución de los costos, la velocidad del progreso tecnológico y los desarrollos políticos. Esto se traduce en una amplia gama de posibles escenarios, especialmente en lo que respecta a los combustibles fósiles.



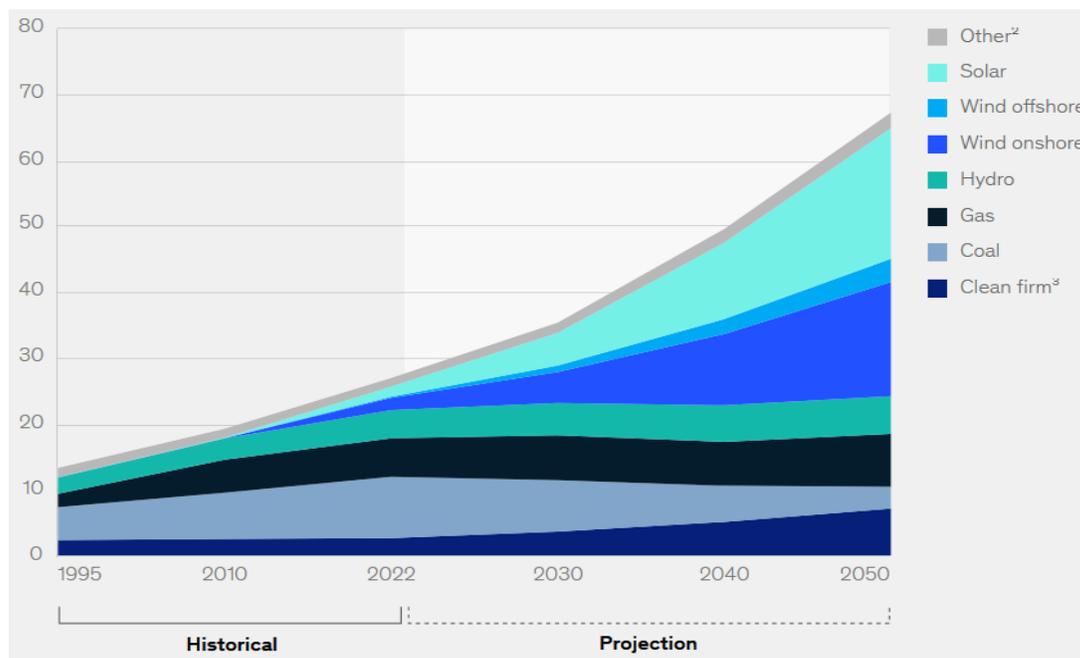


Figura 10. Generación de energía global en Miles de TWh [10].

En general tal como se muestra en la figura 10, la generación total de energía en el planeta ha ido en aumento pasando de aproximadamente 14 TWh en 1995 a cerca de 28 TWh en 2022. Una proyección más bien conservadora, permite predecir que en 2050, la producción de energía bordeará los 68 TWh.

A pesar de los desafíos, se está progresando hacia un futuro de cero emisiones de CO₂, con un crecimiento récord en áreas como las ventas de vehículos eléctricos y la producción de energía renovable. Para el 2040, se espera que la energía solar y eólica contribuyan con la mayor parte de la mezcla energética mundial. Sin embargo, el despliegue de energías renovables enfrenta desafíos, desde problemas en la cadena de suministro hasta la lentitud en los permisos y las implicaciones del desarrollo de la red eléctrica. El desarrollo de tecnologías como la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y la energía nuclear podría aliviar la carga en el despliegue de energías renovables, pero depende del panorama político y el desarrollo de costos futuros.

Para lograr una transición energética exitosa, se necesitarán importantes inversiones en el sector energético, que se espera que se mantengan estables en proporción al PIB. Aunque hay un creciente impulso regulatorio hacia la descarbonización y una demanda decreciente de combustibles fósiles, entre el 25 y el 40 por ciento de las inversiones energéticas en 2040 todavía se destinarán a los combustibles fósiles y la generación de energía convencional para satisfacer la demanda.

En resumen, la seguridad energética global enfrenta retos complejos y entrelazados, que incluyen la dependencia de combustibles fósiles y la volatilidad del mercado, junto con la necesidad de una transición hacia energías más sostenibles. La respuesta a estos retos requerirá estrategias de transición que sean robustas bajo una variedad de escenarios futuros, y que sean cruciales para impulsar el progreso en la sostenibilidad, manteniendo al mismo tiempo la seguridad energética, la asequibilidad y la competitividad industrial.



5. IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA ENERGÍA

La era del cambio climático presenta desafíos significativos, pero también oportunidades para el sector de las energías renovables. A medida que el mundo se enfrenta a una crisis climática exacerbada por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente el dióxido de carbono producido por la quema de combustibles fósiles, las energías renovables emergen como una solución vital. Estas fuentes de energía, que incluyen la solar, eólica e hidroeléctrica, no solo ofrecen electricidad sin emitir CO₂, sino que también se alinean con los objetivos del Acuerdo de París para limitar el calentamiento global.

El cambio climático afecta directamente las condiciones bajo las cuales estas fuentes de energía operan. Por ejemplo, la variabilidad en la intensidad solar y en los patrones de viento puede influir en la eficiencia de las energías solar y eólica, mientras que los cambios en los patrones de precipitación y el derretimiento de glaciares, pueden impactar la disponibilidad de recursos hídricos para la generación hidroeléctrica. Sin embargo, estas energías ofrecen numerosos beneficios, como una menor huella de carbono y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que es crucial para mitigar el cambio climático.

Para estudiar este comportamiento en el mediano-largo plazo, se realizan proyecciones a futuro, por ejemplo, las Representative Concentration Pathways (RCPs), las cuales son fundamentales en la modelización climática para proyectar posibles futuros ambientales. Estos escenarios se basan en diversas proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero y patrones de uso del suelo. Dentro de estos escenarios, el RCP8.5 se destaca por ser el más agresivo en términos de suposiciones sobre el uso de combustibles fósiles, proyectando una fuerza radiativa adicional significativa para el año 2100 [11]. En la figura 11 se muestra la correlación entre la concentración de CO₂ en la atmósfera y el tiempo para distintos valores de RCP.

A pesar de las discusiones sobre su viabilidad, el RCP8.5 muestra una correspondencia estrecha con los datos históricos de emisiones de CO₂ y refleja de cerca las políticas energéticas y ambientales actuales hasta aproximadamente la mitad del siglo XXI. Este escenario es crucial no solo por su proyección de emisiones, sino también por su incorporación de elementos faltantes en otros modelos, como las retroalimentaciones del ciclo de carbono, que incluyen fenómenos como el deshielo del permafrost y variaciones en la dinámica del carbono del suelo [11].

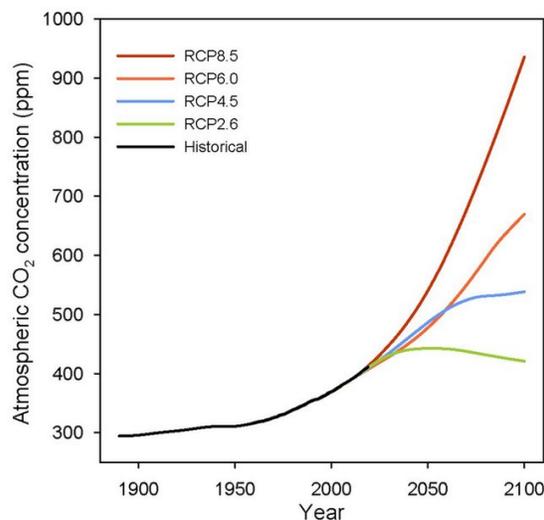


Figura 11. Proyecciones de distintos escenarios de RCPs [12].

Impacto en la energía eólica

El cambio climático presenta retos y oportunidades significativas para la generación de energía eólica, un pilar esencial en la transición hacia sistemas de energía sostenibles. La influencia del cambio climático en la dinámica atmosférica afecta directamente los patrones de viento en términos de distribución espacial y variabilidad temporal. Esto representa una amenaza para la generación de energía eólica, con estudios proyectando una disminución leve en la producción de energía eólica y en todos los indicadores climáticos relevantes, como la velocidad del viento media y extrema, la densidad de potencia del viento, las horas



de operación, la generación total y el factor de capacidad [13].

Algunos resultados principales de Kara y Sahin [14], muestran una estimación del comportamiento de la energía eólica por región, rango de años y tipo de escenario. Algunos cambios proyectados en América son en Estados Unidos, en el escenario RCP 8.5 entre los años 2079-2099 las regiones costeras experimentarán un incremento en la velocidad de 5-10%. Brasil, en el escenario RCP4.5 entre los años 2021-2050 y 2070-2099, el potencial de la energía eólica en ciertos lugares del noreste de Brasil podría aumentar más del 40%. En el sudeste de Asia en escenario RCP 2.6 y 6.0 entre los años 2070 y 2100 la energía eólica será incrementada en 10%, Japón experimentaría un decrecimiento importante en la generación de energía eólica y en ambas Coreas también decrecerá, pero no considerablemente. En Europa en el escenario RCP 8.5 durante los años 2046-2065 y 2081-2100 incrementará en el mar Báltico, pero disminuirá al sur de Europa. Reino Unido en los escenarios RCP 2.6, 6 y 8.5 durante los años 2041-2060 y 2071-2090, específicamente en la región del Atlántico Norte y el norte de Escocia aumentará la velocidad del viento mientras que disminuirá al sur de Inglaterra.

Impacto en la energía solar fotovoltaica

En el contexto del cambio climático global, la energía solar fotovoltaica, una fuente renovable clave, se enfrenta a desafíos y oportunidades únicas. La expansión de la tecnología fotovoltaica ha sido notable en las últimas dos décadas, convirtiéndose en un pilar esencial en la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Sin embargo, este avance se encuentra en la encrucijada de los efectos del cambio climático, lo cual requiere una comprensión detallada de su impacto en la generación de energía solar.

La energía solar funciona convirtiendo la luz del sol en electricidad. Esta conversión se logra mediante el uso de células solares, que contienen materiales semiconductores capaces de absorber fotones y liberar electrones,

generando así un flujo de electricidad. La efectividad de este proceso depende en gran medida de la intensidad y la calidad de la radiación solar recibida, que a su vez es influenciada por condiciones climáticas y atmosféricas. Por ejemplo, el cambio en el ciclo de días lluviosos o climas nublados alteran el producto de la energía [15].

El cambio climático modifica la intensidad y distribución de la radiación solar, lo que a su vez afecta la producción de energía de las instalaciones solares. Observaciones recientes muestran un aumento más pronunciado de recursos solares en las regiones de China, Brasil y África Central, sin embargo no todas las regiones experimentan este crecimiento; algunas, especialmente en India, el sudoeste asiático y algunas partes de Sudáfrica revelan una disminución evidente. Un aspecto crítico que emerge es el de la intermitencia solar. La variabilidad en la producción de energía solar fotovoltaica, exacerbada en regiones como India, China y Estados Unidos, plantea desafíos para la integración en las redes eléctricas. Esta intermitencia se traduce en dificultades para predecir y gestionar la generación de energía, lo que requiere estrategias de adaptación y mitigación más refinadas [15].

El análisis global de la estabilidad de la energía solar revela un panorama mixto: por un lado, un aumento en la disponibilidad de recursos solares y, por otro, un incremento en la intermitencia y variabilidad de la generación. Estos hallazgos subrayan la importancia de una planificación estratégica y adaptativa en el desarrollo de proyectos solares. Además, resaltan la necesidad de avanzar en tecnologías de pronóstico y almacenamiento de energía para gestionar eficientemente la variabilidad inherente a la energía solar.

Impacto en la biomasa

El cambio climático, con sus variaciones en factores ambientales como la precipitación, la temperatura y los niveles de CO₂, incide de manera significativa en las características y el



rendimiento de la biomasa, un recurso vital para la producción de energía renovable. Estos cambios repercuten no solo en la productividad y composición de la biomasa, sino también en los microorganismos del suelo, afectando directamente su potencial como fuente de energía [13].

De igual manera, se indica que el cambio climático podría provocar una reducción notable en la biodiversidad, con una disminución estimada en la cantidad de especies y áreas habitables de entre 14% y 35% con un aumento de 1 °C a 2 °C en la temperatura global. Este fenómeno conllevaría a una escasez de biomasa, limitando su uso como fuente de energía [13].

El cambio climático ejerce un impacto significativo en la biomasa, desafío que se evidencia a través de varios aspectos. El principal desafío es la adaptación de la biomasa en un contexto de condiciones ambientales cambiantes, que incluyen variaciones en la temperatura, patrones de lluvia, niveles de CO₂ y humedad del aire. Estos cambios afectan directamente el crecimiento, la productividad, la composición química y las comunidades microbianas del suelo, lo que a su vez impacta en la eficiencia de la biomasa como fuente de energía renovable [16].

Uno de los efectos del cambio climático es la alteración en la producción y el rendimiento de la biomasa. La producción de biomasa implica la captura de carbono de la atmósfera mediante el crecimiento de la misma. Sin embargo, los cambios climáticos, como el aumento de la temperatura y las variaciones en las precipitaciones, pueden afectar negativamente este proceso, limitando la capacidad de la biomasa para actuar como un sumidero de carbono eficaz [16].

Además, el cambio climático puede influir en la composición química de la biomasa, especialmente en su contenido lignocelulósico. Se destaca que los estrés abióticos como la sequía y las temperaturas elevadas afectan la síntesis de componentes de

la pared celular de las plantas. Esto es crucial, ya que la biomasa lignocelulósica es una fuente importante para la producción de bioenergía, y cualquier cambio en su composición podría afectar la eficiencia de su conversión en biocombustibles [16].

Impacto en la energía hidroeléctrica

Los mecanismos principales que afectan a la energía hidroeléctrica provocados por el cambio climático es la pérdida de glaciares permanente y el almacenamiento de hielo por el aumento de la temperatura, la reducción de almacenamiento de nieve provocados por inviernos más cálidos, el aumento de la variabilidad de la precipitación y el aumento de la evaporación y demanda del agua [17].

En el estudio "Climate change and the hydropower" [17], entre los resultados más confiables, se muestra que en Sudamérica, la reducción de glaciares en temporada seca, principalmente en Chile, Perú y Bolivia, provoquen la reducción de la descarga de los ríos en el largo plazo. En la región norte del Amazonas se espera un aumento en las precipitaciones y por consecuencia un aumento en el flujo de la cuenca sur de La Plata. Por otro lado, en Europa se espera que en los países nórdicos y el mar Báltico ocurra el deshielo temprano y aumenten las precipitaciones. En los Alpes también se espera un deshielo temprano y además derretimiento de glaciares. En la región Oeste de Asia, se espera derretimiento de glaciares y deshielo temprano, a su vez en el Himalaya también se proyecta derretimiento de glaciares. Por otro lado, en el Sudeste Asiático se esperan sequías al igual que en Centro América, en cambio, al Noreste de Norte América precipitaciones extremas e inundaciones.

Impacto en la energía geotérmica

La energía geotérmica, generada por el calor interno de la Tierra y su estructura geológica, es destacada por su capacidad para proporcionar energía constante, sin verse afectada por factores estacionales o el cambio climático. Esto la hace un complemento ideal



para otras fuentes renovables intermitentes como la eólica o solar. A pesar de su gran potencial, reconocido por varias organizaciones internacionales, su desarrollo aún está detrás del de la energía eólica y solar fotovoltaica [13].

6. TECNOLOGÍAS EMERGENTES EN EL SECTOR ENERGÉTICO

En un mundo donde la demanda energética crece constantemente y la necesidad de soluciones sostenibles se vuelve cada vez más apremiante, el sector energético se encuentra en una encrucijada. Este subcapítulo tiene como objetivo explorar las tecnologías emergentes que están moldeando el futuro del sector energético. Estas tecnologías no solo prometen mejorar la eficiencia y la sostenibilidad, sino también transformar radicalmente la forma en que se genera, almacena y consume energía.

El contexto actual se caracteriza por un panorama político y económico en constante evolución, donde la urgencia del cambio climático y los compromisos globales para reducir las emisiones de carbono han puesto de manifiesto la necesidad de innovar en el sector energético. Frente a estos desafíos, emergen nuevas tecnologías como faros de esperanza, ofreciendo soluciones que pueden equilibrar las demandas de crecimiento económico con la responsabilidad ambiental. Desde avances en energía solar y eólica hasta el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía de alta capacidad y técnicas eficientes de captura de carbono, estas tecnologías emergentes no solo están redefiniendo las posibilidades dentro del sector, sino también marcando el camino hacia un futuro más verde y sustentable.

A través de este subcapítulo, se realizará el análisis de estas tecnologías, evaluando su impacto actual y su potencial para remodelar el paisaje energético mundial. Al hacerlo, se busca proporcionar una comprensión integral de cómo la innovación tecnológica puede ser un motor clave para enfrentar los retos energéticos del siglo XXI.

Paneles solares

Estudios demuestran que la evaporación de lagos puede ser suprimida en un 90% por la implementación de paneles solares flotantes. Además, por el alto precio de las tierras, el deseo de neutralizar las emisiones de carbono y la escasez de agua, los países asiáticos se han dado cuenta de la factibilidad de este tipo de tecnología. China posee el mayor campo de paneles solares flotantes en Dangtu, Anhui, con una capacidad de 260 MW en 400 hectáreas. El estudio demuestra que África es la región con más potencial para la implementación de esta tecnología, pero financiar proyectos de tales magnitudes es difícil para países en vías de desarrollo [18].

Las aplicaciones de los paneles solares se extienden a varios sectores, incluyendo el industrial, residencial y comercial. En la ingeniería civil, se ha integrado la tecnología de paneles solares en el diseño de edificios, considerando aspectos estructurales para su instalación. Innovaciones como marquesinas de estacionamiento fotovoltaicas y barreras acústicas fotovoltaicas son ejemplos de cómo la energía solar contribuye a mejorar la eficiencia energética en el desarrollo de infraestructuras. Además, se aborda la importancia de los paneles solares en la gestión del agua, incluyendo su uso en plantas de tratamiento, sistemas de bombeo e irrigación, y tecnologías de desalinización con energía solar. Esta aplicación es crucial para promover prácticas sostenibles en el manejo del agua. La planificación urbana también se beneficia de los paneles solares, transformando ciudades y parques públicos en espacios más verdes y sostenibles. Se menciona su incorporación en ciudades inteligentes, destacando su papel en la creación de paisajes urbanos más amigables con el medio ambiente. En la construcción, los paneles solares se utilizan en materiales como sistemas de fachadas y soluciones de envoltura de edificios. Estos usos demuestran la versatilidad de los paneles solares en la industria de la construcción [19].



Energía eólica aerotransportada

La Energía eólica aerotransportada (Airborne wind energy, AWE) se utiliza para convertir la energía del viento en electricidad mediante cometas autónomas o aeronaves no tripuladas conectadas al suelo por cables. Este enfoque ofrece ventajas sobre las turbinas eólicas tradicionales, como menor uso de materiales, menor costo de fabricación y la capacidad de aprovechar vientos más fuertes y constantes a altitudes elevadas [20].

Hay dos tipos de sistemas AWE: Ground-Gen (Generación en Tierra) y Fly-Gen (Generación en Vuelo). Los sistemas Ground-Gen utilizan un generador eléctrico en tierra y pueden usar cometas flexibles o de ala rígida unidas a un cable para generar electricidad mediante el desenrollado del cable. En cambio, los sistemas Fly-Gen emplean unidades de turbina-generador a bordo que vuelan en patrones de viento de cruce en forma de ocho o círculos. La electricidad generada a bordo se entrega a la estación terrestre a través de un cable conductor [20].

Tecnología eólica flotante marina

Estas estructuras, que no requieren cimientos en el lecho marino, se mantienen en posición mediante sistemas de anclaje variados. Las turbinas eólicas flotantes ofrecen la posibilidad de mejorar su eficiencia a través de un diseño unificado de la plataforma y modificaciones en el diseño de las turbinas, como la variación en la relación de velocidad de la punta y el uso de rotores de dos palas [20].

También se destaca las ventajas de la energía eólica en alta mar en comparación con las turbinas eólicas en tierra o en aguas poco profundas. Los vientos en alta mar son de mayor calidad, con velocidades más altas y un perfil más constante, y los problemas ambientales como el ruido y los impactos visuales son menores. Además, hay un potencial mayor para construir parques eólicos con muchas turbinas cercanas entre sí. Por lo tanto, se está investigando activamente

en el diseño de sistemas de turbinas eólicas flotantes en alta mar que sean rentables y eficientes en el aprovechamiento de la energía eólica en ubicaciones en el océano profundo [20].

Nueva generación de baterías

Se espera que para la próxima década salgan al mercado una nueva generación de baterías que prometen un aumento en la capacidad de almacenamiento [21].

Las generaciones de baterías se clasifican según los materiales utilizados en el cátodo, el ánodo, el electrolito y la química de la celda. La tecnología de baterías de iones de litio seguirá siendo dominante en el mercado durante la próxima década, con un enfoque en el uso de materiales optimizados que aumentan la densidad de energía. Para mejorar aún más la densidad de energía, se busca elevar la tensión de la celda a 5 V mediante materiales de electrodo de alto voltaje, aunque esto presenta desafíos en la estabilidad del electrolito. Este tipo de batería entra en la generación 3b la cual se espera que sea implementada en 2025 al mercado.

Otras alternativas prometedoras incluyen baterías de litio-metal, baterías de litio-azufre y baterías de iones de sodio, así como baterías de metal-aire con alta densidad de energía.

Las baterías de iones de litio tradicionales, con su combinación de sal de litio y solventes orgánicos, enfrentan desafíos como toxicidad y riesgo de incendio. Las baterías de estado sólido (gen 4) emergen como una alternativa prometedora, ofreciendo mayor seguridad, densidad de energía y durabilidad, aunque enfrentan desafíos como baja conductividad iónica y problemas de interfaz. Se destacan avances en ánodos de litio metálico, aumentando significativamente la capacidad energética. La tecnología de litio-metal es notable por su alta densidad de energía, pero está limitada por la temperatura de operación y la estabilidad del electrolito. La batería LFMP, una combinación de litio, hierro, manganeso y fosfato muestra un excelente



rendimiento y seguridad. Blue Solutions, un fabricante francés, utiliza la tecnología de litio-metal-polímero en sus baterías, eficaces a altas temperaturas y adecuadas para autobuses y almacenamiento estacionario [21].

Las baterías de metal-aire (Gen 5), utilizando metales como zinc o litio y un cátodo de carbono mesoporoso, destacan por su alta densidad energética y por su energía específica similar a la gasolina (13,2 kW/kg). A pesar de sus prometedoros atributos, como la alta energía específica, enfrentan desafíos como vida útil corta y alta resistencia interna. Por otro lado, las baterías de litio-azufre, con ánodo de litio metálico y cátodo de un compuesto de azufre y un electrolito líquido orgánico, ofrecen alta capacidad y eficiencia energética, con menor impacto ambiental y una vida útil prolongada, estimada en 10 años. Se espera que entren al mercado con una densidad energética de 500 Wh/kg por el año 2030 [21].

Técnicas eficientes de captura de carbono

En la tecnología de captura de CO₂, se observa una evolución significativa en las estrategias y métodos utilizados para mitigar las emisiones de CO₂. Los avances en este campo son cruciales, dados los desafíos ambientales y climáticos actuales. Las tecnologías avanzadas de captura de CO₂, aunque prometedoras, enfrentan obstáculos significativos antes de su implementación a escala industrial.

Estos desafíos incluyen la presencia de impurezas, la baja presión parcial de CO₂, y consideraciones económicas. El desarrollo de tecnologías emergentes, como las mezclas de aminas, membranas y estructuras organometálicas, así como tecnologías en etapas tempranas como líquidos iónicos, combustión con oxígeno y bucles químicos, se presenta como soluciones potenciales a estos desafíos. Estas tecnologías pueden ser particularmente eficaces cuando se utilizan en un modo híbrido. Dentro de este contexto, el uso de co-solventes orgánicos en combinación con aminas aumenta la solubilidad física del CO₂ y la eficiencia de regeneración,

reduciendo el costo asociado. Las aminas obstruidas representan otra área de interés debido a su mayor capacidad de absorción y velocidad de absorción en comparación con métodos tradicionales, aunque no están exentas de desventajas. La combinación de múltiples aminas y el uso de aditivos como la piperazina pueden mejorar significativamente el rendimiento de estos sistemas [22].

Otras alternativas incluyen el uso de procesos de amoníaco refrigerado para la absorción de CO₂ a bajas temperaturas, soluciones de carbonato debido a su abundancia y bajo costo, y líquidos iónicos convencionales que ofrecen estabilidad y baja corrosividad. Además, los líquidos iónicos poliméricos y las membranas híbridas se destacan por su capacidad de adsorción y desorción rápida y reversible de CO₂ [22].

Estrategias como el uso de fenóxido de sodio y técnicas de microencapsulación pueden disminuir significativamente el costo asociado a la captura de CO₂, aumentando así la viabilidad y eficiencia de estos procesos. Este enfoque hacia la tecnología de captura de CO₂ resalta la necesidad de un continuo desarrollo e innovación para enfrentar los retos medioambientales del futuro [22].

7. CONCLUSIONES

El análisis detallado del documento revela que el mundo se encuentra en un punto crítico en relación con la gestión de la energía y el cambio climático. La urgencia de abordar la brecha entre los compromisos actuales y las acciones necesarias para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París es palpable. La transición hacia fuentes de energía más limpias y eficientes, aunque prometedora, enfrenta desafíos significativos derivados de la geopolítica global, las tensiones entre potencias energéticas, y la dependencia de recursos limitados como las tierras raras.

China emerge como un actor dominante tanto en el consumo y producción energética como en la emisión de CO₂, reflejando su papel central en el panorama energético mundial.



Por otro lado, Estados Unidos lidera en la producción y consumo de petróleo y gas natural, lo que subraya la importancia de las políticas energéticas de estas naciones en el contexto global. La transición energética hacia fuentes más sostenibles es evidente, pero aún está fuertemente anclada en combustibles fósiles como el carbón y el petróleo.

Los desafíos energéticos globales incluyen disminuir la dependencia de combustibles fósiles, la necesidad de acceso universal a energía asequible y segura, y el impacto ambiental del consumo y la producción de energía. Además, las tensiones geopolíticas y conflictos como la situación en Ucrania presentan riesgos significativos para la seguridad energética mundial.

En el contexto del cambio climático, las energías renovables como la eólica, solar e hidroeléctrica presentan tanto oportunidades como desafíos. Estas fuentes son esenciales para mitigar el cambio climático, pero su eficiencia y disponibilidad están influenciadas por los cambiantes patrones climáticos. La biomasa, otra fuente renovable importante, también se ve afectada por cambios en factores ambientales como la precipitación y la temperatura.

Finalmente, se destaca la necesidad de una colaboración internacional y una planificación estratégica para enfrentar estos desafíos. La transición hacia un futuro energético más sostenible y la mitigación del cambio climático son imperativos que requieren un esfuerzo coordinado y global, reconociendo la interconexión y la complejidad de los desafíos energéticos y climáticos que se enfrentan.

REFERENCIAS

- [1] A. Guterres, "Opening Ceremony of the World Climate Action Summit," Dubai, Dec. 01, 2023.
- [2] L. A. M. Moncada, J. Jiménez-Reina, and C. A. Ardila-Castro, "Geopolitical Effects of the War in Ukraine," *Novum Jus*, vol. 17, no. 1, pp. 205–235, Jan. 2023, doi: 10.14718/NovumJus.2023.17.1.9.
- [3] Equipo AthenaLab, "ANÁLISIS | Apuntes sobre el ingreso de Finlandia a la OTAN." Accessed: Nov. 21, 2023. [Online]. Available: <https://athenalab.org/analisis-apuntes-sobre-el-ingreso-de-finlandia-a-la-otan/>
- [4] Banco Mundial, "La invasión de Rusia a Ucrania y la crisis del costo de vida ensombrecen las perspectivas de crecimiento en las economías emergentes de Europa y Asia central," CIUDAD DE WASHINGTON, Apr. 2023.
- [5] E. Valton Legrá, «La geopolítica de Asia-Pacífico: dinámicas y disputas tecnológicas entre Estados Unidos y China», RPI, vol. 5, n.º 2, pp. 6–18, abr. 2023.
- [6] M. A. Martinelli, "El resurgimiento de Eurasia lidera la transición a un nuevo mapa de poder mundial," *Estudios Avanzados*, no. 38, Jul. 2023, doi: 10.35588/estudav.v0i38.5808.
- [7] H. Thompson, *Disorder: hard times in the 21st century*. Oxford University Press. 2022.
- [8] Energy Institute, "In partnership with Statistical Review of World Energy 2023 | 72 nd edition."
- [9] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2023," IEA, 2023. [Online]. Accessed: Nov. 27, 2023. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [10] McKinsey & Company, "Global Energy Perspective 2023," McKinsey & Company, 2023. [Online]. Accessed: Nov. 27, 2023. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023>
- [11] C. R. Schwalm, S. Glendon, and P. B. Duffy, "RCP8.5 tracks cumulative CO2 emissions," *Proc Natl Acad Sci U S A*, vol. 117, no. 33, pp. 19656–19657, Aug. 2020, doi: 10.1073/PNAS.2007117117.



- [12] A. Donyaii, "Evaluation of climate change impacts on the optimal operation of multipurpose reservoir systems using cuckoo search algorithm," *Environ Earth Sci*, vol. 80, Sep. 2021, doi: 10.1007/s12665-021-09951-6.
- [13] A. I. Osman *et al.*, "Cost, environmental impact, and resilience of renewable energy under a changing climate: a review," *Environ Chem Lett*, vol. 21, no. 2, pp. 741–764, Apr. 2023, doi: 10.1007/s10311-022-01532-8.
- [14] T. Kara and A. D. Şahin, "Implications of Climate Change on Wind Energy Potential," *Sustainability*, vol. 15, no. 20, p. 14822, Oct. 2023, doi: 10.3390/su152014822.
- [15] H. Jiang, N. Lu, L. Yao, J. Qin, and T. Liu, "Impact of climate changes on the stability of solar energy: Evidence from observations and reanalysis," *Renew Energy*, vol. 208, pp. 726–736, May 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.03.114.
- [16] E. Neiverth De Freitas *et al.*, "biology Challenges of Biomass Utilization for Bioenergy in a Climate Change Scenario," *Biology (Basel)*, vol. 10, p. 1277, 2021, doi: 10.3390/biology10121277.
- [17] A. Wasti, P. Ray, S. Wi, C. Folch, M. Ubierna, y P. Karki, "Climate change and the hydropower sector: A global review," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, vol. 13, no. 2, p. e757, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1002/wcc.757>
- [18] V. Vidović, G. Krajačić, N. Matak, G. Stunjek, y M. Mimica, "Review of the potentials for implementation of floating solar panels on lakes and water reservoirs," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 178, p. 113237, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113237>.
- [19] D.S. Vijayan, E. Koda, A. Sivasuriyan, J. Winkler, P. Devarajan, R.S. Kumar, A. Jakimiuk, P. Osinski, A. Podlasek, y M.D. Vaverková, "Advancements in Solar Panel Technology in Civil Engineering for Revolutionizing Renewable Energy Solutions—A Review," *Energies*, vol. 16, p. 6579, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en16186579>.
- [20] S. Roga, S. Bardhan, Y. Kumar, and S. K. Dubey, "Recent technology and challenges of wind energy generation: A review," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102239, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.SETA.2022.102239.
- [21] K. Itani and A. De Bernardinis, "Review on New-Generation Batteries Technologies: Trends and Future Directions," 2023, doi: 10.3390/en16227530.
- [22] A. Dubey and A. Arora, "Advancements in carbon capture technologies: A review," *J Clean Prod*, vol. 373, p. 133932, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2022.133932.



CAPÍTULO 3 ENERGÍAS RENOVABLES

Iván González

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

Se aborda la urgencia de la transición energética hacia fuentes sostenibles, enfocándose en las energías renovables como clave para un futuro menos dependiente de los combustibles fósiles. Se resalta el hidrógeno verde como un vector energético innovador, producido mediante fuentes renovables, marcando una dirección prometedora para la innovación tecnológica en el sector energético. Dentro de las energías renovables, se distinguen dos categorías: las convencionales, como la eólica, solar, biomasa e hidroeléctrica y las no convencionales como la mareomotriz y geotérmica. La importancia de la energía eólica y solar en la generación eficiente de hidrógeno verde es enfatizada, junto con el papel de la biomasa en la reducción de emisiones de CO₂. La energía hidroeléctrica es reconocida por su contribución histórica en el ámbito de las renovables. El análisis concluye destacando el impacto significativo de las energías renovables en la eficiencia energética y la sostenibilidad, subrayando su papel en la seguridad energética y el desarrollo tecnológico. Este enfoque integral muestra un panorama prometedor y desafiante para el futuro de las energías renovables, enfocado en la ingeniería y la innovación.

PALABRAS CLAVE: Energías renovables, Hidrógeno verde, Vector energético, Innovación tecnológica

ABSTRACT

The urgency of the energy transition towards sustainable sources is addressed, focusing on renewable energies as key to a future less dependent on fossil fuels. Green hydrogen is highlighted as an innovative energy vector, produced using renewable sources, marking a promising direction for technological innovation in the energy sector. Within renewable energies, two categories are distinguished: conventional ones, such as wind, solar, biomass, and hydroelectric, and unconventional ones like tidal and geothermal. The importance of wind and solar energy in the efficient generation of green hydrogen is emphasized, along with the role of biomass in reducing CO₂ emissions. Hydroelectric energy is recognized for its historical contribution in the field of renewables. The analysis concludes by highlighting the significant impact of renewable energies on energy efficiency and sustainability, underlining their role in energy security and technological development. This comprehensive approach presents a promising and challenging outlook for the future of renewable energies, focused on engineering and innovation.

KEYWORDS: Renewable Energies, Green Hydrogen, Energy Vector, Technological Innovation

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, una gran parte de la demanda energética mundial, aproximadamente el 85%, se satisface mediante el uso de combustibles

ricos en carbono [1]. Este hecho ha llevado a la emisión anual de cerca de 36 mil millones de toneladas de CO₂, siendo más del 90% de estas emisiones atribuibles a los combustibles fósiles [2]. Con la constante creciente demanda



de energía a nivel mundial, las tendencias actuales de consumo energético global se proyectan a aumentar en un 50% para el año 2050 [3] como se puede observar en la figura 1.

La sobre dependencia global en combustibles fósiles para satisfacer las necesidades energéticas ha llevado a dos retos críticos: un riesgo a la seguridad energética debido a la limitada disponibilidad de estos recursos y un incremento en el calentamiento global, que ha exacerbado la frecuencia e intensidad de desastres naturales [4]. En respuesta, se ha intensificado el interés por transformar nuestros sistemas energéticos hacia opciones más limpias, renovables y sostenibles, con el fin de minimizar los efectos adversos de los gases de efecto invernadero en nuestro planeta.

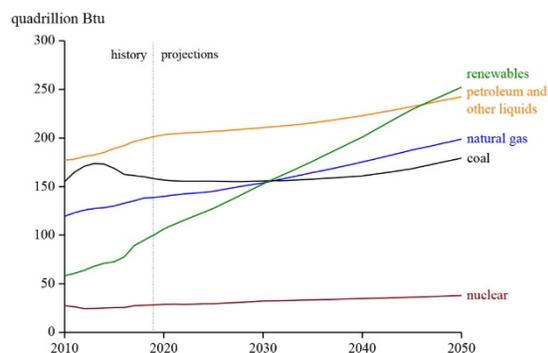


Figura 1. Consumo mundial de energía primaria por fuente de energía [1]

El hidrógeno se considera el vector energético del futuro. Sin embargo, actualmente el 90% del hidrógeno que se produce en el mundo es a base de combustibles fósiles [5], por lo que se hace fundamental modificar el sistema energético a energías renovables. Las energías renovables contribuyen con una pequeña fracción de la producción de hidrógeno, por lo que la investigación reciente se ha centrado en desarrollar hidrógeno respetuoso con el medio ambiente, libre de contaminación y emisiones de gases de efecto invernadero a partir de estas fuentes [6]. La sostenibilidad del hidrógeno depende de la limpieza de la vía de producción de hidrógeno y de la energía utilizada durante el proceso de obtención [1]. Es así como el avance en el estudio de las

energías renovables ha permitido desarrollar tecnologías más eficientes para la producción de hidrógeno verde.

En este sentido, la energía renovable desempeñará un papel clave durante la descarbonización del sistema energético actual. Este capítulo se adentra en el intrigante mundo del hidrógeno verde, enfocándose en su producción a partir de fuentes de energía renovables, tanto convencionales como no convencionales.

Las energías renovables convencionales, como la hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa, han marcado el curso de la transición energética hasta la fecha. No obstante, las fuentes no convencionales, como la energía mareomotriz y geotérmica, ofrecen un potencial sin explorar para la innovación en la producción de hidrógeno verde. Este documento examina las tecnologías, aplicaciones y desafíos asociados con estas fuentes energéticas, proporcionando una visión integral de su papel en la descarbonización de sectores clave y en la configuración de un futuro energético sostenible.

2. ENERGÍAS RENOVABLES CONVENCIONALES

A medida que el mundo se enfrenta a los crecientes desafíos del cambio climático y la necesidad de una transición energética sostenible, las energías renovables convencionales, como la solar, eólica, biomasa e hidroeléctrica, se consolidan como pilares fundamentales en esta transformación. Este capítulo se dedica a explorar el impacto significativo y las innovaciones en el campo de estas energías renovables, que han sido y continúan siendo esenciales en la configuración del paisaje energético mundial.

El enfoque se centra en cómo estas fuentes de energía no solo contribuyen a la reducción de las emisiones de carbono y al abastecimiento sostenible de energía, sino también en su papel en la producción de hidrógeno verde, un vector energético emergente y prometedor para un futuro bajo en carbono. Se examinará

la eficiencia y sostenibilidad de cada una de estas energías tanto en la generación de electricidad como en su aplicación para la producción de hidrógeno verde, destacando los avances tecnológicos específicos asociados a cada fuente energética.

Además, se examinará la relevancia de la innovación tecnológica en el desarrollo de estas energías renovables convencionales. Desde mejoras en la eficiencia de los paneles solares y turbinas eólicas hasta el uso más eficiente de la biomasa y el aprovechamiento innovador de los recursos hídricos para la energía hidroeléctrica, cada sección del capítulo ilustrará cómo la tecnología está impulsando el progreso hacia un modelo energético más sostenible y eficiente.

En última instancia, este capítulo pretende proporcionar una comprensión profunda de la importancia crítica de las energías renovables convencionales en la actual agenda de sostenibilidad global, subrayando su papel indispensable en la lucha contra el cambio climático y en la construcción de un futuro energético más limpio y verde.

2.1 Energía eólica

La energía eólica es la forma más sencilla y limpia de producir hidrógeno. En comparación con otras fuentes de energía renovable, es más económica y eficiente en la producción de hidrógeno [6], juega un papel crucial en la transición hacia un futuro energético sostenible. Además, se reconoce a esta fuente como una solución viable para sistemas de energía híbrida, en los que múltiples fuentes contribuyen al suministro de energía de manera limpia y fiable [7]. Originada por el movimiento del viento, esta energía es capturada por turbinas eólicas y convertida en electricidad.

Los molinos de viento de gran tamaño, que se integran en las redes eléctricas públicas, han visto avances técnicos significativos en los últimos años. Durante los años 80, la capacidad estándar de un aerogenerador era de aproximadamente 100 kW, o incluso

menos, y los rotores tenían un diámetro modesto, generalmente menos de 20 metros (65 pies). Sin embargo, para el año 2005, los fabricantes comenzaron a desarrollar prototipos de sistemas eólicos con capacidades de hasta 5000 kW (5 MW) y diámetros de rotor superando los 110 metros, ver figura 2. Estos sistemas avanzados ahora están disponibles para su producción a gran escala [8].

En cuanto a su rendimiento, los aerogeneradores modernos son notablemente eficientes. Un ejemplo destacado es un modelo de 6 MW, capaz de satisfacer las necesidades eléctricas de más de 5000 hogares en naciones industrializadas como Alemania y el Reino Unido. La energía eólica se ha establecido como una de las tecnologías más eficaces para contrarrestar el cambio climático. Además, incluso los aerogeneradores más grandes pueden instalarse en cuestión de días. Se utilizan bases de hormigón para proporcionar una plataforma estable y, en terrenos con subsuelo más blando, se emplean postes para reforzar y soportar la base en el suelo [8].

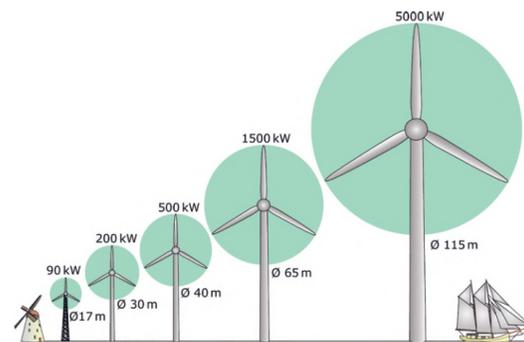


Figura 2. Evolución de las turbinas eólicas [8].

El avance de la energía eólica ha sido notable, impulsado tanto por sus significativas ventajas medioambientales como por su viabilidad comercial. Se ha calculado que el potencial global de la energía eólica podría alcanzar hasta 20 mil millones de kilovatios, superando en diez veces la capacidad total de la energía hidroeléctrica disponible en el planeta. En el año 2020, se registró una impresionante expansión en este sector, con la instalación de 93 GW de capacidad eólica

nueva a nivel mundial, lo que representó un incremento del 53% en comparación con 2019 y elevó la capacidad total instalada globalmente a 742 GW [9].

La energía eólica, aprovechada mediante turbinas eólicas, se fundamenta en principios físicos esenciales. Estas turbinas transforman la energía cinética del viento en energía mecánica y, posteriormente, en electricidad. La eficiencia de este proceso depende significativamente de la aerodinámica de las aspas de la turbina. Dichas aspas, diseñadas con una forma aerodinámica similar a las alas de los aviones, son esenciales para capturar el viento y generar un movimiento rotacional. Este movimiento activa un generador que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica [10].

En el núcleo de los aerogeneradores modernos se halla la góndola como se observa en la figura 3, ubicada en la cima de la torre y diseñada para girar. Un sistema de medición del viento determina la velocidad y dirección de este, permitiendo que el sistema de orientación (mecanismo de giro o yaw drive) posicione el aerogenerador de manera que enfrente el viento de forma eficiente. Las palas del rotor se acoplan al buje central. Desde aquí, un eje transmite el movimiento de las palas al conjunto de engranajes y al generador eléctrico. Los engranajes tienen la función de adecuar la velocidad de giro más lenta del rotor a la más alta requerida por el generador. En aerogeneradores de 5 MW, por ejemplo, con un diámetro de rotor de 126 metros, la velocidad máxima de rotación es de apenas 12 revoluciones por minuto (rpm), pero la punta de las palas alcanza velocidades superiores a los 280 km/h.

Su relevancia en la producción de hidrógeno verde es cada vez más significativa, ya que la electricidad generada puede alimentar procesos de electrólisis, descomponiendo el agua en hidrógeno y oxígeno, ver figura 4.

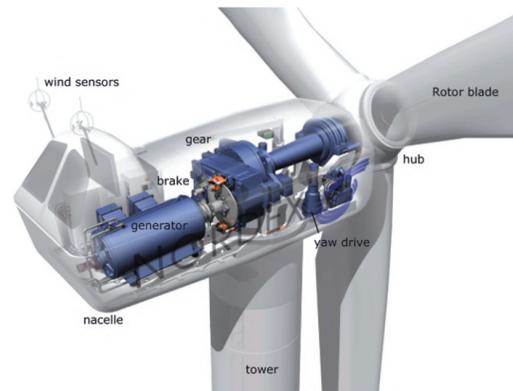


Figura 3. Estructura de compuestos de una turbina eólica [8].

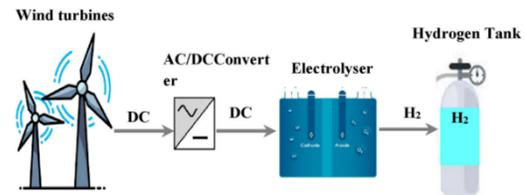


Figura 4. Esquema de producción de Hidrógeno a través de energía eólica [7].

Además de su eficiencia y sostenibilidad, la energía eólica ofrece ventajas únicas en la integración con sistemas de electrólisis. Las turbinas eólicas, dada su flexibilidad en términos de ubicación y escalabilidad, pueden instalarse en una variedad de entornos, desde áreas rurales hasta parques eólicos marinos. Esta versatilidad facilita la adaptación a diversas necesidades de producción de hidrógeno. Un factor clave para mejorar la eficiencia energética es la elección de zonas con velocidades de viento constantes, lo que permite maximizar el rendimiento de las turbinas eólicas [11]. La generación de electricidad por un aerogenerador se inicia una vez que la velocidad del viento alcanza el umbral mínimo establecido para su activación. Posteriormente, al sobrepasar este punto y alcanzar una velocidad óptima, el aerogenerador opera de forma continua y eficiente para producir energía. Sin embargo, si la velocidad del viento excede el límite máximo seguro, el sistema del aerogenerador



se desactiva automáticamente para prevenir posibles daños en el equipo [7].

Un aspecto crucial en el uso de la energía eólica para la producción de hidrógeno es la optimización de la eficiencia de conversión energética. Los avances en tecnología eólica han mejorado significativamente la capacidad de estas turbinas para convertir la energía del viento en electricidad, aumentando así la eficiencia y reduciendo los costos asociados con la producción de hidrógeno [12].

La integración de sistemas de almacenamiento de energía es fundamental en la gestión de la intermitencia inherente a la generación eólica, especialmente en la producción constante y fiable de hidrógeno verde. Las innovaciones en sistemas de almacenamiento, como las baterías de gran escala, no solo facilitan este proceso, sino que también permiten almacenar la energía excedente generada en periodos de vientos fuertes [13]. Esta energía almacenada puede ser utilizada posteriormente cuando la producción eólica disminuye, asegurando así una fuente continua de energía para la electrólisis necesaria en la producción de hidrógeno, optimizando la eficiencia y la sostenibilidad del proceso.

La energía eólica enfrenta el desafío inherente de la intermitencia debido a su dependencia de la variabilidad del viento, lo que puede llevar a una generación energética irregular. A pesar de esta limitación, la energía eólica ha experimentado una disminución en los costos operativos. Según un informe de Wood Mackenzie en 2021, los precios de los contratos de operación y mantenimiento (O&M) para la energía eólica terrestre han continuado disminuyendo, con una expectativa de reducción de hasta un 47% para finales de la década. Sin embargo, el informe también señala un aumento en los costos operativos a corto plazo, debido a factores como el aumento en la demanda de equipos y técnicos, el crecimiento de los salarios reales y el aumento de precios de los materiales. Este aumento en los costos operativos podría verse compensado por las mejoras en la

confiabilidad y la eficiencia logística, lo que eventualmente podría resultar en una disminución general de los costos operativos promedio en toda la flota.

La producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua, con eficiencias superiores al 75%, se destaca como una tecnología consolidada y eficaz. Esta técnica aprovecha la energía eólica para descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. El diseño de este sistema incorpora un parque eólico, un convertidor CA/CC, un regulador de energía y una unidad de electrólisis, ver figura 4. La electricidad generada por las turbinas eólicas es clave para este proceso, donde la electrólisis rompe las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno. Factores como el consumo de energía de la electrólisis, eficiencia del convertidor y la potencia del viento influyen en la cantidad de hidrógeno producido. A pesar de ser una opción con bajas emisiones de carbono, el proceso enfrenta retos como la variabilidad del viento y los desafíos logísticos en el almacenamiento y transporte del hidrógeno [14].

2.2 Energía solar

La energía solar se ha consolidado como una de las fuentes renovables más importantes en el panorama energético actual. Su relevancia radica en su capacidad para proporcionar una fuente de energía limpia y sostenible, crucial en la lucha contra el cambio climático. Al convertir directamente la luz solar en electricidad o calor, la energía solar ofrece una alternativa viable a los combustibles fósiles, reduciendo significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta transición es esencial para cumplir con los objetivos globales de sostenibilidad y mitigación del cambio climático.

La energía solar se destaca entre las distintas fuentes de energía renovable por su inmenso potencial para satisfacer la creciente demanda de energía a nivel mundial en el futuro. A diferencia de los combustibles fósiles cuyos precios han sido volátiles, el costo de la energía renovable, y en particular el de la



energía solar, ha disminuido notablemente en los últimos años. Esta tendencia favorece el desarrollo de tecnologías como el hidrógeno solar, un combustible alternativo limpio generado a partir de la energía solar. Aunque la intermitencia de la energía solar presenta desafíos, el avance en métodos de almacenamiento y la conversión eficiente de energía solar en hidrógeno ofrecen soluciones prometedoras [14].

En el ámbito de la generación eléctrica, la energía solar se aplica a través de dos métodos principales: la generación de energía fotovoltaica (PV), que aprovecha el efecto fotoeléctrico para convertir la luz solar directamente en electricidad, y la generación de energía fototérmica, que utiliza matrices de espejos para captar la energía solar y generar calor. Este calor se emplea luego para operar turbinas de vapor y generar energía [7]. Además, la producción de hidrógeno mediante energía solar se realiza a través de la electrólisis del agua, utilizando electricidad generada por fuentes solares, una ruta que promete una transición energética sostenible y libre de emisiones de gases de efecto invernadero, ver figura 5.

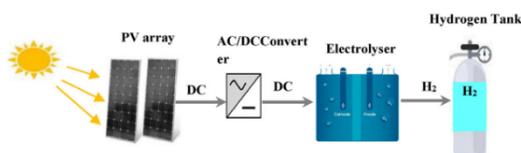


Figura 5. Esquema de producción de Hidrógeno a través de energía solar fotovoltaica [7].

Un avance reciente en esta área es la foto-electrólisis, un proceso que emplea celdas fotoelectroquímicas alimentadas por energía solar para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. La radiación solar se convierte en energía mediante celdas fotovoltaicas (PV) y se utiliza para impulsar electrolizadores separados en la generación de hidrógeno a partir del agua, como se muestra en la figura 6. La eficiencia de este proceso se ve notablemente incrementada al utilizar luz solar concentrada, lo que ha demostrado un aumento en la producción de hidrógeno de

hasta un 53% en comparación con métodos convencionales. Sin embargo, este método enfrenta desafíos técnicos debido a la interacción de los campos eléctricos dentro del proceso, lo que requiere investigación adicional para optimizar su eficiencia y viabilidad a gran escala. Estos avances y desafíos en la foto-electrólisis destacan el potencial y la necesidad de innovación continua en la producción de hidrógeno solar [3] [1].

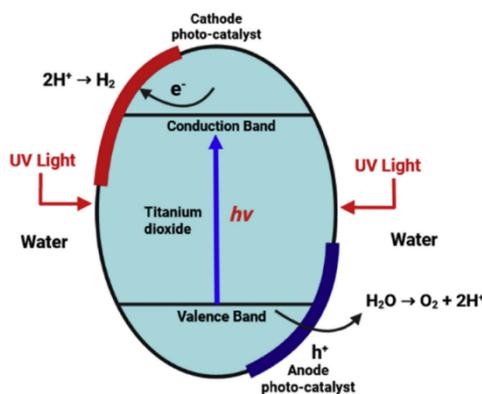


Figura 6. Esquema del proceso de foto-electrólisis [3].

En cuanto a la producción de hidrógeno utilizando energía solar fotovoltaica, este método no solo aborda eficazmente el problema de los elevados costes de la electrólisis del agua maximizando el uso de los recursos solares, sino que también se presenta como una solución asequible, baja en carbono y amigable con el medio ambiente para la producción de hidrógeno. [7]. Entre las numerosas ventajas de la tecnología fotovoltaica, se destaca que no emite gases de efecto invernadero durante su funcionamiento. Además, requiere mantenimiento mínimo y no produce contaminación sonora.

El procedimiento para producir hidrógeno solar incluye la descomposición térmica del metano en un reactor calentado por energía solar térmica, ver figura 7. Esta técnica, que utiliza altas temperaturas generadas por la energía solar, es un ejemplo de cómo la



energía solar no solo se aplica para la generación de electricidad, sino también para procesos químicos innovadores que contribuyen a una transición energética más limpia y sostenible.

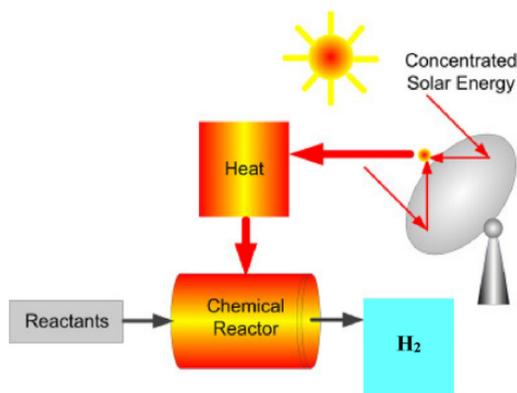


Figura 7. Esquema de producción de Hidrógeno a través de energía solar térmica [7].

En los últimos años, se ha producido un avance significativo en la tecnología fotovoltaica y fototérmica. Estos avances se han centrado en mejorar la eficiencia y reducir los costos de los materiales y sistemas solares. Con el desarrollo de nuevos materiales, como células solares de silicio cristalino de alta eficiencia y opciones orgánicas más sostenibles, se ha mejorado la capacidad de captura y conversión de la energía solar en electricidad. Estas innovaciones no solo aumentan la eficiencia energética, sino que también promueven una mayor adopción de la energía solar en diversos sectores. Mirando hacia el futuro, la energía solar continuará evolucionando con la investigación y el desarrollo de tecnologías más avanzadas. Se espera que la eficiencia de las células solares siga mejorando, lo que reducirá aún más los costos y aumentará la accesibilidad. Además, se prevé que la integración de sistemas de almacenamiento de energía solar, como baterías avanzadas, jugará un papel vital en la gestión de la intermitencia de la energía solar, permitiendo un suministro de energía más constante y confiable [15].

2.3 Energía Biomasa

La biomasa, en su amplia definición, abarca una variedad de materiales orgánicos provenientes de plantas, animales y microorganismos, así como sus desechos. Incluye residuos de la agricultura y la silvicultura, desechos de madera, biocombustibles y residuos urbanos e industriales. Originalmente un concepto ecológico, la biomasa ha evolucionado para convertirse en una fuente de energía renovable de gran importancia, especialmente útil durante la crisis del petróleo. Considerada un material sostenible con suministros abundantes y de bajo costo, la biomasa ha sido ampliamente explotada en la fabricación de combustibles y recursos naturales [7].

La biomasa, debido a su naturaleza renovable y su disponibilidad en abundancia, emerge como un recurso clave. Este recurso orgánico, capaz de renovarse naturalmente, se proyecta como una solución prometedora, no solo por su potencial en la producción de combustibles líquidos, gaseosos y electricidad, sino también por su capacidad para abordar el dilema del CO₂ a través del proceso de fotosíntesis natural. Con un uso actual que abarca alrededor del 35% de la población mundial, principalmente en zonas rurales de países en desarrollo, la biomasa está destinada a desempeñar un papel cada vez más importante en la generación de energía, especialmente considerando su papel en la promoción de la producción de hidrógeno verde [16].

La biomasa municipal sólida, compuesta de residuos urbanos y desechos alimentarios, se presenta como una fuente prometedora para la producción de hidrógeno. Su abundancia y bajo costo la convierten en una opción atractiva para la generación de energía renovable. Los procesos como la gasificación y la digestión anaeróbica transforman estos residuos en gas rico en hidrógeno, ofreciendo una alternativa sostenible a los métodos convencionales de eliminación de residuos. Sin embargo, los desafíos incluyen la variabilidad en la composición de los residuos



y la necesidad de optimización de los procesos de conversión, especialmente en términos de eficiencia y calidad del hidrógeno producido [7].

Las algas, con su alta tasa de crecimiento y capacidad para absorber CO_2 , emergen como una fuente de biomasa renovable y sostenible para la producción de hidrógeno. Su cultivo en ambientes variados, incluyendo aguas residuales, y su menor competencia por tierras agrícolas, las hacen particularmente atractivas. A pesar de los desafíos técnicos y económicos, como la necesidad de sistemas eficientes de cosecha y procesamiento, las algas presentan un potencial significativo para la generación de energía renovable, siendo una alternativa prometedora a las fuentes de biomasa terrestre [7].

La conversión termoquímica de biomasa es uno de los procesos más maduros para convertir biomasa en hidrógeno, ver figura 8. Este proceso involucra la gasificación y pirólisis de materiales lignocelulósicos, como madera y residuos agrícolas, transformándolos en una mezcla de CO , CO_2 , H_2 y gas metano. La gasificación termoquímica de biomasa, similar a la gasificación del carbón, convierte la biomasa completa en una mezcla de gases, lo que representa un método eficiente y tecnológicamente avanzado para la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables [1], [14].

Las tecnologías para la producción de hidrógeno a partir de biomasa incluyen procesos fermentativos oscuros y fotofermentativos, pirólisis, gasificación e hidrólisis termoquímica. Estos procesos utilizan una variedad de fuentes de energía, desde sustratos ricos en carbohidratos hasta biomasa seca y húmeda. Los procesos termoquímicos, son métodos efectivos para producir gases ricos en hidrógeno a partir de

biomasa. Estos procesos son similares a la conversión de combustibles fósiles y resultan en la producción de CO y CH_4 , los cuales pueden ser procesados para incrementar la producción de hidrógeno. En particular, la pirólisis se destaca como el punto de partida para todas las tecnologías de conversión termoquímica, produciendo biochar (tipo de carbón producido a través de la pirólisis), bioaceite y gases no condensables a través de la descomposición térmica de la biomasa. Además, la gasificación de biomasa seca convierte la biomasa en una mezcla combustible de gases a altas temperaturas, proporcionando un combustible más limpio y versátil que la biomasa original. [1].

Los estudios han demostrado que los parámetros operativos, como la concentración de aire y la adición de vapor saturado, tienen un impacto significativo en la producción de hidrógeno a partir de biomasa. La concentración de hidrógeno disminuye con el aumento de la concentración de aire, mientras que la adición de vapor saturado mejora la producción. Estos resultados indican cómo el ajuste de las condiciones operativas puede optimizar la generación de hidrógeno, subrayando la importancia de la investigación experimental en la mejora de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de biomasa [7].

La investigación y el desarrollo continúan mejorando las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de biomasa, con el objetivo de optimizar la eficiencia y la sostenibilidad. A medida que estas tecnologías maduren, se espera que la biomasa desempeñe un papel cada vez más importante en la transición hacia un futuro energético más limpio y sostenible, destacando su potencial como fuente renovable en la producción de hidrógeno verde.



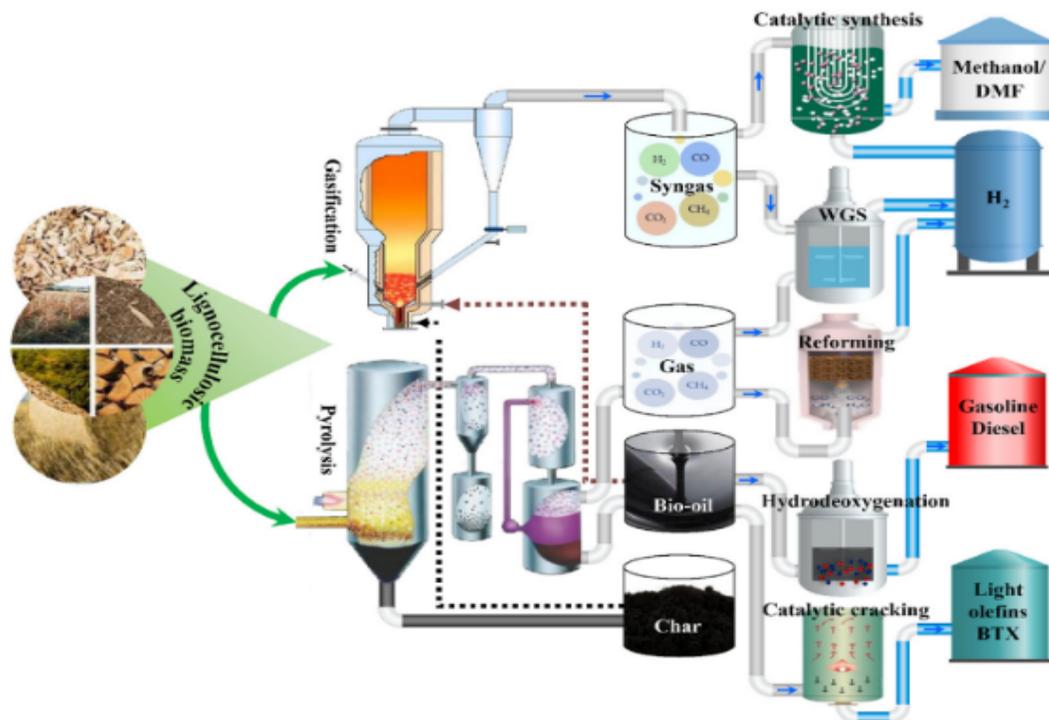


Figura 8. Ruta de producción de hidrógeno a partir de biomasa lignocelulósica [16]

2.4 Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica, que es una fuente de energía históricamente relevante en la generación de electricidad renovable, ahora ofrece un camino innovador hacia una producción de hidrógeno más sostenible y ecológica. A través de la conversión de energía hidráulica en electricidad y su papel en procesos de electrólisis, la hidroelectricidad se establece como una solución eficiente y ecológica para la producción de hidrógeno, con un potencial significativo en diversas regiones, especialmente en América Latina. La eficiencia y la sostenibilidad de esta tecnología, junto con su capacidad para integrarse en sistemas de energía híbrida y su papel en la cooperación internacional para una transición energética sostenible, hacen de la energía hidroeléctrica un componente esencial en el futuro energético renovable [17].

Como se muestra en la figura 9, la producción de energía hidroeléctrica se basa en la caída

del agua desde una altura superior a la ubicación de las turbinas y en el flujo del agua, derivado de la energía potencial del agua almacenada. Esta energía potencial se transforma en energía mecánica mediante una turbina hidráulica, que luego se convierte en electricidad a través de un generador eléctrico. Las turbinas hidráulicas son componentes clave en este proceso, transformando la energía del agua en energía mecánica para la generación eléctrica [18].

La disponibilidad de agua es crucial en las instalaciones hidroeléctricas, ya que la capacidad de generación depende de la conversión de la energía mecánica del agua en electricidad. Por ello, las plantas hidroeléctricas suelen contar con embalses para almacenar agua y utilizarla en momentos de demanda elevada, ver figura 10. Estos embalses están diseñados considerando los patrones de lluvia, almacenando un excedente de agua por seguridad.



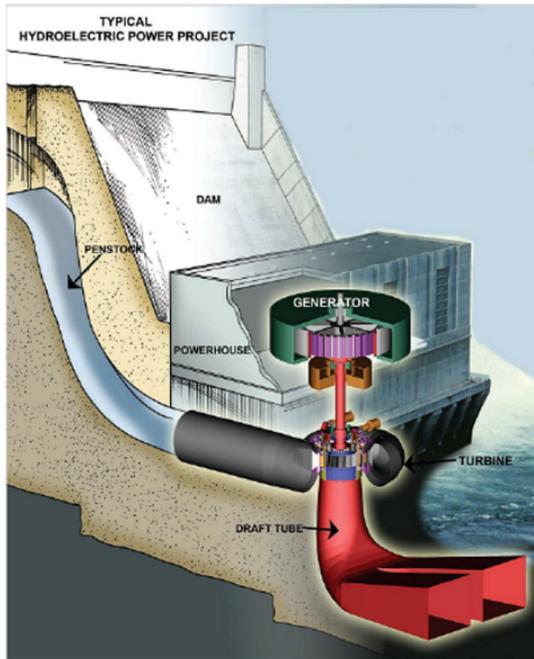


Figura 9. Esquema de una planta hidroeléctrica [18].

En situaciones donde el volumen del agua excede la capacidad del embalse, se libera agua a través de compuertas para evitar desbordamientos. Esta "agua desperdiciada" puede ser aprovechada para la producción de hidrógeno, transformando una limitación en una oportunidad [19]. Además, es importante señalar que, entre las fuentes de energía renovable, las centrales hidroeléctricas son las menos sensibles a las condiciones climáticas y, por lo tanto, es una fuente de energía confiable para la producción regular de electricidad e hidrógeno verde [20].

La diversificación de las centrales hidroeléctricas, que incluye la implementación de diferentes tipos de centrales, ofrece una serie de ventajas significativas en el panorama energético. La posibilidad de contar con represas hidroeléctricas convencionales como las plantas hidroeléctricas de embalse las cuales tienen la capacidad de almacenar una gran cantidad de agua detrás de la represa. De esta manera, es posible desacoplar la generación de electricidad de los flujos de agua. Por lo

tanto, actúan efectivamente como un sistema de almacenamiento de electricidad. Pequeñas centrales hidroeléctricas (SHP, Small Hydro Power) y centrales de pasada (run-of-river) estas plantas hidroeléctricas de flujo continuo tienen capacidad de almacenamiento limitada detrás de la represa, y la generación depende del momento y del caudal del río. Las plantas hidroeléctricas de flujo continuo con almacenamiento se dice que tienen "embalse". Esto permite un almacenamiento de agua a corto plazo (por horas o días). Las plantas con almacenamiento pueden regular los flujos de agua hasta cierto punto y cambiar la generación unas horas o más durante el día cuando sea más necesario. Este tipo de planta hidroeléctrica a menudo se encuentra en cascada, donde la primera planta de energía generalmente tiene una mayor acumulación de agua, que luego es utilizada por las plantas hidroeléctricas aguas abajo. Brinda flexibilidad operativa y permite adaptarse a las variaciones en la geografía y los recursos hídricos de diferentes regiones [21]. Esta diversificación contribuye a la estabilidad del suministro de energía, ya que cada tipo de central puede desempeñar un papel específico en función de las condiciones locales [18], [22].

Las represas hidroeléctricas convencionales son ideales para áreas con grandes embalses y caudales estables, lo que les permite contribuir de manera constante a la producción de energía. Por otro lado, las SHP son especialmente adecuadas para terrenos montañosos con cascadas naturales, lo que maximiza su eficiencia en esas condiciones. Las centrales de pasada, al depender de flujos de agua variables sin almacenamiento significativo, son ideales para lugares donde se necesita una generación de energía más inmediata y flexible [22].

Importante es señalar que diversas turbinas hidráulicas, operan de manera eficiente bajo cargas variables, desde un 20% hasta un 120% de su capacidad. Esta flexibilidad permite una operación óptima durante los períodos de menor y mayor demanda energética.



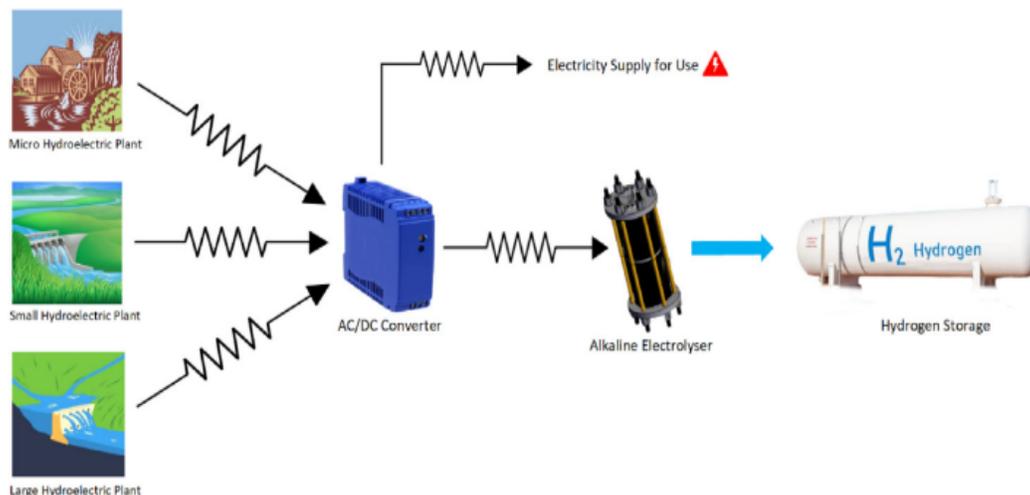


Figura 10. Distintos tipos de represas [22].

Para el año 2015, se estimó que la hidroelectricidad representaba alrededor del 16,3% de la electricidad global y el 85% de la energía renovable, según datos de la Agencia Internacional de Energía. Investigaciones recientes han explorado nuevas maneras de entender y desarrollar esta interacción. Se ha encontrado que, si se utiliza energía renovable para generar electricidad, las emisiones de carbono acumuladas en su ciclo de vida podrían reducirse significativamente. En este sentido, la electricidad generada por hidroelectricidad, viento, energía solar fotovoltaica y biomasa presentan emisiones de carbono bajas, siendo la hidroelectricidad la que presenta las menores emisiones [19].

El hidrógeno producido por electrólisis en plantas hidroeléctricas se destaca por su eficiencia económica y ecológica. De acuerdo con estudios recientes, el hidrógeno generado de fuentes renovables, como la hidroelectricidad, no solo ofrece una solución energética sostenible, sino que también mejora la resiliencia de los sistemas energéticos nacionales o regionales. Así, el hidrógeno actúa como un amortiguador, estabilizando las redes eléctricas y potenciando la eficiencia del sistema energético. Esto es particularmente relevante en regiones como el

Cono Sur (Sudamérica), donde la generación hidroeléctrica ya está bien establecida y posee un gran potencial para la producción de hidrógeno electrolítico [19].

3. ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En el contexto de una transición energética global impulsada por la imperiosa necesidad de mitigar los efectos del cambio climático y optimizar la eficiencia energética, las energías renovables no convencionales se presentan como soluciones estratégicas en el panorama de la ingeniería sostenible. Esta sección se centra en el análisis detallado de dos fuentes prometedoras: la Energía Oceánica, y la Energía Geotérmica. Aunque estas tecnologías aún no han alcanzado el desarrollo de las fuentes renovables tradicionales como la solar y eólica, su potencial de integración y escalabilidad las convierte en áreas de interés creciente para la ingeniería energética.

El análisis detallado de la energía oceánica abordará su generación a través de la dinámica de los mares y océanos, examinando los métodos técnicos de captación y conversión energética. Se explorarán sus aplicaciones prácticas, destacando su

previsibilidad y estabilidad energética, al tiempo que se evalúan los desafíos técnicos y ambientales asociados.

En cuanto a la Energía Geotérmica, esta sección explorará su generación a partir del gradiente térmico terrestre. Se analizarán los métodos de extracción y conversión de esta energía subterránea en electricidad o calor utilizable, enfatizando su viabilidad técnica y eficiencia. Se discutirán sus aplicaciones, ventajas como la baja emisión de gases de efecto invernadero y la alta fiabilidad, y los retos asociados, incluyendo la gestión de recursos geotérmicos y los impactos geológicos.

Además, se pretende ofrecer una visión integral de estas fuentes energéticas desde una perspectiva de ingeniería avanzada, resaltando su contribución potencial a la matriz energética sostenible y subrayando su relevancia en el contexto de la innovación tecnológica y la seguridad energética a largo plazo.

3.1 Energía Oceánica

La generación de energía oceánica, conocida como Energía Renovable Marina (MRE, Marine Renewable Energy), ofrece un vasto potencial para la producción de electricidad. Esto incluye la energía derivada de fenómenos naturales como mareas, corrientes oceánicas, olas, y los gradientes de temperatura y salinidad. Se anticipa un incremento significativo en la generación de energía a partir de las mareas y corrientes en las próximas décadas. Actualmente, se están desarrollando y ensayando diversas tecnologías de MRE. Estas incluyen dispositivos flotantes, así como aquellos que están sumergidos o anclados al fondo marino. La electricidad generada a partir del movimiento del agua, representa una fuente prometedora y sostenible de energía [23]. En la Figura 11 se muestra la distribución global del potencial de energía de las olas, destacando que el extremo sur de Chile presenta regiones con un alto potencial energético.

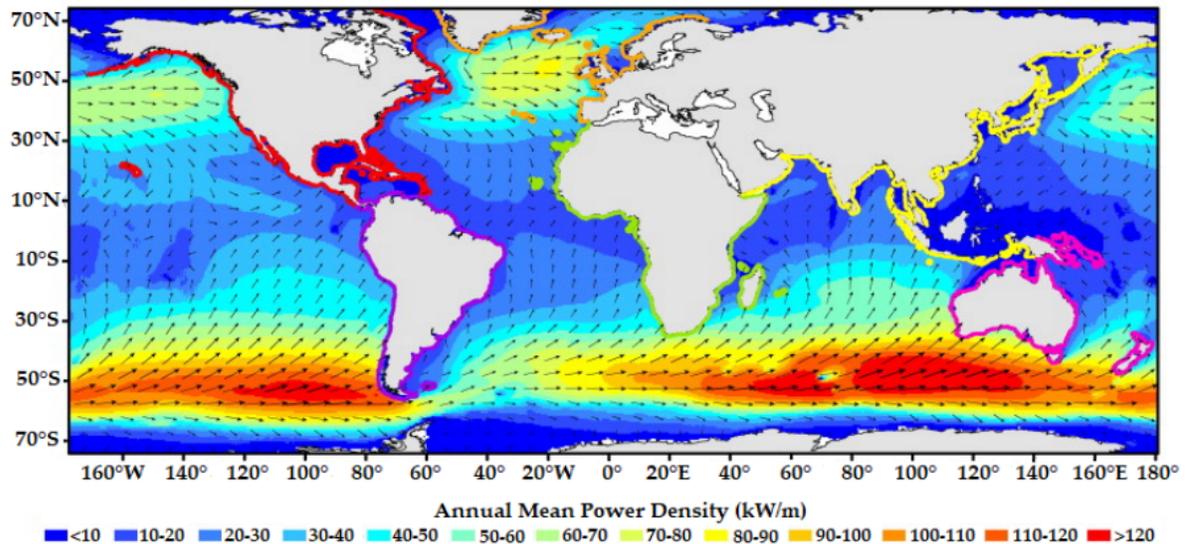


Figura 11. Potencial teórico total de energía de las olas [24].

Cada tipo de energía oceánica posee un potencial significativo para su aplicación en

actividades humanas. No obstante, tal como se detalla en la Tabla 1, las olas y corrientes

marinas presentan los mayores potenciales en términos de energía [25].

Tabla 1. Potencial y producción de energía a partir de fuentes de energía marina [25].

Fuente de energía oceánica	Capacidad (GW)	Generación anual (TWh)
Marea	90	800
Corrientes marinas	5.000	50.000
Salinidad osmótica	20	2000
OTEC	1.000	10.000
Olas marinas	1.000-9.000	8.000-80.000

Debido a la órbita de la Luna alrededor de la Tierra, la órbita de ésta alrededor del Sol y la rotación del planeta tierra, se genera una enorme cantidad de agua marina fluyendo sobre la superficie de la tierra, modificando localmente el nivel del mar. Los efectos son localmente diferentes debido a la distribución irregular de suelos en todo el mundo. En cualquier caso, las mareas son un fenómeno regular, cuyos efectos pueden predecirse con precisión. Así, las mareas representan una fuente de energía renovable interesante, permitiendo la explotación de corrientes de marea o rangos de marea. Este fenómeno permite la instalación de la planta de energía cerca de la costa, realizando una barrera equipada con turbinas hidroeléctricas de baja altura. Solo es factible en áreas con suficiente diferencia entre la marea alta y la marea baja. Se basa en el almacenamiento de agua en un embalse con compuertas que permiten la entrada de agua para la generación eléctrica. Las plantas construidas con esta tecnología necesitan mucho espacio para almacenar agua [24].

El término "corriente oceánica" diferencia estas corrientes de las corrientes de marea, resaltando su origen único. Impulsadas por la energía solar, estas corrientes marinas se forman debido a las variaciones en la densidad del agua, influenciadas por la radiación solar, la distribución de las masas de tierra y las características del lecho marino.

Estas corrientes, que se extienden miles de kilómetros, son también afectadas por el viento. Esta fuente de energía aprovecha la energía cinética de las corrientes marinas, capturada por dispositivos como turbinas submarinas [24].

La generación de electricidad mediante la tecnología de Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC, Ocean Thermal Energy Conversion) se basa en el aprovechamiento de la diferencia térmica entre las frías aguas profundas y las más cálidas aguas superficiales en regiones tropicales. Este proceso implica bombear grandes volúmenes de agua marina tanto fría como caliente, utilizando esta diferencia de temperatura para generar un ciclo energético y producir electricidad. Recientemente, el incremento en los costos de electricidad, la preocupación por el cambio climático y el enfoque en la seguridad energética han hecho que la implementación de OTEC sea económicamente viable, especialmente en comunidades insulares tropicales que dependen en gran medida del petróleo para su suministro eléctrico. A pesar de esto, la producción de electricidad a gran escala con OTEC se considera más factible en entornos marítimos abiertos [25].

La energía del gradiente salino, conocida también como Energía Osmótica, se centra en la utilización de la energía química generada por la mezcla del agua dulce de los ríos con el agua salada del océano. Esta técnica se basa en la diferencia de concentración de iones entre dos soluciones, lo que resulta en distintos niveles de presión osmótica. Un enfoque, ideado en 1937, es la técnica de Osmosis Retardada por Presión. En este método, el agua salada se somete a presión antes de pasar por una membrana semipermeable. Si la presión externa aplicada es menor que la presión osmótica, el agua se mueve de la solución menos concentrada a la más concentrada. Este proceso genera agua salobre (agua que contiene más sales disueltas que el agua dulce, pero menos que el agua de mar) bajo presión, la cual, al pasar por una turbina hidroeléctrica, permite generar más energía de



la que se utiliza en el bombeo, resultando en una producción neta de electricidad [24].

La energía de las olas se aprovecha a través del movimiento ondulatorio del mar. Este proceso de conversión utiliza la energía potencial y cinética de las olas, representando una fuente renovable de energía principalmente derivada de la interacción entre el viento y la superficie marina. Aunque la tecnología para captar energía de las olas está en desarrollo y aún no ha alcanzado su pleno potencial, muestra una promesa considerable.

Dentro de los métodos para convertir la energía de las olas en electricidad, los dispositivos ubicados en zonas costeras son particularmente destacables. Estos pueden integrarse con infraestructuras portuarias existentes, lo que ofrece ventajas en términos de ahorro en anclajes en aguas profundas y cableado de larga distancia. Además, esta aproximación reduce los costos de operación y mantenimiento en comparación con instalaciones más alejadas de la costa. Con estas ventajas en mente, se analizan diversos dispositivos de conversión de energía de las olas en la sección siguiente [25].

Los dispositivos de conversión de energía de las olas están diseñados para captar la energía generada por las olas oceánicas y transformarla en electricidad. Existen diversos modelos y técnicas para esta extracción energética, y la mayoría de estos sistemas se ubican en la costa o en sus proximidades, a menudo referidos como dispositivos de primera generación. Estos generalmente se asientan en el lecho marino o están anclados a acantilados rocosos. Los dispositivos costeros ofrecen ventajas como una instalación y mantenimiento más sencillos, sin necesidad de anclajes en aguas profundas ni extensos cables submarinos [24].

Una característica distintiva de estos dispositivos es su capacidad para compensar las olas menos potentes cerca de la costa mediante la concentración natural de la energía de las olas, lograda a través de la refracción y/o difracción, si están ubicados

estratégicamente para tal fin. Un ejemplo común de dispositivo de primera generación es la Columna de Agua Oscilante (OWC, Oscillating Water Column). Este consiste en una estructura, generalmente de hormigón o acero y parcialmente sumergida, con una apertura bajo la superficie del agua que atrapa aire sobre el nivel del agua como se observa en la figura 12. El movimiento oscilatorio de la superficie del agua, generado por las olas incidentes, impulsa el flujo de aire a través de una turbina que activa un generador eléctrico. La turbina axial de flujo Wells, un componente clave en estos sistemas, se destaca por operar sin válvulas rectificadoras, siendo un elemento común en la mayoría de los prototipos [26].

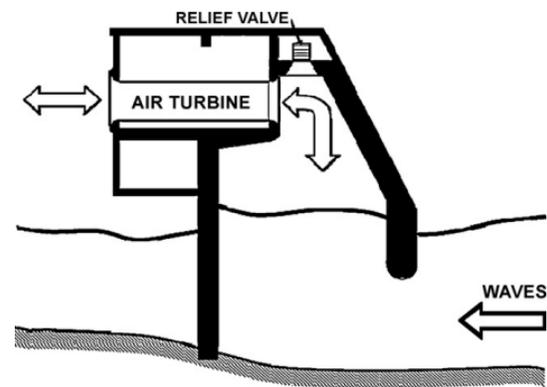


Figura 12. Esquema de una columna de agua [26].

Se ha observado que la eficiencia en la absorción de energía de las olas puede aumentar extendiendo la estructura de la cámara con paredes que se proyectan hacia las olas, creando una especie de puerto o colector. Este diseño ha sido implementado en la mayoría de los prototipos de OWC[26].

El diseño y la construcción de la estructura, aparte de la turbina, son aspectos críticos en la tecnología OWC y tienen un impacto significativo en la rentabilidad de la energía de las olas. Actualmente, los costos de construcción civil son un factor dominante en el presupuesto de las plantas OWC. Integrar la estructura de la planta en un rompeolas ofrece múltiples beneficios, como la reducción de costos de construcción y un acceso más fácil



para la construcción, operación y mantenimiento de la planta de energía a partir de las olas [26].

3.2 Energía Geotérmica

Esta forma de energía, a menudo menos destacada que sus contrapartes más populares, ofrece un potencial significativo y sostenible para la generación de energía renovable. La energía geotérmica se deriva del calor interno de la Tierra, una fuente de energía constante.

Dentro de las diversas fuentes de energías renovables, la energía geotérmica se destaca por su alta estabilidad y fiabilidad, siendo casi independiente de las condiciones climáticas externas. Esta estabilidad se ve influenciada por varios elementos, incluyendo la profundidad, las características del suelo, la carga y el tipo de material de cementación utilizado. La versatilidad de la energía geotérmica permite su uso en múltiples aplicaciones como la calefacción, refrigeración, almacenamiento energético y generación de electricidad.

El suelo, además de ser una fuente de energía, se utiliza para el almacenamiento energético. Existen dos métodos principales: el almacenamiento de energía térmica en perforaciones y en acuíferos. Estos se emplean para guardar energía excedente de sistemas de energías renovables y suministrarla según la demanda. El almacenamiento en perforaciones es eficiente, minimizando la pérdida de energía gracias a su aislamiento natural. Investigaciones han demostrado la eficacia de usar el suelo como un medio de almacenamiento térmico en excavaciones estacionales, especialmente con sistemas solares, donde un fluido transfiere calor del colector solar al intercambiador de calor en el suelo, mejorando la capacidad calorífica del suelo [27].

Las plantas de energía geotérmica utilizan fluidos geotérmicos calientes de rocas profundas para generar energía, ver figura 13. Existen tres tipos: vapor seco, vapor flash y

ciclos binarios. Los ciclos de vapor y flash utilizan directamente el fluido geotérmico, mientras que los ciclos binarios activan un ciclo Rankine orgánico, útil para fuentes de baja calidad. Las mejoras en estos ciclos incluyen intercambiadores de calor internos para optimizar la eficiencia [27].

Los sistemas geotérmicos superficiales enfrentan desafíos como el desequilibrio térmico y variaciones de temperatura. En situaciones de alta demanda, el suelo puede no recuperar la energía extraída, llevando a un desequilibrio. Las soluciones incluyen sistemas híbridos como la combinación solar-geotérmica, aprovechando la energía solar para la recuperación térmica del suelo y mejorando la eficiencia de sistemas geotérmicos profundos de baja calidad [27].

La generación de electricidad mediante energía geotérmica implica procesos más complejos, ver figura 14. Se requieren tecnologías avanzadas para aprovechar las temperaturas más bajas disponibles, como:

- Uso directo del vapor
- Plantas de energía flash
- Ciclo Rankine Orgánico (ORC)
- Plantas de energía Kalina

En zonas geotérmicas ideales, donde las temperaturas oscilan entre 200 y 300 ° C, los sistemas de turbinas de vapor tradicionales son eficaces. El vapor subterráneo se puede emplear directamente para mover las turbinas. En casos donde el agua termal está presurizada, se puede vaporizar mediante una expansión, permitiendo que el vapor caliente impulse una turbina, conocido como el proceso de destello [8].

A temperaturas inferiores a 100 ° C, se utiliza el sistema de Ciclo Rankine Orgánico, donde un material orgánico como Isopentano o PF5050 reemplaza al agua en la turbina. Este sistema, aunque innovador, tiene limitaciones en términos de eficiencia, no superando el 10% en la conversión de energía térmica a eléctrica. Por otro lado, el proceso Kalina, que utiliza una mezcla de agua y amoníaco, promete una



mayor eficiencia, aunque aún con limitaciones [8].

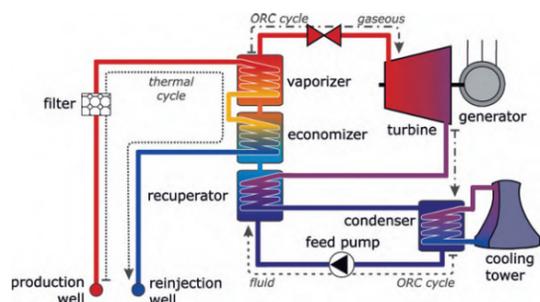


Figura 13. Principio de una planta geotérmica ORC [8].

En las Plantas Geotérmicas de Roca Caliente Seca, se hace una perforación geotérmica que alcanza hasta 5000 metros de profundidad que tiene como principal finalidad la producción de energía. A estas profundidades extremas, se encuentran temperaturas cercanas a los 200°C, lo cual es válido incluso en áreas como Alemania, Francia y Suiza, que no tienen condiciones geotérmicas ideales. Esta profundidad permite alcanzar una eficiencia energética notable en la generación de energía [8].

A estas profundidades extremas, el agua termal no es comúnmente accesible. En su lugar, se halla la tecnología de Plantas Geotérmicas De Roca Caliente, que implica la creación de pozos artificiales diseñados para calentar agua y extraer energía de las rocas. Estos pozos se construyen inyectando agua a alta presión en el suelo, lo que resulta en la expansión del pozo y la formación de nuevas fisuras, así como la ampliación de las ya existentes, creando un extenso sistema de fracturas subterráneas. Un pozo auxiliar se encarga de la supervisión de estas operaciones [8].

La técnica de aprovechar depósitos de agua caliente de esta manera se conoce como energía geotérmica hidrotermal. Por otro lado, la explotación de la roca caliente seca se denomina energía geotérmica petrotermal [8].

En el proceso de generación de energía geotérmica, una bomba transporta agua fría hacia el fondo del pozo de inyección. Aquí, el agua se infiltra en las fisuras y grietas de la roca, calentándose hasta alcanzar aproximadamente los 200 ° C. Luego, esta agua caliente asciende a la superficie a través de pozos de producción, donde su calor se transfiere, mediante un intercambiador, a una planta de energía y potencialmente a una red de calefacción urbana [8].

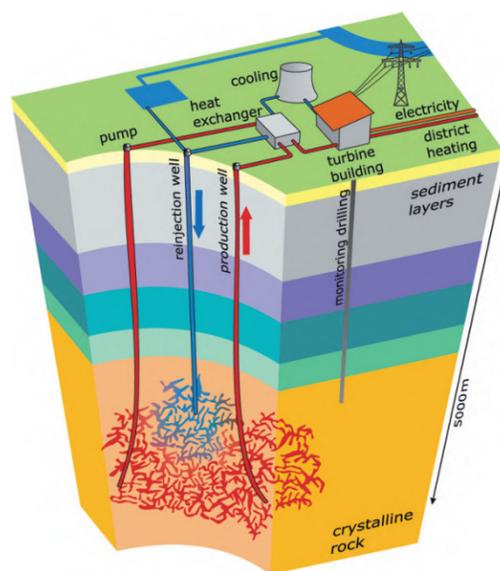


Figura 14. Esquema planta geotérmica [8].

Los sistemas de generación de hidrógeno basados en energía geotérmica generalmente utilizan electrolizadores de membrana de intercambio de protones para descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Se ha determinado que elevar la temperatura del proceso de 25 ° C a 70 ° C puede disminuir la energía necesaria para producir hidrógeno de 43,51 kW/kg a 42,2 kW/kg, equivalente a una reducción del 3% aproximadamente [27].

En sistemas de producción de hidrógeno que incorporan plantas geotérmicas de potencia, el fluido geotérmico tiene dos roles clave: produce electricidad y precalienta el agua. Primero, el fluido geotérmico caliente obtenido de los pozos de extracción se



canaliza hacia la planta geotérmica de potencia. Luego, se aprovecha el calor remanente de este fluido para el precalentamiento del agua [27].

El diseño sugerido se basa en una planta geotérmica con un ciclo flash-binario, como se ilustra en la Figura 15. Este sistema se divide en dos partes: el ciclo superior y el inferior. Durante el proceso, el fluido geotérmico pasa por un separador flash, que separa el vapor del agua. El vapor generado es utilizado en el ciclo flash para mover una turbina de vapor, lo que resulta en la producción de electricidad. Paralelamente, el calor llevado por el agua caliente residual del separador se recupera a través de un intercambiador de calor y se transfiere a un fluido orgánico. Este fluido orgánico, a su vez, acciona una turbina Ciclo Rankine Orgánico, generando electricidad adicional [27].

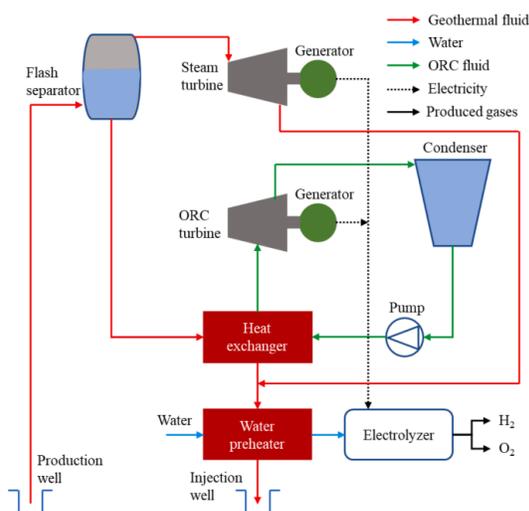


Figura 15. Sistemas de producción de hidrógeno que incorporan Plantas Geotérmicas de Potencia [27].

4. COSTOS EN LA PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE

El avance en la producción de hidrógeno como combustible se centra en el uso de fuentes alternativas, con la posibilidad de desplazar los combustibles fósiles como principal medio de obtención de hidrógeno. Estas alternativas

abarcan energías como la solar, eólica, biomasa, hidroeléctrica, oceánica y geotérmica. El factor determinante para el aumento de la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables es el costo asociado a este proceso.

En la producción de hidrógeno mediante turbinas eólicas, el costo varía según la cantidad de hidrógeno producido y el tipo de turbina utilizada. Generalmente, las turbinas eólicas de mayor tamaño generan hidrógeno a un costo más bajo, gracias a su menor precio en dólares por kilovatio. Por ejemplo, en Sudáfrica, el costo puede ser tan bajo como \$1.4 por kilogramo con el uso de grandes turbinas eólicas, mientras que, en la misma zona, pero utilizando turbinas eólicas de menor tamaño los costos de producción de hidrógeno aumentan, con un costo de electricidad que varía de 0.51 a 2.64 \$/kWh y de 0.42 a 2.72 \$/kWh. En Alemania, las granjas eólicas marítimas tienen una eficiencia de electrólisis del 87%, resultando en un costo de hidrógeno de alrededor de \$5.6 por kilogramo. En Afganistán, se ha estimado que el Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno a partir de energía eólica puede ser tan bajo como \$3.88 por kilogramo [14].

La producción de hidrógeno utilizando energía solar, una alternativa limpia y renovable, muestra gran potencial, especialmente la energía solar térmica, que emerge como una tecnología prometedora para el futuro. Sin embargo, para maximizar su viabilidad, es fundamental avanzar en el desarrollo tecnológico y disminuir los costos asociados con la descomposición solar el cual es un proceso termoquímico que utiliza el calor solar para descomponer óxidos metálicos y luego producir hidrógeno a través de reacciones químicas adicionales. Una reducción en estos costos podría permitir alcanzar un precio aproximado de \$3 por kilogramo de hidrógeno, suponiendo un costo de alrededor de \$1.07 por vatio pico para la energía fotovoltaica (PV) [28].

En cuanto a la variabilidad en los costos de producción de hidrógeno con energía solar,



estos dependen significativamente del método de conversión de energía empleado. Las plantas solares equipadas con sistemas fotovoltaicos eficientes, por ejemplo, pueden generar hidrógeno a un costo estimado de \$8.96 a \$12.6 por kilogramo. A pesar de esto, el elevado precio de los sistemas fotovoltaicos representa un desafío significativo para reducir aún más estos costos. Por otro lado, tecnologías alternativas en el ámbito solar, como los Reflectores Parabólicos Solares de Alta Eficiencia, ofrecen la posibilidad de producir hidrógeno a un costo inferior, oscilando entre \$6.46 y \$9.86 por kilogramo. No obstante, estas tecnologías tienen aplicaciones limitadas debido a requisitos de altas temperaturas y una capacidad de producción más restringida [28].aq

Las tecnologías más eficientes para la producción de hidrógeno en ambientes marinos incluyen los aerogeneradores marinos y las turbinas que aprovechan las corrientes oceánicas. Estas opciones se destacan por sus altas velocidades y elevados factores de capacidad, que son del 40% y 56% respectivamente, junto con costos de inversión competitivos, siendo de 2.4 y 2.33 millones de dólares por megavatio respectivamente, lo que las posiciona como alternativas líderes en el sector [29].

A pesar de que la tecnología OWC produce una cantidad mayor de hidrógeno en comparación con otros sistemas, presenta un factor de capacidad ligeramente inferior al de las turbinas de corriente oceánica¹. Además, su costo de inversión por megavatio es relativamente más alto en comparación con otras tecnologías marinas examinadas [29].

En el caso de la producción de hidrógeno mediante electrólisis en tierra, las tecnologías que utilizan corrientes marinas y la Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC) emergen como las opciones más favorables. Estas tecnologías no solo

presentan bajos costos de inversión, sino también factores de capacidad impresionantes, del 56% y 90% respectivamente. Además, ofrecen una gran flexibilidad en cuanto a operación y mantenimiento, tanto en la generación de energía como en la producción de hidrógeno [29].

La energía geotérmica también se considera una fuente económica para la producción de hidrógeno. Estudios han estimado que el costo de producción de hidrógeno geotérmico podría ser tan bajo como \$2.05 por kilogramo para una producción de 50 toneladas, y hasta \$1.9 por kilogramo utilizando electrólisis de vapor a alta temperatura. En sistemas más eficientes y a menor escala, el costo puede reducirse a \$1.08 por kilogramo [30].

Finalmente, el biohidrógeno, generado a partir de la biomasa de algas, representa otra alternativa para la producción sostenible de hidrógeno. Aunque aún en desarrollo, se estima que el costo podría ser de aproximadamente \$2.8 por kilogramo, suponiendo una eficiencia de fotosíntesis del 50% en un gran volumen de algas destinadas exclusivamente a la producción de hidrógeno [14].

5. CONCLUSIONES

Se resalta la necesidad crítica de una transición energética hacia fuentes renovables para abordar los desafíos ambientales actuales. Con las energías renovables en el centro de esta transformación, es evidente que la dependencia global de los combustibles fósiles debe disminuir para mitigar el cambio climático y promover la sostenibilidad. La producción de hidrógeno verde, especialmente a través de fuentes renovables, emerge como una solución prometedora, ofreciendo un camino hacia un futuro energético más limpio y sostenible.

¹ Factor de Capacidad corresponde al cociente entre la salida real y la salida máxima posible, expresada en porcentaje.



El análisis sobre las energías renovables convencionales - eólica, solar, biomasa e hidroeléctrica - destaca su contribución significativa en la generación de hidrógeno verde. Estas fuentes, ya establecidas en el panorama energético, están encontrando nuevas aplicaciones en la producción de hidrógeno, demostrando su versatilidad y potencial para un futuro energético renovable.

La energía eólica y solar, en particular, se destacan por su eficiencia y sostenibilidad. La capacidad de la energía eólica para integrarse con sistemas de electrólisis y la disminución de los costos operativos refuerzan su viabilidad a largo plazo. La energía solar, por otro lado, ofrece métodos innovadores como la foto-electrólisis, promoviendo un enfoque sostenible y de bajas emisiones para la producción de hidrógeno.

La biomasa emerge como una fuente clave para la producción sostenible de hidrógeno, con un enfoque particular en la biomasa de algas y la conversión termoquímica. La energía hidroeléctrica, siendo una fuente históricamente relevante, ahora ofrece un camino hacia una producción de hidrógeno más sostenible, subrayando su importancia en la transición energética.

Las energías mareomotriz y geotérmica, aunque menos desarrolladas, presentan un potencial significativo para la innovación en la producción de hidrógeno verde. Estas fuentes ofrecen estabilidad y confiabilidad, aunque enfrentan desafíos únicos en términos de desarrollo tecnológico.

Un aspecto crucial es el análisis de costos en la producción de hidrógeno a partir de diferentes fuentes renovables. La reducción de costos es esencial para la viabilidad a largo plazo de estas tecnologías y para hacer que el hidrógeno verde sea una opción competitiva frente a los combustibles fósiles.

Para que las energías renovables y la producción de hidrógeno verde alcancen su máximo potencial, es imperativo continuar con la innovación y el desarrollo tecnológico.

Esto incluye mejorar la eficiencia, reducir costos y superar los desafíos técnicos y logísticos asociados con estas tecnologías.

Se concluye enfatizando la importancia de una transición energética hacia fuentes renovables. Esta transición no solo es crucial para enfrentar los desafíos ambientales, sino también para asegurar la seguridad energética y promover la innovación tecnológica. La producción de hidrógeno verde emerge como una pieza clave en este esfuerzo, representando una solución prometedor y sostenible para un futuro energético renovable.

REFERENCIAS

- [1] P. J. Megia, A. J. Vizcaino, J. A. Calles, and A. Carrero, "Hydrogen Production Technologies: From Fossil Fuels toward Renewable Sources. A Mini Review," *Energy and Fuels*, vol. 35, no. 20. American Chemical Society, pp. 16403-16415, Oct. 21, 2021. doi: 10.1021/acs.energyfuels.1c02501.
- [2] K. Uddin, "Nuclear Energy, Environment and Public Safety: North-South Politics," *Strategic Planning for Energy and the Environment*, vol. 38, no. 4, pp. 31-41, Mar. 2019, doi: 10.1080/10485236.2019.12054410.
- [3] S. F. Ahmed *et al.*, "Sustainable hydrogen production: Technological advancements and economic analysis," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 88, pp. 37227-37255, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.12.029.
- [4] D. F. Correa *et al.*, "Towards the implementation of sustainable biofuel production systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107. Elsevier Ltd, pp. 250-263, Jun. 01, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2019.03.005.
- [5] M. Wang, G. Wang, Z. Sun, Y. Zhang, and D. Xu, "Review of renewable energy-based hydrogen production processes for sustainable energy innovation," *Global Energy Interconnection*, vol. 2, no. 5, pp. 436-



- 443, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.jgloi.2019.11.019.
- [6] M. Amin *et al.*, "Hydrogen production through renewable and non-renewable energy processes and their impact on climate change," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 77. Elsevier Ltd, pp. 33112–33134, Sep. 08, 2022. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.07.172.
- [7] Q. Hassan *et al.*, "Renewable energy-to-green hydrogen: A review of main resources routes, processes and evaluation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 46. Elsevier Ltd, pp. 17383–17408, May 29, 2023. doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.175.
- [8] V. Quaschning, "Renewable Energy and Climate Change." [Online]. Available: www.HETranslations.uk
- [9] Y. Guo, H. Wang, and J. Lian, "Review of integrated installation technologies for offshore wind turbines: Current progress and future development trends," *Energy Conversion and Management*, vol. 255. Elsevier Ltd, Mar. 01, 2022. doi: 10.1016/j.enconman.2022.115319.
- [10] S. Kumar Madasamy, V. Raja, H. A. Z. Al-Bonsrulah, and M. Al-Bahrani, "Design, Development, and Multi-Disciplinary Investigations of Aerodynamic, Structural, Energy, and Exergy Factors on 1 kW Horizontal Axis Wind Turbine", doi: 10.1093/ijlct/ctac091/6680188
- [11] A. Sedai *et al.*, "Wind energy as a source of green hydrogen production in the USA," *Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 8–22, Feb. 2023, doi: 10.1093/ce/zkac075.
- [12] G. Glenk and S. Reichelstein, "Economics of converting renewable power to hydrogen," *Nat Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 216–222, Mar. 2019, doi: 10.1038/s41560-019-0326-1.
- [13] Q. Xue, Z. Wang, and Y. Zhang, "Environmental Benefit and Investment Value of Hydrogen-Based Wind-Energy Storage System," *Front Energy Res*, vol. 9, Mar. 2021, doi: 10.3389/fenrg.2021.629136.
- [14] M. Amin *et al.*, "Hydrogen production through renewable and non-renewable energy processes and their impact on climate change," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 77. Elsevier Ltd, pp. 33112–33134, Sep. 08, 2022. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.07.172.
- [15] A. O. M. Maka and J. M. Alabid, "Solar energy technology and its roles in sustainable development," *Clean Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 476–483, Jun. 2022, doi: 10.1093/ce/zkac023.
- [16] A. T. Hoang *et al.*, "Characteristics of hydrogen production from steam gasification of plant-originated lignocellulosic biomass and its prospects in Vietnam," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 7, pp. 4394–4425, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.091.
- [17] W. C. Nadaleti, E. G. de Souza, and V. A. Lourenço, "Green hydrogen-based pathways and alternatives: Towards the renewable energy transition in South America's regions-Part B," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 1, pp. 1–15, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.05.113.
- [18] G. Tiwari, J. Kumar, V. Prasad, and V. K. Patel, "Utility of CFD in the design and performance analysis of hydraulic turbines – A review," *Energy Reports*, vol. 6. Elsevier Ltd, pp. 2410–2429, Nov. 01, 2020. doi: 10.1016/j.egy.2020.09.004.
- [19] K. Altayib and I. Dincer, "Development of an integrated hydropower system with hydrogen and methanol production," *Energy*, vol. 240, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122780.
- [20] D. J. Jovan, G. Dolanc, and B. Pregelj, "Utilization of excess water accumulation for green hydrogen production in a run-of-river hydropower plant," *Renew Energy*, vol. 195, pp. 780–794, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.06.079.



- [21] D. J. Jovan, G. Dolanc, and B. Pregelj, "Cogeneration of green hydrogen in a cascade hydropower plant," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 10, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.ecmx.2021.100081.
- [22] G. K. Karayel, N. Javani, and I. Dincer, "Hydropower for green hydrogen production in Turkey," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 60, pp. 22806–22817, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.04.084.
- [23] M. L. Martínez *et al.*, "A systemic view of potential environmental impacts of ocean energy production," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149. Elsevier Ltd, Oct. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111332.
- [24] D. Curto, V. Franzitta, and A. Guercio, "Sea wave energy. A review of the current technologies and perspectives," *Energies*, vol. 14, no. 20. MDPI, Oct. 01, 2021. doi: 10.3390/en14206604.
- [25] R. Cascajo, E. García, E. Quiles, A. Correcher, and F. Morant, "Integration of marine wave energy converters into seaports: A case study in the port of Valencia," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 5, Feb. 2019, doi: 10.3390/en12050787.
- [26] A. F. de O. Falcão, "Wave energy utilization: A review of the technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 3. pp. 899–918, Apr. 2010. doi: 10.1016/j.rser.2009.11.003.
- [27] M. Mahmoud, M. Ramadan, S. Naher, K. Pullen, M. Ali Abdelkareem, and A. G. Olabi, "A review of geothermal energy-driven hydrogen production systems," *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 22, May 2021, doi: 10.1016/j.tsep.2021.100854.
- [28] S. E. Hosseini and M. A. Wahid, "Hydrogen from solar energy, a clean energy carrier from a sustainable source of energy," *International Journal of Energy Research*, vol. 44, no. 6. John Wiley and Sons Ltd, pp. 4110–4131, May 01, 2020. doi: 10.1002/er.4930.
- [29] T. R. Ayodele and J. L. Munda, "Potential and economic viability of green hydrogen production by water electrolysis using wind energy resources in South Africa," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 33, pp. 17669–17687, Jul. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.077.
- [30] M. Kanoglu, A. Ayanoglu, and A. Abusoglu, "Exergoeconomic assessment of a geothermal assisted high temperature steam electrolysis system," *Energy*, vol. 36, no. 7, pp. 4422–4433, 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.03.081.



CAPÍTULO 4 HIDRÓGENO VERDE COMO VECTOR ENERGÉTICO

Abraham Falcón

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

Este capítulo aborda el hidrógeno verde como un vector energético clave en la transición hacia una economía baja en carbono, destacando las tecnologías de electrólisis para producir hidrógeno verde, incluyendo los electrolizadores alcalinos, de membrana de intercambio de protones (PEM), y de óxido sólido (SOE). El uso del hidrógeno ya está implementado en diversas industrias, tales como en la industria del acero, en donde actúa como agente reductor, disminuyendo las emisiones de CO₂; en la industria química, que es fundamental en la producción de metanol y amoníaco y en la industria petrolera, en que ayuda a disminuir el contenido de azufre en combustibles y se utiliza en procesos de craqueo. Una de las propiedades del hidrógeno es la conversión energética, resaltando su papel en la generación de calor y electricidad. Existen diversas tecnologías de celdas de combustible, incluyendo las alcalinas (AFC), de membrana de intercambio protónico (PEMFC) y de metanol directo (DMFC), entre otras. En el ámbito de la movilidad, existen vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV). Otra forma de conversión energética se obtiene a través de la integración del hidrógeno en redes de gas. El futuro y la sostenibilidad del hidrógeno verde presentan distintos desafíos económicos y técnicos, además de nuevas tecnologías de almacenamiento. Chile destaca por su potencial en la producción de hidrógeno verde debido a sus condiciones geográficas y el compromiso con metas para la implementación de electrolizadores y exportación de hidrógeno.

PALABRAS CLAVE: Vector energético, electrólisis, sostenibilidad.

ABSTRACT

This chapter addresses green hydrogen as a key energy vector in the transition towards a low-carbon economy, highlighting electrolysis technologies for producing green hydrogen. These include alkaline electrolyzers, proton exchange membrane (PEM) electrolyzers, and solid oxide electrolyzers (SOE). Hydrogen use is already implemented in various industries, such as in the steel industry where hydrogen acts as a reducing agent, with potential to reduce CO₂ emissions; in the chemical industry, which is fundamental in the production of methanol and ammonia and in the petroleum industry, where hydrogen helps to decrease sulfur content in fuels and is used in cracking processes. One of the properties of hydrogen is energy conversion, highlighting its role in the generation of heat and electricity. There are various fuel cell technologies, including alkaline (AFC), proton exchange membrane (PEMFC), and direct methanol fuel cells (DMFC), among others. In the field of mobility, there are uses in fuel cell electric vehicles (FCEVs). Another form of energy conversion is achieved through the integration of hydrogen into gas networks. The future and sustainability of green hydrogen present different economic and technical challenges, as well as the need for new storage technologies. Chile has a potential for the production of green hydrogen due to its geographical conditions and commitment to goals for the implementation of electrolyzers and hydrogen exportation.

KEYWORDS: Energy vector, electrolysis, sustainability.

1. INTRODUCCIÓN



Luego de entender la urgente problemática frente al cambio climático, la dinámica actual del sector energético y el importante rol que toman las energías renovables se percibe que la sociedad se encuentra en un punto de transición energética en donde la innovación y la sostenibilidad deben converger con el fin disminuir la contaminación, y de esta manera, el calentamiento global. En este contexto es donde aparece el hidrógeno verde como potencial solución, que conecta los desafíos climáticos y energéticos con las soluciones renovables del mañana.

Para poder aterrizar estas ideas, se debe mirar hacia el pasado, hacia las transiciones energéticas históricas y el impacto que tuvo el pasar de los años en el contexto de innovación y sostenibilidad. La historia energética ha vivido múltiples transiciones en los últimos 200 años, empezando con el uso de recursos naturales y avanzando a través de la Revolución Industrial con el carbón como principal fuente de energía. Posteriormente, el petróleo y el gas natural tomaron el relevo, impulsando cambios significativos en el transporte y en la generación de electricidad.

Antes de la Revolución industrial, el uso de fuentes naturales como suministro de energía era lo común. Durante los siglos XVI y XVII, a medida que la sociedad crecía y se hacía más sofisticada, las economías en vías de industrialización necesitaron una fuente de energía nueva y más barata. De esta manera los británicos optaron por el carbón, lo que marcó el comienzo de la primera gran transición energética [1]. El crecimiento que tuvo la participación del carbón a nivel mundial se hace evidente, en 100 años pasó de 1,7% a ser el 47,2% del aporte energético mundial [2].

A principios de la segunda mitad del siglo pasado fue que comenzaron los trabajos de exploración petrolera. Edwin L. Drake perforó el primer pozo en el año de 1859 en el Estado de Pensilvania, siguiendo el sistema entonces conocido para abrir pozos artesianos, pero fue casi un siglo después cuando el petróleo se convirtió en una importante fuente de energía.

Este aceite mineral tomó un rol importante como recurso energético a finales del siglo XIX. Sin embargo, la verdadera revolución del petróleo se dio con la industria del automóvil.

El invento del motor de combustión interna comenzó a aumentar después de la introducción de las líneas de montaje, y a partir de 1945 se disparó, pasó de un 19,1% a un 47,2% del aporte energético mundial [2]. Cabe agregar que entre finales del siglo XIX y finales del siglo XX, tuvo lugar la generación de electricidad en centrales hidroeléctricas, pasando a ser una de las fuentes de energías más importantes a nivel mundial.

La tercera transición energética tomó lugar con las ya mencionadas energías renovables. En los últimos quince años, la transición hacia las energías renovables ha cobrado un impulso considerable, con el foco en fuentes como la eólica, hidráulica y solar. Es aquí donde aparece el hidrógeno verde como solución o aporte a esta transición energética. El hidrógeno verde, llamado así debido a que es generado por la electrólisis del agua utilizando energía renovable, se destaca como una solución versátil y sin emisiones, apta tanto como vector energético como materia prima. Esta tecnología promete contribuir significativamente a la descarbonización del planeta, abordando tanto la necesidad de energías más limpias como el almacenamiento y uso eficiente de la energía renovable.

A principios de los 2000, la participación de las energías renovables aumentó tan solo un 1.1% en diez años. Ya para la segunda década de los 2000, en el mismo periodo de tiempo que el caso anterior, se incrementó en un 6.6 [2]. Pero no fue hasta 2015-2020 los años en los que la comunidad le dio voz al problema medioambiental de manera internacional.

Es bien entendido, entonces, la urgencia por encontrar un vector energético verde y limpio que pueda trasladar y almacenar la energía producida de forma sostenible hasta donde y cuando se requiera. Por lo tanto, con el deseo de que disminuya el calentamiento global y el mundo evolucione hacia una energía



completamente limpia, su producción deberá basarse en energías renovables. Sin embargo, debido a la dependencia de las energías renovables por los factores externos, tal como la atmósfera, y que la producción de esta energía no coincida con la demanda, es que el hidrógeno aparece como opción. Actualmente la única forma de almacenamiento de energía a gran escala y económicamente viable son las centrales hidroeléctricas de bombeo, pero están condicionadas geográfica y ambientalmente para su desarrollo. Por otro lado, las baterías más comercializadas hoy en día, que supuestamente son menos contaminantes, tienen una vida útil muy limitada, y la extracción de los minerales que requiere su fabricación, contaminan en gran medida el suelo y el agua de aquellas regiones donde se sitúan las minas [3].

Otro de los elementos más preocupantes que contribuyen a la contaminación son el transporte o movilidad. En la actualidad ya existen vehículos movidos por la tecnología de pila de combustible de hidrógeno, y estos funcionan y son utilizables. También existen los vehículos eléctricos y en la actualidad, el adquirir un vehículo eléctrico se vuelve prácticamente un desafío, pues para poder hacer viajes a grandes distancias se debe comprar o poseer otro, debido a su poca autonomía y su extenso tiempo de carga. Pero ya existen algunos modelos de vehículos de hidrógeno, creados por grandes marcas como Toyota o Hyundai, pues de igual manera que los vehículos eléctricos, no producen contaminación y cuentan con la gran ventaja de tener bajos tiempos de recarga y gran autonomía.

Uno de los mayores desafíos para estos vehículos es la implementación de hidrogeneras a lo largo de las carreteras o territorio nacional. Sin embargo, en Japón ya cuentan con 159 estaciones de repostaje de hidrógeno [4], por lo que esto no está muy lejos de ser la realidad en un futuro en Chile.

1.1. ¿Qué es el hidrógeno?

El hidrógeno es el primer átomo que aparece en la tabla periódica. Es el elemento más ligero y abundante en el universo por lo que juega un papel fundamental en varios procesos químicos y biológicos. Aun cuando existe en cantidades enormes en el universo, en la Tierra es raro encontrar hidrógeno como tal, es más común encontrarlo en su forma molecular (H_2), pero tampoco tan común, ya que es difícil encontrarlo libre en la atmósfera debido a su ligereza y reactividad. Este es un componente esencial de moléculas tales como el agua (H_2O) además de numerosas más tales como las orgánicas vitales para la vida, como los carbohidratos, proteínas y grasas. Sin el hidrógeno no existiría la vida ni el Sol, y es que este es el combustible principal de las estrellas, incluyendo el Sol, en donde debido a grandes cantidades de masa y, por ende, gravedad, el hidrógeno se fusiona para formar helio, liberando una inmensa cantidad de energía en el proceso. Esta energía es lo que alimenta a las estrellas y, en el caso del Sol, es la fuente primaria de luz y calor para el planeta.

Además de estas características, el hidrógeno tiene un futuro muy prometedor como fuente de energía limpia. En particular, el hidrógeno verde, producido a partir de fuentes de energía renovables, es visto como un componente clave en la transición hacia una economía baja en carbono, especialmente en sectores como el transporte y la industria que son difíciles de electrificar. A pesar de que el hidrógeno es el elemento más simple y abundante, su manipulación y uso en aplicaciones energéticas implican desafíos significativos que se verán más adelante, especialmente en términos de almacenamiento y transporte, debido a su baja densidad y su naturaleza altamente inflamable.

2. PRODUCCIÓN HIDRÓGENO

El hidrógeno tiene un rol multifacético, pues, es utilizado en la refinación de petróleo, también como ingrediente clave en la fabricación de amoníaco para fertilizantes, y en la producción de químicos como el ácido



clorhídrico y el metanol. Gracias a su gran inestabilidad posee la habilidad para interactuar con otros elementos y compuestos, lo que lo convierte en un componente crucial en diversos procesos químicos e industriales. Recientemente, ha aumentado el interés en el hidrógeno como una fuente de energía limpia, revitalizando su producción y uso en el marco de la transición hacia energías más sostenibles y la minimización de emisiones de carbono.



Figura 1. Colores del hidrógeno [5]

Como se aprecia en la figura 1, el hidrógeno se produce a partir de fuentes como el carbón, petróleo o gas natural, lo cual trae efectos ambientales adversos si sus subproductos no se gestionan adecuadamente. La implementación de plantas centralizadas para eliminar sustancias nocivas de estos combustibles puede ser una estrategia efectiva y económica para mitigar el impacto ambiental y promover el uso del hidrógeno como portador de energía a gran escala.

Además, las energías renovables, conocidas por su variabilidad diaria y estacional, requieren sistemas que puedan almacenar energía para compensar estas fluctuaciones y así no causar pérdidas. Por eso el hidrógeno se presenta como una solución práctica, sirviendo tanto para almacenar energía como para facilitar su transporte desde lugares de generación remotos hasta los consumidores. Un sistema de energía renovable también debe incluir un sistema de transporte renovable, pues el transporte consume aproximadamente un tercio de las necesidades energéticas de los países industrializados [6].

En la actualidad, los procesos más comunes para la obtención de Hidrógeno son el reformado de gas natural y la electrólisis del agua [7].

También existen otras formas de producirlo, algunas de ellas son:

- 1) Reformación de gas metano con vapor (SMR)
- 2) Oxidación parcial de aceites pesados.
- 3) Gasificación del carbón.
- 4) Reformado auto-térmico
- 5) Descomposición foto catalítica del agua

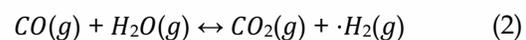
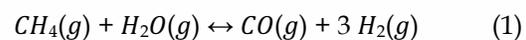
Reformación de gas metano con vapor (SMR)

El reformado de gas con vapor de metano, es una técnica avanzada y eficiente para la obtención de hidrógeno. Este proceso comienza con el tratamiento térmico del metano (CH₄). El metano es primero sometido a compresión y purificación, preparándolo para la etapa crucial del proceso.

Una vez preparado, el metano se mezcla con vapor de agua y se expone a condiciones de alta temperatura y presión. Este paso se realiza en un entorno controlado, donde la temperatura alcanza aproximadamente los 1.000°C y se aplica una presión media [8]. Estas condiciones extremas provocan una reacción química entre el metano y el vapor de agua, resultando en la producción de hidrógeno y monóxido de carbono (CO).

El hidrógeno obtenido a través de este método es de alta pureza, alcanzando en plantas modernas un nivel de 99,999% [8].

Sin embargo, el proceso también genera monóxido de carbono (1). Y así, en la etapa subsiguiente (2), el monóxido de carbono se transforma en dióxido de carbono (CO₂) mediante un proceso químico adicional, según las siguientes reacciones:



Oxidación parcial de aceites pesados

La oxidación parcial es un proceso químico utilizado ampliamente en la industria para la producción de hidrógeno y gas de síntesis (una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono) [9]. Este método se centra en la reacción de hidrocarburos con oxígeno (3), siendo particularmente efectivo con hidrocarburos pesados como la brea de desasfaltado y el coque de petróleo.

El proceso comienza con el precalentamiento de los hidrocarburos pesados. Esta primera etapa es crucial, ya que prepara el combustible para la reacción química subsiguiente. Una vez precalentados, estos hidrocarburos se mezclan con oxígeno puro en una cámara de combustión especialmente diseñada para soportar altas temperaturas. Aquí, se produce la oxidación parcial de los hidrocarburos. A diferencia de la combustión completa, la oxidación parcial no utiliza suficiente oxígeno para convertir todo el carbono en dióxido de carbono (CO₂), resultando en la formación de monóxido de carbono (CO) junto con hidrógeno.



Gasificación del carbón

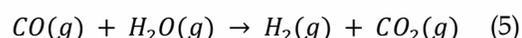
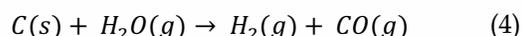
La gasificación del carbón es un proceso que se realiza a través de la interacción entre el vapor y el oxígeno a través de la reacción con el carbono (4) y, por consiguiente, con el monóxido (5), resultando en la creación de una mezcla de gases diversos. Para llevar a cabo este proceso, se utiliza una unidad de separación de aire específica, la cual tiene la función clave de producir oxígeno puro. Este oxígeno es esencial para las reacciones químicas involucradas en la gasificación y, adicionalmente, se produce nitrógeno que se utiliza para transportar carbón pulverizado hasta el gasificador.

Un punto importante por considerar es la opción de usar aire en lugar de oxígeno puro, una alternativa que puede reducir significativamente los costos asociados con la

separación. Sin embargo, esta elección conlleva una consecuencia ambiental notable: la generación de una cantidad considerable de óxidos de nitrógeno (NO_x) durante el proceso.

Por otro lado, la mezcla gaseosa resultante del proceso de gasificación tiene múltiples aplicaciones. Se puede emplear para generar combustibles líquidos o hidrógeno puro. Las aplicaciones de esta mezcla gaseosa son variadas e incluyen: a) su combustión en una turbina de gas para la producción de electricidad; b) como materia prima en diversas síntesis químicas, que pueden abarcar desde la producción de amoníaco y combustible líquido hasta la fabricación de metanol; y c) en procesos de metanación para la producción de gas natural sintético.

Aproximadamente el 18%, una porción significativa del hidrógeno a nivel mundial se obtiene a través de la gasificación del carbón. Esta tecnología de gasificación no se limita únicamente al carbón, sino que es aplicable a una amplia gama de materias primas hidrocarbúricas, incluyendo el gas natural, la biomasa y los refinados pesados de refinería, entre los que se encuentra el coque de petróleo [8].



Reformado autotérmico

El reformado autotérmico (ATR) representa una técnica avanzada en la generación de gases de síntesis, que integra aspectos tanto del reformado con vapor como de la oxidación parcial. En este proceso, la clave radica en la generación interna de calor que en el reformado con vapor se necesita una fuente de calor externa para desencadenar la reacción endotérmica, en el ATR, el calor necesario se produce in situ mediante la oxidación parcial del material de partida [10].

En el ATR, la sección térmica del reactor juega un papel crucial. Aquí, el combustible o material de partida se oxida parcialmente,



liberando la energía térmica necesaria para el proceso de reformado. Este enfoque contrasta con la gasificación del carbón, donde la mezcla de gases se genera mediante la interacción de vapor y oxígeno, y se requieren unidades adicionales para separar y purificar los gases.

Descomposición foto-catalítica del agua

La obtención de hidrógeno por medio de la descomposición fotocatalítica del agua es un proceso que se logra mediante la exposición de semiconductores a la luz solar dentro de una solución acuosa. Este método incluye el uso de un cátodo hecho de platino, que facilita la reducción del hidrógeno, y un fotoánodo de dióxido de titanio (TiO_2), esencial para la oxidación del hidrógeno. Esta configuración se nutre de la absorción de energía radiante con longitudes de onda menores a 400 nm, complementada con electricidad, como se observa en la figura 2 [11].

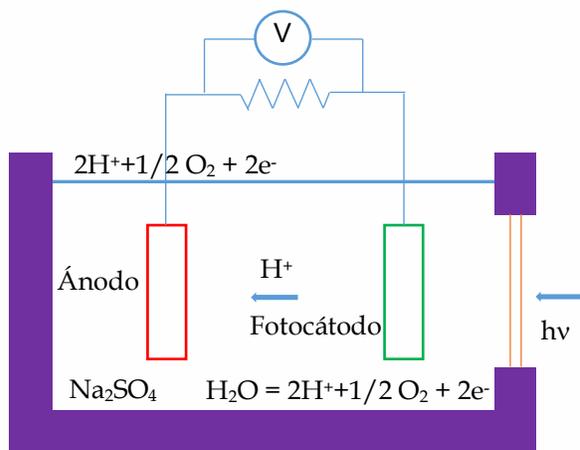


Figura 2. Descomposición catalítica del agua [11].

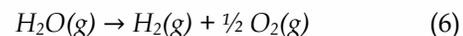
El fundamento de este proceso reside en el efecto fotoeléctrico, donde la absorción de fotones por un material conduce a la emisión de electrones. Este fenómeno genera un voltaje que, a su vez, produce una corriente local en una celda, facilitando la separación del agua de manera análoga a la electrólisis. Sin embargo, la descomposición fotocatalítica del agua es un proceso que demanda una considerable cantidad de energía, estimada en alrededor de 3,7 kWh por kilogramo de agua [8]. Dado que el agua pura tiene una baja

capacidad de absorción de la radiación infrarroja del espectro solar, y esta energía por sí sola no es suficiente para disociar las moléculas de agua, se hace imprescindible el uso de un fotocatalizador. Este fotocatalizador debe ser capaz de absorber fotones de mayor energía para activar las reacciones redox elementales necesarias para disociar el H_2O en H_2 y O_2 .

2.1. Electrólisis del agua

En la actualidad, el método más consolidado comercialmente y con mejor relación de costo-producción, es el reformado con un 96%, y así, la electrólisis del agua se posiciona con un 4% de la producción de hidrógeno, situación que se espera en un futuro vaya aumentando notablemente debido al desarrollo de las energías renovables (ERN) [7].

La electrólisis del agua implica el uso de corriente continua para separar electroquímicamente las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno mediante dos electrodos (ánodo y cátodo) generando una reacción simple (6). Es una tecnología madura y reconocida como el método más limpio y conocido para la obtención de hidrógeno a partir del agua utilizando fuentes renovables.

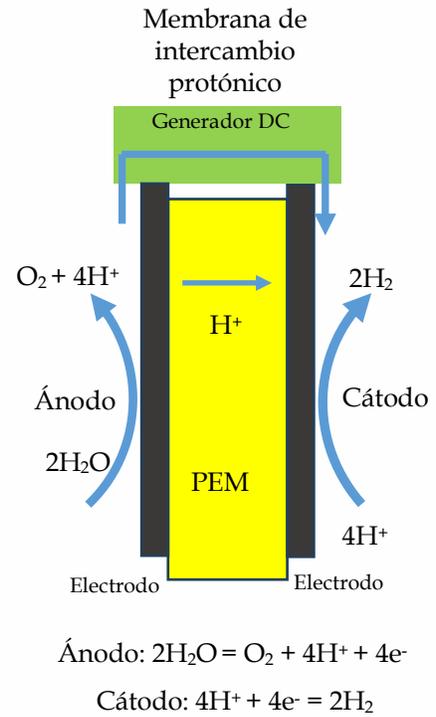


Este proceso implica la circulación de corriente continua a través de agua para separarla en hidrógeno y oxígeno, y así también un significativo consumo de electricidad. Este consumo energético, junto con el costo inicial del electrolizador, juega un papel crucial en la determinación del costo del hidrógeno producido por electrólisis. Para optimizar este proceso y reducir el consumo de electricidad, se puede recurrir a la electrólisis de alta temperatura, en la que parte de la energía requerida se suministra en forma de calor, mejorando así la eficiencia general del proceso en función de la fuente de calor utilizada. Otra innovación en este campo es la electrólisis presurizada, que aumenta la eficiencia y permite obtener hidrógeno a alta

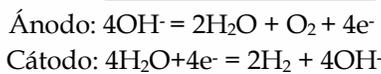
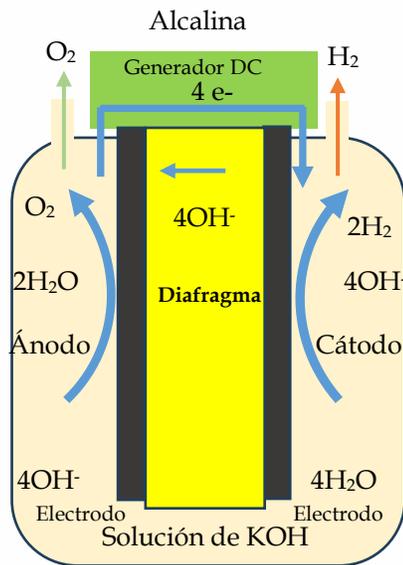


presión sin necesidad de compresión adicional [10].

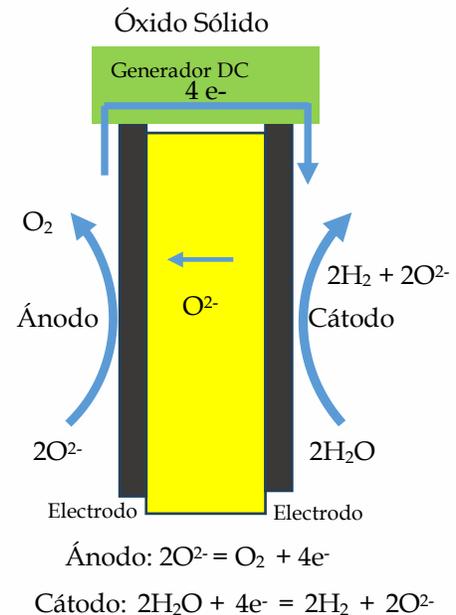
Dentro de las opciones de electrolizadores, existen principalmente tres tipos, como se muestra en la figura 3: los alcalinos, los de membrana de intercambio de protones (PEM) y los de óxido sólido (SOE). Los electrolizadores alcalinos, que son los más comunes y comercializados, utilizan una solución de hidróxido de potasio (KOH) como electrolito y son ideales para aplicaciones estacionarias. Los electrolizadores PEM, por su parte, emplean una membrana de polímero sólido para el intercambio de protones y son conocidos por su flexibilidad en términos de presión operativa, lo que los hace adecuados tanto para aplicaciones estacionarias como móviles. Finalmente, los electrolizadores de óxido sólido (SOE) representan una tecnología emergente que utiliza un electrolito cerámico sólido que utiliza un electrolito cerámico sólido y es especialmente eficiente en la producción de hidrógeno cuando se integra con fuentes de calor de alta temperatura, como los procesos industriales o la generación de energía térmica [7].



(b) Membrana de Intercambio Protónico



(a) Alcalina



(c) Óxido sólido

Figura 3. Tres opciones de electrolizadores.
Adaptado de [7].

Entre las tecnologías de electrólisis, la alcalina es la más comercializada, con electrolizadores alcalinos capaces de alcanzar capacidades de producción de hidrógeno que varían desde 1 hasta 1000 Nm³/h (metros cúbicos normales por hora, a 1 atm y 0°C). Además de los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) que suelen tener un límite de producción cercano a los 20 Nm³/h [10].

2.1.1. Electrolizadores alcalinos

Los electrodos en un proceso de electrólisis se encuentran sumergidos en un electrolito líquido, separados por un diafragma. Comúnmente, este electrolito es una solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) al 25-30%. Para facilitar la eliminación de las burbujas de gas producto y el calor generado durante la electrólisis, la solución se circula, ya sea mediante bombas o mediante circulación natural, aprovechando los gradientes de temperatura y la flotabilidad de las burbujas de gas. Además, el electrolito se almacena en dos tambores separados para cada gas producto (O₂ y H₂), que también funcionan como separadores gas-líquido. Tras un proceso de secado, la calidad del gas producto alcanza típicamente un rango de pureza del 99.5-99.9% para el H₂ y del 99-99.8% para el O₂ [8].

Como se observa en la figura 3(a), el agua se consume en el lado del cátodo mientras que se produce en el lado del ánodo. Como resultado, la solución alcalina acuosa de ambos lados deben mezclarse antes de entrar en el electrolizador, para evitar una dilución o concentración de las corrientes de electrolito. Esto conlleva a una contaminación de los gases producto debido a que las corrientes de electrolito transportan gases disueltos, ya que los separadores solo pueden eliminar las burbujas de gas.

2.1.2. Membrana de intercambio de protones, PEM

La tecnología de los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) se caracteriza por el uso de un electrolito

ácido, con los protones actuando como las especies móviles. Estos sistemas suelen incluir una membrana polimérica que puede soportar presiones de hasta 60-70 bar y temperaturas máximas de 200 °C, ofreciendo una alta eficiencia en la generación de hidrógeno y una tendencia decreciente en el consumo energético. Además, los electrolizadores PEM son capaces de trabajar con alta densidad de corriente, permitiendo así una gran capacidad de producción de hidrógeno [8].

Potencialmente, los electrolizadores PEM pueden diseñarse para operar a presiones de hasta varios cientos de bares, haciéndolos adecuados tanto para aplicaciones estacionarias como móviles. Comparados con los electrolizadores alcalinos, ofrecen varias ventajas, como una mayor relación de reducción, la capacidad de operar a carga parcial, una mayor seguridad debido a la ausencia de KOH y un diseño más compacto, gracias a las mayores densidades y presiones de operación, lo que a menudo elimina la necesidad de una compresión adicional del hidrógeno, además de que la pureza del hidrógeno suele ser mayor a la de los electrolizadores alcalinos, sobre 99,99 %vol., sin la necesidad de equipos auxiliares [8]. Estos electrolizadores están estrechamente relacionados con las celdas de combustible PEM, siendo su diseño un reflejo de esta tecnología. Un ensamblaje PEM típico incluye una membrana de intercambio de protones de polímero situada entre dos capas electrocatalíticas porosas (electrodos). La membrana está compuesta por ácidos poliméricos perfluorosulfónicos, que actúan como aislantes eléctricos herméticos al gas y cuyo transporte iónico depende considerablemente del agua presente en la estructura del polímero. Nafion es el material más utilizado para este propósito [10].

Los esfuerzos de investigación están centrados en incrementar la superficie de las membranas, el rendimiento del módulo de celdas y el uso compartido de equipos auxiliares [12].



2.1.3. Membrana de estado sólido, SOE

Los electrolizadores de óxido sólido (SOE) representan una tecnología avanzada en el ámbito de la electrólisis, utilizando una membrana cerámica sólida que exhibe una buena conductividad. Esta tecnología permite realizar la electrólisis de vapor a altas temperaturas (entre 600 y 900 °C). El ion móvil en este proceso es el O²⁻, y estos dispositivos funcionan a altas densidades de corriente y tienen una eficiencia eléctrica más alta en comparación con los electrolizadores alcalinos o PEM, alcanzando eficiencias de entre 80 y 90 % con una vida útil aproximada de 1000 horas [12]. Los electrodos suelen ser aleaciones complejas y su membrana es de tipo cerámico, siendo la tecnología SOE la menos desarrollada hasta la fecha [7].

El objetivo para un futuro es aumentar la temperatura de operación, lo cual es particularmente atractivo cuando hay una fuente de calor disponible, como en aplicaciones combinadas de calor y potencia. Se ha demostrado que fuentes como la geotermia y la energía solar concentrada pueden suministrar el calor necesario para estos dispositivos [7].

En estos sistemas, el agua de alimentación o vapor se precalienta contra las corrientes de productos calientes que salen del apilado. Además, es necesario integrar calor de baja temperatura o aplicar calefacción eléctrica para compensar el calor de evaporación.

Otra aplicación interesante de la SOE es la operación reversible, que aumenta la utilización de la capacidad. La posibilidad de operación flexible entre el modo de celda de combustible y electrólisis ya ha sido investigada en 2015 de forma experimental por algunas empresas como por Fuel Cell Energy [13].

En la tabla 1 se observa una comparación de los costos asociados y otros datos de interés del hidrógeno producido a partir de metano (reformado de metano) y el proveniente de electrolizadores, tanto el de electrólisis alcalina como el de membrana de intercambio de protones y el de óxido sólido. Como se informa, la tecnología de reformado de metano de gran escala y los electrolizadores alcalinos y de intercambio de protones se encuentran ya a nivel comercial. Estas tres tecnologías son a su vez las que entregan la máxima potencia

Tabla 1. Rendimiento de las tecnologías clave de generación de hidrógeno, 2015 [8]

Principio Físico	Tecnología	Potencia	Madurez	Costos de inversión (USD/kW)	Eficiencia (%)	Vida útil
Reformado de gas metano	Gran escala	150-300 MW	Comercial	400-600	70-85	30 años
	Pequeña escala	0,15-15 MW	Demostración	3.000-5.000	~51	15 años
Electrólisis	Alcalino	Hasta 150 MW	Comercial	850-1.500	65-82	Entre 60k y 90k horas
	PEM	Hasta 150 kW (pilas) Hasta 1 MW (sistemas)	Comercial	1.500-3.800	65-78	Entre 20k y 60k horas
	SOE	Nivel laboratorio	Investigación	-	85-90	~1.000 horas



3. USOS DEL HIDRÓGENO

3.1. Industria del Acero

El hidrógeno desempeña un papel crucial como agente reductor en la fabricación de diversos metales. Además, es fundamental en la producción de ciertas variedades especializadas de metales, por ejemplo, níquel de alta pureza y polvos de cobalto [8].

Este proceso involucra la reducción de los óxidos de estos metales mediante hidrógeno, resultando en polvos metálicos de alta pureza. Este método es particularmente valioso por su capacidad para reducir estos óxidos a su forma metálica pura, lo que es esencial para aplicaciones que requieren altos niveles de pureza y calidad.

El sector siderúrgico utiliza aproximadamente el 10% del hidrógeno industrial en sus procesos de Reducción Directa de Hierro con Horno de Arco Eléctrico (DRI-EAF). En estos procesos, el hidrógeno, obtenido del gas de síntesis producido a partir de gas natural (NG), sirve como un agente reductor. Sin embargo, la producción de acero utilizando la técnica DRI-EAF representa solo alrededor del 7% de la producción mundial de acero primario. Por otro lado, cerca del 93% del acero se fabrica mediante el método tradicional de altos hornos y acerías de oxígeno básico (BF-BOF). Este método no emplea hidrógeno y depende del carbón de coque, resultando en altas emisiones de CO₂ [14].

Como gran parte de la producción de acero depende en gran medida de procesos que involucran carbón, los cuales son notorios por sus altas emisiones de dióxido de carbono, la sustitución de hidrógeno en su lugar podría significar una reducción significativa en estas emisiones.

Por lo tanto, el hidrógeno no solo proporciona una alternativa eficiente y efectiva en la producción de metales puros, sino que también representa un avance potencialmente revolucionario en la fabricación de acero,

prometiando un futuro más limpio y sostenible para la industria metalúrgica.

3.2. Industria Química

En el sector de la industria química, el hidrógeno desempeña un papel fundamental en la fabricación de diversos compuestos. Se utiliza, por ejemplo, en la producción de metanol, donde el consumo anual de hidrógeno alcanza aproximadamente los 12 millones de toneladas (Mt H₂/yr), y en la producción de amoníaco, con un consumo de alrededor de 31 millones de toneladas de hidrógeno al año. Además, el hidrógeno se emplea en otros procesos químicos de menor escala, como la fabricación de peróxido de hidrógeno y ciclohexano [14], [15].

Producción de metanol

El metanol, un compuesto químico versátil, se emplea en la fabricación de formaldehído, ácido acético y varios productos químicos intermedios. Además, presenta un gran potencial como alternativa de combustible. Se considera una opción viable para reemplazar la gasolina y el diésel en una amplia gama de vehículos, incluyendo automóviles de pasajeros, camionetas, camiones pesados y autobuses, lo que destaca su relevancia en el futuro de la energía y la movilidad sostenible [8].

Producción amoníaco

La producción global de fertilizantes nitrogenados contribuye considerablemente a las emisiones de CO₂, con estimaciones que apuntan a unos 420 millones de toneladas anuales (Mt CO₂/año) de dióxido de carbono liberadas en este proceso. El hidrógeno juega un papel esencial en la fabricación de amoníaco (NH₃), que no solo actúa como un vector energético alternativo, sino que también es un componente crucial en la fabricación de fertilizantes usados en la agricultura. De hecho, el amoníaco es el producto químico sintético más producido en el mundo. Su producción es llevada a cabo por decenas de plantas químicas a nivel global, y



consume más del 1% del total de energía generada, lo que lo convierte en un elemento importante en el consumo energético mundial [8].

Con el desarrollo económico y el crecimiento poblacional proyectados para el futuro, la Agencia Internacional de Energía (IEA) anticipa un aumento en la producción global tanto de amoníaco como de metanol, lo que implica un aumento correspondiente en la demanda de hidrógeno en el sector [16].

3.3. Industria petrolera

El hidrógeno es clave para disminuir la cantidad de azufre en los combustibles, y su demanda ha crecido en paralelo con el aumento del consumo de combustibles y las regulaciones más rigurosas en cuanto al contenido de azufre. Los métodos de craqueo emplean el hidrógeno para romper moléculas más complejas de hidrocarburos (como los aceites con altos puntos de ebullición) en productos más livianos, tales como gasolina y diésel. El hidro craqueo, un tipo de craqueo catalítico que se realiza en presencia de hidrógeno, no solo produce nafta para gasolina, sino también genera gases ligeros que son útiles para el combustible de las refinerías o para procesos de alquilación, además de componentes para combustibles de alta calidad, lubricantes y materias primas para la industria petroquímica [8].

3.4. Otros

Además de ser usado ampliamente como materia prima para la producción de fertilizantes (es decir, producción de amoníaco NH_3), producción de metanol (CH_3OH) y como agente reductor en el procesamiento de minerales (acero, aluminio), el hidrógeno es usado en la fabricación de vidrio, producción de ácido clorhídrico (HCl), en la industria alimentaria (por ejemplo, hidrogenación de aceites o grasas), soldadura de hidrógeno atómico (AHW), como refrigerante, en la producción de peróxido de hidrógeno (H_2O_2), en química analítica (por ejemplo, espectroscopía de absorción atómica, cromatografía de gases), en la industria

aeroespacial, electrónica (semiconductores), globos meteorológicos y como combustible para cohetes, así como en la industria del transporte (por ejemplo, celdas de combustible y combustión de hidrógeno líquido). En el sector de transporte, el hidrógeno ya es usado en celdas de combustible y en motores de combustión interna, aprovechando su propiedad de conversión energética [17].

4. CONVERSIÓN ENERGÉTICA DEL HIDRÓGENO VERDE

En la búsqueda de soluciones sostenibles para el futuro, el concepto de "vector energético" cobra una importancia crucial. Un vector energético es una sustancia o medio que puede almacenar, transportar y entregar energía en una forma utilizable. En este contexto, el hidrógeno se destaca como un vector energético emergente y prometedor.

La singularidad del hidrógeno como vector energético radica en su versatilidad y capacidad de integración. Puede ser producido, almacenado, transportado y utilizado en una variedad de aplicaciones, incluyendo transporte, generación de electricidad y procesos industriales, sin emitir contaminantes en su punto de uso [8]. Esta característica lo hace particularmente atractivo en comparación con los combustibles fósiles, cuya combustión está asociada con significativas emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes.

Además, el hidrógeno puede desempeñar un papel vital en la compensación de la intermitencia de las energías renovables, como la solar y la eólica, al almacenar el exceso de energía generada y liberarla cuando se necesita. Esta capacidad de almacenamiento de energía a largo plazo y a gran escala es una ventaja significativa sobre otros medios de almacenamiento de energía, como las baterías, ya que estas cumplen con un almacenamiento a corto plazo y a menor escala. Hoy en día ya existen varias formas de aprovechar esta cualidad de este elemento y son algunos de ellas las que se repasarán a continuación.



4.1. Producción de calor

El hidrógeno también puede ser quemado de la manera tradicional, usando oxígeno o aire, generando calor en el proceso el cual puede ser usado para calefacción, cocinar, turbinas, calderas o motores de combustión. Debido a la alta temperatura de combustión del hidrógeno, la utilización de métodos de combustión estándar conlleva la liberación de grandes cantidades de óxidos de nitrógeno (NO_x). Por lo tanto, es preferible optar por otros procesos que generen menores emisiones de NO_x . Los quemadores catalíticos, por ejemplo, utilizan un catalizador para reducir la temperatura de combustión, lo cual disminuye la formación de NO_x [18].

La relación aire-combustible (A/F) se evalúa para diferentes combustibles. Para el caso del hidrógeno en motores de combustión la

relación estequiométrica es de 34.3 a 1 en términos de peso (p/p), lo que corresponde a 2.4 a 1 en volumen (v/v). En motores de gasolina, esta relación es de 14.7 a 1 (p/p), y en motores diésel, es de 14.5 a 1 (p/p). Estas proporciones indican la gran cantidad de aire necesaria para quemar una unidad de hidrógeno en comparación con la gasolina y el diésel, de manera efectiva [17]. La densidad del hidrógeno varía significativamente con la presión, siendo de 0.0838 kg/m^3 a 1 atm, 23.65 kg/m^3 a 35 MPa, 39.69 kg/m^3 a 70 MPa y 72.41 kg/m^3 cuando está licuado. Por otro lado, la densidad de la gasolina, el diésel, el gas licuado de petróleo (GLP) y el gas natural son, respectivamente, aproximadamente 745 kg/m^3 , 845 kg/m^3 , 541 kg/m^3 y 0.77 kg/m^3 en condiciones estándar de temperatura y presión [17].

Tabla 2. Comparación de la eficiencia volumétrica y la producción de energía entre motores de gasolina y de hidrógeno [17]

Tipos de combustible	Gasolina líquida	Hidrógeno gaseoso Pre-mezclado	Hidrógeno líquido Pre-mezclado	Inyección de hidrógeno gaseoso a alta presión
Combustible	17 cc	300 cc	405 cc	420 cc
Aire	983 cc	700 cc	965 cc	1000 cc
Energía (%)	3,5 KJ (100)	3,0 KJ (85)	4,0 KJ (115)	4,2 KJ (120)

Cuando se compara la densidad de estos combustibles, el hidrógeno muestra una mayor eficiencia en la producción de energía por unidad de peso, en comparación con la gasolina. Además, se observa que el hidrógeno comprimido ofrece una mayor eficiencia energética para su uso en motores de combustión interna, como se detalla en la Tabla 2.

El hidrógeno, como elemento químico, posee una mayor densidad energética por unidad de masa en comparación con el gas natural o la

gasolina, según la Agencia Internacional de Energía (IEA) [15], por lo que esta característica lo hace particularmente atractivo como combustible. En el ámbito industrial, el hidrógeno tiene el potencial de ser utilizado para generar calor en procesos donde la electrificación no resulta factible, especialmente en aquellos que requieren altas temperaturas (superiores a 400°C), como en la fabricación de cemento, papel o aluminio. En la Tabla 3 se presentan los valores de poder calorífico inferior (LHV) y superior (HHV) de diferentes combustibles [14].



El poder calorífico de un combustible se puede medir en dos formas principales: el Valor Calorífico Inferior (LHV, por sus siglas en inglés de "Lower Heating Value") y el Valor Calorífico Superior (HHV, de "Higher Heating Value"). El primero representa la cantidad de calor liberado durante la combustión de un

combustible, excluyendo la energía contenida en el vapor de agua formado durante la combustión. En otras palabras, no incluye la energía que se podría recuperar por la condensación del vapor de agua. A diferencia del LHV, el HHV incluye la energía total liberada durante la combustión, contando también la energía contenida en el vapor de agua. Este valor es más alto que el LHV porque incluye el calor latente de vaporización del agua.

Tabla 3. Poderes caloríficos de distintos combustibles, 2021 [19]

Combustible	LHV (MJ/Kg)	HHV (MJ/Kg)
Hidrógeno	119,9	141,9
Metano	50	55,5
Gasolina	44,5	47,5
Diesel	42,5	44,8
Metanol	18,1	20

La elección entre LHV y HHV depende del contexto y de lo que se esté midiendo. Por ejemplo, en sistemas donde el vapor de agua no se condensa, el LHV podría ser más representativo del calor útilmente recuperable. En cambio, el HHV es más útil para comparaciones generales de la energía contenida en diferentes combustibles.

El hidrógeno ofrece una alternativa interesante en el ámbito de los combustibles, especialmente cuando se combina con diésel en vehículos de doble combustible o se mezcla con gas natural para formar 'hythane', así como en sistemas de biocombustible. La inclusión de hidrógeno en la mezcla de combustible trae consigo varias ventajas significativas: en primer lugar, mejora el número de octano del combustible, lo que a su vez potencia el rendimiento del motor. Esta

mejora en el número de octano también permite una reducción en el tamaño del motor, manteniendo o incluso aumentando su eficiencia. Además, el hidrógeno facilita lo que se conoce como combustión ultra magra, una técnica que puede incrementar la eficiencia del motor hasta en un 30%. Aunque la mezcla de hidrógeno no es una solución de emisión neta cero, es una opción para reducir las emisiones de carbono, beneficios que hacen del hidrógeno una opción atractiva y viable en la búsqueda de soluciones de combustible más sostenibles y eficientes [17].

4.2. Celdas de combustible

Una celda de combustible es, en principio, bastante similar a la celda de una batería normal. La diferencia más importante es que, mientras las celdas de la batería eventualmente se quedan sin energía, las celdas de combustible continúan produciendo electricidad siempre y cuando haya suministro de combustible, ver figura 4.

Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos bidireccionales que convierten la energía de una reacción química en energía eléctrica. Por otro lado, los electrolizadores, destacan la flexibilidad de las celdas de combustible al invertir este proceso. Teóricamente, el 83% de la energía puede convertirse en electricidad [18]. En la realidad, la eficiencia es menor, pero en comparación con la tecnología tradicional, la celda de combustible es muy eficiente. En los electrolizadores, la energía eléctrica se utiliza para impulsar una reacción química de oxidación-reducción que no ocurre de manera espontánea. Esto se debe a que se requiere energía en forma de trabajo eléctrico para facilitar la reacción endotérmica, llevando a los productos a un nivel energético más alto en comparación con los reactivos.

Se suele utilizar el término "sistema" de celda de combustible, de igual manera que cuando se habla de un motor de coche, esto significa todo el sistema desde los suministros de aire, de combustible, de enfriamiento hasta las bombas necesarias para que el motor funcione



correctamente. Lo mismo ocurre con un sistema de celda de combustible o un motor de celda de combustible; necesita enfriamiento, suministro de aire, entre otros.

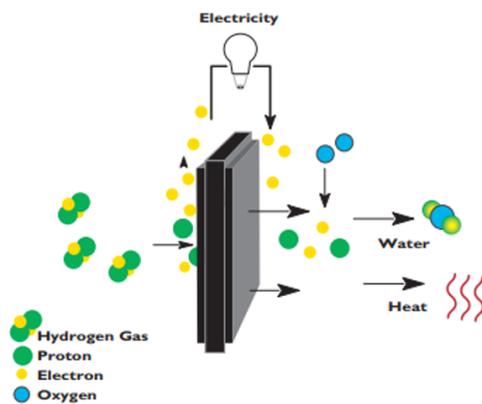


Figura 4. Representación esquemática del funcionamiento de una celda de combustible [18].

Existen distintos tipos de celdas de combustible con diferentes características y usos. Generalmente las celdas de combustible se clasifican de la misma manera que los electrolizadores, de acuerdo con el electrolito que se utiliza. Dada la importancia de analizar con detalle el funcionamiento de las celdas de combustible, en este capítulo sólo se mencionarán y en un capítulo posterior, se analizarán en detalle cada una de ellas.

Las celdas de combustible son las siguientes:

Celdas de combustible alcalinas (AFC)

Celdas de Combustible de Membrana de Intercambio Protónico (PEMFC)

Celdas de Combustible de Metanol Directo (DMFC)

Celdas de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC)

Celdas de Combustible de Carbonato Fundido (MCFC)

Celdas de Combustible de Óxido Sólido (SOFC)

4.3. Redes de gas

Desde 2004, se han implementado más de 50 proyectos demostrativos en todo el mundo para explorar el uso del hidrógeno como una fuente de demanda eléctrica flexible mediante electrólisis, un proceso conocido como "Power to Gas". La Unión Europea enfatiza la importancia de un enfoque energético integrado que permita aprovechar las sinergias entre las redes de electricidad, gas y calefacción. Se destaca que el hidrógeno verde obtenido de la electrólisis puede mejorar el uso eficiente de energías renovables variables e intermitentes [20].

Para integrar el hidrógeno en las redes de gas, es fundamental analizar los materiales utilizados en las redes de distribución de gas, limitando las mezclas al 20-30% dependiendo de la presión de las tuberías y la calidad del acero. Por ejemplo, a temperatura ambiente y a presiones bajo 100 bar, la preocupación principal respecto a la integridad del acero de alta dureza es la fragilización por absorción del hidrógeno [8]. Se ha reportado que mezclar hidrógeno en bajas concentraciones, hasta un 10-15%, es viable sin mayores riesgos.

Estados Unidos, en particular California, se comprometió a invertir 20 MM USD anuales desde 2014 hasta 2024, sumando un total de 200 MM USD, para incrementar el número de estaciones de hidrógeno a 94 en 2023. Además, California se ha fijado como meta reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% para 2030, en comparación con los niveles de 1990 [20].

En la práctica, el manejo seguro del hidrógeno se basa en tres pilares fundamentales: la identificación de riesgos potenciales específicos de la aplicación, la disponibilidad de instalaciones, técnicas confiables para la detección de fallos en componentes y sistemas, y el análisis de los posibles efectos de las fugas de gas en todas las condiciones operativas posibles.



5. FUTURO Y SOSTENIBILIDAD DEL HIDRÓGENO VERDE

El hidrógeno verde actualmente enfrenta múltiples desafíos que restringen su papel en la transición energética. Su coste es notablemente superior al de los combustibles fósiles, incluyendo aspectos como la producción, el transporte, la conversión y el almacenamiento. Además, tecnologías clave para su uso, como turbinas de gas y buques transportadores de hidrógeno, todavía no han alcanzado un desarrollo completo. La producción y conversión de hidrógeno implican grandes pérdidas energéticas y la producción de hidrógeno azul consume mucha energía. Se espera que para 2050, la producción de hidrógeno requiera una cantidad de electricidad similar a la producción global actual, lo cual podría complicarse con la creciente electrificación de otros sectores. Existe también una incertidumbre en el ámbito político y regulatorio, y se carece de normativas y certificaciones adecuadas para el seguimiento y caracterización del hidrógeno [21].

Como se menciona, los sistemas actuales de almacenamiento de hidrógeno no son suficientes para cubrir las necesidades debido a su alto peso y volumen en comparación con los sistemas de almacenamiento de combustible para vehículos convencionales, lo que hace imperativo el desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento. De este punto emerge el amoníaco como un potencial portador de hidrógeno, pero enfrenta numerosos desafíos, incluyendo su producción a partir de combustibles fósiles y la necesidad de investigación para la creación de amoníaco libre de carbono, un proceso que podría beneficiarse del uso adecuado de energías renovables. Sin embargo, la investigación y desarrollo actuales se centran más en mejorar dispositivos de pequeña y mediana escala, como motores alternativos, además, la toxicidad del amoníaco representa otro obstáculo significativo para la aplicación de estas tecnologías [17].

En los últimos años, varios países han realizado avances significativos en el desarrollo de tecnologías relacionadas con el hidrógeno en áreas como sistemas de transporte, logística e infraestructura de distribución. Entre los líderes en proyectos de hidrógeno se encuentran Japón, Alemania, Estados Unidos (especialmente California) y China. Entre ellos se destaca a Japón como el principal impulsor del desarrollo tecnológico en torno al hidrógeno actualmente. De hecho, el Gobierno de Japón aprobó en 2015 un Plan Estratégico de Energía que enfatiza la importancia de establecer una hoja de ruta hacia la creación de una “sociedad del hidrógeno”. Este plan abarca todos los sectores posibles que podrían beneficiarse del hidrógeno, estableciendo objetivos específicos para cada fase de fabricación, transporte y almacenamiento del hidrógeno. Además, promueve la colaboración entre la industria, la academia y el gobierno para alcanzar estos objetivos [8].

También hay que tener en cuenta la aceptación y conciencia pública, pues pueden generar problemas para el uso del hidrógeno. Para que cualquier tecnología prospere, primero necesita ser aceptada por la comunidad general, por lo que esto requerirá un riguroso programa de conciencia pública que deberá incluir detalles del análisis de salud y seguridad relevante, así como una revisión de la legislación para que todas estas problemáticas puedan abordarse.

5.1. Situación en Chile

En Chile, de las aproximadamente cuatro empresas dedicadas a la producción y venta de gases industriales, solo Linde Gas Chile S.A e Indura cuentan con plantas de producción de hidrógeno, basando su producción en la tecnología de reformación de gas metano con vapor. Linde Gas, una compañía alemana fundada en 1979 y con sede en Múnich, opera en más de 60 países y utiliza una planta de producción de hidrógeno con una eficiencia térmica del 85%, empleando gas natural, nafta y gas licuado de petróleo. La planta ha operado durante 10 años sin incidentes y está



completamente automatizada para control a distancia y cierre automático en emergencias. Algunos de sus logros son la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables, tales como la construcción de una planta en Alemania para producir hidrógeno a partir de glicerol, un subproducto del biodiesel. Además, posee una planta de electrólisis en Colombia y, en asociación con Total Energy, ya tiene implementado 21 estaciones públicas de recarga de hidrógeno en regiones metropolitanas de Alemania [8].

Indura, parte del grupo norteamericano Air Products fundado en 1940 y con sede en Allentown, Pensilvania, EE.UU., es una empresa clave en Chile en la producción de hidrógeno. Con aproximadamente 19.000 empleados en 50 países, Indura gestiona dos plantas de producción de hidrógeno en Chile. La primera, ubicada en Lirquén, fue construida en los años 90 como parte de una planta de separación de aire (ASU) para apoyar el proceso de fabricación de vidrio flotado en Vidrios Lirquén, produciendo hidrógeno de alta pureza (99,999%) mediante electrólisis desde 1996. La segunda planta, situada en la Planta ASU INDURA Graneros, también produce hidrógeno de alta pureza que se comercializa a nivel nacional en cilindros de alta presión para procesos que requieren atmósferas reductoras [8].

La producción de hidrógeno, llevada a cabo por empresas como Linde Gas Chile S.A e Indura, se encuentra bajo estrictas regulaciones debido a su clasificación como sustancia peligrosa. A pesar de no contar con normativas específicas para el hidrógeno, se aplica la legislación vigente sobre el almacenamiento y transporte de sustancias peligrosas y las normas de higiene y seguridad en lugares de trabajo. Este marco regulatorio incluye el Decreto Supremo N°280 de 2009 y el Decreto N° 66 de 2007, que establecen los requisitos mínimos de seguridad para las redes de transporte y distribución de gas y las instalaciones interiores de gas, respectivamente [20]. Estos decretos regulan desde el diseño hasta el término de operación de las instalaciones,

asignando responsabilidades a los propietarios y operadores en todos los aspectos de seguridad y mantenimiento, y permitiendo el uso de tecnologías alternativas siempre que se mantenga o mejore el nivel de seguridad establecido. Asimismo, el Reglamento de Instalaciones Interiores y Medidores de Gas detalla que las instalaciones deben ser realizadas por personal certificado por la SEC, regulando así no solo la infraestructura de gas sino también la capacitación y responsabilidades de quienes trabajan en ella.

Aun cuando no existen normativas particulares para el hidrógeno, el interés de desarrollo para Chile solo ha ido creciendo. De hecho, en 2020, Chile implementó una estrategia para el crecimiento del hidrógeno verde, estableciendo metas de alcanzar una capacidad de 5 GW en electrolizadores para 2025 y aumentarla a 25 GW para 2030. El territorio nacional aspira a producir el hidrógeno más económico a nivel mundial para 2030 y posicionarse entre los tres mayores exportadores de este combustible para 2040, según lo indica el Gobierno de Chile (2020). Se proyecta que para 2030, Chile podría exportar hidrógeno verde y sus derivados por un valor aproximado de 30 mil millones de dólares [21].

Además, en noviembre de ese mismo año, el ministro de energía de Chile, Juan Carlos Jobet (2019-2022), destacó el potencial del país en la producción de hidrógeno verde en la presentación de la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” [22]. Subrayó que Chile, gracias a su geografía única, tiene la capacidad de generar 70 veces más electricidad que su capacidad actual. En el norte, la región cuenta con la radiación solar más intensa del mundo, mientras que, en el sur, los fuertes y constantes vientos ofrecen condiciones ideales para la generación de energía eólica. Esta abundancia de energía renovable posiciona a Chile para ser uno de los productores más económicos de hidrógeno verde del planeta [22].

Luego en 2021, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), en



colaboración con el Ministerio de Energía de Chile, publicó un estudio sobre la inyección de hidrógeno en redes de gas natural en Chile. El estudio aborda la factibilidad de la técnica de sustituir o inyectar hidrógeno en la red de gas natural, destacando que la tolerancia de la infraestructura existente varía según la presión de operación, la materialidad de las tuberías y los componentes de transporte y uso final. Chile cuenta con infraestructura de gasoductos de transporte en cuatro grandes zonas geográficas y redes de distribución en las principales ciudades. El estudio concluye que es viable inyectar hidrógeno en la red de gas natural en porcentajes reducidos. Para el segmento de transporte, la mezcla admisible podría ser de hasta el 20%, mientras que, para consumidores finales como generadoras eléctricas e industrias, el porcentaje tolerable es del 1% al 5%. En el segmento de distribución y servicio, donde las tuberías son más dúctiles, se podría inyectar hasta un 30% de hidrógeno sin mayores modificaciones [20].

En resumen, el hidrógeno verde posee un gran atractivo para la nación, ya que el costo de producción del hidrógeno verde depende en gran medida del costo de la energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. Los países con las condiciones más favorables para la producción de electricidad limpia, como Chile, tienen el potencial de producir y comercializar hidrógeno verde y sus derivados a un costo menor.

6. CONCLUSIONES

Como se ha visto, el hidrógeno verde, al ser un vector energético, posee una versatilidad y una capacidad de integración excepcionales, pudiendo ser producido, almacenado, transportado y utilizado en una variedad de aplicaciones sin emitir contaminantes en su punto de uso. Esto lo convierte en una alternativa atractiva frente a los combustibles fósiles, reduciendo significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes. Además, el hidrógeno tiene un papel crucial en la compensación de la intermitencia de las energías renovables, como la solar y eólica, mediante el

almacenamiento del exceso de energía generada para su uso posterior.

Además de la producción de calor, otro aspecto clave del hidrógeno como vector energético, es convirtiendo la energía de una reacción química en energía eléctrica de manera eficiente. Estas celdas, al ser dispositivos electroquímicos bidireccionales, destacan por su capacidad para continuar produciendo electricidad siempre que haya suministro de combustible, a diferencia de las baterías convencionales.

Existen aplicaciones tanto portátiles como aplicaciones estacionarias de las celdas de combustible, como fuentes principales de energía o para respaldo energético, las cuales están demostrando ser particularmente prometedoras. Ya se están implementando más de 100.000 dispositivos a nivel mundial, con aplicaciones que van desde la generación de electricidad, calefacción y agua caliente en hogares individuales y conjuntos residenciales, hasta su uso en sistemas descentralizados en viviendas más pequeñas.

A pesar de sus numerosas ventajas y potencial para impulsar una transición energética sostenible, el hidrógeno verde enfrenta retos significativos que limitan su adopción generalizada. Entre estos desafíos, el costo de producción, transporte, conversión y almacenamiento del hidrógeno verde es notablemente superior al de los combustibles fósiles. Además, la implementación segura del hidrógeno como fuente de energía depende de la identificación precisa de riesgos potenciales, la disponibilidad de instalaciones técnicas confiables para la detección de fallos y un análisis detallado de los efectos de posibles fugas de gas.

En conclusión, el hidrógeno verde se destaca como una solución energética prometedora y sostenible, pero su futuro depende de la superación de estos desafíos económicos y técnicos. El avance en tecnologías de almacenamiento y reducción de costos será crucial para su adopción más amplia y su



papel en la transición hacia una economía baja en carbono.

REFERENCIAS

- [1] Globalsyde, "Historia de la transición energética desde 1800." Accessed: Nov. 17, 2023. [Online]. Available: <https://globalsyde.com/historia-de-la-transicion-energetica-desde-1800/>.
- [2] G. Bhutada, "The History of Energy Transitions," 07-Abr-2022. Accessed: Nov. 17, 2023. [Online]. Available: <https://elements.visualcapitalist.com/the-history-of-energy-transitions/>
- [3] K. A. Marcano Godoy y P. L. Delvasto Angarita, "Contaminación de suelos por metales pesados debido a la presencia de pilas gastadas," in *Revista de investigación*, 88th ed., vol. 40, 2016, pp. 78-104.
- [4] J López de Benito, "Asia lidera la instalación de hidrogeneras, en detrimento de Europa y América del Norte." Accessed: Nov. 17, 2023. [Online]. Available: <https://hidrogeno-verde.es/asia-lider-mundial-en-infraestructura-de-repostaje-de-hidrogeno/>
- [5] "ah2vbiobio." Accessed: Nov. 17, 2023. [Online]. Available: <https://www.ah2vbiobio.cl/hidrogeno-verde/>
- [6] "Eurostat "Shedding light on energy"- Informe sobre energía en 2023." Accessed: Nov. 17, 2023. [Online]. Available: <https://esmovilidad.mitma.es>
- [7] R. Constanzo R., "Tecnologías para Producción de Hidrógeno." Accessed: Nov. 17, 2023. [Online]. Available: <https://imetchile.cl/tecnologias-para-produccion-de-hidrogeno/>
- [8] G.I.Z., Vásquez Rodrigo, and Salinas Felipe, "Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile." Accessed: Nov. 17, 2023. [Online]. Available: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/Tecnolog%C3%ADas-del-hidr%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf.
- [9] Estrella Y. y Rafael E., "DESARROLLO DE UN PROCESO SCT-CPO PARA LA OXIDACIÓN PARCIAL CATALÍTICA DEL METANO." Accessed: Nov. 24, 2023. [Online]. Available: <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/15410/1/TEG%20Estrella%2c%20Y.%20Rafael%2c%20E..pdf>.
- [10] IEA, "Hydrogen Production & Distribution," 2014, Accessed: Nov. 24, 2023. [Online]. Available: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P12_H2_Feb2014_FINAL%203_CRES-2a-GS%20Mz%20GSOK.pdf
- [11] J. de Miguel Tejedor, "Producción de H2 mediante descomposición fotocatalítica de agua: Estudio de catalizadores Cu-TiO₂ y Ni-TiO₂," 2010. Accessed: Nov. 24, 2023. [Online]. Available: <https://burjcdigital.urjc.es/handle/10115/7830?show=full>
- [12] ENEA Consulting, "The Potential of Power to Gas." Paris, 2016.
- [13] Petri R. *et al.*, "Reversible solid oxide fuel cell (RSOFCEL) development at Versa Power Systems.," Los Ángeles, EE.UU., Aug. 2015. doi: 10.1149/MA2011-02/18/1518.
- [14] J. M. Campos Rodríguez, "Modelado en Dinámica de Sistemas del Sector del Hidrógeno en la Transición Energética," UNIVERSIDAD DE VALLADOLID.
- [15] IEA, "The Future of Hydrogen." Paris, 2019. Accessed: Nov. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [16] IEA, *Global Hydrogen Review 2021*. OECD, 2021. doi: 10.1787/39351842-en.
- [17] M. G. Rasul, M. A. Hazrat, M. A. Sattar, M. I. Jahirul, and M. J. Shearer, "The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications," *Energy Convers Manag*, vol. 272, p.



- 116326, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116326.
- [18] B. Kruse, S. Grinna, and C. Buch, "Bellona rapport nr. 6-2002 Hydrogen Status og muligheter." [Online]. Available: <http://www.bellona.no/en/>
- [19] M. Ji and J. Wang, "Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 78, pp. 38612–38635, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.09.142.
- [20] M. S. López, "Transporte y distribución de hidrógeno verde por redes de gas natural en Chile: análisis normativo-técnico y propuesta regulatoria." Santiago, Chile. Accessed: Jan. 30, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.uft.cl/server/api/core/bitstreams/00a47ba4-7a18-42d8-8673-3273a270310b/content>
- [21] IRENA, "Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor." International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022.
- [22] Ministerio de Energía, "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde," *Gobierno de Chile*. Santiago de Chile, 2020.

CAPÍTULO 5 DERIVADOS DEL HIDRÓGENO VERDE: AMONIACO, METANOL Y DIMETIL ÉTER

José Jara

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

Este capítulo analiza la relevancia del metanol verde, amoníaco verde y dimetiléter (DME) verde como derivados cruciales del hidrógeno verde en la transición hacia una industria más sostenible, con énfasis en la industria naviera. El metanol verde se destaca por su capacidad para integrarse en la infraestructura existente y su menor impacto ambiental, ofreciendo una solución viable para la reducción de emisiones en el transporte marítimo. El amoníaco verde, con su alta densidad energética y menor huella de carbono, emerge como un combustible alternativo prometedor, aunque enfrenta desafíos en términos de toxicidad y manejo seguro. El DME verde, menos explorado, presenta un potencial significativo debido a sus propiedades favorables como combustible limpio. En conjunto, estos derivados del hidrógeno verde no solo representan avances tecnológicos en la producción de energía limpia, sino que también son claves en la descarbonización de la industria, marcando un camino hacia la sostenibilidad y la eficiencia energética en un sector crítico para el comercio global y la economía.

PALABRAS CLAVE: Metanol verde, amoníaco verde, DME verde.

ABSTRACT

This chapter analyzes the relevance of green methanol, green ammonia, and green dimethylether (DME) as crucial derivatives of green hydrogen in the transition towards a more sustainable industry, with emphasis on maritime industry. Green methanol stands out for its ability to integrate into existing infrastructure and its lower environmental impact, offering a viable solution for emission reduction in maritime transport. Green ammonia, with its high energy density and lower carbon footprint, emerges as a promising alternative fuel, though it faces challenges in terms of toxicity and safe handling. Green DME, less explored, shows significant potential due to its favorable properties as a clean fuel. Together, these derivatives of green hydrogen not only represent technological advancements in the production of clean energy but are also key in the decarbonization of the industry, marking a path towards sustainability and energy efficiency in a critical sector for global trade and the economy.

KEYWORDS: Green methanol, Green ammonia, Green DME.

1. INTRODUCCIÓN

La transición hacia un futuro energético sostenible y de baja emisión de carbono ha situado al hidrógeno verde en el centro del

escenario. Como fuente de energía limpia y versátil, el hidrógeno verde tiene el potencial de desempeñar un papel crucial en diversos sectores, incluyendo la industria, el transporte y la generación de energía. Sin embargo, su



implementación práctica no está exenta de desafíos significativos, especialmente en lo que respecta a la manipulación, almacenamiento y transporte, lo que impulsa la búsqueda de alternativas viables en forma de derivados del hidrógeno verde.

Uno de los retos más notables en el manejo del hidrógeno es su alta reactividad y baja densidad energética a temperatura y presión normales. Para su almacenamiento y transporte eficientes, el hidrógeno debe ser comprimido o licuado, procesos que requieren una considerable inversión de energía y recursos. Por ejemplo, la licuefacción del hidrógeno exige enfriarlo a -253°C , consumiendo entre el 25 y el 35% de la energía del hidrógeno original. Además, el transporte de hidrógeno líquido necesita de infraestructuras especializadas, como se evidencia con el buque "Suiso Frontier", ver figura 1, único en su capacidad para transportar hidrógeno puro [1].



Figura 1. Buque "Suiso Frontier" [2], transporte de hidrógeno puro, fabricado en Japón por Kawasaki Heavy Industries. Suiso significa hidrógeno en japonés.

En este contexto, los derivados del hidrógeno verde como el amoníaco, el metanol y el dimetil éter emergen como soluciones pragmáticas. Estos compuestos, generados sosteniblemente, ofrecen ventajas significativas en términos de almacenamiento y logística. Por ejemplo, el amoníaco y el metanol tienen puntos de ebullición más altos que el hidrógeno, lo que facilita su almacenamiento y transporte a presiones y temperaturas menos extremas. Además, pueden ser utilizados directamente como combustibles o intermediarios energéticos en

varios sectores, incluyendo el transporte marítimo, donde ya se observa un creciente número de embarcaciones adaptadas para su uso [3].

Los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno representan otra innovación en este campo. Estos compuestos pueden absorber y liberar hidrógeno a través de reacciones químicas, permitiendo el transporte del hidrógeno en un formato más manejable y sin la necesidad de enfriamiento extremo. Esta característica ofrece la posibilidad de aprovechar la infraestructura existente de transporte de petróleo, reduciendo así los costos y complejidades asociados con el establecimiento de nuevas redes de transporte [1].

El panorama económico y competitivo del sector del hidrógeno y sus derivados también merecen atención, más aún en la proyección de aumento de la demanda de energía prevista para el 2050, ver figura 2. A diferencia de los combustibles fósiles, el negocio del hidrógeno se centra en la conversión más que en la extracción, lo que implica un modelo de mercado diferente y potencialmente menos lucrativo. Sin embargo, esta naturaleza competitiva, junto con la disminución prevista de los costos del hidrógeno verde, puede fomentar la innovación y diversificación en el mercado [1].

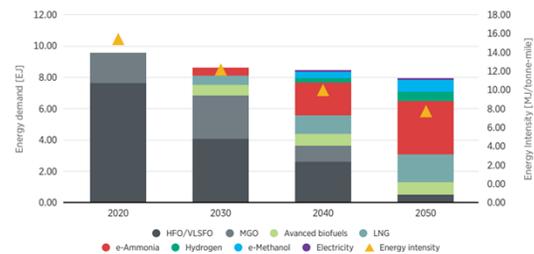


Figura 2. Proyección de demanda de energía hasta el 2050 [4]. HFO: Heavy Fuel Oil; VLSFO: very Low Sulphur Fuel Oil; MGO: Marine Gas Oil; LNG: Liquefied Natural Gas; e-ammonia: renewable ammonia; e-methanol: renewable methanol.



Mirando hacia 2050, la dinámica de producción y demanda de hidrógeno verde sugiere una reconfiguración significativa del panorama energético mundial. Países con potencial de producción a bajo costo, como Australia, Chile, Marruecos y España, podrían convertirse en exportadores netos, mientras que otros, como China y Estados Unidos, podrían lograr la autosuficiencia. Paralelamente, naciones como Japón y partes de Europa requerirán importaciones para satisfacer sus necesidades [1].

En el sector del transporte marítimo, crucial en la lucha contra el cambio climático, se evidencia un impulso hacia los combustibles renovables, incluidos los derivados del hidrógeno verde, como parte de la estrategia para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de la Organización Marítima Internacional (OMI) para 2050 [4]. Los escenarios futuros varían, desde una continuidad del uso predominante de combustible y del marine gas oil hasta un cambio significativo hacia los combustibles renovables, donde el hidrógeno verde y sus derivados desempeñarían un papel fundamental debido a su alta densidad energética por unidad de volumen, en comparación al hidrógeno mismo, ver Tabla 1 [4].

Tabla 1. Tipos de combustibles y sus propiedades [5]. LHV: Low Heat Value

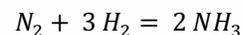
Fuel type	LHV (MJ/kg)	Volumetric energy density (GJ/m ³)	Storage pressure (bar)	Storage temperature (°C)
Methanol	19.9	15.8	1	20
DME	28.9	19.2	5	20
LNG	48.6	20.8	1	-162
CNG	48.6	9	250	20
Liquid ammonia	18.6	11.5	1-10	-34 (at 1 bar)-20 (at 10 bar)
Liquid hydrogen	120	8.5	1	-253
Compressed hydrogen	120	4.7	700	20
Gasoline	43.4	32	1	20
Marine gas oil	42.8	36.6	1	20
Lithium ion battery	0.4-1	0.9-2.4	1	20

2. AMONIACO VERDE

2.1. Amoníaco como Combustible y Portador de Hidrógeno

El amoníaco verde (NH₃) no solo se propone como un portador eficiente de hidrógeno, sino

también como un combustible alternativo prometedor, especialmente en la búsqueda de soluciones para la descarbonización. Su éxito depende de dos factores: una mayor eficiencia energética y el desarrollo de procesos ágiles, distribuidos y de pequeña escala que puedan alinearse con las fuentes de energía renovables intermitentes y aisladas geográficamente [6]. La producción de amoníaco mediante el proceso de Haber-Bosch implica la fijación de nitrógeno del aire al hidrógeno, una reacción que ocurre a alta temperatura y presión en presencia de un catalizador. Esta reacción es fundamental en la síntesis de amoníaco [7].



El amoníaco verde remodelará el panorama energético actual al reemplazar directamente los combustibles fósiles en el transporte, la calefacción, la electricidad y, como en el siglo pasado, en la producción de alimentos [6]. La utilización del amoníaco como portador de hidrógeno es particularmente atractiva debido a su mayor densidad energética volumétrica comparada con el hidrógeno puro, ver Tabla 1, lo que permite una comercialización y almacenamiento más eficiente [8]. El comercio internacional existente de amoníaco, primordialmente en la industria de fertilizantes, ofrece una infraestructura ya desarrollada que puede adaptarse para su uso en energía renovable [4]. El amoníaco tiene el potencial de ser un combustible clave en sectores como la industria naviera y en la generación de energía, aunque es crucial abordar y mitigar sus desventajas, como su toxicidad y el riesgo de emisiones de óxidos de nitrógeno en caso de fugas o combustión incompleta [1].

2.2. Síntesis y Producción de Amoníaco Verde

La síntesis de amoníaco a través del proceso de Haber-Bosch es una operación de alta exigencia en términos de energía y condiciones operativas. Tradicionalmente, las plantas de Haber-Bosch han utilizado gas natural, petróleo o carbón como materia prima [6].



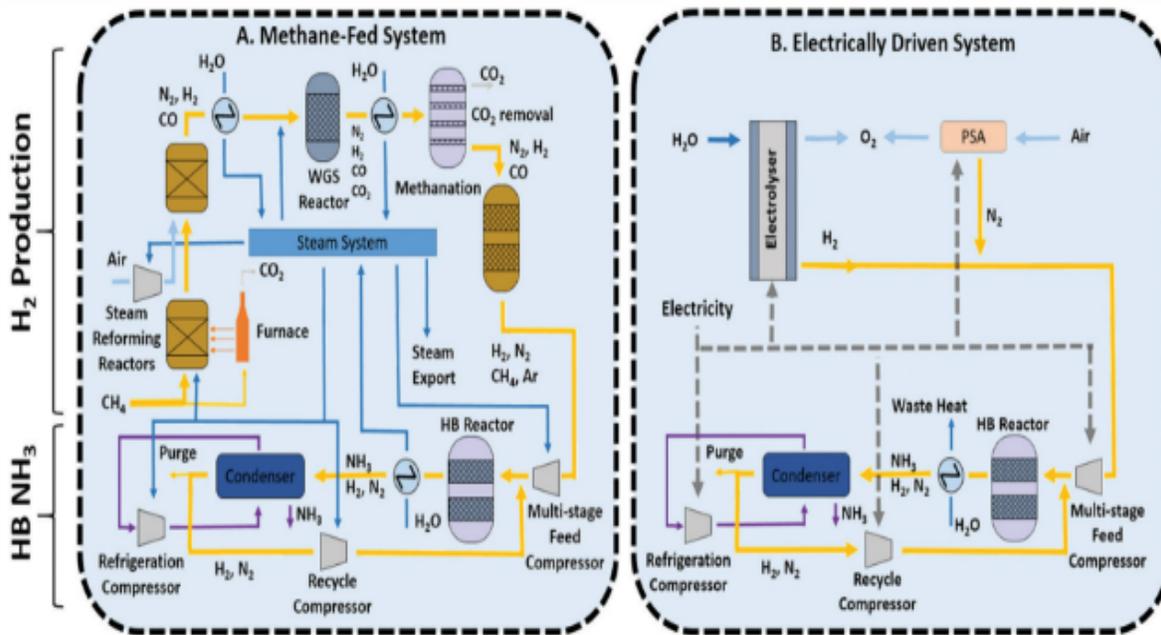


Figura 3. Proceso Haber-Bosch tradicional y una alternativa del proceso utilizando energía eléctrica [6].

El enfoque verde del proceso de Haber-Bosch utiliza hidrógeno obtenido de fuentes renovables, como la electrólisis del agua, y nitrógeno del aire, minimizando así la huella de carbono asociada a la producción de Amoníaco ver figura 3 [7]. Además, la exploración de métodos alternativos, como la síntesis de amoníaco en estado sólido, podría ofrecer rutas más eficientes y menos intensivas en energía para la producción de Amoníaco [7].

2.3. Aplicaciones del Amoníaco Verde en la Agricultura y como Medio de Almacenamiento y Transporte de Energía

El amoníaco, juega un papel crucial en la transición hacia una economía baja en carbono. El amoníaco verde, producido a través de métodos sostenibles utilizando hidrógeno obtenido de fuentes renovables, es especialmente significativo en la agricultura y el sector energético [4]. En la industria

agrícola, el amoníaco es un componente esencial en la producción de fertilizantes [4].

Como ya se mencionó, en términos de almacenamiento y transporte de energía, el amoníaco verde destaca por su mayor densidad energética en comparación con el hidrógeno, siendo casi un 50% más denso por volumen [4].

2.4. Retos Técnicos y Ambientales de la Producción de Amoníaco Verde

El proceso Haber-Bosch alimentado por metano se divide en varias etapas principales, incluyendo la producción de hidrógeno a partir del metano y la síntesis de amoníaco. Sin embargo, el enfoque futuro sostenible depende del uso de energía renovable, en lugar del metano, como materia prima y combustible. El hidrógeno se produce por electrólisis del agua y se convierte en amoníaco utilizando un reactor Haber-Bosch similar al proceso convencional. Se consideran alternativas como la destilación criogénica y la separación por membranas para la obtención del nitrógeno necesario [6].

A pesar de estos avances, la producción de amoníaco verde enfrenta desafíos

significativos. El concepto de síntesis de amoníaco impulsada eléctricamente no es nuevo, pero su adopción ha sido limitada debido a que históricamente la mayoría de la electricidad se derivaba de combustibles fósiles. Sin embargo, con los cambios recientes en el panorama energético y la presión ambiental para alejarse de los combustibles fósiles, esta técnica ha ganado atención, ver figura 4 [6].

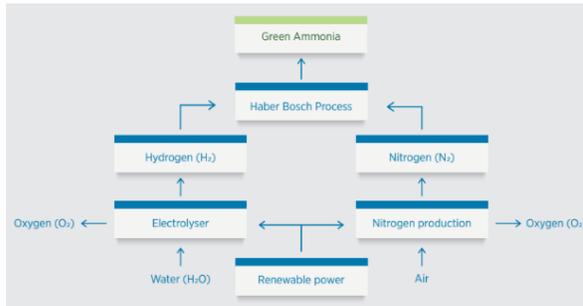


Figura 4. Producción de amoníaco verde [4].

2.5. Aplicaciones y Desafíos del Amoníaco como Fuente de Energía

El amoníaco tiene un gran potencial como fuente de energía. Durante la Segunda Guerra Mundial, en la década de 1940 en Bélgica, el amoníaco se utilizó mezclado con gas de carbón como combustible para motores de combustión interna de autobuses. La NASA también utilizó amoníaco líquido como combustible principal para el cohete hipersónico X-15, ver figura 5 [9]. A pesar de su potencial, el valor calorífico del amoníaco es significativamente más bajo que el de otros hidrocarburos, lo que representa un desafío para su adopción más amplia como fuente de energía [9].

La seguridad del amoníaco es una preocupación importante. A pesar de su bien establecida red de distribución global y métodos de manejo, existen lagunas en la regulación y aspectos operativos que requieren atención, como la formación del personal y el mantenimiento [3]. Sin embargo, el amoníaco ha sido manejado de manera segura durante más de un siglo, lo que sugiere

que su toxicidad y manejo seguro no deberían considerarse barreras insuperables [4].



Figura 5. Cohete hipersónico X-15 [10].

3. METANOL VERDE

3.1. Metanol como Combustible y Portador de Hidrógeno

La emergencia del metanol verde como combustible marino representa un avance significativo hacia la sostenibilidad ambiental, especialmente en la industria marítima. Este combustible se destaca por su capacidad de reducir drásticamente las emisiones de óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y material particulado, en comparación con los combustibles tradicionales como el Heavy Fuel Oil (HFO) y el Marine Gas Oil (MGO). Este aspecto es resaltado en un informe del Instituto del Metanol de mayo de 2023, que no solo subraya la creciente importancia del metanol en este sector, sino que también proyecta un notable incremento en su producción. Se espera que para el año 2050, la producción de metanol alcance los 500 millones de toneladas anuales, con el bio-metanol y metanol verde constituyendo aproximadamente el 80% de esta producción, un claro indicativo de un cambio hacia fuentes más sostenibles [11].

Además de su perfil ecológico, el metanol es completamente miscible en agua y biodegradable, lo que minimiza su impacto ambiental en caso de derrames, siendo sus

efectos sobre la vida marina temporales y completamente reversibles. Esta característica lo distingue de otros combustibles marinos más dañinos, como el HFO, metano y amoníaco. Su manejo también es más sencillo, ya que se mantiene líquido a temperatura y presión ambiente, facilitando su transporte y abastecimiento con la infraestructura existente, la cual requiere solo modificaciones menores y económicas [11].

En el marco de la Declaración de Clydebank, lanzada en la COP26 en 2021, que tiene como objetivo lograr cero emisiones netas en el transporte marítimo para 2050, el metanol verde desempeña un papel crucial. Producido a partir de hidrógeno renovable y dióxido de carbono capturado, el metanol verde se alinea con la visión de establecer rutas de envío con cero emisiones. El hidrógeno verde necesario para su producción se obtiene de la electrólisis del agua, utilizando electricidad renovable, mientras que el CO₂ puede ser capturado de diversas fuentes, incluyendo gases de combustión industriales o captura directa del aire [11].

A nivel físico y químico, el metanol, conocido como alcohol metílico (CH₃OH), presenta características que facilitan su transporte y almacenamiento. Su estado líquido a temperatura y presión ambiente, junto con una densidad energética superior a otros combustibles potenciales, lo hacen económicamente atractivo. Estas propiedades, junto a su capacidad para mezclarse con el agua, lo hacen adecuado para una variedad de aplicaciones en la industria química y el sector energético [5], [11].

Un ejemplo de innovación en la producción de metanol verde es la iniciativa en Islandia, donde se aprovechan las fuentes únicas de energía renovable de la nación para combinar hidrógeno renovable con CO₂ capturado de una planta de energía geotérmica. Esta metodología no solo resalta el compromiso de Islandia con las tecnologías sostenibles, sino que también demuestra cómo los recursos naturales pueden ser utilizados para generar soluciones energéticas más limpias [5].

A nivel global, la producción de metanol es considerable. En la Figura 6 se pueden observar las rutas de producción del metanol. Aunque actualmente la producción de metanol verde representa un pequeño porcentaje del total mundial, se está invirtiendo en tecnologías para incrementar su producción. Este enfoque no solo ofrece una alternativa para almacenar energía renovable, sino que también resulta en la producción de combustibles limpios y renovables, con un gran potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente en sectores difíciles de descarbonizar [12].

Para maximizar la eficiencia y sostenibilidad de la producción de metanol verde, las plantas podrían adaptarse a un modelo de distribución territorial, alineándose con la distribución geográfica de las plantas de energía renovable. Esta configuración no solo aprovecha los recursos locales, sino que también apoya la estabilidad de la red eléctrica, integrándose estrechamente con las fuentes de generación de energía renovable [12].

En comparación con otros combustibles como el hidrógeno, metano o amoníaco, el metanol tiene la ventaja de ser líquido bajo condiciones ambientales normales, lo que facilita enormemente su almacenamiento y transporte. Además, se ha demostrado que el metanol puede producirse con una eficiencia global superior a otros productos químicos, y su versatilidad permite su uso en una variedad de aplicaciones, incluyendo la generación de electricidad y como fuente de carbono renovable para la industria química [13]. En resumen, el metanol renovable puede producirse casi exclusivamente a partir de fuentes renovables, como la biomasa, la energía solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica. Esto, combinado con su flexibilidad y eficiencia, lo posiciona como una solución sostenible clave en la transición energética actual [5].



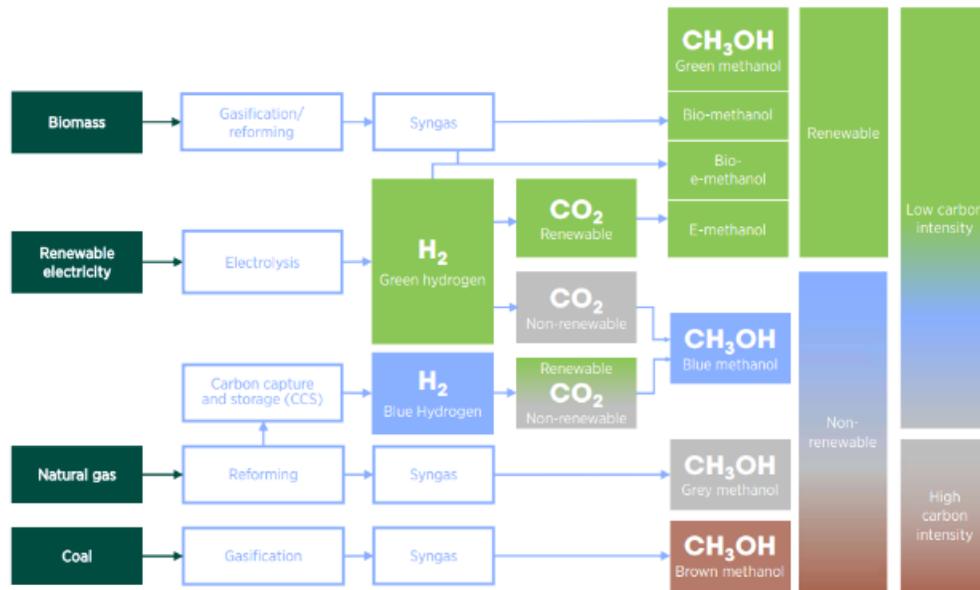


Figura 6. Rutas de producción del metanol [5].

3.2. Producción de Metanol Verde a partir de Hidrógeno Verde

La producción de metanol verde se está posicionando como un hito en la innovación de combustibles sostenibles, marcando un avance significativo en la utilización de hidrógeno verde. Este proceso integral se desarrolla en tres etapas fundamentales. Primero en la generación de H₂ por la electrólisis del agua, captura de CO₂ y posteriormente la síntesis del metanol, cada una aportando de manera crucial a la eficiencia y sostenibilidad del producto final.

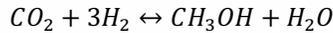
En la primera etapa, la generación de H₂ mediante electrólisis del agua se destaca como un proceso eficiente y maduro, con electrolizadores alcalinos y basados en PEM

alcanzando eficiencias del 75-85%. Los electrolizadores alcalinos, comunes por su economía y escalabilidad, se complementan

con los electrolizadores PEM que, aunque más costosos, ofrecen mayores presiones de salida de H₂, un factor beneficioso para la síntesis posterior del metanol. Aquí, el precio de la electricidad renovable juega un papel crucial,

ya que influye directamente en el costo de producción del hidrógeno [5]. La segunda etapa se centra en la captura de CO₂. Con las emisiones globales anuales de CO₂ superando los 37 mil millones de toneladas debido a actividades humanas, la captura eficiente se ha vuelto esencial. La tecnología de captura directa del CO₂ desde el aire (DAC) emerge como una solución prometedora, ofreciendo una fuente inagotable de CO₂ sostenible. Este enfoque innovador permite ubicar plantas DAC en casi cualquier lugar, brindando flexibilidad en la captura de CO₂ a temperatura ambiente [5], [14] La tercera y crucial etapa es la síntesis del metanol, donde el H₂ renovable y el CO₂ capturado se convierten en los protagonistas. Esta fase del proceso, similar en inversión de capital a las plantas convencionales basadas en gas de síntesis, se caracteriza por una tecnología madura y eficiente. Aquí, el rendimiento y la selectividad superan el 99%, y la reacción exotérmica entre el CO₂ y el hidrógeno libera calor que puede ser reutilizado en otros procesos de la planta, como la destilación. Además, la capacidad de ajustar la carga de producción en función de la disponibilidad fluctuante de energía renovable ofrece un almacenamiento de energía valioso para la red

eléctrica [5], [14]. La síntesis de metanol esta descrita por la siguiente reacción:



Un enfoque interesante para avanzar hacia una producción de metanol más verde es la co-alimentación de CO_2 y H_2 renovable en plantas de metanol tradicionales. Esto no solo facilita el escalamiento del conocimiento en tecnologías de captura de CO_2 y H_2 renovable, sino que también ayuda a manejar las fluctuaciones de la electricidad renovable. Además, la producción combinada de bio- y metanol verde en un solo sitio presenta sinergias, proporcionando una fuente eficiente de CO_2 para la producción de metanol verde y una fuente de hidrógeno para la conversión del carbono en biomasa [5].

3.3. Integración y Modelado de Procesos

Los modelos de producción de metanol verde, como los representados en las referencias [12] y [13], aunque similares, describen diferentes enfoques en la integración y optimización del proceso. En el modelo de referencia, ver figura 7 [13], el proceso se basa en una entrada de 100 MW de electricidad y 8000 horas de operación anuales. Se hace un balance iterativo de masa y energía para mantener la demanda total de energía eléctrica en 100 MW. El calor generado en la producción de hidrógeno se integra para satisfacer las demandas de calor de otras fases del proceso, asegurando así una eficiencia energética óptima. Por otro lado, el modelo de referencia [12], ver figura 8, se centra en un sistema distribuido que aprovecha el CO_2 y la electricidad renovable locales. Este sistema, diseñado para producir 500 kg/h de metanol verde, involucra la hidrogenación catalítica de CO_2 en un reactor de lecho fijo adiabático. Las condiciones operativas, como la temperatura y la presión, se optimizan para maximizar la eficiencia. La utilización de catalizadores de Cu y Zn, con una vida útil de 4 años, y el aprovechamiento del calor de los gases del proceso subrayan la eficiencia térmica del sistema.

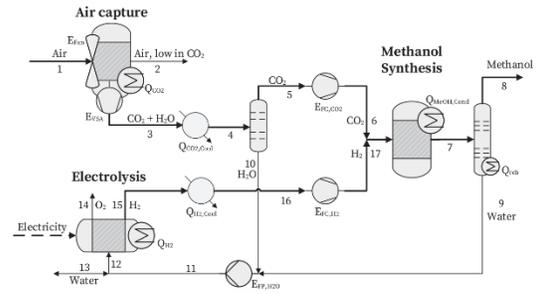


Figura 7: Esquema del proceso de producción de metanol según [13].

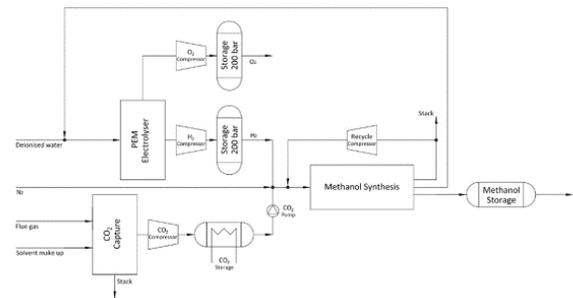


Figura 8. Esquema del proceso de producción de metanol según [12].

3.4. Enfoque Económico y Sinérgico

La combinación de producción de bio-metanol y metanol verde en un solo sitio ofrece claras ventajas sinérgicas. Esta configuración proporciona una fuente de CO_2 para la producción de metanol verde y una fuente de hidrógeno para la conversión completa del carbono contenido en la biomasa, optimizando el uso de recursos y mejorando la eficiencia general del proceso [5].

3.5. Uso Integral del Metanol Verde en la Industria Química y como Combustible

El metanol verde emerge como un pilar fundamental en la revolución de la sostenibilidad, albergando el potencial de reemplazar una amplia gama de productos derivados del petróleo y otros hidrocarburos. Esta capacidad de sustitución no se limita solo a su forma directa, sino también a través de sus derivados, abriendo las puertas a un mercado que podría demandar millones de

toneladas anuales de metanol [5]. A pesar de que su adopción se ve frenada por un costo de producción más elevado en comparación con el metanol derivado del gas natural y el carbón, su facilidad de implementación en sectores clave como el químico y el de transporte, lo sitúa como una de las alternativas más prometedoras hacia un futuro sostenible.

El metanol verde no solo reduce la dependencia de los combustibles fósiles, sino que también allana el camino hacia una significativa disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero. Su compatibilidad con la infraestructura existente facilita una transición energética más ágil y eficiente. Con el progreso y la reducción de costos en las tecnologías de producción de metanol renovable, es previsible un aumento en su uso en diversas aplicaciones industriales y de transporte, ver figura 9 [5].



Figura 9. Gumpert Nathalie, superauto híbrido con célula de combustible alimentado por metanol [5].

Específicamente en el sector del transporte, el metanol líquido presenta ventajas sobre sus contrapartes gaseosas, especialmente en la transición de combustibles fósiles líquidos a alternativas renovables. Esto permite el aprovechamiento de la infraestructura existente con mínimas y económicas modificaciones. Por ejemplo, las estaciones de servicio actuales podrían adaptarse fácilmente para dispensar metanol, con cambios menores en los sistemas de repostaje, ver figura 10 [5].

A nivel global, el metanol es ya una mercancía con una vasta red de distribución y almacenamiento, transportada mensualmente en millones de toneladas a través de barcos, trenes y camiones, y también mediante

oleoductos. Esta amplia disponibilidad y facilidad de transporte lo convierten en un candidato ideal para combustibles renovables en el transporte marítimo, un sector que actualmente contribuye significativamente a las emisiones de gases de efecto invernadero. Con más de 20 buques propulsados por metanol en operación o construcción, el metanol no solo reduce la huella de carbono en el sector marítimo, sino que, como ya se ha planteado, también disminuye las emisiones de azufre, alineándose con los esfuerzos globales para un transporte más limpio y sostenible [5].



Figura 10. Estación de combustible de Metanol en China [5].

El metanol verde, se destaca en la química sostenible y la descarbonización de industrias de alta demanda energética. Producido mediante un proceso catalítico que combina CO₂ capturado con hidrógeno verde, y utilizando electricidad de fuentes renovables, este representa un avance importante hacia la reducción de la huella de carbono [5], [15]. A pesar de los desafíos en eficiencia energética y tecnológicos que conlleva su producción, el metanol verde también se considera prometedor para el almacenamiento de hidrógeno, dada su mayor densidad energética en comparación con otros compuestos como el amoníaco, entre otros [16].

En la industria química, el metanol verde se utiliza como materia prima en la producción de formaldehído, ácido acético y plásticos, desempeñando un papel crucial en la elaboración de una amplia gama de productos

cotidianos, desde materiales de construcción hasta paneles solares y turbinas eólicas. Además, su uso en el transporte marítimo, ver figura 11, no solo contribuye a una reducción significativa de las emisiones de carbono, sino también mejora las emisiones de azufre, un aspecto crítico en la lucha contra el cambio climático [5], [15].



Figura 11. Primer barco propulsado por metanol verde de la compañía Maersk [17].

3.6. Análisis de la Eficiencia y Viabilidad Económica del Metanol Verde

La producción de metanol verde es un tema crucial en el panorama de las energías renovables, y su viabilidad económica se está convirtiendo en un punto de discusión cada vez más relevante, ver figura 12. Actualmente, el costo de producción del metanol verde varía entre 120 y 210 USD/MWh, pero se proyecta una disminución significativa a largo plazo, estimándose que podría llegar a costar entre 55 y 70 USD/MWh. Esta reducción en los costos, impulsada principalmente por la baja en los precios de la electricidad (que representa entre un 40% y un 70% del costo total de producción), podría hacer que el metanol verde sea competitivo frente a su contraparte derivada de combustibles fósiles, cuyo costo se espera que aumente debido a restricciones en las emisiones de CO₂ [5].

Este contexto se ve ilustrado en casos como la adaptación del ferry Stena Germanica, ver figura 13, para utilizar motores a metanol, mostrando el potencial de aplicaciones industriales exitosas del metanol verde. Sin embargo, es preciso subrayar que, hoy en día,

el metanol verde sigue siendo más caro que el metanol derivado de fuentes fósiles [12].

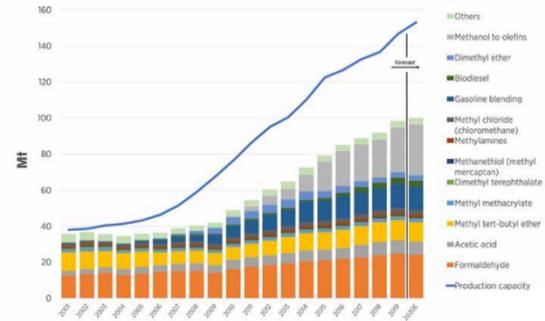


Figura 12. Demanda global en millones de toneladas (Mt) y capacidad de producción de metanol [5].



Figura 13. Stena Germanica impulsado por metanol [5].

Los estudios técnico-económicos y de ciclo de vida en la producción de metanol verde han abarcado una amplia gama de factores, desde condiciones operativas hasta las relaciones de insumos, y han evaluado la viabilidad económica de diferentes tamaños de plantas. Estos estudios subrayan la variabilidad y sensibilidad de los costos, que dependen en gran medida de la ubicación geográfica y las condiciones del mercado [12].

En lo que respecta a los parámetros operativos, se ha observado que los catalizadores industriales empleados en la producción tienen una vida útil media de al menos 4 años, extendiéndose hasta 8 años en algunos casos. Este dato es crucial para la

evaluación económica a largo plazo de las plantas de metanol verde [12].

Según dos análisis de sensibilidad, uno indica que el precio del metanol, el costo de la electricidad y la capacidad operativa son factores críticos para la viabilidad económica del metanol renovable. Se espera que esta tecnología sea rentable hacia 2030-2035, influenciada por factores como políticas europeas que disminuyen el precio del metanol renovable, reducción de costos en electrolizadores, incremento en el precio de los créditos de CO₂, y disminución en el costo de la electricidad renovable. Para lograr la rentabilidad, se anticipa un aumento del 25% en el precio de venta del metanol renovable y una reducción del 15% en los costos de los electrolizadores, junto con una disminución del 25-30% en el precio promedio de la electricidad, asumiendo un escenario futuro con una alta proporción de energía renovable intermitente [12]. Por otro lado, el segundo análisis también revela que, si bien la producción de metanol renovable es más cara que el metanol premium (800 € vs. 550 € por tonelada respectivamente), se espera una reducción en los costos asociados a las tecnologías renovables, lo que podría hacer más competitivo al Metanol renovable. Esta proyección no incluye gastos operativos y se destaca que la producción de metanol a partir de fuentes fósiles es actualmente más económica (200-250 € por tonelada) en comparación con las alternativas renovables [13].

En la producción de metanol verde, el costo está vinculado directamente al precio del hidrógeno y el CO₂. Actualmente, el metanol verde cuesta entre 800 y 1600 USD por tonelada, suponiendo que el CO₂ proviene de sistemas de bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS). Si el CO₂ se obtiene mediante DAC, el costo aumenta a 1200-2400 USD por tonelada. Se espera una disminución en los costos de producción del hidrógeno verde, lo que influiría en la reducción del costo del metanol verde para 2050, situándose entre 250 y 630 USD por tonelada [5].

Finalmente, la viabilidad futura del metanol verde dependerá de la abundancia y el costo del hidrógeno verde. Los principales factores que afectan su costo son el precio de la energía renovable necesaria para generar el H₂, las tasas de utilización de la planta y la captura de CO₂. A largo plazo, la captura de CO₂ del aire (DAC) ofrece gran potencial, aunque sus costos necesitan disminuir sustancialmente. La producción combinada de bio-metanol y metanol verde podría ofrecer una transición económica viable, ver figura 14, aprovechando el CO₂ generado en la producción de bio-metanol como fuente para la producción de metanol verde con hidrógeno verde [5].

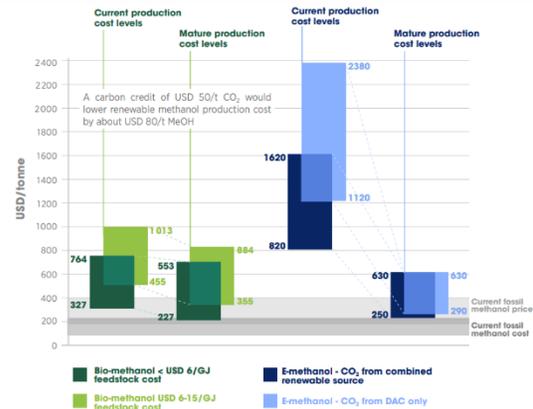


Figura 14. Presente y futuros costos de producción de bio metanol y metanol verde [5].

4. METANOL Y AMONÍACO VERDE EN LA INDUSTRIA NAVIERA

4.1. Aplicación de Derivados del Hidrógeno Verde en Buques

Según la Organización Marítima Internacional (OMI), se prevé un significativo aumento en el comercio marítimo, entre un 40% y un 115% para 2050 comparado con los niveles de 2020. Actualmente, alrededor del 99% de la demanda energética del sector naviero internacional se satisface con combustibles fósiles, especialmente Fuel y del Marine Gas Oil [4]. Sin embargo, la OMI advierte que, sin políticas adecuadas de mitigación, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector podrían dispararse entre un



50% y un 250% para 2050 [4], lo cual representa un desafío significativo para el esfuerzo de limitar el calentamiento global. Frente a este panorama, los combustibles alternativos como el metanol y el amoníaco emergen como opciones viables. Hasta el 3 de mayo de 2023, se contabilizan 477 buques, entre en servicio y en pedido, preparados para utilizar estos combustibles, con 249 para el metanol y 228 para el amoníaco [3]. No obstante, la preparación de estos buques varía considerablemente, lo que implica un desafío en términos de conversión efectiva y adaptación a estas nuevas fuentes de energía.

4.2. Proyecciones y Modelos de Adopción de Combustibles Alternativos

En términos de adopción futura, se asume que un 20% de los buques optarán por soluciones de descarbonización más allá del metanol y el amoníaco. Por ejemplo, se espera que los transportadores de grandes volúmenes prefieran el amoníaco, mientras que los transportes de tamaño menor optarían por el metanol, debido a sinergias con sus cargas y limitaciones operativas en áreas densamente pobladas [4].

4.3. Marco Regulatorio y Ambición Global de Descarbonización

La estrategia de la OMI, alineada con el Acuerdo de París, busca alcanzar cero emisiones netas de GEI para 2050. Además, la Unión Europea implementa iniciativas como el Esquema de Comercio de Emisiones (ETS) y FuelEU Maritime, buscando motivar la transición hacia combustibles más limpios [3].

El diseño y la adaptación de buques para el uso de metanol y amoníaco están regulados por convenciones de la OMI y el Código IGC. Estos marcos normativos proporcionan una base para la conversión segura y eficiente de buques existentes a combustibles alternativos [3]. Finalmente, el proceso de Certificación Basada en Riesgos (RBC) de Lloyd's Register (LR) se describe como un método integral para asegurar la conformidad y seguridad de los buques adaptados para el uso de metanol y

amoníaco. Este proceso incluye varias etapas, desde la declaración de diseño y seguridad hasta la documentación en servicio, ver figura 15 [3].

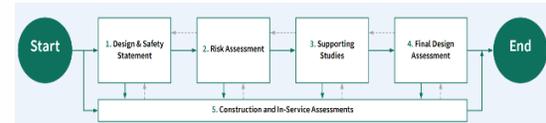


Figura 15. Proceso de certificación basada en riesgos [3].

4.4. Metanol: Un Combustible Alternativo Emergente en la Navegación

El metanol, reconocido como un combustible alternativo prometedor en la navegación, ha ganado interés por su bajo contenido de carbono y altas concentraciones de hidrógeno. Este alcohol reduce significativamente las emisiones de óxido de azufre (SO_x) y óxido de nitrógeno (NO_x) en comparación con el Heavy Fuel Oil (HFO), con disminuciones de hasta el 60% y 95% en material particulado [4]. Aunque la mayoría del Metanol se produce actualmente a partir de carbón o gas natural, existen métodos alternativos que incluyen el uso de residuos lignocelulósicos, biometano y la gasificación de residuos sólidos urbanos. Estos métodos apuntan hacia la producción de bio-metanol y metanol verde, con el último aún dependiente del gas natural para su producción [4].

Con la creciente adopción del metanol en la navegación, se anticipa un aumento en la demanda y producción. Si el metanol reemplazara el 50% del combustible de los buques a nivel mundial, sería necesario triplicar la producción actual, implicando un uso significativo de tierras agrícolas. Esto subraya la necesidad de una expansión sustancial en la industria de producción de metanol [18].

El uso del metanol como combustible marítimo se beneficia de la infraestructura de transporte y almacenamiento existente. Sin embargo, los desafíos incluyen la necesidad de fuentes de carbono renovables y baratas para la producción de metanol verde, así como el

alto costo de la captura de carbono sostenible. Las limitaciones técnicas y económicas son significativas, pero importantes actores de la industria, como Maersk, están invirtiendo en proyectos piloto para evaluar su viabilidad. Incluso ya presentan el primer barco impulsado por metanol verde, ver figura 11 [4].

A pesar de su menor densidad energética en comparación con el gas natural licuado y el diésel marino, el metanol se beneficia de una infraestructura de almacenamiento más sencilla y tasas de eficiencia energética más altas en la producción del combustible. Sin embargo, requiere tanques de combustible más grandes y sistemas de monitoreo adicionales a bordo, como la detección de incendios, debido a la naturaleza de la llama invisible del metanol [4].

4.5. Costos del Metanol verde

Según el International Renewable Energy Agency (IRENA) [4], actualmente, adaptar la infraestructura existente de combustibles fósiles para el almacenamiento de metanol no representa una gran inversión, dado el estado actual de la infraestructura de abastecimiento. La producción de metanol a partir de fuentes fósiles varía en costo, situándose entre 18.09 y 45.23 dólares por MWh. En comparación, el bio-metanol tiene un costo estimado que oscila entre 57.89 y 139.30 dólares por MWh, mientras que el metanol verde, producido mediante la combinación de bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS), se estima que cuesta entre 144.72 y 289.45 dólares por MWh. A pesar de que el metanol verde resulta ser bastante más costoso que las opciones basadas en combustibles fósiles, se proyecta que su costo disminuirá con el tiempo, alcanzando un rango de 107 a 145 dólares por MWh para el año 2050, ver figura 16.

La factibilidad de utilizar el metanol verde como un combustible principal en la navegación a gran escala dependerá en gran medida de la evolución y abaratamiento de la tecnología de producción tanto para el bio-

metanol como para el metanol verde. Un reto particular para el metanol verde es la necesidad de una fuente de carbono externa. Por lo tanto, comparado con otras opciones de e-combustibles, como el e-amoníaco, la competitividad a futuro del metanol verde estará estrechamente vinculada a la evolución de los costos asociados con las tecnologías de captura y eliminación de carbono.

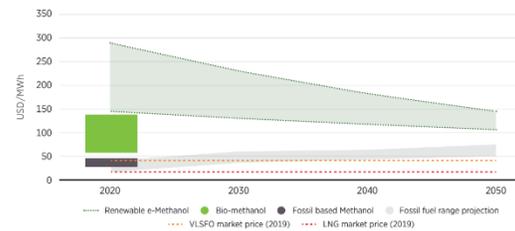


Figura 16. Proyección de costos de producción de metanol y otros combustibles [4].

4.6. Amoníaco Verde: Una Alternativa Prometedora para la Navegación

La industria mundial del amoníaco produce aproximadamente 180 Mt anualmente, con el 80% utilizado en el sector agrícola. La producción se concentra principalmente en China, Europa del Este, Suroeste de Asia y América del Norte. La infraestructura existente para el transporte y manejo del amoníaco ofrece una ventaja sobre otros combustibles alternativos como lo es el hidrógeno. Además, se puede escalar la producción de amoníaco utilizando energía renovable a nivel mundial, lo que permite que esta energía abastezca la producción de Amoníaco. Se espera que los proyectos anunciados para el amoníaco renovable sumen 17 Mt por año para 2030, aproximadamente el 9% de la producción mundial actual [4].

El amoníaco verde está emergiendo como una de las alternativas de combustible más prometedoras en la navegación, con un potencial significativo para ayudar a alcanzar los objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) establecidos por la Organización Marítima Internacional (OMI) [4]. Se ha identificado como un elemento clave



en los esfuerzos por lograr una profunda descarbonización del sector naviero.

Este combustible posee múltiples ventajas en comparación con otras alternativas. Una de ellas es su mayor densidad energética en forma líquida, lo que lo hace más eficiente que otros combustibles verdes. Además, el amoníaco puede aprovechar la infraestructura logística existente sin la necesidad de almacenamiento criogénico, lo cual es una ventaja significativa sobre otros combustibles como el hidrógeno. Sin embargo, es importante destacar que los motores que operan con amoníaco renovable requieren pequeñas cantidades de un combustible piloto para quemar, siendo crucial que este combustible piloto también contribuya a la descarbonización del planeta, no teniendo carbono.

A pesar de sus ventajas, la producción actual de amoníaco a menudo utiliza gas natural, lo que conlleva una considerable generación de emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida. Para obtener un amoníaco verdaderamente libre de carbono, el uso de energías renovables es esencial. El proceso Haber-Bosch, que es el método principal para la creación de amoníaco utilizando hidrógeno, tiene el potencial de ser adaptado para utilizar energías renovables en lugar de gas natural [4]. Sin embargo, la transición a esta forma de producción enfrenta desafíos significativos, incluyendo la necesidad de ampliar la producción para satisfacer la creciente demanda del sector del transporte.

El amoníaco se puede utilizar en la navegación de dos formas principales: en celdas de combustible o en motores de combustión interna. Su transición de gas a líquido a una temperatura más manejable (-32°C) en comparación con el hidrógeno lo hace más fácil de almacenar y transportar. Aunque la producción de amoníaco utilizando gas natural con captura y almacenamiento de carbono (CCS) puede reducir las emisiones, esta no es tan efectiva como la producción utilizando energía renovable [4].

4.7. Costos del Amoníaco verde

Según IRENA [4], en comparación con los combustibles fósiles tradicionales, el amoníaco como alternativa para la navegación representa una opción más costosa, especialmente en términos de producción y aplicación. La inversión inicial requerida para establecer una planta de amoníaco es considerable, con alrededor del 60% del gasto atribuido a la adquisición de electrolizadores. Además, la necesidad de crear infraestructuras de suministro específicas para el amoníaco, dado que no es compatible con los sistemas existentes, aumenta aún más los costos. Actualmente, la producción de amoníaco basada en gas natural oscila entre 21.29 y 65.81 dólares por MWh, mientras que el costo del Amoníaco verde se sitúa entre 143 y 219 dólares por MWh. No obstante, se espera que para 2050 estos costos se reduzcan significativamente, cayendo a un rango de 67 a 114 dólares por MWh, posiblemente ubicándose por debajo del precio de mercado del aceite combustible de bajo contenido de azufre.

Aunque la producción de amoníaco es más costosa que la del hidrógeno debido a su proceso de fabricación más complejo, los costos reducidos asociados con su almacenamiento y distribución podrían hacer que el amoníaco sea económicamente más viable que el hidrógeno.

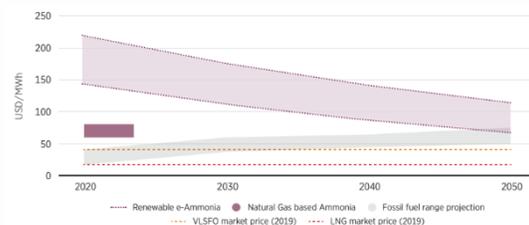


Figura 17. Proyección de costos del amoníaco y otros combustibles [4].

Pese a que los precios actuales no son competitivos, se prevé que el amoníaco renovable se convierta en una opción atractiva para la descarbonización del transporte marítimo internacional a mediano y largo



plazo, especialmente a medida que disminuyen los costos de las energías renovables y de los componentes relacionados, como los electrolizadores y el almacenamiento de hidrógeno.

El avance esperado en el desarrollo de motores de amoníaco por parte de fabricantes líderes para el año 2023 predice un impacto positivo en el sector y promete abrir un mercado atractivo para los productores de amoníaco renovable, ver figura 17. Además, un aumento en la producción de amoníaco conllevará a una reducción de los costos asociados. El amoníaco se perfila como la opción preferida en el sector naviero debido a su mayor similitud con los combustibles fósiles convencionales en términos de características físicas, facilidad de almacenamiento y transporte, y su costo de producción que no depende de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono, a diferencia del metanol verde.

4.8. Desarrollo y Retos en la Implementación de Motores Marinos para Metanol y Amoníaco

La industria de motores marinos está evolucionando rápidamente para adaptarse al uso de combustibles alternativos como el metanol y el amoníaco. Los primeros paquetes de reconversión para motores que funcionan con metanol ya están disponibles para ciertos tamaños de motores, lo que indica un avance significativo en la tecnología de motores. Sin embargo, las conversiones para motores que funcionan con amoníaco están proyectadas para comenzar más lentamente, alrededor de 2027. Este retraso refleja el estado actual del desarrollo tecnológico, donde los motores a metanol están más avanzados que aquellos para amoníaco. Los conceptos de motores que utilizan amoníaco todavía están en las etapas iniciales de desarrollo [3].

El diseño y la implementación de motores marinos que utilizan metanol y amoníaco como combustible difieren considerablemente de aquellos diseñados para combustibles convencionales. Los motores de doble

combustible que utilizan combustibles gaseosos o de bajo punto de inflamación generalmente se basan en los ciclos Diesel y Otto. En el ciclo Diesel, el combustible se inyecta a alta presión junto con el aire comprimido en el cilindro, mientras que en el ciclo Otto, el combustible se introduce premezclado con el aire a baja presión. En ambos casos, una pequeña cantidad de aceite combustible piloto se utiliza para encender el combustible alternativo [3].

El metanol ya se utiliza como combustible para barcos en motores de combustión interna, tanto de cuatro como de dos tiempos. Los motores de metanol están bastante avanzados, con ejemplos de barcos comerciales que han sido adaptados para utilizar este combustible. Por ejemplo, Waterfront Shipping, Marininvest y MOL operan petroleros químicos con motores de Metanol de doble combustible, y Stena Lines ha adaptado su buque Stena Germanica con un motor dual metanol/diésel. Estos desarrollos demuestran la viabilidad comercial del metanol como combustible marino [3].

4.9. Desarrollo de Motores de Amoníaco

Los niveles tecnológicos para la aplicación de amoníaco en motores de combustión interna y celdas de combustible todavía están en desarrollo. Sin embargo, la producción de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch está bien establecida, lo que facilita la integración de electrolizadores para el uso de energías renovables en la síntesis de amoníaco. En términos de motores de combustión interna, se están realizando pruebas con resultados positivos en varias organizaciones, incluyendo MAN Energy Solutions, Wärtsilä, Japan Engine Corporation [3].

Países como Japón y Corea del Sur están invirtiendo significativamente en el desarrollo de motores basados en amoníaco. J-ENG, por ejemplo, ha colaborado con el Instituto Nacional de Investigación Marítima para investigar motores de amoníaco, mientras que



Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co., Ltd y Hyundai Mipo Dockyard en Corea del Sur están llevando a cabo investigaciones intensivas para desarrollar estos motores. Se espera que los futuros desarrollos en motores de amoníaco faciliten una implementación a gran escala en formas de motores de doble combustible y de encendido [4].

El almacenamiento de metanol y amoníaco en los buques presenta desafíos y requerimientos específicos. El metanol se almacena en tanques de acero inoxidable o acero al carbono revestido, mientras que el amoníaco requiere tanques estructurales aislados. Se necesitan sistemas de seguridad adicionales, como sistemas de ventilación y prevención y control de incendios adaptados al tipo de combustible [3].

4.10. Uso de Motores de Dos y Cuatro Tiempos con Metanol y Amoníaco

Los motores de dos tiempos, particularmente aquellos adaptados para funcionar con metanol y amoníaco, ver figuras 18 y 19, están en la vanguardia de los desarrollos tecnológicos. Por ejemplo, MAN Energy Solutions ha sido pionero en esta área con sus motores de Metanol de dos tiempos, que entraron en servicio en 2016 en una serie de petroleros de metanol, ver figura 20. Con 19 motores de 50 calibres ya operativos y más de 100 motores de tamaños más grandes en pedido, se destaca la creciente adopción de esta tecnología. Además, MAN ha recibido pedidos de Maersk y Seaspán para hasta 80 paquetes de modernización en buques portacontenedores más grandes. Este progreso indica no solo la viabilidad técnica sino también la confianza comercial en el metanol como combustible marino. En cuanto al amoníaco, MAN ha iniciado pruebas con un motor de un cilindro y tiene planeado empezar a operar un motor de prueba de seis cilindros de 60 calibres en 2024. La expectativa es que los primeros motores de dos tiempos alimentados con amoníaco entren en servicio en 2026, y las primeras modernizaciones de amoníaco para motores de dos tiempos podrían estar disponibles a partir de 2027. Sin

embargo, el desarrollo de esta modernización puede tomar inicialmente hasta un año debido a desafíos de seguridad y comerciales. WinGD también está avanzando en motores de dos tiempos para metanol y amoníaco. Los nuevos motores X-DF-M de WinGD, diseñados para funcionar con metanol, se espera que entren en servicio en 2025. WinGD ofrecerá paquetes de modernización para todos sus motores electrónicamente controlados existentes, tanto de doble combustible, como de un solo combustible, lo que demuestra una adaptabilidad notable hacia diferentes tipos de combustible [3].

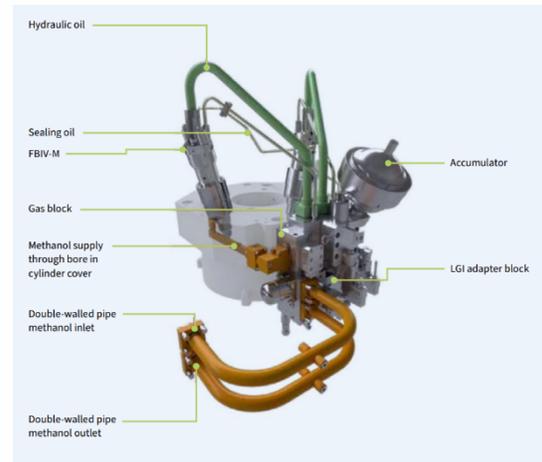


Figura 18. Componentes y tuberías de metanol en la cubierta del cilindro MAN ME-LGIM [3].

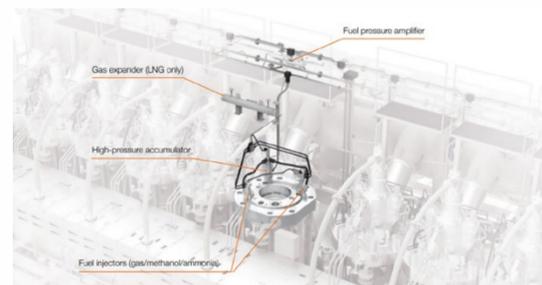


Figura 19. Plataforma de Conversión de Combustibles Futuros de Dos Tiempos de Wärtsilä [3].

En el caso de los motores de cuatro tiempos, MAN Energy Solutions y Wärtsilä han estado trabajando activamente en soluciones para el uso de metanol y amoníaco. Por ejemplo,

MAN está desarrollando una modernización para el motor 51/60 que será capaz de usar metanol, con la primera implementación prevista en buques de Stena y un crucero de Norwegian Cruise Lines hacia finales de 2024 o principios de 2025. Por otro lado, Wärtsilä ha implementado la conversión del ferry Stena Germanica ver figura 13, con motores Sulzer 8ZAL40S, para usar metanol. Wärtsilä también ha lanzado el primer motor nuevo de metanol en 2022, el Wärtsilä 32M, con un paquete de modernización disponible. Además, están desarrollando motores de prueba de cuatro tiempos que funcionan con amoníaco.



Figura 20. Motor MAN B&W ME-LGIM alimentado con metanol [3].

4.11. Desafíos y Aspectos Técnicos de Reconversión

La reconversión de motores existentes para usar metanol o amoníaco implica una serie de desafíos técnicos y de seguridad. Para los motores de metanol, se requiere la adaptación de inyectores de combustible, sistemas de control hidráulico, y unidades de suministro de aceite sellante, entre otros. En el caso del amoníaco, se deben considerar sistemas de captura y manejo de este combustible, dado su

carácter tóxico y las propiedades químicas que presenta.

La implementación efectiva de metanol y amoníaco como combustibles alternativos en la industria naviera trasciende el desarrollo de motores compatibles y se adentra en el ámbito complejo de la integración de sistemas de combustible a bordo. Esta integración requiere una cuidadosa consideración de varios componentes esenciales, abarcando desde la configuración del almacenamiento de combustible hasta la adaptación de los sistemas de suministro y seguridad, ver figuras 21 y 22.

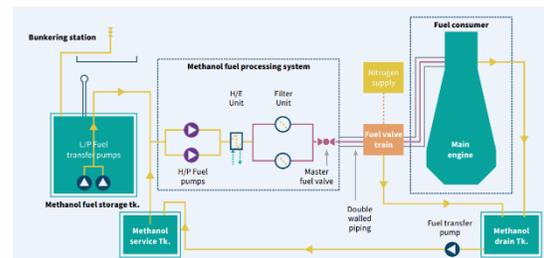


Figura 21. Sistema de Almacenamiento, Procesamiento y Suministro de Metanol [3].

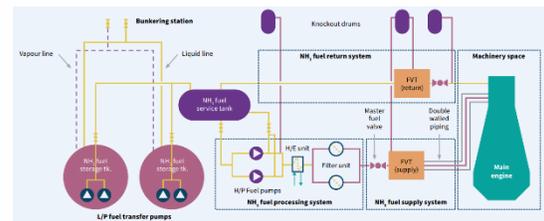


Figura 22. Sistema de Almacenamiento, Procesamiento y Suministro de Amoníaco [3].

En cuanto al almacenamiento y manejo de combustible, el metanol demanda tanques de acero inoxidable o acero al carbono revestido. Dada su menor densidad energética en comparación con los combustibles convencionales, se necesita una capacidad de almacenamiento mayor. Además, es vital la implementación de sistemas de ventilación eficientes para manejar los vapores inflamables del metanol. Por otro lado, el amoníaco requiere tanques estructurales aislados debido a sus necesidades de



almacenamiento a baja temperatura, aproximadamente a -33°C . El diseño de estos tanques debe tener en cuenta la expansión térmica y las propiedades corrosivas del amoníaco, lo que representa un desafío significativo en términos de ingeniería de materiales. La adaptación de los sistemas de suministro de combustible es otro aspecto crucial. Estos sistemas, incluyendo bombas y tuberías, deben ser diseñados o modificados para manejar las propiedades químicas y físicas específicas del metanol y el amoníaco. Esto implica considerar factores como la viscosidad, la temperatura de operación y la compatibilidad de los materiales con estos combustibles.

La seguridad y el control de emisiones son también fundamentales en este proceso de integración. Es necesario implementar sistemas de detección de fugas y una ventilación adecuada, especialmente para el Amoníaco debido a su toxicidad. Además, se deben incorporar sistemas de control de emisiones para reducir, por ejemplo, las emisiones de NO_x en motores que funcionan con Amoníaco. Un aspecto vital es la integración de sistemas avanzados de control y monitoreo, que son esenciales para garantizar una operación eficiente y segura. Estos sistemas incluyen la gestión del motor y diagnósticos en tiempo real, que son cruciales para prevenir y atender cualquier anomalía operativa.

Las adaptaciones específicas para motores que funcionan con Metanol y Amoníaco también presentan desafíos únicos. Los motores de Metanol necesitan modificaciones en los inyectores de combustible, sistemas de control de aire y unidades de suministro de aceite sellante. En el caso del Amoníaco, se deben considerar sistemas de captura y manejo específicos debido a su naturaleza tóxica y corrosiva, así como optimizar la combustión debido a la baja reactividad del Amoníaco. Finalmente, la integración de estos sistemas en buques existentes o de nueva construcción es un ejercicio de ingeniería naval detallada. Requiere una colaboración estrecha entre ingenieros navales, fabricantes de motores y

especialistas en energías renovables para lograr un diseño optimizado que incorpore estas nuevas tecnologías. Este enfoque holístico garantiza que todos los sistemas funcionen en armonía para maximizar la eficiencia, seguridad y sostenibilidad del buque [3], [4].

5. DIMETIL ÉTER VERDE

El Dimetil Éter (DME) es un compuesto químico simple pero versátil, cuya fórmula química es CH_3OCH_3 . Este gas incoloro y de olor dulce, que se encuentra en estado gaseoso a temperatura ambiente y presión atmosférica, tiene un punto de ebullición de -25°C . Su producción es factible a partir de una variedad de materiales basados en carbono y puede licuarse fácilmente bajo una presión moderada de 0.53 MPa a 20°C [19], [20].

El DME ha cobrado una atención significativa como un combustible alternativo limpio debido a sus propiedades fisicoquímicas que se asemejan al Gas Licuado de Petróleo (GLP). Además de no ser tóxico y ambientalmente benigno, el DME se destaca por no formar peróxidos, una propiedad distintiva en comparación con los éteres típicos. Sus usos se extienden más allá de combustible, incluyendo aplicaciones como propelente de aerosoles y como precursor en la síntesis de químicos valiosos [21]. En el contexto del transporte pesado, el DME representa una opción prometedora para avanzar hacia la neutralidad de carbono. Su similitud con el combustible diésel en términos de propiedades termofísicas permite una transición más fluida mediante la adaptación de infraestructuras existentes. Esta similitud también facilita un balance óptimo entre las emisiones de NO_x , la formación de hollín y la eficiencia general de la combustión [22].

La utilidad se extiende a su seguridad en la detección de fugas, gracias a su característico olor dulce, y su habilidad para condensarse en fase líquida bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Además, se quema con una llama azul visible y no contribuye a la



degradación del ozono, teniendo una vida útil en la troposfera de 5.1 días [20].

Como combustible alternativo, el DME muestra propiedades favorables, incluyendo una alta eficiencia de ignición por compresión y una reducción significativa de emisiones tóxicas. Su producción es factible a partir de una diversidad de materias primas, como gas natural, carbón y biomasa, lo que lo posiciona como una fuente de energía renovable con potencial para reemplazar al combustible diésel convencional [20].

El DME no solo se utiliza como solvente, agente de extracción y refrigerante, sino también en la producción de componentes químicos esenciales como el sulfato de dimetilo y el ácido acético. Su capacidad para reformarse en hidrógeno bajo condiciones moderadas lo posiciona como una fuente de energía verde relevante. Las restricciones ambientales globales y la crisis energética actual han impulsado el uso del DME como combustible de bajas emisiones, destacándose por sus excelentes características de combustión y su impacto mínimo en el medio ambiente y la salud humana [23].

Tiene propiedades químicas y físicas similares a la gasolina y se puede obtener a partir de gas de síntesis y CO_2 . Además, su producción convencional implica un proceso en dos etapas, comenzando con la síntesis de metanol seguida de su deshidratación. Sin embargo, los avances recientes se centran en el desarrollo de catalizadores bifuncionales que permiten una síntesis directa del DME, superando las limitaciones de eficiencia del proceso indirecto [24]. Como combustible alternativo, el DME es notable por su seguridad ambiental, vida útil corta en la tropósfera, y su alto número de cetano, que favorece la reducción de emisiones de NO_x y SO_x . Su alto contenido de oxígeno contribuye a la disminución de precursores de hollín y facilita su ignición. El bajo punto de ebullición del DME es beneficioso para una mezcla aire-combustible rápida y eficiente, especialmente durante el arranque en frío de motores [24] por lo que se proyecta como una alternativa limpia

y eficiente al diésel y al gas licuado de petróleo (GLP). Su papel como químico de plataforma en la producción de gasolina sintética y olefinas ligeras, junto con su potencial en la conversión del CO_2 de desecho en DME, subraya su relevancia como solución sostenible y prometedora en la industria energética [25]. Adicionalmente, destaca por su capacidad en el almacenamiento de hidrógeno. Su potencial como transportador seguro de H_2 , sumado a su rol como intermediario en la producción de químicos industriales, resalta su importancia en el campo de la energía renovable y la química industrial [24].

En lo que respecta a los procesos de conversión de CO_2 a DME (CTD), existen dos enfoques principales: los procesos mediados por metanol y los no mediados por metanol. Mientras que el primer enfoque implica la conversión del CO_2 en metanol seguido de su deshidratación a DME, el segundo combina ambos pasos en un solo reactor con catalizadores bifuncionales, ofreciendo ventajas en términos de termodinámica y eficiencia de costos. La dirección futura de la producción de DME se centra en el desarrollo de diversos procesos CTD, con un enfoque especial en la conversión directa de CO_2 de desecho en DME limpio, un paso crucial hacia la sostenibilidad [25].

5.1. Aplicaciones del Dimetil Éter (DME)

El DME ha encontrado una variedad de aplicaciones, expandiéndose más allá de sus usos iniciales como propelente de aerosoles y solvente. En la industria cosmética, ha emergido como una alternativa preferida a los propelentes de clorofluorocarbono, conocidos por su impacto negativo en la capa de ozono. Este impulso hacia alternativas más ecológicas ha sido crucial en el desarrollo del DME. En la década de 1990, Amoco, en colaboración con empresas como Topsoe, AVL y Navistar, descubrió el potencial del DME como un combustible muy limpio para motores diésel, marcando un hito importante en su aplicación en el sector del transporte [24].



La recomendación del DME como sustituto del diésel y la gasolina, y como aditivo para el GLP, resalta su versatilidad. Su uso en la sección de transporte no solo ofrece ventajas económicas, sino que también minimiza la necesidad de inversión en infraestructura y sistemas de combustible existentes. Además, el DME ha ganado reconocimiento como una alternativa viable para aplicaciones de calefacción y cocina domésticas. Investigaciones recientes han demostrado que la mezcla de amoníaco (NH_3) con DME puede mejorar significativamente la combustión del amoníaco, haciéndolo más comparable con los combustibles hidrocarburos [24].

En cuanto a su aplicación en motores de ignición por compresión, el DME se utiliza de tres maneras principales:

- Modo de Combustión de Combustible Dual

Inyección en el colector de admisión: aquí, el DME en forma gaseosa se mezcla con el aire de admisión para formar mezclas homogéneas antes de ser encendido por diésel inyectado directamente en el cilindro. Este modo es económico, requiere solo modificaciones menores, y es similar al manejo y almacenamiento del GLP, ver figura 23 [20].

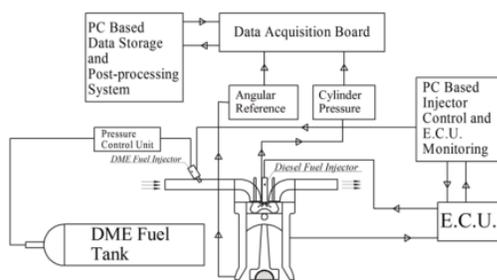


Figura 23. Esquema del motor de combustión interna de encendido por compresión alimentado por DME gaseoso [20].

Inyección Directa en el Cilindro: cada combustible (DME y diésel) necesita su propio sistema de suministro, o pueden ser inyectados a través de un inyector único. En

este modo, cuando se agota el combustible alternativo, la unidad de control electrónico cambia automáticamente al tanque de reserva de combustible diésel, ver figura 24 [20].

- Modo Mezclado:

El DME se destaca por su solubilidad con varios combustibles. Por ejemplo, al mezclar DME con propano, se mejora el valor de calefacción del DME. La mezcla de DME/biodiésel no requiere aditivos de lubricación adicionales debido a las propiedades del biodiésel. Este modo es una solución económica que no precisa cambios significativos en el sistema de suministro de combustible. Además, se ha observado que las mezclas de DME reducen las emisiones tóxicas en comparación con el combustible diésel convencional [20].

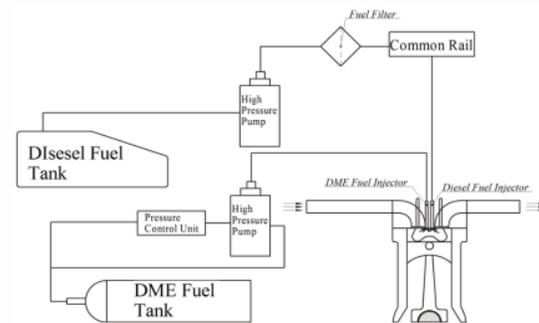


Figura 24. Sistema de combustible con dos inyectores [20].

- Modo de Combustible Único:

Gracias a su alto número de cetano y excelente capacidad de autoignición, el DME tiene el potencial de reemplazar por completo al combustible diésel. Sin embargo, esta solución es técnicamente compleja y costosa, y requiere modificaciones importantes en el sistema de suministro de combustible [20].

5.2. Producción de Dimetil Éter (DME): Métodos y Avances Técnicos

El DME puede producirse a través de métodos indirectos y directos, ve figura 25,

dependiendo de la materia prima. La ruta indirecta utiliza metanol, mientras que la directa emplea gas de síntesis compuesto por CO, H₂ y CO₂. Ambas rutas son químicamente similares, siendo el metanol el intermediario clave en el proceso directo, que se diferencia del indirecto por integrar la síntesis de metanol y su deshidratación en un solo paso. Este enfoque de intensificación de procesos reduce la necesidad de equipos y elimina la purificación intermedia del CO₂ y el gas de síntesis no convertido [24].

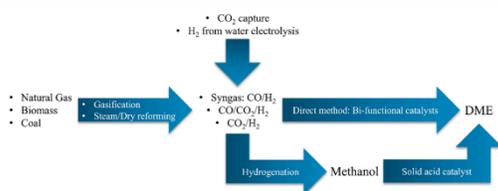


Figura 25. Ruta directa e indirecta de producción del DME [24].

En la producción de DME, es crucial optimizar los parámetros operativos para lograr una producción eficiente y económica. Sobczak et al. analizaron los factores que afectan la desactivación de los catalizadores en la síntesis de DME, identificando la presencia de agua, formación de puntos calientes y coqueo como causas principales. Sugerencias como el uso de membranas para la eliminación in situ de agua, y la implementación de la síntesis de DME mejorada por adsorción han mostrado mejorar la eficiencia del proceso [24].

Catalizadores para la Deshidratación de Metanol:

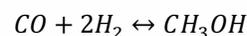
Los catalizadores para la conversión de metanol a DME han sido extensamente estudiados. Materiales como $\gamma - Al_2O_3$, zeolitas, aluminofosfatos y otros han demostrado ser efectivos, principalmente debido a sus sitios ácidos de Lewis y Bronsted. Estos sitios son esenciales para la conversión, pero su susceptibilidad al envenenamiento por agua plantea desafíos. Se ha investigado la adsorción de agua y su impacto en la desactivación de los catalizadores, enfatizando la importancia de seleccionar y

optimizar catalizadores basados en su área superficial, porosidad y acidez. Los retos incluyen la gestión de la adsorción competitiva de agua, la formación de subproductos y la deposición de coque [24].

Se propone un proceso [23] que utiliza metano y dióxido de carbono como materias primas para producir DME de forma económica y con bajo impacto ambiental. Este proceso implica la mezcla de gas natural con vapor, dióxido de carbono y oxígeno en un tri-reformador, seguido de la síntesis de DME en un reactor catalítico. La eficiencia del proceso se mejora mediante la recirculación del gas no convertido [23].

Síntesis de DME:

Las tecnologías para la síntesis del DME se dividen en las categorías de directa e indirecta. En la ruta directa, el gas de síntesis se convierte en DME utilizando catalizadores bifuncionales, que son capaces de facilitar tanto la síntesis de metanol como su deshidratación. Por otro lado, la ruta indirecta convierte primero el gas de síntesis en metanol, seguido de su deshidratación para producir DME [23]. Las reacciones químicas involucradas en este proceso son:



5.3. Análisis de la Eficiencia del Dimetil Éter (DME)

El DME se presenta como una materia prima versátil para una amplia gama de productos químicos y como fuente de energía, siendo crucial analizar su viabilidad económica. La comparación de costos de producción de DME frente a los precios del diésel en el mercado es un aspecto esencial en este análisis.

Larson et al. examinaron el costo de producir DME a partir de la licuefacción indirecta de carbón (ICL), hallando una eficiencia

energética del 58% para el metanol y 55% para el DME. El análisis incluyó el reciclaje de gas de síntesis y la generación de electricidad en una configuración de síntesis de una sola pasada, con un enfoque en la captura y liberación de CO₂. En el diseño optimizado, el costo del DME fue de \$8.68/GJLHV, comparable al metanol y económicamente viable como reemplazo de la gasolina. Clausen et al. en 2010, analizaron el proceso de DME con y sin reciclaje de CO₂, encontrando que la implementación del crédito de captura de CO₂ podría reducir significativamente el costo nivelado de DME [24].

Uddin et al. exploraron la producción indirecta de DME a partir de CH₄, agua y CO₂, destacando la disminución de emisiones de GEI debido al uso del CO₂ liberado de vertederos. Mevawala et al. estimaron un precio competitivo para el DME producido a partir de gas de esquisto en los EE. UU., resaltando su potencial económico [24].

Ventajas [20]:

- Alto número de cetano y corto retraso de ignición.
- Evaporación rápida debido a su bajo punto de ebullición.
- Compatibilidad con varios combustibles.
- Baja relación C/H, resultando en menos CO₂ y más H₂O postcombustión.
- Alto contenido de oxígeno y ausencia de enlaces C-C, que reduce las emisiones de material particulado.
- Menor ruido de combustión en motores de ignición por compresión.
- Aplicabilidad con modificaciones menores en sistemas de suministro de combustible.
- Significativa reducción en emisiones de NO_x, CO, HC y PM.

Desventajas [20]:

- Necesidad de presurización y almacenamiento en tanques a presión.
- Mayor volumen inyectado y tanques de combustible más grandes.
- Problemas de fugas debido a baja viscosidad.
- Desafíos en lubricidad y selección de materiales compatibles.
- Posibles problemas de cavitación debido a la alta presión de vapor.

En términos de costos para el consumidor, el DME se estima entre el 75% y el 90% del precio del GLP. Su potencial como combustible alternativo para motores diésel de ignición por compresión es notable, abordando problemas de agotamiento de reservas de petróleo y contaminación ambiental [20]. Además, el DME ofrece beneficios ambientales significativos y puede ser producido a partir de fuentes renovables como biomasa o desechos.

En cuanto a su aplicabilidad, el DME es una buena alternativa a los combustibles diésel, pudiendo utilizarse directamente en lugar del diésel y producirse a partir de metanol y gas de síntesis. Su similitud con el propano permite el uso de infraestructuras existentes para el GLP, con ventajas en distribución y almacenamiento. Además, el DME no es tóxico para la vida acuática ni contamina el agua, siendo ambientalmente más seguro que los combustibles convencionales [19].

El mercado global del DME ha mostrado un crecimiento significativo, con un aumento en su producción y consumo, especialmente en países como China. Se espera que el mercado continúe creciendo de 2020 a 2025[24].

6. CONCLUSIONES

El estudio detallado de los derivados del hidrógeno verde, especialmente el amoníaco, el metanol y el Dimetil Éter, revela un paisaje complejo y prometedor en el contexto de la transición energética global. Estos compuestos no solo poseen el potencial de revolucionar la



matriz energética, sino que también se presentan como soluciones integrales para superar los desafíos técnicos, logísticos y medioambientales inherentes al almacenamiento y transporte del hidrógeno puro.

La alta densidad energética y punto de ebullición relativamente bajo del amoníaco verde lo convierten en un candidato ideal para el almacenamiento y transporte de energía a gran escala. Desde una perspectiva de ingeniería, el manejo seguro del amoníaco, teniendo en cuenta su toxicidad y la necesidad de contener sus emisiones de óxidos de nitrógeno, representa un desafío técnico significativo. Sin embargo, la madurez tecnológica en su síntesis y la infraestructura de distribución existente brindan una ventaja sustancial para su implementación rápida en la industria naviera.

El metanol verde como combustible líquido a temperatura ambiente, ofrece una transición más sencilla desde los combustibles fósiles actuales. Su compatibilidad con las tecnologías de motores existentes reduce la necesidad de una inversión masiva en nueva infraestructura. Además, su combustión más limpia, con menores emisiones de SO_x y NO_x, lo posiciona como una opción atractiva para cumplir con las regulaciones ambientales más estrictas. La viabilidad económica del metanol depende críticamente de los avances en la producción de hidrógeno verde y la captura eficiente de CO₂.

El dimetil éter, aunque menos desarrollado en comparación con el amoníaco y el metanol, destaca por su potencial como combustible de combustión limpia, su capacidad para ser producido tanto de fuentes fósiles como renovables, y su versatilidad en aplicaciones tanto de calefacción como de transporte. Las propiedades físico-químicas del DME, como su falta de toxicidad y su capacidad para licuarse a presiones moderadas, lo hacen particularmente atractivo desde una perspectiva de almacenamiento y manejo.

En el horizonte de 2050, la integración de estos derivados en la infraestructura energética global requiere una mirada holística que abarque innovaciones tecnológicas, políticas de incentivo y colaboración internacional. La transición hacia un modelo energético basado en el hidrógeno y sus derivados no solo es una cuestión de avance tecnológico, sino también de reconfiguración de las estructuras económicas y políticas existentes.

En conclusión, el amoníaco, metanol y dimetil éter, como derivados clave del hidrógeno verde, se presentan como pilares esenciales en la estrategia de descarbonización global, particularmente en la industria naviera. Su desarrollo e implementación exitosa dependen de una convergencia de factores que incluyen avances en ingeniería, apoyo político, viabilidad económica y aceptación social. En este sentido, su evolución no solo es un triunfo de la ingeniería avanzada, sino también un testimonio del compromiso colectivo con un futuro sostenible.

REFERENCIAS

- [1] IRENA (2022), *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022.
- [2] PortalPortuario, "Singapur recibe al primer buque transportador de hidrógeno licuado a granel del mundo." [Online]. Available: <https://portalportuario.cl/singapur-recibe-al-primer-buque-transportador-de-hidrogeno-licuado-a-granel-del-mundo/>
- [3] Lloyd's Register, "Engine Retrofit report 2023: Applying alternative fuels to existing ships," 2023. [Online]. Available: www.lr.org/fuelforthought
- [4] A. pathway to decarbonise the shipping sector by 2050, international Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. IRENA (2021), *A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050*. 2021. [Online]. Available: www.irena.org



- [5] IRENA and Methanol institute (2021), *Innovation outlook : renewable methanol*. 2021.
- [6] C. Smith, A. K. Hill, and L. Torrente-Murciano, "Current and future role of Haber-Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape," *Energy Environ Sci*, vol. 13, no. 2, pp. 331-344, Feb. 2020, doi: 10.1039/c9ee02873k.
- [7] C. Habib, "Diseno-de-una-red-de-cadena-de-suministro-de-hidrógeno-para-el-Norte-de-Chile," 2022.
- [8] M. Asif *et al.*, "Recent advances in green hydrogen production, storage and commercial-scale use via catalytic ammonia cracking," *Chemical Engineering Journal*, vol. 473, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.cej.2023.145381.
- [9] M. Aziz, A. TriWijayanta, and A. B. D. Nandiyanto, "Ammonia as effective hydrogen storage: A review on production, storage and utilization," *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 12, Jun. 2020, doi: 10.3390/en13123062.
- [10] NASA, "X-15 Hypersonic Research Aircraft." Accessed: Dec. 02, 2023. [Online]. Available: <https://www.nasa.gov/centers-and-facilities/armstrong/x-15/#:~:text=The%20aircraft%20was%20powered%20by,to%2012%2C295%20pounds%20at%20burnout>
- [11] Methanol Institute (May 2023), "Marine Methanol Future-Proof Shipping Fuel," 2023. [Online]. Available: www.methanol.org
- [12] S. Sollai, A. Porcu, V. Tola, F. Ferrara, and A. Pettinau, "Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment," *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 68, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.jcou.2022.102345.
- [13] M. J. Bos, S. R. A. Kersten, and D. W. F. Brilman, "Wind power to methanol: Renewable methanol production using electricity, electrolysis of water and CO₂ air capture," *Appl Energy*, vol. 264, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114672.
- [14] C. Hank, S. Gelpke, A. Schnabl, R. White, J. Full, N. Wiebe, T. Smolinka, A. Schaadt, H. Henning, C. Hebling, "Economics & carbon dioxide avoidance cost of methanol production based on renewable hydrogen and recycled carbon dioxide-power-to-methanol," *Sustain Energy Fuels*, vol. 2, no. 6, pp. 1244-1261, 2018, doi: 10.1039/c8se00032h.
- [15] M. Savich, M. López, and R. Perea, "Universitat Politècnica de València Escuela Politécnica Superior de Alcoy," 2023.
- [16] F. Navarro, "Universidad de Concepción. Producción de metanol a partir de hidrógeno verde," 2023.
- [17] A. Vilela, "Maersk encarga seis grandes buques con metanol neutro como combustible." Accessed: Dec. 03, 2023. [Online]. Available: <https://h2businessnews.com/maersk-encarga-seis-grandes-buques-con-metanol-neutro-como-combustible/>
- [18] International Council on Clean Transportation, "ICCT-Annual-Report-2020-fv," 2021.
- [19] L. Bilgili, "A systematic review on the acceptance of alternative marine fuels," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 182. Elsevier Ltd, Aug. 01, 2023. doi: 10.1016/j.rser.2023.113367.
- [20] D. Stepanenko and Z. Kneba, "DME as alternative fuel for compression ignition engines - a review," *Combustion Engines*, vol. 177, no. 2, pp. 172-179, May 2019, doi: 10.19206/ce-2019-230.
- [21] A. Subratti, L. J. Lalgee, and N. K. Jalsa, "Liquefied dimethyl ether (DME) as a green solvent in chemical reactions: Synthesis of O-alkyl trichloroacetimidates," *Sustain Chem Pharm*, vol. 9, pp. 46-50, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.scp.2018.06.001.
- [22] A. Schirru, T. Lucchini, G. D'Errico, M. Mehl, T. Hilfiker, and P. Soltic, "Numerical investigation on the use of Dimethyl Ether (DME) as an alternative fuel for compression-



- ignition engines," *Fuel*, vol. 354, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.fuel.2023.129434.
- [23] M. Farsi, M. Fekri Lari, and M. R. Rahimpour, "Development of a green process for DME production based on the methane tri-reforming," *J Taiwan Inst Chem Eng*, vol. 106, pp. 9–19, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.jtice.2019.10.001.
- [24] A. Lotfollahzade Moghaddam and M. J. Hazlett, "Methanol dehydration catalysts in direct and indirect dimethyl ether (DME) production and the beneficial role of DME in energy supply and environmental pollution," *Journal of Environmental Chemical Engineering*, vol. 11, no. 3. Elsevier Ltd, Jun. 01, 2023. doi: 10.1016/j.jece.2023.110307.
- [25] R. Gao *et al.*, "Conceptual design of full carbon upcycling of CO₂ into clean DME fuel: Techno-economic assessment and process optimization," *Fuel*, vol. 344, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.fuel.2023.128120.

CAPÍTULO 6
ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE

Felipe Espinoza

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

Este capítulo aborda detalladamente el almacenamiento y distribución del hidrógeno verde, destacando su importancia como fuente de energía sostenible. Se analizan los derivados del hidrógeno, que incluyen compuestos como amoníaco y diversos combustibles, evidenciando la versatilidad del hidrógeno en múltiples aplicaciones energéticas. Se exploran dos categorías de métodos de almacenamiento: físicos y químicos. Los métodos físicos, como el almacenamiento de hidrógeno a alta presión y en estado líquido, son actualmente los más utilizados. Aunque eficientes, estos métodos implican retos significativos en términos de consumo energético y seguridad, dada la naturaleza volátil del hidrógeno. En cuanto a los métodos químicos, se destacan los hidruros metálicos, como los hidruros de magnesio y aleaciones de hierro-titanio, por su alta densidad de hidrógeno y estabilidad. Estos compuestos ofrecen ventajas en términos de almacenamiento a largo plazo, aunque enfrentan desafíos relacionados con la cinética de reacción y costos elevados. El estudio también enfoca la comparación de eficiencia y viabilidad económica entre los distintos sistemas de almacenamiento. Se subraya la importancia de equilibrar la densidad de energía con los costos operativos y de infraestructura, crucial para la adopción del hidrógeno como fuente de energía.

PALABRAS CLAVE: Hidrógeno verde, almacenamiento y distribución de hidrógeno, derivados del hidrogeno verde, hidruros metálicos, viabilidad económica.

ABSTRACT

This chapter thoroughly addresses the storage and distribution of green hydrogen, highlighting its importance as a sustainable energy source. It examines the derivatives of hydrogen, which include compounds such as ammonia and various fuels, demonstrating the versatility of hydrogen in multiple energy applications. Two categories of storage methods are explored: physical and chemical. Physical methods, such as high-pressure and liquid hydrogen storage, are currently the most widely used. Although efficient, these methods propose significant challenges in terms of energy consumption and safety, given the volatile nature of hydrogen. Regarding chemical methods, metal hydrides, such as magnesium hydrides and iron-titanium alloys, are emphasized for their high hydrogen density and stability. These compounds offer advantages in terms of long-term storage, though they face challenges related to reaction kinetics and high costs. The study also focuses on comparing the efficiency and economic viability of different storage systems. It underscores the importance of balancing energy density with operational and infrastructure costs, crucial for the adoption of hydrogen as an energy source.

KEYWORDS: Green Hydrogen, Hydrogen Storage and Distribution, Derivatives of Green Hydrogen, Metal Hydrides, Economic Viability.

1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno verde emerge como un protagonista clave en la transición hacia una matriz energética sostenible, presentando un

panorama evolutivo y dinámico en sus métodos de almacenamiento y distribución. Este documento ofrece un análisis del estado actual y las tendencias emergentes en estos



campos, reflejando los avances tecnológicos y los desafíos asociados.

En el contexto del almacenamiento, el hidrógeno verde plantea retos únicos debido a sus propiedades físico-químicas. Los métodos convencionales, como el almacenamiento a alta presión y en forma líquida, han sido el foco principal de investigación y desarrollo. Sin embargo, la continua búsqueda de eficiencia y seguridad ha llevado al surgimiento de innovaciones en almacenamiento químico, como los hidruros metálicos, que prometen una mayor densidad energética y estabilidad.

La distribución del hidrógeno verde también enfrenta obstáculos significativos, principalmente relacionados con su integración en la infraestructura energética existente. Las soluciones en desarrollo abarcan desde la adaptación de redes de gas natural existentes hasta la creación de sistemas logísticos especializados para manejar su transporte y entrega.

Este análisis también aborda la viabilidad económica y la eficiencia energética en el contexto del almacenamiento y distribución del hidrógeno verde. La optimización de estos aspectos es crucial para la adopción a gran escala del hidrógeno como una solución energética sostenible.

2. FUNDAMENTOS DEL ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO

2.1. Métodos de almacenamiento: Físicos y Químicos

Existen diversas maneras de almacenar el hidrógeno y se pueden categorizar en dos grandes grupos, métodos físicos y químicos, los primeros incluyen almacenamiento a alta presión y en forma líquida, mientras que los métodos químicos abarcan una amplia gama de hidruros metálicos que aportan diversas posibilidades de almacenamiento de hidrógeno [1, 2].

Métodos Físicos. El almacenamiento de hidrógeno en forma de gas presurizado es el método más común y desarrollado en la actualidad, pues aprovecha el efecto de la compresión sobre el volumen del gas. No obstante, comprimir hidrógeno supone un considerable aumento del consumo energético dependiente de la presión final alcanzada, tal como se muestra en la Figura 1. Puede observarse que este consumo energético está comprendido entre los límites teóricos termodinámicos de una compresión isotérmica y una adiabática. En la práctica, se utilizan compresores de varias etapas y los valores se sitúan en una zona intermedia.

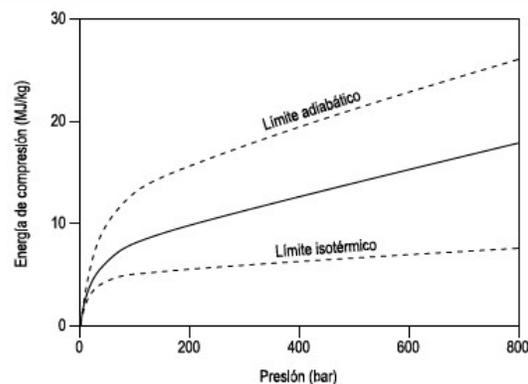


Figura 1. Consumo energético requerido para la compresión del hidrógeno. [3].

Una vez presurizado, el hidrógeno se almacena en depósitos cilíndricos similares a los utilizados para el almacenamiento de gas natural comprimido y para esto existen varios tipos que, como todo, viene asociado a ventajas y desventajas de su uso, algunos de estos se pueden ver en la Tabla 1. Para comprimir 1 kg de hidrógeno desde presión atmosférica hasta 200 y 700 bar con un compresor multietapa se requieren 10 y 17 MJ/Kg respectivamente, mientras que, para otros gases combustibles como el metano, se pueden comprimir con un consumo energético menor [2].

Las altas temperaturas del ambiente externo como las resultantes de la compresión durante el repostaje pueden elevar las presiones de almacenamiento un 10% o más. Cualquier gas

almacenado a altas presiones es extremadamente peligroso en caso de accidente, debido a su capacidad de liberar una corriente con fuerza explosiva o impulsar pequeños proyectiles como si fueran metralla. A pesar de este peligro, los depósitos presentan un historial de seguridad excelente y, además, durante su fabricación cada cilindro se somete a pruebas de hidroestaticidad y de fugas. La principal

limitación de los depósitos cilíndricos presurizados es el gran volumen ocupado y el propio peso del equipo. Un sistema de almacenamiento de hidrógeno gaseoso a una presión de 250 bar pesa casi 4 veces y ocupa más de 4 veces el volumen de un sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido [2].

Tabla 1. Tipos de tanques utilizados para el almacenamiento de hidrógeno a alta presión. (extraído y modificado de [4])

Tipo de Tanque	Material	Presión máxima (psi)	Ventajas	Desventajas
Tipo I	Acero	3.600	Bajo costo	Pesado, baja capacidad, susceptible a la corrosión
Tipo II	Aluminio	5.000	Liviano	Capacidad limitada, costoso
Tipo III	Plástico reforzado con fibra	10.000	Liviano, resistente a la corrosión	Capacidad limitada, costoso
Tipo IV	Plástico reforzado con fibra de carbono	10.000	Liviano, gran capacidad, resistente a la corrosión	Costoso, proceso de manufacturación complejo

En comparación con la gasolina, el almacenamiento de hidrógeno gaseoso presurizado a 250 bar es unas 10 veces más pesado y aproximadamente 15 veces más voluminoso. “El aumento de la presión del hidrógeno gaseoso reduce el volumen necesario para su almacenamiento, pero requiere depósitos más robustos, por lo que la relación entre el peso total del sistema y el volumen de hidrógeno apenas cambia”[2]. Este exceso de volumen supone un notable inconveniente cuando el espacio disponible es limitado, como suele suceder en aplicaciones móviles.

El hidrógeno líquido presenta una densidad gravimétrica y energética muy superior a la del hidrógeno en estado gaseoso, como se puede apreciar en la figura 2. En la figura 3 se muestra una comparación de la energía específica (energía por unidad de masa o densidad gravimétrica) y la densidad energética (energía por unidad de volumen o

densidad volumétrica) de varios combustibles basada en los valores caloríficos inferiores. En esta figura puede apreciarse que la licuefacción del hidrógeno logra reducir su volumen mucho más que la compresión, superándose la mayoría de los problemas relacionados con el peso y tamaño de los depósitos de almacenamiento de hidrógeno gaseoso. No obstante, el punto de ebullición del hidrógeno a presión atmosférica que se puede observar en la figura 4 es inferior a -240 °C, y alcanzar estas temperaturas criogénicas incorpora complejidad al proceso, el almacenamiento líquido opera a bajas temperaturas (aproximadamente 20 K) para mantener una alta densidad [4].

Una vez que el hidrógeno esté licuado es de suma importancia y necesidad minimizar en el almacenamiento, el riesgo de evaporación. En dicho caso, toda la energía e hidrógeno invertido sería en vano y pasaría a ser una pérdida tanto de materiales como de recursos.



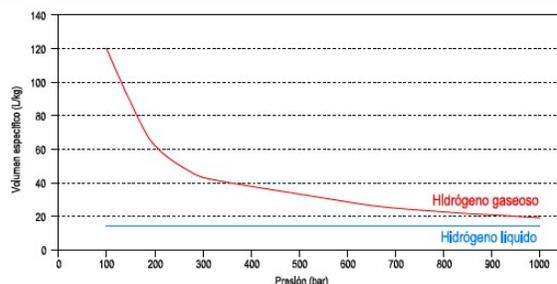


Figura 2. Volumen ocupado por 1 kg de hidrógeno en estado gaseoso y líquido [2].

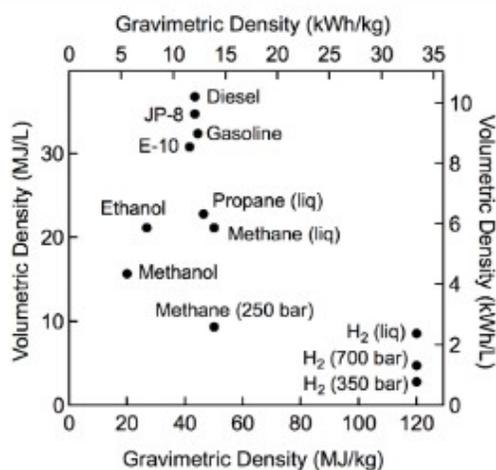


Figura 3. Comparación de la energía específica y la densidad energética de varios combustibles [5].

Métodos Químicos. En el almacenamiento por enlace químico, el hidrógeno se estabiliza mediante la unión con substratos específicos. Esta vinculación ofrece mayor estabilidad comparada con la interacción débil de Van der Waals propia de la fisorción. Basándose en el estado físico del medio que carece de hidrógeno, este enfoque se segmenta en tres tipos principales: hidruros compactos, mediadores orgánicos líquidos y agentes circulares.

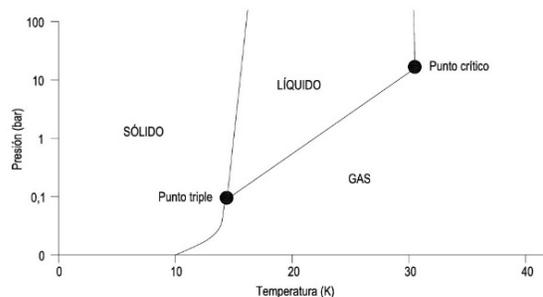


Figura 4. Diagrama de fases del hidrógeno [2].

Los hidruros se dividen en dos categorías: los hidruros metálicos, que incluyen una diversidad de metales y aleaciones, así como compuestos no metálicos proporcionados y los hidruros complejos, constituidos por sales metálicas con aniones elaborados. Los primeros son reconocidos por su capacidad para absorber y emitir átomos de hidrógeno, siendo viables para el almacenamiento a largo plazo debido a su alta densidad de hidrógeno, pese a su lenta cinética de reacción y costos elevados. Por su parte, los hidruros complejos se caracterizan por su alta capacidad gravimétrica y pueden almacenar hidrógeno en proporciones incluso superiores a las del hidrógeno líquido. A pesar de esto, su regeneración demanda condiciones extremas y su uso se ve limitado por la complejidad en la manipulación y la reducción de capacidad por la adición de agentes de dopaje.

En cuanto a los portadores orgánicos líquidos y circulares, se resalta su función en el almacenamiento reversible del hidrógeno, que implica la saturación y posterior desaturación de enlaces π [1]. Estos sistemas, incluyendo el amoníaco y el metanol, se presentan en estado líquido bajo condiciones moderadas y ofrecen ventajas comparables a las de los líquidos orgánicos. Su producción masiva y la integración con la infraestructura existente los perfila como soluciones eficaces para la distribución continua de hidrógeno.

2.2. Comparación de eficiencia y viabilidad

Los distintos sistemas de almacenamiento de energía se basan en principios físicos diversos, lo que complica la comparación directa entre

ellos. Sin embargo, se pueden comparar seleccionando características comunes como la densidad de energía por unidad de masa y de volumen, como se puede ver en la figura 5.

Tecnologías como el almacenamiento hidroeléctrico reversible, el aire comprimido, y las baterías de flujo son consideradas maduras, pero presentan limitaciones como restricciones geográficas, alto costo de capital o bajo ciclo de vida. Estas limitaciones justifican la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías como el almacenamiento de hidrógeno, que es una tecnología emergente con creciente interés, y el almacenamiento térmico, que ofrece alta densidad energética y bajo costo por capacidad de almacenamiento.

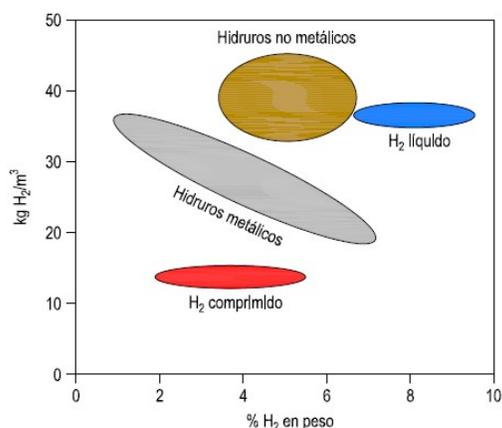


Figura 5. Capacidad volumétrica y gravimétrica de distintos sistemas de almacenamiento de hidrógeno [2].

2.3. Seguridad

La seguridad en el manejo y almacenaje del hidrógeno es crucial cuando se le considera como un portador de energía. Comparado con combustibles convencionales como la gasolina y el gas natural, el hidrógeno presenta características distintivas de inflamabilidad y explosividad. El umbral de inflamabilidad del hidrógeno es del 4,1% en volumen, lo que significa que es menos propenso a encenderse en concentraciones bajas en comparación con la gasolina y el gas natural. Sin embargo, tiene un rango de inflamabilidad más extenso, de 4-

75%, lo que indica que puede encenderse en una variedad más amplia de mezclas de aire. El hidrógeno posee un alto contenido energético, lo que implica que la energía liberada durante una explosión de gas de hidrógeno es aproximadamente 2.5 veces mayor que la de otros hidrocarburos comunes. Por ello, si se compara por masa, las explosiones de gas de hidrógeno resultan más devastadoras. No obstante, la duración de una deflagración tiende a ser inversamente proporcional a la energía del combustible, lo que hace que los incendios de hidrógeno se apaguen más rápido que los de hidrocarburos. En adición lo anterior, el hidrógeno se dispersa más rápidamente en el aire, como se puede observar en la tabla 2, reduciendo el peligro de acumulación y la probabilidad de una explosión en espacios abiertos. La tabla además de indicar el coeficiente de difusión del hidrógeno, muestra otras características importantes a considerar del hidrógeno y de otros combustibles presentes en la industria [3].

La velocidad a la que una llama de hidrógeno se propaga es mucho mayor que la de la gasolina o el gas natural, lo que puede ser ventajoso ya que los incendios rápidos tienden a elevar menos la temperatura de los alrededores, reduciendo potencialmente el daño. Sin embargo, esto también significa que una explosión en un entorno cerrado puede ser más intensa si no se toman las precauciones adecuadas, especialmente porque el hidrógeno requiere mucha menos energía para encenderse.

En cuanto a la temperatura de autoignición, el hidrógeno, con una autoignición de alrededor de 580°C, es menos propenso a encenderse espontáneamente que la gasolina, lo que requiere temperaturas más bajas para arder. En conjunto, el hidrógeno no es inherentemente más peligroso que los combustibles tradicionales y se puede manejar de manera segura con las medidas apropiadas. La familiaridad con la gasolina y el gas natural no debe oscurecer el hecho de que el hidrógeno, cuando se utiliza correctamente, puede ser incluso más seguro.

Tabla 2. Comparación del hidrógeno con los combustibles convencionales (BTU="british thermal unit") [6]

	HIDRÓGENO (GAS)	GAS NATURAL (GAS)	GASOLINA (LÍQUIDO)	PROPANO (LÍQUIDO)
Poder calórico inferior (kJ/Kg)	119.863,43	49,54	41.868-44.194	46,05
Densidad en condiciones estándar (Kg/l)	$6,98 \times 10^{-5}$	0,0005	0,59-0,65	0,42
Temperatura de autoignición en aire (°C)	565,6-588,2	540	257,2	454,4-510
Concentraciones volumétricas de inflamabilidad en el aire (%)	4,1-74	5,3-15	1,4-7,6	2,2-9,5
Coefficiente de difusión en el aire (m ² /seg)	$6,1 \times 10^{-5}$	$1,6 \times 10^{-5}$	$5,2 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-5}$
Toxicidad para el ser humano	No tóxico, asfixiante	No tóxico, asfixiante	Venenosos, irritante para los pulmones, el estómago y la piel	No tóxico, asfixiante

3. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

3.1. Almacenamiento a alta presión

El almacenamiento de hidrógeno a alta presión, un método común y bien desarrollado, se basa en la ley de los gases ideales, incrementando la densidad del hidrógeno al comprimirlo. Se utilizan botellas de acero y tanques de fibra de carbono diseñados para resistir presiones de hasta 700 bar, especialmente en vehículos de celda de combustible, ver figuras 6 y 7. Este método implica desafíos como la integridad estructural de los tanques, la seguridad operacional y costos asociados, además de una demanda energética estimada entre el 10% y el 15% del contenido energético del hidrógeno almacenado.

3.2. Almacenamiento en forma de hidruros metálicos

Los hidruros metálicos, compuestos formados por la absorción de hidrógeno en ciertos metales, funcionan como "esponjas" para el hidrógeno, permitiendo su almacenamiento en un estado sólido y compacto. La

hidrogenación es reversible y el hidrógeno se libera al aplicar calor. Sin embargo, estos compuestos sufren de baja densidad energética y peso considerable, siendo más adecuados para aplicaciones estacionarias.

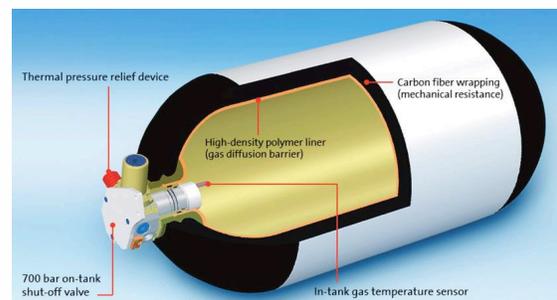


Figura 6. Sistema de almacenamiento de hidrógeno comprimido [3].

Además, los hidruros metálicos se basan en aleaciones de carácter metálico. Se genera una estructura con átomos de hidrógeno enlazados químicamente en los sitios intersticiales de la red cristalina, algunos de ellos son el hidruro de vanadio (II) (VH₂), hidruro de circonio (II) (ZrH₂), hidruro de titanio (II) (TiH₂), hidruro de cerio (III) (CeH₃), Lantano pentaníquel (LaNi₅H₆), hidruro de titanio y hierro (TiFeH₂). y aunque limitados en capacidad gravimétrica de hidrógeno, son prometedores para el almacenamiento



estacionario de energía y en aplicaciones especializadas como montacargas [1, 2, 3]

3.3. Almacenamiento líquido a bajas temperaturas

Este método implica almacenar hidrógeno en estado líquido a temperaturas criogénicas, logrando una densidad mucho mayor que en su estado gaseoso. Requiere contenedores altamente aislados para minimizar la evaporación y pérdida de hidrógeno. La licuefacción consume entre un 30% y un 40% del contenido energético del hidrógeno. A pesar de las ventajas en densidad energética, los desafíos en cuanto a costos, logística y riesgos asociados como quemaduras por frío y fragilización del acero limitan su aplicación práctica [4, 5].

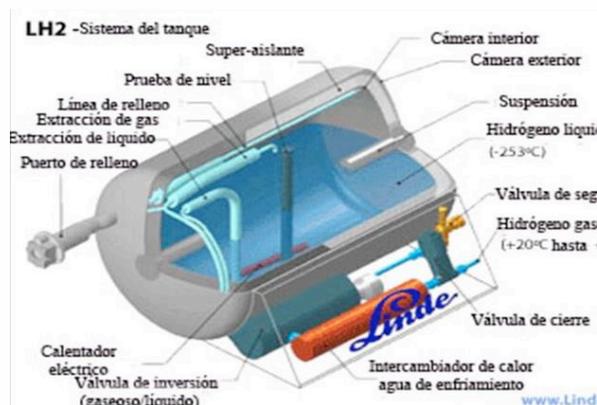


Figura 7. Contenedor criogénico y sus componentes [9].

3.4. Innovaciones y tendencias futuras

Las investigaciones se centran en desarrollar métodos innovadores como el uso de microesferas de vidrio y líquidos orgánicos para almacenamiento indirecto, aunque aún en etapas iniciales. Los Portadores de Hidrógeno Orgánicos Líquidos (LOHC) son una innovación significativa, ofreciendo almacenamiento seguro y eficiente. Además, la nanotecnología constituye una promesa para mejorar la capacidad de almacenamiento del hidrógeno. Los hidruros metálicos también presentan aplicaciones en áreas como ventanas inteligentes y sensores de hidrógeno,

reflejando un amplio rango de aplicaciones potenciales y subrayando su importancia en el desarrollo de soluciones energéticas sostenibles.

4. INFRAESTRUCTURA PARA LA DISTRIBUCIÓN DE HIDRÓGENO

4.1. Redes de Tuberías

El hidrógeno gaseoso puede distribuirse a través de redes de tuberías dedicadas. Empresas como Air Liquide, Air Products y Praxair operan redes de gasoductos en diferentes países. Aunque la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural (blending) es una opción, presenta desafíos como la pérdida de valor intrínseco del hidrógeno y dificultades en la separación de gases. Además, el hidrógeno no siempre es compatible con los materiales comunes en los conductos de gas natural, aunque se están realizando estudios para superar estas limitaciones.[10]

4.1.1. Distribución del hidrógeno verde

El método de distribución del hidrógeno depende de su estado y factores como el caudal producido y la distancia desde el punto de producción hasta el destino. Las opciones incluyen el transporte en gasoductos o depósitos a presiones de entre 200-700 bar, ver figura 8. Los depósitos de gas comprimido convencionales soportan presiones de 200-350 bar y se están desarrollando materiales compuestos para presiones más altas [11].

4.1.1.1. Botellas de acero o tanques de fibra de carbono

La forma habitual de almacenar hidrógeno gaseoso es en botellas de acero o tanques ligeros de fibra de carbono, que pueden soportar presiones de 250-300 bar y se busca aumentar hasta 700 bar. Sin embargo, aún se enfrentan desafíos en seguridad, resistencia y coste.



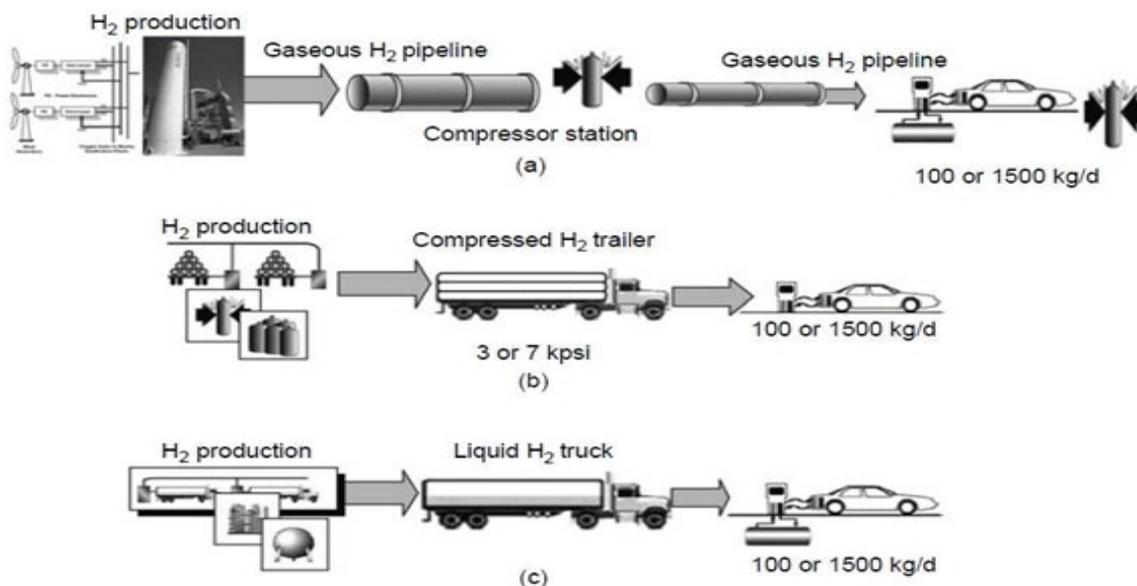


Figura 8. Esquema de los distintos métodos de distribución de hidrógeno: a) gaseoductos de hidrógeno hasta las estaciones de servicio; b) tubos de hidrógeno gaseoso comprimido transportados por camiones; c) hidrógeno líquido en tanques criogénicos transportados por camiones [1].

4.1.1.2. Microesferas de vidrio

Para aplicaciones automotrices, las microesferas de vidrio ofrecen una alternativa para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso. Este método permite cargar hidrógeno a altas presiones y temperaturas, reteniéndolo en las esferas hasta su uso [11].

4.2. Transporte por carretera, ferrocarril y marítimo

El transporte de hidrógeno líquido y gaseoso se realiza a través de camiones cisterna criogénicos, trailers de gas comprimido y cisternas de ferrocarril. El transporte marítimo se realiza en buques con capacidad de hasta 70 toneladas de hidrógeno [12].

4.2.1. Transporte por carretera

El transporte de hidrógeno líquido se realiza en camiones cisterna criogénicos, capaces de transportar hasta 4.300 kg de hidrógeno, mientras que los trailers para gas comprimido tienen un alto costo variable [12].

4.2.2. Transporte por ferrocarril

Cisternas de ferrocarril más voluminosas que las de carretera se usan para transportar hidrógeno, con capacidades de hasta 9.100 kg [12].

4.2.3. Transporte marítimo

Los buques de carga transportan grandes cantidades de hidrógeno, siendo una opción eficiente para destinos distantes [12].

4.3. Estaciones de carga y suministro

En el año 2021, se realizó la inauguración de la primera estación de hidrógeno verde del país, la cual inicialmente se enfoca en suministrar a la industria minera. El propósito de esta iniciativa es descarbonizar la minería chilena, que produce más de 5 millones de toneladas de CO₂ anualmente. Además, se busca electrificar el transporte público y proporcionar energía a los hogares. El hidrógeno verde, obtenido mediante electrólisis del agua, sólo emite vapor de agua



como subproducto. El presidente Sebastián Piñera destacó el objetivo de Chile de producir hidrógeno verde a un costo inferior a 1,50 dólares por kilogramo, lo que podría convertir a Chile en uno de los principales exportadores de esta energía. Chile se beneficia de una ubicación geográfica favorable y condiciones climáticas óptimas para la producción de energía solar y eólica, necesarias para la obtención del hidrógeno verde. Estos factores colocan a Chile en una posición ventajosa para convertirse en una potencia exportadora de hidrógeno verde. El gobierno chileno se ha comprometido a alcanzar cero emisiones netas de carbono para 2050 y a cerrar todas las centrales eléctricas a carbón para 2040. El desarrollo del hidrógeno verde es una parte clave de este plan.

5. DESAFÍOS Y SOLUCIONES EN LA DISTRIBUCIÓN

5.1. Análisis de los principales desafíos logísticos y técnicos

El abordaje de los desafíos asociados con la distribución del hidrógeno verde se desglosa en dos dimensiones fundamentales: los desafíos técnicos y los desafíos logísticos. Es fundamental el análisis de ambas secciones para lograr las soluciones necesarias.

5.1.1. Desafíos técnicos

Uno de los mayores desafíos técnicos es la competitividad en costos de producción del hidrógeno verde, actualmente oscilando entre 30 y 75 USD/kg, lo que lo sitúa en una desventaja frente a otras formas de producción de hidrógeno.

Se resalta la necesidad de aumentar la fabricación de electrolizadores de gran tamaño, que podrían instalarse cerca de los centros de demanda existentes y serían alimentados preferentemente por fuentes locales de electricidad renovable [13].

5.1.2. Desafíos logísticos

La versatilidad de usos del hidrógeno como se observa en la figura 9, almacenar, transportar y usar energía de diferentes maneras, presenta desafíos logísticos significativos. Estos incluyen el desarrollo de infraestructura adecuada para la distribución y almacenamiento eficiente del hidrógeno [14].

5.2. Estrategias de optimización

5.2.1. Reducción de costos y aumento de la demanda

Las políticas como los impuestos al carbono pueden jugar un papel crucial en la reducción de los costos de producción del hidrógeno verde, incrementando así su demanda. Se prevé un incremento significativo en el mercado global del hidrógeno y tecnologías vinculadas, generando ingresos y empleo [13].

5.2.2. Casos de estudio específicos

Se sugiere comenzar con una producción inicial de hidrógeno renovable en ciertas regiones, utilizando energía solar y eólica, para satisfacer las demandas locales y regionales cercanas. El desarrollo paralelo de un gasoducto de transporte de hidrógeno desde la Región de Antofagasta a la Región Metropolitana propone una estrategia a largo plazo para la distribución en un área geográfica más amplia [14].

5.3. Integración con infraestructuras existentes

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde en Chile contempla un enfoque integrado que alinea la producción de hidrógeno con las infraestructuras energéticas existentes y las políticas de sostenibilidad. Esta estrategia es clave para la transición de Chile desde los combustibles fósiles a fuentes de energía más limpias y sostenibles [13].

6. ASPECTOS ECONÓMICOS Y REGULATORIOS



6.1. Costos asociados al almacenamiento y distribución

En la figura 10 se muestran los costos asociados al transporte de hidrógeno (US\$/kg) separado por ítems, en función de las distancias y los flujos. Se comparan tres métodos de transporte: módulos con gas comprimido transportados en camiones (G); camiones con tanques criogénicos de hidrógeno líquido (L); gasoductos de hidrógeno puro (P).

Los aspectos económicos del hidrógeno, particularmente en el contexto de Chile, se enfocan principalmente en el análisis del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)¹, el cual es influenciado significativamente por la ubicación geográfica y la fuente de energía

utilizada. Un estudio que examinó el uso de energía solar fotovoltaica y aguas residuales reveló que los sistemas de generación de hidrógeno verde en Chile presentan LCOH variables, con cifras de \$3,42, \$4,36 y \$3,22 USD/kg H₂ para tres sistemas diferentes. En estos sistemas, el CAPEX (inversiones de capital que crean beneficios), especialmente en los fotovoltaicos, constituye una parte sustancial del LCOH, debido principalmente a la relación de sobredimensionamiento PV/PEM (panel fotovoltaico/membrana de intercambio protónico - costo del hidrógeno mediante los costos capitales y operacionales). Además, se destaca que los costos operativos (OPEX) y los costos de capital (CAPEX) son elementos críticos en la determinación del LCOH.

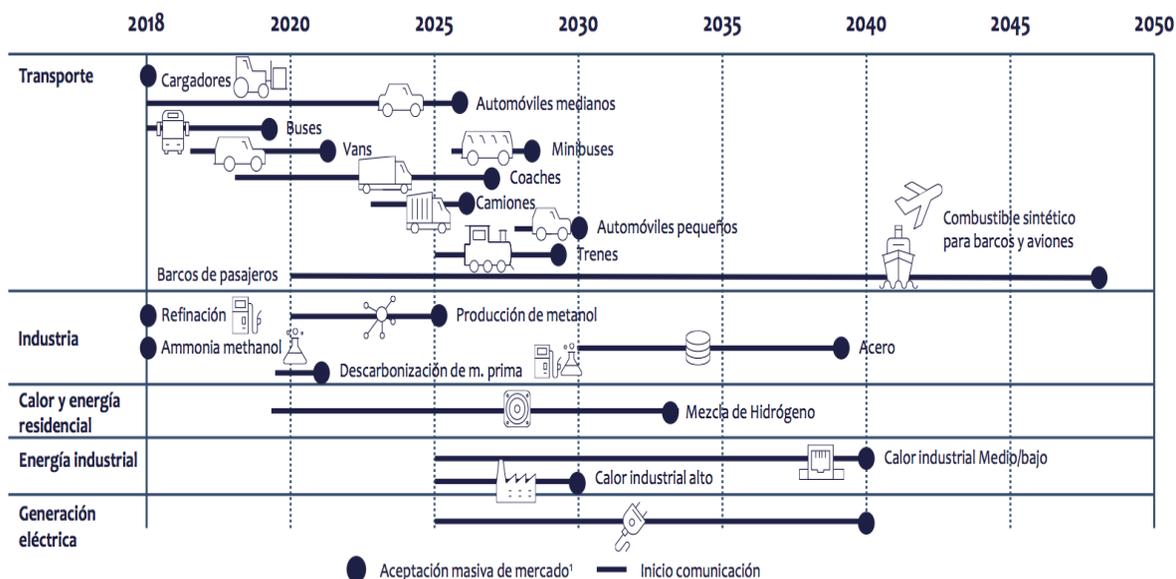


Figura 9. Usos estimados del Hidrógeno [13].

Paralelamente, el almacenamiento de hidrógeno añade otra capa de complejidad económica. Aunque almacenar hidrógeno es más económico que el almacenamiento de electricidad en baterías, cuyo coste es de

aproximadamente 200 USD/kWh, sigue siendo más costoso que el almacenamiento de amoníaco, estimado en alrededor de 0.14 USD/kWh. Sin embargo, existen métodos innovadores para el almacenamiento de hidrógeno, como la utilización de presión

¹ El Costo Nivelado del Hidrógeno indica cuánto cuesta producir 1 Kg de H verde considerando los costes de la

inversión requerida y el coste de los activos involucrados en su producción.



variable en tuberías, ejemplificado en el proyecto de Engie-Enea en Calama, Chile. Además, el almacenamiento en cavernas de sal subterráneas podría ofrecer una reducción significativa en el CAPEX para almacenamiento, bajando a tan solo 0.6 USD/kWh, en comparación con los costos en

tanques de acero, que pueden alcanzar hasta 309 USD/kWh, como se observó en un caso específico en Taltal, Chile. Estos avances en métodos de almacenamiento muestran un potencial para optimizar aún más los costos asociados con la producción y gestión del hidrógeno.[15]

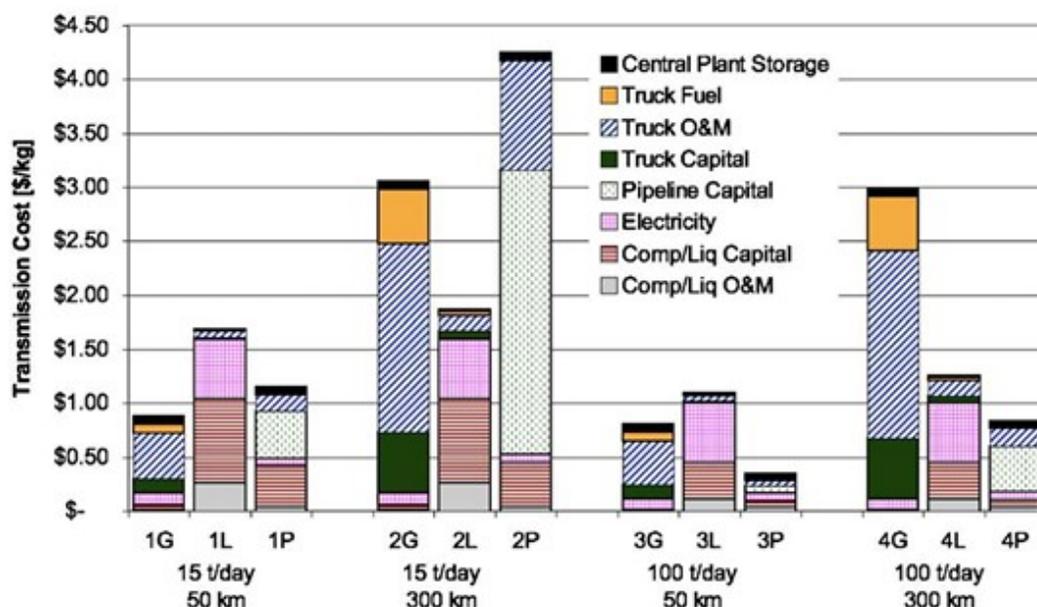


Figura 10. Costos de transporte de hidrógeno (US\$/kg) separado por ítems, en función de las distancias y los flujos. Se comparan tres métodos de transporte: módulos con gas comprimido transportados en camiones (G); camiones con tanques criogénicos de hidrógeno líquido (L); gasoductos de hidrógeno puro (P). [1]

6.2. Políticas y regulaciones vigentes

Chile ha implementado un sistema de cuotas de energías renovables para combustibles líquidos y gaseosos, incluyendo hidrógeno renovable, aplicable tanto al sector transporte terrestre carretero y ferroviario (TTCF) como a la minería. Este sistema asigna la responsabilidad de cumplir con la cuota mínima de energía renovable a los proveedores de energía. La cuota se calcula como el porcentaje del consumo total de energía en TTCF que proviene de fuentes

renovables, en relación con el consumo total de energía en TTCF.

Además, se propone una cuota máxima del 5% de hidrógeno renovable en la mezcla con gas natural, medida que busca evitar distorsiones competitivas con el gas licuado. Este límite en la incorporación de hidrógeno se alinea con los esfuerzos de Chile para fomentar el uso de energías limpias y sostenibles.

En términos de sostenibilidad, se han establecido criterios específicos para los biocombustibles y combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico. Para ser considerados en el cumplimiento de la cuota mínima de energía renovable, estos combustibles deben demostrar una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), siendo un mínimo del 65% para biocombustibles y biogás, y un 70% para combustibles renovables no

biológicos. Estos criterios reflejan el compromiso de Chile con una transición energética responsable y respetuosa con el medio ambiente [14].

6.3. Incentivos gubernamentales y apoyo a la inversión

El sistema de información y control para la cuota de energías renovables implica la participación del Ministerio de Energía y el Consejo de ministros para la Sustentabilidad. Además, se contemplan medidas complementarias para avanzar en la incorporación de energías renovables, como ajustes en los impuestos específicos a los combustibles en Chile, lo cual forma parte del precio final de los combustibles.

Chile, comprometido con alcanzar la neutralidad en carbono para 2050, ha hecho avances significativos en energías renovables, generando el 27.5% de su electricidad a través de fuentes solares y eólicas en 2022. Este progreso es crucial para la descarbonización de sectores como la minería y posiciona al país como líder en la transición hacia energías más sostenibles, especialmente en la producción y uso de hidrógeno verde.

Para apoyar esta transición, el Banco Mundial ha otorgado a Chile un préstamo de 150 millones de dólares, gestionado por la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo). Este préstamo, parte del programa "Facility de Hidrógeno Verde en Chile", busca fomentar la inversión en proyectos de hidrógeno verde, movilizando inversiones privadas y fondos adicionales para estimular la economía local y generar empleo. Con este apoyo, Chile aspira a producir el hidrógeno más económico del mundo para 2030 y ser uno de los principales exportadores a nivel mundial para 2040.

Este esfuerzo conjunto entre Chile y el Banco Mundial ha establecido bases regulatorias en los sectores de combustibles, energía y minería para el desarrollo del hidrógeno verde, sirviendo de modelo para otros países en

América Latina y otras regiones como India, Namibia y Marruecos [14].

Internacionalmente, en los Países Bajos, el gobierno ha iniciado un programa de subsidios, valorado en aproximadamente 250 millones de euros, para apoyar proyectos menores relacionados con la electrólisis, que se espera generen 100MW de capacidad. Este esfuerzo se centra en fomentar entre 5 y 10 iniciativas a nivel nacional, permitiendo a diversas organizaciones y autoridades locales adquirir experiencia en electrólisis. Los proyectos elegibles para la financiación serán aquellos con una capacidad máxima de 50 MW, buscando así aumentar la participación [16].

En España, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha anunciado la segunda fase de su programa de incentivos para la innovación y el conocimiento en el ámbito del hidrógeno renovable. Con una dotación de 66,6 millones de euros provenientes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) Next Generation EU, sumados a los 40 millones previamente asignados, el objetivo es impulsar la investigación, proyectos piloto innovadores y la formación en tecnologías clave relacionadas con el hidrógeno renovable, bajo el Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA) [17].

Francia tiene planes para introducir subvenciones destinadas a estimular nuevos proyectos centrados en la producción de hidrógeno mediante energías renovables o nucleares. Con una inversión de 4.000 millones de euros, el gobierno francés pretende equilibrar los costes en comparación con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles [18].

En Estados Unidos, la administración del presidente Joe Biden ha anunciado recientemente un plan de subvenciones de 7.000 millones de dólares para establecer siete plantas de producción de hidrógeno verde.



Esta iniciativa se alinea con los esfuerzos del país por fomentar alternativas de energía sostenible y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. [19]

6.4. Evaluación económica

6.4.1. Producción

Seis iniciativas han sido seleccionadas por Corfo para recibir un financiamiento total de 50 millones de dólares estadounidenses. Se estima que estas propuestas, en su conjunto, producirán anualmente más de 45.000 toneladas de hidrógeno verde, con el objetivo de disminuir en más de 600.000 toneladas las emisiones anuales de CO₂. Las aplicaciones de estas iniciativas abarcan desde el uso de explosivos y transporte en la minería, pasando por procesos industriales en la siderurgia y calefacción residencial, hasta la producción de calor industrial y combustibles verdes.

- En la región de Magallanes, el "Proyecto Faro del Sur" de Enel Green Power Chile S.A. espera producir 25.000 toneladas anuales de hidrógeno verde. Se prevé la instalación de 240 MW de electrolizadores alimentados por un parque eólico. El hidrógeno producido se venderá a HIF Chile para la fabricación de e-metanol y e-gasolina destinados a la exportación a Europa. Se le ha asignado un monto de 16.896.848 dólares.
- "HyPro Aconcagua", presentado por Linde GmbH, busca instalar un proyecto en la refinería de petróleo Aconcagua en la región de Valparaíso, propiedad de ENAP. Este proyecto, con una capacidad de 20 MW, pretende reemplazar parcialmente la actual producción de hidrógeno gris y producir 3.000 toneladas de hidrógeno verde al año. Se le ha asignado un monto de 2.424.629 dólares.
- Engie S.A. lidera "HyEx - Producción Hidrógeno Verde", un proyecto para generar 3.200 toneladas anuales de hidrógeno verde en la región de Antofagasta, a través de una capacidad de electrólisis de 26 MW. El hidrógeno será

suministrado a Enaex para la producción de amoníaco verde, buscando reducir más de 30.000 toneladas de CO₂ anualmente. El monto asignado es de 9.533.668 dólares.

- "Antofagasta Mining Energy Renewable" (AMER), a cargo de Air Liquide S.A., planea producir 60.000 toneladas anuales de e-metanol usando energía renovable, hidrógeno verde y CO₂ capturado. Con una capacidad de electrolizadores de 80 MW, se ubicará en la región de Antofagasta. Se le ha asignado un monto de 11.786.582 dólares.
- GNL Quintero S.A. está a cargo de "Hidrógeno Verde Bahía Quintero", un proyecto para desarrollar, construir y operar la primera planta de gran escala de hidrógeno verde en la región central de Chile, en Valparaíso. Con una capacidad instalada de 10 MW, se espera producir anualmente 430 toneladas de hidrógeno verde. Se le ha asignado un monto de 5.727.099 dólares.
- CAP S.A. presenta "H2V CAP", un proyecto en la región del Biobío para instalar una planta de 20 MW de potencia, con el objetivo de producir 1.550 toneladas de hidrógeno verde al año y disminuir más de 161.000 toneladas de CO₂ anuales. Se le ha asignado un monto de 3.631.174 dólares.

Para explorar las capacidades de generación de hidrógeno verde, se desarrollaron 24 escenarios distintos, cada uno relacionado con los tres centros de producción principales. Para cada combinación de factores, se estimó el Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno (LCOH), donde:

- PV: Panel fotovoltaico.
- PEM: Membrana de intercambio protónico.
- ALK: Electrólisis alcalina.
- CSP: Concentración solar de potencia.

Se determinó a través de parámetros económicos y logísticos valores estimados de producción para distintos tipos de generación



de hidrógeno y para distintas regiones de Chile. Se espera que la producción de hidrógeno en Chile vaya aumentando a través de los años mientras las regulaciones y planes para utilizar energías renovables vayan avanzando, ver figuras 11 y 12.

7. VÍNCULO CON LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE

7.1. Preparación del Hidrógeno para su uso en Celdas de Combustible

Los vehículos eléctricos con celdas de combustible (FCEV) representan una integración avanzada de tecnologías donde las celdas de combustible desempeñan un papel esencial. Estas celdas, principalmente de tipo PEM (Proton Exchange Membrane) en vehículos de transporte, realizan un proceso electroquímico transformando la energía. El hidrógeno almacenado reacciona con el oxígeno del aire, generando electricidad, calor y vapor de agua. El rendimiento energético de estas celdas se mantiene incluso con niveles bajos en el tanque de hidrógeno. Las posibles razones para que esto sea así puede ser por:

Pérdidas Termodinámicas: Las celdas de combustible operan bajo principios electroquímicos y, como cualquier otro proceso energético, están sujetas a las leyes de la termodinámica. Esto significa que siempre habrá alguna pérdida de energía en forma de calor durante el proceso de conversión de hidrógeno y oxígeno en electricidad [20].

Pérdidas por Resistencia Interna: Las celdas de combustible tienen resistencias internas que causan pérdidas de energía. Estas resistencias pueden deberse a varios factores, incluyendo la resistencia eléctrica de los materiales utilizados, la resistencia al flujo de iones a través del electrolito, y la resistencia a la transferencia de gas en los electrodos [21].

Pérdidas en la Conversión de Energía: Durante el proceso de conversión de la energía química del hidrógeno en energía eléctrica, parte de la energía se pierde debido a la ineficiencia en la conversión. Esto se debe en

parte a las limitaciones actuales de la tecnología de células de combustible.

Limitaciones del Catalizador: Los catalizadores utilizados en las células de combustible, que aceleran la reacción de hidrógeno con oxígeno, pueden no ser completamente eficientes. Esto puede resultar en una conversión incompleta del hidrógeno o en la necesidad de usar más catalizador, lo que puede aumentar los costos y reducir la eficiencia general.

Gestión de Calor y Agua: Las células de combustible deben mantener condiciones óptimas de temperatura y humedad para funcionar de manera eficiente. La gestión inadecuada del calor y del agua dentro de la célula puede reducir su eficiencia.

Envejecimiento y Degradación de los Componentes: Con el tiempo, los componentes de la célula de combustible pueden degradarse debido a factores como la corrosión, lo que disminuye su rendimiento energético. Es importante destacar que, a pesar de estas limitaciones, las células de combustible de hidrógeno siguen siendo una tecnología prometedora y en constante desarrollo, con investigaciones en curso para mejorar su eficiencia y reducir costos [2, 24].

7.2. Integración de Sistemas de Almacenamiento y Distribución con Tecnologías de Celdas de Combustible

Para adaptarse a la demanda energética del motor eléctrico de los FCEV, las celdas de combustible de hidrógeno se agrupan en módulos, similares a los bancos de baterías en vehículos eléctricos a batería (BEV). Durante picos de demanda, el motor eléctrico recibe energía adicional de un banco de baterías auxiliar, que también se beneficia del almacenamiento de energía del sistema de frenado regenerativo. Los módulos de células de combustible necesitan un subsistema para la admisión de aire y humidificación, garantizando el oxígeno necesario para la reacción y controlando la humedad en los gases reactivos [2]

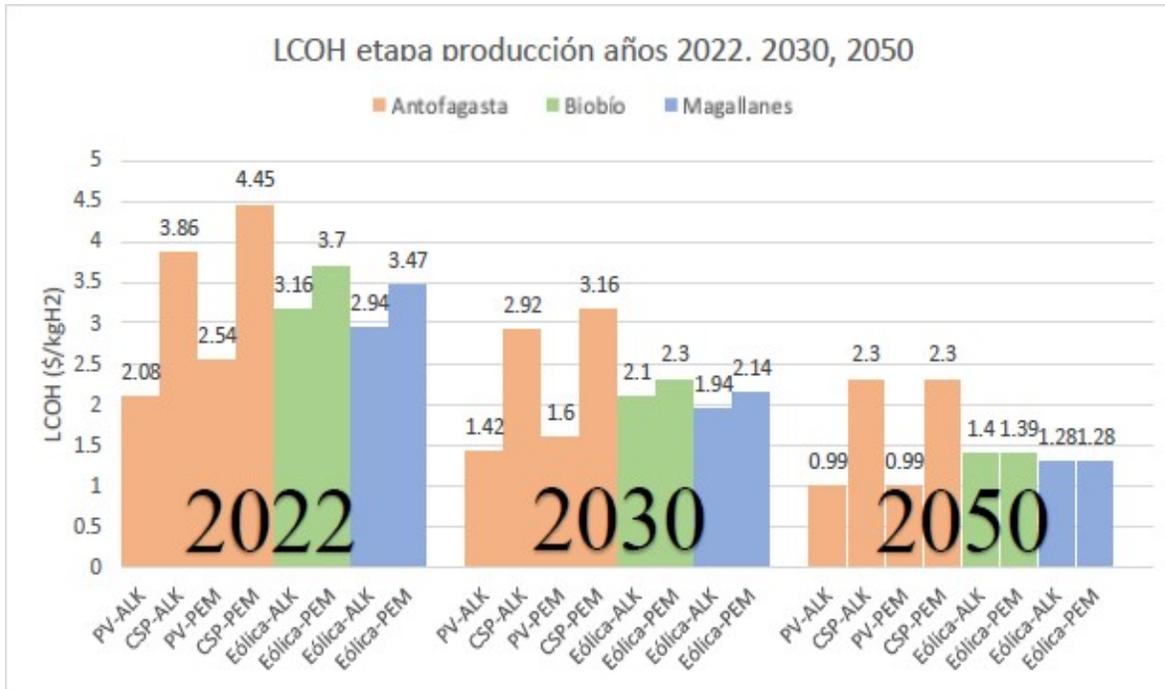


Figura 11. LCOH (Coste nivelado del Hidrógeno) para la etapa de producción años 2022, 2030, 2050.[23]



Figura 12. Planta de concentración solar de potencia ubicada en María Elena en el centro de atacama [24].

8. CONCLUSIONES

Se describieron y analizaron los aspectos más importantes asociados al almacenamiento y transporte de hidrógeno, incluyendo en este análisis los aspectos relacionados a los costos. Se muestra que aún existen obstáculos que superar y desafíos que enfrentar, sin embargo, conforme crece la investigación y las

tecnologías logran ir superando cada problema, se va haciendo realidad el empleo del hidrógeno como alternativa a la crisis energética mundial.

REFERENCIAS

- [1] E. P. M. Leiva, "Abriendo los cuellos de botella de la economía del hidrógeno: Estudios de Almacenamiento y Factibilidad Agustín Sigal Dirigida por el Doctor," 2015.
- [2] R. Aguado Molina, J. L. Casteleiro Roca, E. Jove Pérez, F. Zayas Gato, H. Quintián Pardo, y J. L. Calvo Rolle, "Hidrógeno y su almacenamiento: El futuro de la energía eléctrica", Servicio de Publicaciones, Universidade da Coruña, A Coruña, 2021, DOI: <https://doi.org/10.17979/spudc.9788497497985>.
- [3] E. M.^a Llera Sastresa y I. Zabalza Bribián, *Hidrógeno: producción*



- almacenamiento y usos energéticos. Zaragoza, España: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2011.
- [4] Q. Hassan, A. Z. Sameen, H. M. Salman, M. Jaszczur, and A. K. Al-Jiboory, "Hydrogen energy future: Advancements in storage technologies and implications for sustainability," *J Energy Storage*, vol. 72, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.108404.
- [5] Energy Efficiency & renewable energy, "Hydrogen Production." [Online]. Available: <https://afdc.energy.gov/>
- [6] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 'Safety, Codes and Standards', Departamento de Energía de Estados Unidos. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/safety-codes-and-standards>. [Accedido: 30 de diciembre 2023].
- [7] C. Tarhan y M.A. Çil, "A study on hydrogen the clean energy of the future: Hydrogen storage methods," *Journal of Energy Storage*, vol. 40, 102676, 2021, DOI: 10.1016/j.est.2021.102676.
- [8] K. T. Møller, T. R. Jensen, E. Akiba, y H.-w. Li, "Hydrogen: A Sustainable Energy Carrier," *Progress in Natural Science: Materials International*, vol. 27, pp. 34-40, 2017, DOI: 10.1016/j.pnsc.2016.12.014.
- [9] R. B. Cancino Silva, "Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile," Tesis de Ingeniería Civil Mecánica, Dept. de Ingeniería Mecánica, Fac. de Ciencias Físicas y Matemáticas, Univ. de Chile, Santiago, Chile, 2021.
- [10] I. Giménez Zuriaga, "Retos del hidrógeno verde," en *Economía Aragonesa*, Fundación de Estudios Bursátiles y Financieros, julio de 2021.
- [11] A. González García-Conde, "Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno", Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial.
- [12] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), "Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable", Vicepresidencia Cuarta del Gobierno de España, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, revisión de edición por IDAE, diseño y maquetación por BABYDOG arte y comunicación S.L., Madrid, octubre 2020.
- [13] N. García Bernal, R. Torres M., y E. Vivanco F., "Desarrollo del mercado de Hidrógeno verde en Chile: Oportunidades", elaborado para la Comisión de Minería y Energía del Senado, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Asesoría Técnica Parlamentaria, Julio 2020.
- [14] P. Barria Schulz y M. Pérez de Arce, "Propuesta de Sistema de Cuotas de Energías Renovables en Combustibles Líquidos y Gaseosos y Mecanismos para Incentivar uso de Hidrógeno en Chile", Informe preparado para el Banco Mundial, Santiago, Chile, 11 de octubre de 2022.
- [15] T. A. Lisboa Campos, "Análisis Técnico Económico de la Generación de Hidrógeno Verde Solar a Partir de Aguas Residuales en Coquimbo," Memoria de Título, Dept. Ingeniería Mecánica, Fac. de Ingeniería, Univ. de Concepción, Concepción, Chile, Mar. 2023.
- [16] H2news, 'Países Bajos anuncia paquete de medidas climáticas por más de 28 mil millones de euros e incluye el hidrógeno verde,' 05 Mayo 2023. [En línea]. Disponible: <https://h2news.cl/2023/05/05/paises-bajos-anuncia-paquete-de-medidas-climaticas-por-mas-de-28-mil-euros-e-incluye-el-hidrogeno-verde/>. [Accedido: 30 de diciembre 2023].
- [17] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), 'El Gobierno lanza 66,6 millones para nuevas ayudas a la cadena de valor innovadora del hidrógeno renovable,' La Moncloa, 02 Ago. 2023. [En línea]. Disponible: [https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-](https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-ecologica/)



- [ecologica/Paginas/2023/020823-ayudas-prt-cadena-valor-hidrogeno-renovable.aspx](#). [Accedido: 20 de diciembre 2023].
- [18] "Francia pone sobre la mesa 4.000 millones para nuevos proyectos de hidrógeno verde", La Información, 29 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible:
<https://www.lainformacion.com/clima/francia-lanza-paquete-ayudas-avivar-produccion-hidrogeno-verde/2891352/>. [Accedido: 28 diciembre 2023].
- [19] "Estados Unidos apuesta por el hidrógeno limpio", ECPA, 24 de octubre de 2023. Disponible en:
<https://ecpamericas.org/es/newsletters/el-gobierno-de-ee-uu-apuesta-por-el-hidrogeno-limpio/>.
- [20] J. Zhang, *PEM fuel cell electrocatalysts and catalyst layers: Fundamentals and applications*. Springer London, 2008. doi: 10.1007/978-1-84800-936-3.
- [21] O'Hayre Ryan, Cha Suk-Won, Colella Whitney, and Prinz Fritz B., *Fuel Cell Fundamentals*, 3rd ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2016.
- [22] C. Yilmaz, T. H. Cetin, B. Ozturkmen, and M. Kanoglu, "Thermodynamic performance analysis of gas liquefaction cycles for cryogenic applications," *Journal of Thermal Engineering*, vol. 5, no. 1, pp. 62-75, 2019, doi: 10.18186/thermal.513038.
- [23] B. H. Sanhueza Vásquez, "Estudio de la optimización de logística en la producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno verde en Chile", Tesis para optar al título de Ingeniero Civil Químico, Universidad de Concepción, Facultad de Ingeniería, Depto. de Ingeniería Química, Concepción, Chile, Dic. 2022.
- [24] Generadoras de Chile, 'Cerro Dominador inaugura planta de concentración solar de potencia que proveerá 100% energía renovable 24/7', 8 de junio de 2021. [En línea]. Disponible:
<https://generadoras.cl/prensa/cerro-dominador-inaugura-planta-de-concentracion-solar-de-potencia-que-proveera-100-energia-renovable-247>. [Accedido: 30 diciembre 2023].



CAPÍTULO 7 CELDA DE COMBUSTIBLE

Alberto Monsalve

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

En el presente capítulo se describen los componentes de una celda de combustible: electrodos, electrolito, placas bipolares y conexiones. Se describen además los principales tipos de celdas: celdas de intercambio protónico (PEMFC), de metanol directo (DMFC), alcalinas (AFC), de ácido fosfórico (PAFC), de carbonatos fundidos (MCFC) y de óxidos sólidos (SOFC). Se describen las características principales de cada una de ellas analizándose algunas ventajas y desventajas.

PALABRAS CLAVE: Celda de combustible, PEMFC, DMFC, AFC, PAFC, MCFC, SOFC.

ABSTRACT

In this chapter the components of a fuel cell: electrodes, electrolyte, bipolar sheets and connections are described. The main types of cells are also described: proton exchange membrane cells (PEMFC), direct methanol (DMFC), alkaline (AFC), phosphoric acid (PAFC), melted carbonate (MCFC) and solid oxide (SOFC) cells. The main characteristics of each of them are described, analyzing some advantages and disadvantages.

KEYWORDS: Fuel cells, PEMFC, DMFC, AFC, PAFC, MCFC, SOFC.

1. INTRODUCCIÓN

Gran parte de las emisiones de CO₂ están relacionadas con la construcción, transporte, generación de energía e industria [1]. En la búsqueda de la descarbonización, tanto el mundo aeronáutico [2] como el naval realizan grandes esfuerzos para disminuir la emisión de CO₂ [3].

Respecto de la producción de hidrógeno, el 49% proviene del reformado de gas natural, el 29% proviene de la oxidación parcial de hidrocarburos, el 18% proviene de la gasificación de coque y sólo el 4% proviene de la electrólisis del agua [4].

Así como el agua se puede descomponer en hidrógeno y oxígeno cuando se aplica una corriente eléctrica, en una celda de combustible, el hidrógeno se combina con el oxígeno para dar agua y generar una corriente eléctrica. Esta corriente debe posteriormente inyectarse a la red de energía, tema que es un tema actual de investigación, publicándose alrededor de 25 artículos al año sobre este tema [5].

En el presente capítulo se examinarán las partes de una celda de combustible, se analizará el principio de funcionamiento y se estudiarán los principales tipos de celdas de combustible, analizándose las ventajas y desventajas de cada uno de estos tipos.

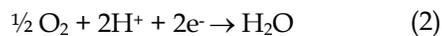


2. PARTES DE UNA CELDA DE COMBUSTIBLE

Normalmente una celda de combustible presenta cuatro partes: electrodos, electrolito, placas bipolares y conexiones [6].

2.1 Electrodos

Los electrodos facilitan las semirreacciones que transforman la energía química en energía eléctrica. Hay dos electrodos: un ánodo, donde se verifica la semi reacción de oxidación (ecuación 1) y un cátodo, donde se realiza la semi reacción de reducción (ecuación 2) [7].



En la reacción catódica, los electrones fluyen por el circuito externo y los iones H^+ por el electrolito.

Requisitos: gran porosidad para ofrecer una alta superficie de reacción, alta conductividad eléctrica.

2.2 Electrocatalizador

Corresponden a catalizadores que se incorporan en los electrodos cuyo objetivo es permitir que las semi reacciones de oxidación y de reducción ocurran en un tiempo razonable.

Requisitos: deben ser inertes, es decir, no reaccionar, por lo que suelen usarse para esto metales nobles.

2.3 Electrolito

El electrolito tiene por misión transportar los iones desde un electrodo al otro. Para que los electrones estén obligados a moverse por el circuito externo.

Requisitos: debe poseer una gran resistencia a la conducción electrónica, es decir, debe ser

capaz de conducir corriente sólo en forma de iones (alta conductividad iónica). Además, el electrolito debe mantener separados al hidrógeno del oxígeno, para que no se combinen entre sí en una reacción de combustión.

2.4 Placas Bipolares

Estas placas permiten conectar varias celdas con el fin de obtener el voltaje deseado. Además, permite el flujo de gases a través de perforaciones que se hacen en su estructura.

Requisitos: alta conductividad eléctrica y térmica, muy buena resistencia a la corrosión, baja permeabilidad a los gases y alta resistencia mecánica.

2.5 Conexiones

Las conexiones se refieren a todos aquellos sistemas complementarios que transforman una celda de combustible en un dispositivo capaz de funcionar de manera continua, produciendo un voltaje predeterminado. Como ejemplo de sistemas complementarios se puede citar el sistema de refrigeración, alimentación, reformado de combustible, control de la humedad del electrolito etc.

3. TIPOS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

Existen al día de hoy varios tipos de celdas de combustible: celdas de intercambio protónico (PEMFC), celdas alcalinas (AFC), celda de metanol directo (DMFC), celdas de ácido fosfórico (PAFC), celdas de carbonatos fundidos (MCFC) y celdas de óxidos sólidos (SOFC).

3.1 Celdas de combustible de intercambio protónico (PEMFC)

Se caracterizan por poseer como electrolito una membrana polimérica capaz de transportar protones, ver figura 1. Opera a temperatura entre 40 y 80 °C y pertenece a la categoría de celda tipo ácido. Las reacciones anódica y catódica corresponden a las reacciones 1 y 2 respectivamente.



En la tabla 1 se enuncian las características de varios tipos de celdas de combustible.

En el caso de la celda PEMFC, al trabajar a baja temperatura, las reacciones anódica y catódica, transcurren lentamente por lo que es preciso incorporar un catalizador, normalmente platino o rutenio, lo que aumenta su precio. Además, funcionan exclusivamente con hidrógeno de alta pureza.

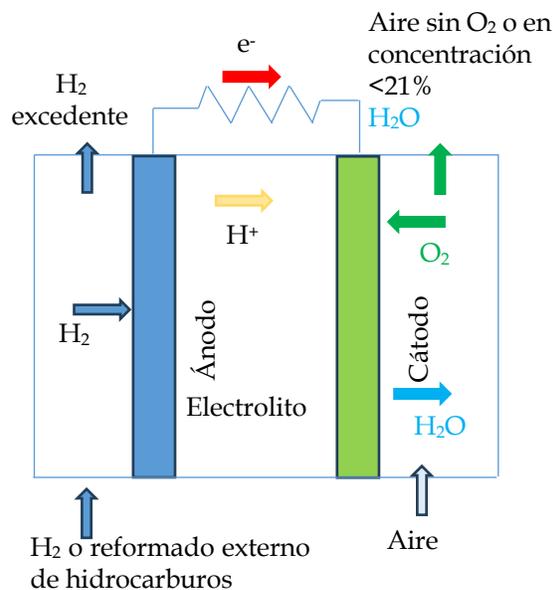


Figura 1. Funcionamiento de una celda PEMFC (adaptado de [7])

3.2 Celdas de metanol directo (DMFC)

Las celdas de metanol directo, ver figura 2, son un caso especial de celdas PEMFC, empleándose metanol como combustible. Las reacciones anódica y catódica son respectivamente:

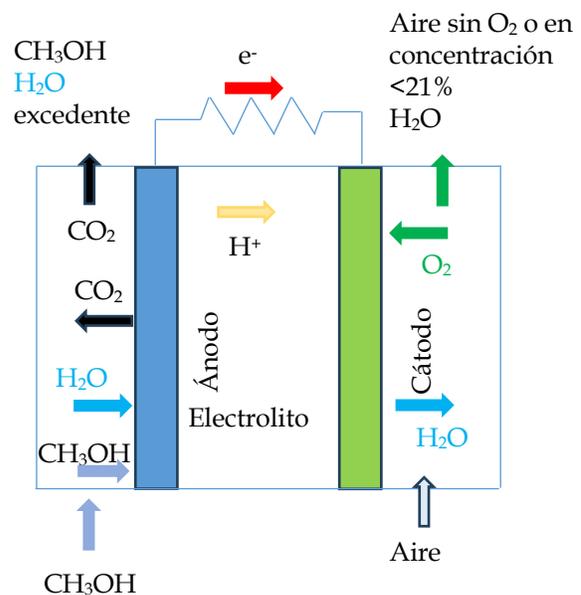
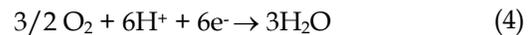
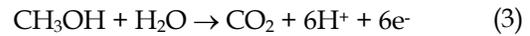


Figura 2. Funcionamiento de una celda DMFC. (adaptado de [7])

Tabla 1. Comparación de propiedades de varios tipos de celdas de combustible [7]

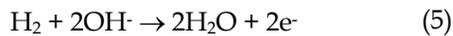
	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	ITSOFC	TSOFC
Temperatura (°C)	80	65-220	205	650	600-800	800-1000
Reformador externo (CH ₄)	Sí	Sí	Sí	No	No	No
Tiempo de encendido (h)	<0,1	<0,1	1-4	5-10	-	-
Densidad de potencia (mW/cm ²) a 8 bar	420	620	250	>150	120	-
Eficiencia (%PCS)	>50	>50	36-45	43-55	43-55	43-55



3.3 Celdas alcalinas (AFC)

En este tipo de celdas, la carga iónica no se transmite a través de iones H^+ (protones) sino que a través de grupos hidroxilo (OH^-). Funcionan normalmente a baja temperatura, mostrándose esquemáticamente en la figura 3.

La reacción anódica es:



La reacción catódica es:

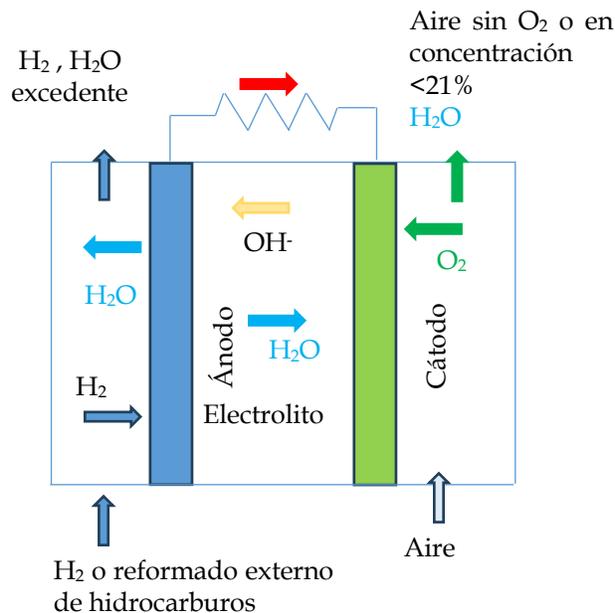
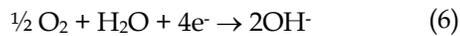


Figura 3. Esquema de funcionamiento de una celda AFC. (Adaptado de [7]).

El potencial que genera esta celda es de 1,184 V. En estas celdas, el electrolito suele ser hidróxido de sodio o de potasio.

3.4 Celdas de ácido fosfórico (PAFC)

En este tipo de celda, las semi reacciones anódica y catódica corresponden a las descritas en (1) y (2) respectivamente.

Funcionan a una temperatura moderada: 200°C, ver figura 4. El potencial que genera

esta celda es de 1,184 V. El electrolito es ácido fosfórico (H_3PO_4), un ácido con baja volatilidad y está contenido por capilaridad en los poros de una matriz.

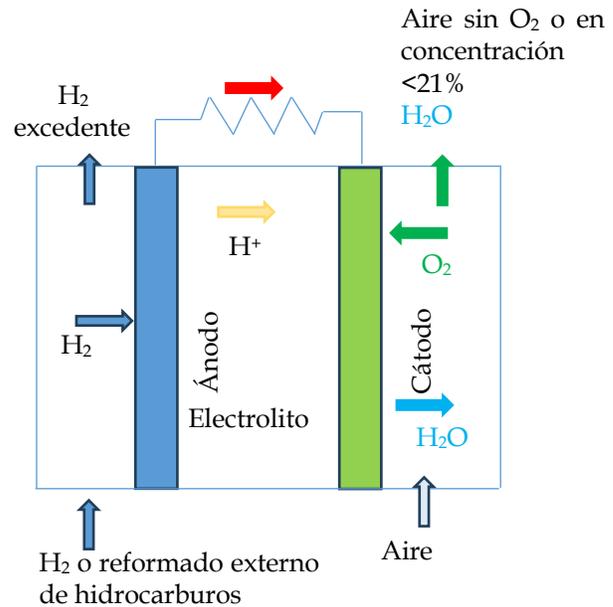
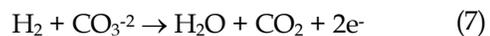


Figura 4. Esquema de funcionamiento de una celda PAFC. (Adaptado de [7]).

3.5 Celdas de carbonatos fundidos (MCFC)

Esta celda funciona a aproximadamente 650°C. El electrolito es una mezcla de carbonatos de litio y potasio o bien de litio y sodio, ver figura 5.

La reacción anódica es:



La reacción catódica es:



El voltaje que genera la celda es de 1,184 V. Como catalizadores se usan níquel (ánodo) y óxido de níquel (cátodo).



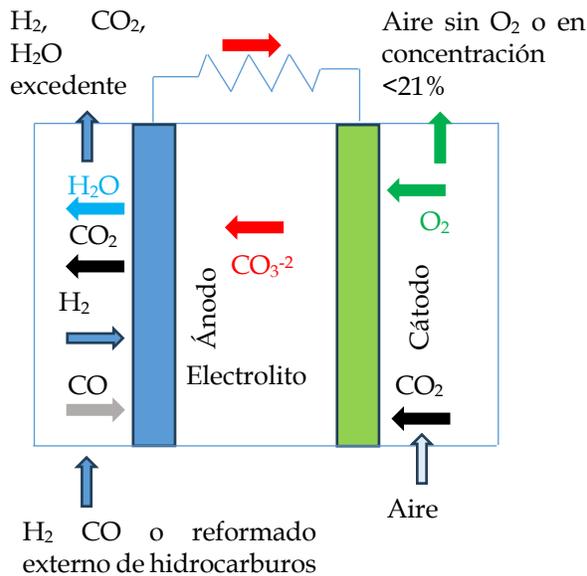


Figura 5. Esquema de funcionamiento de una celda FCMC. Adaptado de [7].

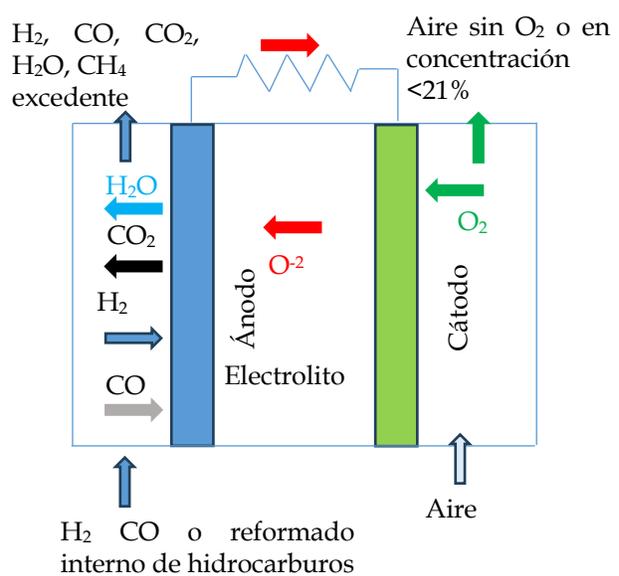
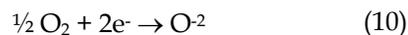
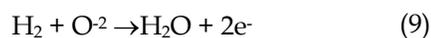


Figura 6. Esquema de funcionamiento de una celda SOFC. (Adaptado de [7]).

3.6 Celdas de óxidos sólidos (SOFC)

Esta celda trabaja hasta a 1.100°C por lo que, como electrolito, utiliza un material cerámico que es sólido a esa temperatura. La ventaja de estas celdas es que no necesitan de metales preciosos como catalizadores, ver figura 6. Las semi reacciones anódica y catódica son respectivamente:



El voltaje generado por esta celda es de 1,184 V.

Al trabajar a temperaturas menor a 800°C se denominan celdas IT-SOFC (Intermediate Temperatura) y al trabajar a temperatura mayor a 800°C se denominan T-SOFC.

El electrolito más usado en este tipo de celdas es la circonia dopada con itria (YSZ), que reúne las características de ser de baja conductividad electrónica, alta conductividad iónica y de los aniones de oxígeno. En cuanto a los electrodos, deben ser porosos para permitir el paso de los gases (H₂, CO y aire), prefiriéndose los óxidos con alta conductividad electrónica.

4. CONCLUSIONES

Se ha descrito el funcionamiento de una celda de combustible analizando el rol de cada una de sus partes. Además, se han enumerado los principales tipos de celda que actualmente existen, describiendo sus características y algunas ventajas y desventajas.

REFERENCIAS

- [1] A. M. Oliveira, R. R. Beswick, and Y. Yan, "A green hydrogen economy for a renewable energy society," *Curr. Opin. Chem. Eng.*, vol. 33, p. 100701, 2021, doi: 10.1016/j.coche.2021.100701.
- [2] J. Hoelzen, D. Silberhorn, T. Zill, and B. Bensmann, "ScienceDirect Hydrogen-



- powered aviation and its reliance on green hydrogen infrastructure e Review and research gaps," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 5, pp. 3108-3130, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.10.239.
- [3] S. Atilhan, S. Park, M. M. El-halwagi, M. Moore, and R. B. Nielsen, "ScienceDirect Green hydrogen as an alternative fuel for the shipping industry," *Curr. Opin. Chem. Eng.*, vol. 31, p. 100668, 2021, doi: 10.1016/j.coche.2020.100668.
- [4] S. S. Kumar and H. Lim, "An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13793-13813, 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.10.127.
- [5] M. İnci and Ö. Türksoy, "Review of fuel cells to grid interface: Configurations, technical challenges and trends," *J. Clean. Prod.*, vol. 213, pp. 1353-1370, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.12.281.
- [6] M. A. Abdelkareem, K. Elsaid, T. Wilberforce, M. Kamil, E. T. Sayed, and A. Olabi, "Environmental aspects of fuel cells: A review," *Sci. Total Environ.*, vol. 752, p. 141803, 2021, doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.141803.
- [7] J. Linares and B. Moratilla, *El hidrógeno y la energía*. Madrid, 2007.



CAPÍTULO 8 DAÑO POR HIDRÓGENO EN ALEACIONES

Alberto Monsalve

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

En el presente capítulo se exponen las teorías actualmente vigentes asociadas al denominado “daño por hidrógeno”, que es el daño que se produce en metales y aleaciones debido al ingreso por difusión de hidrógeno atómico a su interior. Se analizan tres casos documentados en la literatura: ataque por hidrógeno, ampollamiento y fragilización por hidrógeno. El primero ocurre cuando el hidrógeno reacciona con algún componente de la aleación (por ejemplo, el carbono en aceros), el segundo se asocia a la formación de moléculas de hidrógeno en el interior de la aleación y el tercero está asociado a la difusión de hidrógeno a las zonas de tracción asociadas a una grieta. Finalmente se analiza el tratamiento de deshidrogenado que se utiliza para extraer el hidrógeno en aceros.

PALABRAS CLAVE: Ampollamiento, Fragilización, ataque por hidrógeno.

ABSTRACT

This chapter presents the current theories associated with the so-called “hydrogen damage”, which is the damage that occurs in metals and alloys due to the entry by diffusion of atomic hydrogen into these metals and alloys. Three cases documented in the literature are analyzed: hydrogen attack, hydrogen blistering and embrittlement. The first occurs when hydrogen reacts with some component of the alloy (for example carbon in steels), the second is associated with the formation of hydrogen molecules inside the alloy and the third is related to the diffusion of hydrogen to the tensile zones associated with a crack. Finally, the dehydrogenation treatment used to extract hydrogen from steel is analyzed.

KEYWORDS: Blistering, hydrogen embrittlement, hydrogen attack.

1. INTRODUCCIÓN

Una de las alternativas al problema de disponer de suficiente energía para la humanidad, es el empleo de hidrógeno. Como se ha planteado, dado que el hidrógeno no se encuentra puro en la naturaleza, debe ser producido a partir de algún compuesto, como el agua o algún hidrocarburo. No obstante, una vez producido, es necesario transportarlo hacia otros puntos y además, es preciso

almacenarlo. En ambos casos, se emplean ductos y estanque hechos de metal, normalmente algún tipo de acero. Sin embargo, se sabe que el hidrógeno es capaz de interactuar con el metal o aleación, introducirse al interior y generar una alteración del comportamiento mecánico de dichos metales o aleaciones, lo que se conoce como daño por hidrógeno [1].

En el presente capítulo, se expondrán los tipos de daño que es capaz de producir el hidrógeno



en metales y aleaciones, con énfasis particular en el efecto producido sobre los aceros, analizándose los mecanismos de daño y las posibles soluciones que se han planteado para cada caso.

2. INGRESO DEL HIDRÓGENO AL INTERIOR DE LOS METALES

El hidrógeno puede ingresar dentro de una aleación en su forma atómica, es decir como un átomo neutro. En su estado molecular, es decir, como H_2 , tiene dificultades para ingresar al interior de las aleaciones, por el elevado volumen que supone una molécula, en comparación con el átomo. En estado iónico, es decir como H^+ , también resulta complicado su ingreso dentro de una aleación debido a la repulsión electrostática producida por los núcleos de los átomos. Por estas razones es que normalmente, el hidrógeno ingresa como átomo (es decir un protón y un electrón) al interior de las aleaciones [2].

2.1 Origen del ingreso de hidrógeno en el acero

A continuación se describirán las formas en que el hidrógeno puede ingresar en el acero. Se ha particularizado el análisis para el caso del acero, por la importancia tecnológica que presenta esta aleación.

Elaboración del acero

Cuando el acero está en estado líquido, puede ingresar hidrógeno al metal líquido debido a la solubilidad que presentan los gases en un líquido. Al enfriar el acero, parte del hidrógeno escapa del metal que solidificó y otra parte queda en el interior del acero solidificado.

Fabricación de una pieza

Durante la fabricación de una pieza, es preciso realizar en algunos casos, tratamientos superficiales, los cuales, de llevarse a cabo en un medio ácido, pueden producir contaminación del acero con hidrógeno. Un ejemplo de esto lo constituyen los

tratamientos de niquelado, cromado y otros que se realizan en medio ácido.

Durante el servicio

En el servicio de una pieza en un ambiente de pH bajo, es decir, en ambientes ácidos, es posible el ingreso de hidrógeno al interior del acero. También se da el caso de que una pieza se contamine con hidrógeno, cuando la pieza está en servicio en un ambiente rico en hidrocarburos, como lo que sucede en la industria petroquímica, incluso la presencia de humedad produce el ingreso de hidrógeno al interior de los aceros. Un análisis más detallado de la forma en que el hidrógeno interactúa con el acero (y con un metal en general), puede verse en la figura 1.

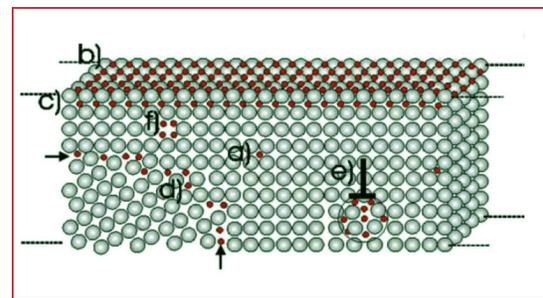


Figura 1. Resumen de la interacción del hidrógeno con el metal. (a) espacio intersticial; (b) adsorción en la superficie; (c) Ingreso a la primera capa de átomos; (d) Borde de grano; (e) Campo de tracción en una dislocación; (f) Espacio sustitucional. [3]

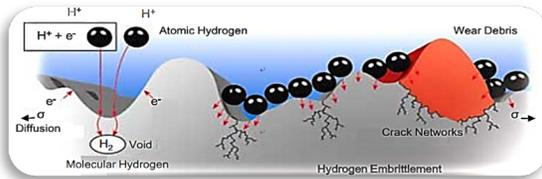
Los átomos de hidrógeno pueden ser adsorbidos en la superficie del metal (b), luego de lo cual ingresan a la primera capa de átomos (c). Una vez en el interior, los átomos de hidrógeno pueden alojarse en espacios intersticiales (a), sustitucionales (f), en bordes de grano (d) o bien en el campo tractivo de una dislocación (e).

En la figura 2 se esquematiza cómo los iones H^+ capturan electrones, transformándose en H atómico, el cual es capaz de ingresar al interior del acero formando hidrógeno molecular H_2 en el interior [1].



Figura 2. Formas en que el hidrógeno ingresa dentro de un metal [4].

También es posible que átomos de hidrógeno entren al interior del ac



ero, interactuando con las grietas. Cada uno de estos mecanismos, dará origen a un tipo de daño por hidrógeno.

3. TIPOS DE DAÑO POR HIDRÓGENO

El tipo de daño por hidrógeno se puede resumir en los siguientes tres tipos [5]:

- Ataque por hidrógeno
- Fisuración por hidrógeno (*blistering*)
- Fragilización por hidrógeno

A continuación se examinará en detalle cada uno de ellos.

3.1 Ataque por hidrógeno

En este caso el hidrógeno reacciona con carbono del acero, tal como se esquematiza en la figura 3, produciendo metano (CH₄). En primer lugar, ocurre la difusión de hidrógeno hacia el interior del acero, donde puede combinarse con el carbono de la cementita (Fe₃C), descomponiéndola de acuerdo a:



Enseguida se combina el hidrógeno con este carbono para dar metano, de acuerdo a:



Notar que, en la reacción de formación del metano, el hidrógeno aparece en forma atómica y no molecular, debido a que en el interior del metal, debe encontrarse en forma atómica.

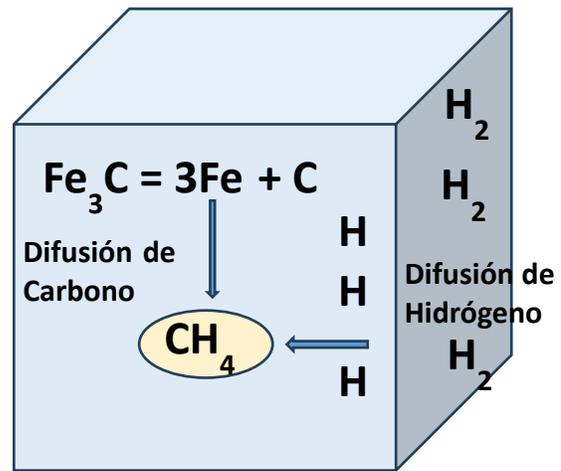


Figura 3. Ataque por hidrógeno en aceros (adaptada de [6])

3.2 Fisuración por hidrógeno (*blistering*)

En el caso anterior de ataque por hidrógeno se hacía mención a que el hidrógeno estaba en su forma atómica, ya que si el hidrógeno forma una molécula de hidrógeno, se genera un aumento en el volumen, de acuerdo a la reacción:



El cambio en la energía libre de esta reacción es muy negativo ($\Delta G = -437.646,4 \text{ J/mol}$ [1]), lo cual supone que la reacción ocurre de manera espontánea. A su vez, se puede demostrar que la formación de la molécula de hidrógeno genera un gran aumento en la presión, del orden de 10^{70} atmósferas. Esto produce el ampolamiento del material, tal como se muestra en la figura 4, donde puede observarse una lámina de acero que se ha delaminado como consecuencia precisamente de la gran presión generada al formarse la ampolla de hidrógeno.





Figura 4. Sección transversal de una placa de acero al carbono perteneciente a una refinería de petróleo que falló por ampollamiento por hidrógeno [7].

3.3 Fragilización por hidrógeno

La fragilización por hidrógeno ocurre cuando los átomos de hidrógeno son capaces de interactuar con las cargas tractivas presentes en el material. Se necesitan tres condiciones que se den en forma simultánea, como se muestra en la figura 5: un material susceptible de experimentar fragilización por hidrógeno, la presencia de tensiones tractivas y un ambiente agresivo (con presencia de hidrógeno).

Tal como se muestra en la figura 6, el hidrógeno migra desde la superficie del sólido hasta los campos tractivos asociados a la presencia de una grieta, específicamente a la vecindad de la punta, que es donde se concentran los esfuerzos de tracción [8].

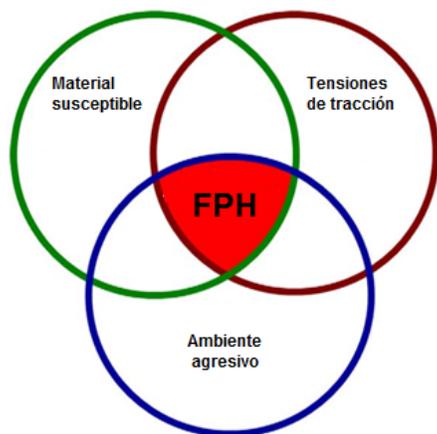


Figura 5. Condiciones que se deben cumplir para que un material experimente fragilización por hidrógeno. Un material susceptible, un ambiente corrosivo rico en hidrógeno y tensiones de tracción.

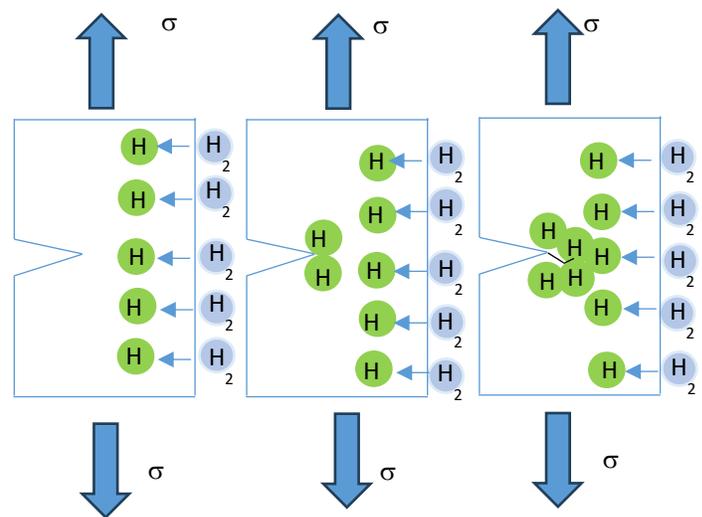


Figura 6. Esquema de la fragilización por hidrógeno (adaptada de [6]).

Esto ocurre debido a que el hidrógeno, al ser un átomo intersticial, difunde con facilidad, sin embargo, requiere de espacios en la red cristalina donde pueda localizarse con un mínimo de distorsión elástica de dicha red, lo que ocurre precisamente en esta vecindad.

La acumulación de átomos de hidrógeno, debilita esta zona, facilitando la propagación de grieta, generando el efecto neto de fragilización de la estructura.

La fragilización por hidrógeno afecta a los aceros, pero también a las aleaciones de aluminio y titanio. Depende además del nivel de las tensiones aplicadas: a mayor tensión, menor será el contenido de hidrógeno capaz de producir fragilización. La fuente de hidrógeno puede ser variada, desde un ambiente industrial rico en hidrógeno como es la industria de hidrocarburos, hasta la manipulación de ácidos e incluso un ambiente húmedo.

4. TRATAMIENTOS DE DESHIDROGENADO

Existen tratamientos estandarizados para eliminar el hidrógeno presente en un acero. La norma AMS2759-9, propone un tratamiento denominado "Baking" que consiste en un



calentamiento entre 190 y 220°C, por tiempos que dependen de la geometría de la pieza, pero que en general, son del orden de 30 a 60 minutos. En este tratamiento, el hidrógeno difunde hacia la superficie de la pieza, generándose el esperado deshidrogenado [9].

5. CONCLUSIONES

Se ha analizado el fenómeno de daño debido al ingreso de hidrógeno en metales y aleaciones, identificándose el daño debido a ataque por hidrógeno (reacción del hidrógeno con el carbono en aceros), el ampollamiento o blistering (formación de ampollas de hidrógeno molecular) y la fragilización por hidrógeno (difusión de hidrógeno hacia los campos tractivos de una grieta). Finalmente se expuso brevemente el proceso de deshidrogenado, identificándose una de las normas que describen dicho proceso.

REFERENCIAS

- [1] E. Otero-Huerta, *Corrosión y degradación de metales*. Madrid: Síntesis, 2001.
- [2] M. Nagumo, *Fundamentals of Hydrogen Embrittlement*. Springer International Publishing, 2016.
- [3] X. Li, X. Ma, J. Zhang, E. Akiyama, Y. Wang, and X. Song, "Review of Hydrogen Embrittlement in Metals: Hydrogen Diffusion, Hydrogen Characterization, Hydrogen Embrittlement Mechanism and Prevention," *Acta Metall. Sin. (English Lett.)*, vol. 33, no. 6, pp. 759–773, 2020, doi: 10.1007/s40195-020-01039-7.
- [4] E. y Negocios, "Hablemos de hidrógeno," 2015. <https://www.energiaynegocios.com.ar/hablemos-del-hidrogeno/> (accessed May 04, 2024).
- [5] R. A. Oriani, "Hydrogen embrittlement of steels," *Ann. Rev. Mater. Sci.*, vol. 8, pp. 327–357, 1978.
- [6] J. Ovejero-García, *Degradación de los aceros por efecto del hidrógeno*. Buenos

Aires: CNEA, 2016.

- [7] M. G. Fontana, *Corrosion Engineering*, Third Ed. Ohio: Mac Graw-Hill Book, 1987.
- [8] M. R. Louthan, "Hydrogen Embrittlement of Metals : A Primer for the Failure Analyst," pp. 289–307, 2008, doi: 10.1007/s11668-008-9133-x.
- [9] AMS2759-9, "Hydrogen Embrittlement Relief (Baking) of Steel Parts.," *SAE Int.*, 2018.



CAPÍTULO 9

USO DE HIDRÓGENO VERDE EN LA REDUCCIÓN DE ÓXIDOS DE HIERRO

Atenea Rodríguez

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

RESUMEN

El presente capítulo presenta las dos rutas para producir acero, y la problemática de las emisiones de CO₂ en la siderurgia, donde el uso de hidrógeno es una posible solución. El hidrógeno es mejor reductor que el monóxido de carbono en cuanto a termodinámica y cinética, pero la naturaleza endotérmica de la reducción del óxido de hierro con hidrógeno limita su uso en el alto horno, el cual no puede funcionar sin la combustión de carbón de coque. Luego se presentan seis tecnologías de reducción directa que pueden funcionar con hidrógeno: Midrex, Energiron, Circored, HYFOR, HPSR y HyFIT. Finalmente se presentan los proyectos de aplicación de hidrógeno verde en siderurgia de cuatro países: Chile, Suecia, Alemania y China.

PALABRAS CLAVE: Hidrógeno, Siderurgia, Energía renovable, Acero verde.

ABSTRACT

This chapter presents the two routes that siderurgy follows to produce steel, and its CO₂ emissions problem, where the use of hydrogen is a possible solution. Hydrogen is a better reducing agent than carbon monoxide regarding thermodynamics and kinetics, but the endothermic nature of the iron oxide's reduction with hydrogen limits its use in blast furnaces, which cannot operate without carbon combustion. Then, six direct reduction technologies that can operate with hydrogen are presented: Midrex, Energiron, Circored, HYFOR, HPSR and HyFIT. Finally, this chapter presents projects about green hydrogen applications in siderurgy in four countries: Chile, Sweden, Germany, and China.

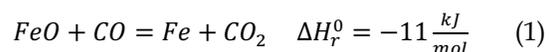
KEYWORDS: Hydrogen, Siderurgy, Renewable energy, Green steel.

1. INTRODUCCIÓN

La industria siderúrgica sola aporta entre 7 a 9% de las emisiones mundiales de CO₂, siendo uno de los mayores emisores de este gas [1]. Esto se debe a la combustión de carbón y al uso de monóxido de carbono como agente reductor en la reacción química para obtener el hierro.

El horno más utilizado en la industria siderúrgica es el Alto Horno (Blast Furnace,

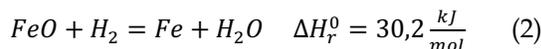
BF), el cual funciona con carbón de coque, que al quemarse como combustible, calienta el horno y libera CO, reduciendo el hierro según la siguiente reacción:



El arrabio producido mediante este proceso debe ser refinado posteriormente en un Convertidor Básico de Oxígeno (Basic Oxygen Furnace, BOF), para obtener acero [2].

Otra alternativa que existe en la industria es el uso de un reactor de Reducción Directa (Direct Reduction Iron, DRI), que reduce mineral de hierro utilizando gas natural. El hierro obtenido es posteriormente fundido en un Horno de Arco Eléctrico (Electric Arc Furnace, EAF), cuya alimentación es principalmente chatarra. En este proceso se produce menos CO₂ que en el caso del Alto Horno [3], pero cerca del 72% del acero es producido mediante la ruta BF-BOF, mientras que sólo el 28% del acero se produce con DRI-EAF[1].

Una solución para la reducción de las emisiones de CO₂ en la siderurgia es el uso de energías renovables e hidrógeno verde, tanto como combustible, como en la reacción misma de reducción. Al utilizar hidrógeno como reductor del óxido de hierro, el producto es hierro metálico y agua, según la siguiente reacción:



2. H₂ VS CO COMO REDUCTOR

Según la termodinámica, el hidrógeno es mejor reductor que el monóxido de carbono. Esto se debe a que la disminución en la energía libre de la reacción de hidrógeno formando agua es mayor que el correspondiente a la reacción de CO formando CO₂ a temperaturas mayores de 847°C, ver figura 1. Esta característica es aún más notoria con el hidrógeno en forma atómica e iónica, siendo este último el reductor más eficiente [4].

La etapa limitante, que tiene una influencia en la eficiencia total del proceso, en este caso es la cinética. Con respecto a esto, el hidrógeno ha demostrado tener una mejor cinética de reacción que el carbono, debido a que el hidrógeno tiene mejor difusión que el monóxido de carbono, principalmente porque el tamaño de la molécula de hidrógeno y la viscosidad del gas es menor que los del monóxido de carbono; además, una mayor temperatura significa un mejor comportamiento cinético [6].

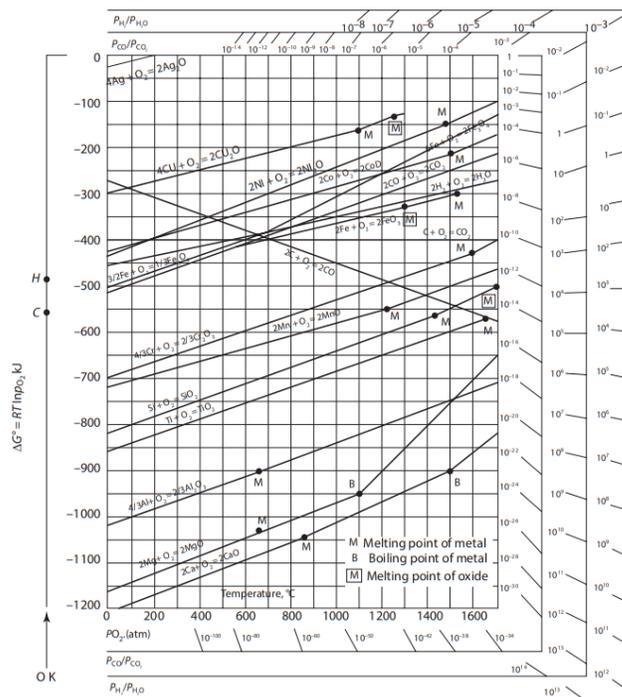


Figura 1. Diagrama de Ellingham [5].

La reacción de la ecuación (1) es exotérmica, mientras que la reacción de la ecuación (2) es endotérmica; esto significa que para reducir hierro con hidrógeno es necesario agregar energía al sistema para mantener una temperatura de reducción constante, lo que puede ser limitante. Por esto, en algunos casos en la industria, el hidrógeno es mezclado con CO para satisfacer la demanda energética y simultáneamente participar en la reducción de óxido de hierro [7].

3. TECNOLOGÍAS SIDERÚRGICAS

3.1. Alto horno

Debido a la naturaleza endotérmica de la reducción por hidrógeno, en el proceso BF-BOF no es posible sustituir totalmente el carbón coque con hidrógeno, porque si bien ciertas cantidades de hidrógeno pueden reemplazar una parte de coque, mayor es la demanda energética. Para esto se han propuesto soluciones indirectas, como utilizar

materiales ricos en hidrógeno, tal como biomasa, desechos plásticos, gas natural, gas del horno de coque, etc., y soluciones directas, como inyectar hidrógeno gaseoso. De esta manera, se reduciría en parte el consumo de carbón de coque y las emisiones de CO₂ [7].

El uso de agentes reductores auxiliares (ARA), tales como derivados del petróleo, carbón pulverizado, gas natural, entre otros, para disminuir el consumo de coque es una práctica habitual en la industria, principalmente por razones económicas. En el caso de utilizar solo hidrógeno como agente reductor auxiliar en un alto horno, las emisiones de CO₂ se pueden reducir entre un 20 y un 21% aproximadamente en condiciones óptimas, comparado con un proceso tradicional de alto horno que funcione con carbón pulverizado como agente reductor auxiliar [8], [9]. En pruebas en la industria, Nippon Steel logró una reducción de 33% de sus emisiones de CO₂ con inyecciones de hidrógeno calentado en febrero del 2024, la reducción de emisiones más alta del mundo, superando su propio récord de una disminución de 22% de CO₂ en agosto del 2023 [10].

En el caso de la ruta DRI-EAF, existen procesos implementados industrialmente que utilizan hidrógeno y mezclas de hidrógeno con gas natural, tales como los procesos Midrex, Energiron, Finmet y Circored [11]. El proceso Midrex es de tipo horno de cuba (shaft furnace), Energiron es de tipo horno de cuba de lecho móvil (moving bed shaft furnace), mientras que Finmet y Circored son de tipo lecho fluidizado.

3.2. Proceso Midrex

El proceso Midrex fue creado por el conglomerado Midland-Ross. Las plantas que utilizan la tecnología Midrex operan tradicionalmente con gas natural (Midrex NG), pero también pueden reducir los pellets de óxido de hierro con una mezcla de gas natural e hidrógeno (Midrex Flex), o solamente con hidrógeno (Midrex H₂). Este último puede operar con hidrógeno gris, hidrógeno azul e hidrógeno verde [12].

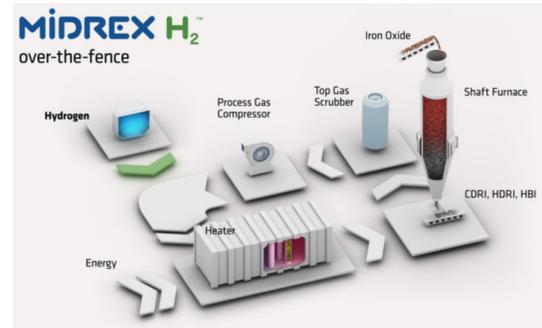


Figura 2. Proceso Midrex H₂[13].

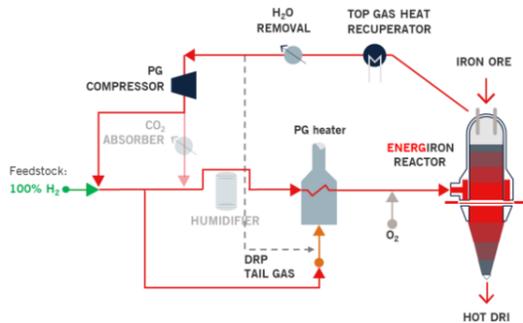
Como muestra la figura 2, el hidrógeno es introducido en un calentador eléctrico, alcanzando temperaturas cercanas a los 1000 °C, para luego entrar al reactor de reducción directa. Los productos pueden ser hierro de reducción directa en frío (Cold Direct Reduced Iron, CDRI), hierro de reducción directa en caliente (Hot Direct Reduced Iron, HDRI), y hierro briqueteado en caliente (Hot Briquetted Iron, HBI). Luego, un depurador de gases reduce la temperatura de los gases de salida (agua y H₂ en exceso que no reaccionó) y condensa el agua, para que finalmente el hidrógeno entre en un compresor de gases de salida y vuelva al circuito [14], [15], [16].

3.3. Proceso Energiron ZR

La compañía Tenova HYL, en conjunto con el grupo Danieli, desarrolló el proceso Energiron ZR. Su tecnología de reducción directa de pellets de óxido de hierro utiliza gas natural, pero también puede utilizar hidrógeno puro, dependiendo de la disponibilidad local [17].

Como muestra la figura 3, el hidrógeno entra a un calentador de gases de proceso que funciona con combustible antes de entrar al reactor Energiron. El producto es hierro de reducción directa caliente, pero también puede ser hierro de reducción directa frío y hierro briqueteado en caliente. Los gases de salida son vapor de agua e hidrógeno que no reaccionó en el proceso, los cuales pasan por un recuperador de calor y por un proceso para remover el agua. Finalmente, el hidrógeno

pasa por un compresor de gases de proceso, para volver al circuito.



100% Hydrogen

Figura 3. Proceso Energiron, con 100% H₂ [18].

Al igual que en el caso de Midrex, Energiron requiere leves cambios para trabajar con hidrógeno, comparado con el proceso con gas natural. En un proceso 100% hidrógeno no son necesarios el absorbedor de CO₂ y el humidificador, ya que el humidificador se utiliza para controlar la razón de carbono depositado en el hierro reducido [18], [19], [20].

3.4. Proceso Circored

Por otro lado, el proceso Metso Outotec Circored utiliza 100% de hidrógeno para reducir finos de mineral de hierro, sin necesidad de pelletizar. Circored es el único proceso de este tipo, a base de 100% hidrógeno, que ha demostrado su funcionalidad a una escala industrial, en una planta de demostración que operó en Point Lisas, Trinidad, produciendo 500.000 ton/año de hierro briqueteado en caliente (HBI). Esta planta empezó a operar el año 1999 y operó con normalidad hasta su cierre en el año 2005, debido a cambios en los dueños y razones económicas y políticas, incluido la evolución del mercado del acero y la falta de disponibilidad de gas natural [21].

Originalmente utilizaba hidrógeno producto de metano reformado, pero el proceso es independiente del origen del hidrógeno, por

lo que ha sido relanzado recientemente (año 2021) para su uso con hidrógeno verde y energías renovables, denominado como Circored+ [22].

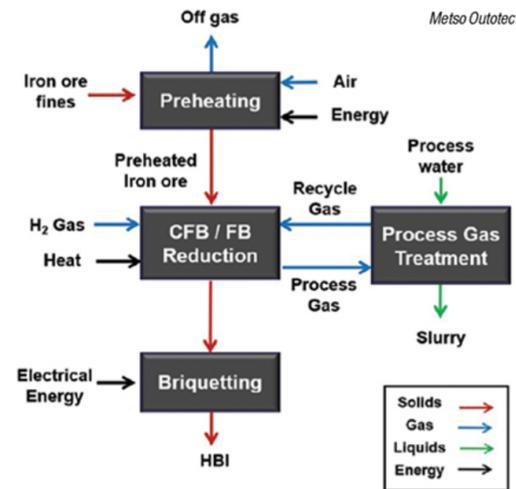


Figura 4. Proceso Circored [23].

Como muestra la figura 4, el proceso comienza pre-calentando los finos de mineral de hierro en un reactor a temperaturas entre 850 y 900°C. La etapa de reducción ocurre en dos etapas, primero el mineral se pre-reduce en un reactor de lecho fluidizado circulante (Circulating Fluidized Bed, CFB), y luego se reduce en un reactor de lecho fluidizado burbujeante (Bubbling Fluidized Bed, FB), esto a temperaturas de 630 - 650°C aproximadamente. Finalmente, los finos son briqueteados alrededor de 680°C [24].

3.5. Proceso HYFOR

La tecnología HYFOR (Hydrogen-based Fine-Ore Reduction), desarrollada por Primetals también es de lecho fluidizado y permite el uso exclusivo de hidrógeno verde o de bajo carbono como agente reductor. Es muy similar a la tecnología Finmet, desarrollada por Siemens VAI, el predecesor de Primetals, con la diferencia que Finmet utiliza gas natural con cerca de un 25% de hidrógeno como agente reductor. Actualmente HYFOR está operando en una planta piloto, instalada en el año 2021, en la siderúrgica austriaca Voestalpine, con

investigación a cargo de la universidad de Leoben, y con financiamiento del fondo de clima y energía de Austria [25], [26], [27].

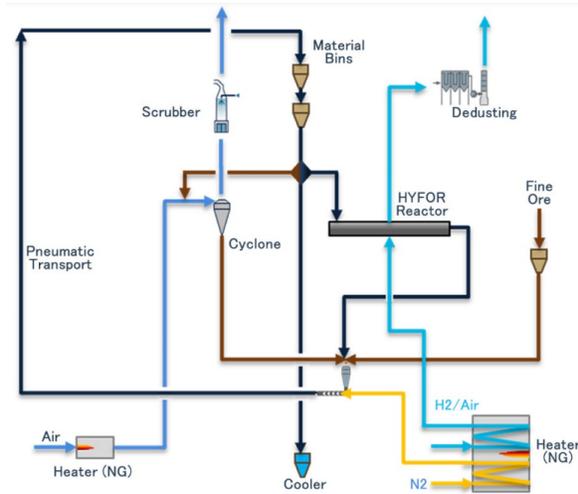


Figura 5. Circuito de planta piloto HYFOR [28].

El circuito empieza con una etapa de pre-calentamiento del mineral, antes de la reducción. Para esto, el mineral es cargado desde unos contenedores, directamente al flujo de aire caliente y entra en un ciclón. En el ciclón el mineral es separado del flujo de gas y vuelve a los contenedores, mientras que los gases de salida pasan por un depurador y un desnebulizador, antes de liberarse a la atmósfera. De esta manera, el mineral circula por el sistema más de una vez hasta alcanzar la temperatura deseada de 900°C aproximadamente. Luego de pre-calentar, el mineral es cargado desde los contenedores hasta el reactor de reducción directa, junto con hidrógeno pre-calentado requerido para la reducción. Los gases de salida pasan por una unidad de limpieza de polvo antes de ser liberado al ambiente, y este polvo fino vuelve a circular hacia el reactor HYFOR. Luego de la reducción, todo el hierro es recolectado nuevamente en los contenedores y finalmente es enfriado [28]. Con este hierro se puede producir HBI o puede ser enviado a un horno eléctrico.

3.6. Proceso HPSR

La reducción por plasma de hidrógeno (Hydrogen plasma smelting reduction, HPSR) es una tecnología que actualmente solo existe a escala laboratorio. Este proceso consiste en generar plasma pasando una corriente eléctrica a través de un gas, ionizando el hidrógeno. De esta manera, se inyectan los iones de hidrógeno, mezclados con argón, en el reactor de plasma, aprovechando el gran poder reductor del hidrógeno en su forma iónica para reducir óxidos de hierro. En el caso de construir procesos de este tipo a escala industrial, esta tecnología podría potencialmente reemplazar los hornos de coque, plantas aglomerantes, altos hornos, y operaciones siderúrgicas basadas en oxígeno. Al igual que en el caso de HYFOR, este proyecto está siendo investigado y desarrollado en una planta piloto que comenzó a operar el año 2021 en la siderúrgica Voestalpine, asociado con la universidad de Leoben, como parte del proyecto SuSteel (Sustainable Steelmaking) [4], [29], [30].

3.7. Proceso HyFIT

Otra tecnología a escala laboratorio es la tecnología HyFIT (Hydrogen-based Flash Ironmaking Technology), desarrollada por la Universidad de Utah. Esta utiliza un reactor Flash, tecnología tradicionalmente utilizada en metales no ferrosos, para producir hierro directamente desde un concentrado, utilizando hidrógeno o gas natural como combustible y agente reductor [31], [32].

4. ACERO VERDE EN CHILE

4.1. Aceros AZA

La empresa Aceros AZA se fijó como meta reducir en un 50% sus emisiones de CO₂ al 2030 y disminuir en un 5% el consumo de energía para el año 2025, todo esto con respecto al año 2019; y ser carbono neutral antes del año 2050.

Para alcanzar esta meta, la siderúrgica implementó el uso de energías renovables



como suministro de electricidad para sus plantas Colina y Renca, e inició en el año 2022 el estudio técnico para suministrar energía solar a tres de sus centros de reciclaje.

Además, ese mismo año, Aceros AZA comenzó las pruebas técnicas para utilizar hidrógeno verde en el horno de recalentamiento de palanquilla de acero reciclado, reemplazando al gas natural utilizado como combustible en este proceso. Este hidrógeno verde sería una producción local, y las pruebas técnicas las realizan en conjunto con la Universidad Técnica Federico Santa María para el desarrollo de pruebas piloto [33]. Cabe destacar que esto ya ha sido implementado con éxito por la empresa Ovako Steel en sus hornos de calentamiento de acero antes de laminarlo, en Hofors, Suecia [34].

4.2. H2V CAP

El gobierno de Chile adjudicó un fondo CORFO para el desarrollo de 6 proyectos para producir hidrógeno verde a lo largo del país, con el objetivo de descarbonizar distintos sectores productivos [35]. Uno de los proyectos financiados es el proyecto H2V del grupo CAP, el principal productor de acero en Chile, que recibirá US\$ 3,6 millones para desarrollar una planta piloto productora de hidrógeno verde en las instalaciones de la Siderúrgica Huachipato, en la región del Biobío, proyectada a entrar en funcionamiento en el año 2025.

El objetivo es inyectar este hidrógeno verde en el alto horno de la Compañía Siderúrgica Huachipato, disminuyendo el consumo de coque, y reduciendo hasta 17.000 ton de CO₂ al año a partir del 2026 [36], [37], [38], [39].

5. ACERO VERDE EN SUECIA

5.1. Proyecto HYBRIT

HYBRIT (Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology) es un proyecto conjunto de la compañía sueca SSAB (Swedish Steel AB), la empresa minera sueca LKAB y la

compañía de energía eléctrica estatal sueca Vattenfall. Empezó el año 2016, con el objetivo de producir acero verde, con una cadena de valor libre de combustibles fósiles.

En el año 2020 se completó una planta piloto de reducción directa, y en el año 2022 inauguraron la instalación de almacenamiento de hidrógeno en caverna de roca, primera en el mundo de ese tipo, que estará en período de prueba por dos años. Se planifica para el 2025 la puesta en marcha de una planta de demostración, para producir “acero verde” a nivel comercial a partir del año 2026 [40], [41].

Al igual que para la planta piloto, la planta de demostración utilizará la tecnología Energiron [42].

Este proyecto cuenta con financiamiento del Fondo de Innovación de la Unión Europea de 143 millones de euros [43].

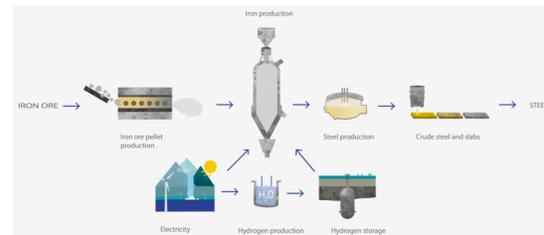


Figura 6. Circuito HYBRIT[44].

5.2. Proyecto H2 Green Steel

H2 Green Steel (H2GS AB) es una start-up fundada en el año 2020 por la compañía Vargas Holding, y es un proyecto del Centro Europeo de Aceleración del Hidrógeno Verde (EGHAC), respaldado por EIT InnoEnergy, y varios inversionistas. La iniciativa tiene el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ en un 95% con respecto a la siderurgia tradicional, y producir 5 millones de toneladas de acero verde anuales para el año 2030, siendo la primera planta siderúrgica a escala industrial del mundo a base de hidrógeno y energías renovables [45], [46].

El grupo SMS es un socio en el proyecto, y junto con Paul Wurth y Midrex proveerán la

tecnología para H2 Green Steel[47]. Además, H2 Green Steel firmó un acuerdo con una empresa minera canadiense subsidiaria de Rio Tinto para que esta empresa minera le suministre pellets de óxido de hierro por varios años[48]. Así mismo, también firmó un acuerdo con Porsche, para que H2 Green Steel suministre acero verde a partir del año 2026 para la fabricación de autos de esta marca [49].

Se espera que empiece a operar el año 2025, y para esto han recaudado cerca de 6,5 mil millones de euros en total, provenientes de endeudamiento con la Corporación Sueca de Crédito a la Exportación (SEK), bancos comerciales (BNP Paribas, ING, UniCredit, Societe Generale, KfW IPEX-Bank), el Banco Europeo de Inversiones (BEI), entre otros; y de inversores tales como Kinnevik, Hitachi Energy y Kobe Steel.

Además, tiene accionistas tales como Microsoft Climate Innovation Fund, Siemens Financial Service, Altor, GIC, Just Climate, Andra AP Fonden, Hy24, Temasek, entre otros. Cuenta con asesores legales y financieros como Milbank, Mannheimer Swartling, Societe Generale y KfW IPEX-Bank; y Morgan Stanley es su asesor de acciones [50], [51], [52], [53], [54].

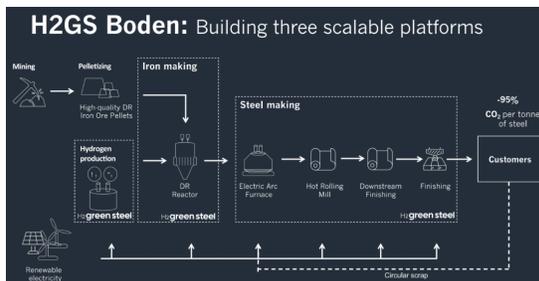


Figura 7. Circuito H2 Green Steel[48].

6. ACERO VERDE EN ALEMANIA

6.1. Proyecto SALCOS

Salzgitter AG es un conglomerado industrial siderúrgico con sede en la ciudad alemana de Salzgitter. El proyecto SALCOS (Salzgitter Low CO₂ Steelmaking) empezó a ser

desarrollado el año 2015 y su objetivo es gradualmente reemplazar los altos hornos con plantas de reducción directa, funcionando con hidrógeno verde, y de esta manera reducir más de un 95% las emisiones de CO₂ para el año 2033. La primera de estas plantas comenzaría a operar en el año 2026.

Salzgitter ya produce hidrógeno verde a través de electrólisis PEM, con energía proveniente de 7 turbinas eólicas construidas como parte del proyecto "WindH₂ - Wind Hydrogen Salzgitter".

Además, otro electrolizador se encuentra operando, bajo el nombre de "GrInHy2.0" (Green Industrial Hydrogen), el cual es un electrolizador que funciona con vapor que proviene del calor residual industrial de la producción de acero, y es el más grande del mundo de este tipo [55].

La planta de reducción directa en Salzgitter utilizará la tecnología Energiron[56].

6.2. Proyecto Hamburg H2

La planta de ArcelorMittal en Hamburgo es la única instalación DRI-EAF actualmente operando en Europa. Utiliza gas natural para reducir los óxidos de hierro, y luego alimenta el hierro de reducción directa, junto con chatarra en el horno eléctrico, utilizando tecnología Midrex.

El proyecto Hamburg H2 está diseñado para evaluar el reemplazo del gas natural por hidrógeno para obtener DRI a escala industrial, y también realizar pruebas para evaluar cómo el hierro de reducción directa libre de carbono reacciona en un horno eléctrico; se espera que esté en funcionamiento antes de que termine el año 2025. Para esto, se requiere un capital total de 110 millones de euros, de los cuales el gobierno alemán proporcionaría un apoyo financiero de 65 millones de euros.

Primero se realizarán pruebas con hidrógeno gris, pero el objetivo es que, en un futuro, la planta funcione con hidrógeno verde cuando

esté disponible en cantidades suficientes a un precio asequible, utilizando energía eólica [57], [58].

6.3. Proyecto tkH2Steel

El proyecto tkH2Steel de Thyssenkrupp Steel consiste en la construcción de una planta de reducción directa en la ciudad de Duisburg, reemplazando los alto hornos de la siderúrgica. Para esto, recibió un financiamiento cercano a 2.000 millones de euros de parte del gobierno alemán, de los cuales 700 millones de euros son fondos del estado de Renania del Norte-Westfalia, donde se encuentra la sede de Thyssenkrupp.

La planta comenzaría a operar el año 2027, inicialmente utilizando gas natural, para en un futuro utilizar hidrógeno verde producido con energía eólica, cuando el hidrógeno verde esté disponible en cantidades suficientes. La planta será construida por el grupo SMS [59], [60], [61].

7. ACERO VERDE EN CHINA

El gobierno chino anunció su objetivo de alcanzar la neutralidad en carbono para el año 2060, y debido a esto las empresas siderúrgicas del mayor productor de acero en el mundo están tomando algunas medidas para reducir sus emisiones. Si bien el uso de alto horno todavía domina fuertemente la industria del acero en China [62], empresas como Baowu Steel group y HBIS group están gradualmente cambiando sus operaciones a plantas basadas en el uso de hidrógeno.

HBIS group construyó una planta de reducción directa, con tecnología Energiron, en la provincia de Hebei, que utiliza gas de horno de coque, que contiene más de un 60% de hidrógeno. Además esta planta tiene un sistema de captura de CO₂ (Carbon Capture Utilization and Storage, CCUS) [63], [64].

Baowu Steel group también instaló una planta de reducción directa con tecnología Energiron, en la provincia de Guangdong. En este caso,

también aprovecha el gas de horno de coque, enriquecido con hidrógeno [65].

Estos procesos consideran el uso de hidrógeno gris, pero no se descarta el uso de hidrógeno verde en un futuro, considerando que China es el país que más utiliza carbón en el mundo pero también es pionero en el uso de energías renovables [66], [67].

8. FRAGILIDAD POR HIDRÓGENO

Finalmente, cabe destacar que un estudio publicado el año 2023 llegó a la conclusión que no hay peligro de fragilidad por hidrógeno en un acero proveniente de un proceso de reducción con este gas, ya que las concentraciones de hidrógeno son igual de bajas que en un acero que provenga de la reducción con monóxido de carbono. Al igual que con un acero convencional, puede existir fragilidad por hidrógeno si es expuesto a ambientes ricos en este gas, pero esto es independiente del origen del acero [68].

9. CONCLUSIONES

En este capítulo se ha abordado el uso del hidrógeno como combustible y/o agente reductor en procesos siderúrgicos, reemplazando el uso de monóxido de carbono, debido a la necesidad de descarbonizar este sector industrial que emite gran cantidad de CO₂. Se analizó la situación del alto horno, el cual no puede funcionar sin carbón de coque, ya que la inyección de hidrógeno tiene límites debido a la naturaleza endotérmica de su reacción con el óxido de hierro. También se presentaron tecnologías de reducción directa, tres de ellas ya probadas industrialmente, que pueden funcionar con 100% hidrógeno.

Finalmente, se presentaron proyectos relacionados con el uso de hidrógeno verde en la siderurgia en distintos países, incluido Chile, de los cuales el más avanzado es Suecia. De estos proyectos se puede desprender, en general, que los limitantes en implementar estos nuevos procesos, son la poca disponibilidad de hidrógeno verde, los costos

asociados (por ejemplo, la electricidad), y la necesidad de inversión y apoyo ya sea de empresas privadas, estatales y del gobierno de cada país.

REFERENCIAS

- [1] World Steel Association, *Steel facts*. 2018.
- [2] B. Schulz, Ed., «Capítulo 7: Siderurgia (Metalurgia del hierro)», en *Introducción a la metalurgia*, 2003. [En línea]. Disponible en: <https://www.metalurgia.usach.cl/apuntes-0>
- [3] Cassotis Consulting, «Emisiones de CO2 en el proceso de fabricación de acero», Insights. [En línea]. Disponible en: <https://es.cassotis.com/insights/emisiones-de-co2-en-el-proceso-de-fabricacion-de-acero>
- [4] B. Bhoi, P. Ranjan Behera, y C. Ranjan Mishra, «Production of green steel from red mud: a novel concept», en *6th International Symposium on High-Temperature Metallurgical Processing*, Springer International Publishers, 2016, pp. 19-26.
- [5] D. R. Gaskell y D. E. Laughlin, *Introduction to the thermodynamics of materials*, 6th ed. CRC Press, 2018.
- [6] H. Zuo, C. Wang, J. Dong, K. Jiao, y R. Xu, «Reduction kinetics of iron oxide pellets with H2 and CO mixtures», vol. 22, jun. 2015, doi: 10.1007/s12613-015-1123-x.
- [7] K. Ma, J. Deng, G. Wang, Q. Zhou, y J. Xu, «Utilization and impacts of hydrogen in the ironmaking processes: A review from lab-scale basics to industrial practices», jun. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.05.095.
- [8] C. Yilmaz, J. Wendelstorf, y T. Turek, «Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions», 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.03.162.
- [9] Cassotis Consulting, «Los impactos ambientales de la inyección de hidrógeno en los altos hornos», Insights. [En línea]. Disponible en: <https://es.cassotis.com/insights/impactos-ambientales-hidrogeno-altos-hornos>
- [10] «Verified the World's Highest Level of CO2 Emissions Reduction at 33% by Heated Hydrogen Injection in the Super COURSE50 Test Furnace», Nippon Steel. [En línea]. Disponible en: https://www.nipponsteel.com/en/news/20240206_100.html
- [11] D. Spreitzer y J. Schenk, «Reduction of Iron Oxides with Hydrogen – A Review», vol. 90, 2019, doi: 10.1002/srin.201900108.
- [12] R. Millner *et al.*, «MIDREX H2 – The Road to CO2-free Direct Reduction», presentado en AISTech 2021, ene. 2021. doi: 10.33313/382/125-20514-049.
- [13] «MIDREX H₂», Midrex. [En línea]. Disponible en: <https://www.midrex.com/technology/midrex-process/midrex-h2/>
- [14] Midrex Technologies, Inc, «MIDREX NG with H₂ addition: Moving from natural gas to hydrogen in decarbonizing ironmaking», 2022.
- [15] Midrex Technologies, Inc, «DIRECT FROM MIDREX», 2019.
- [16] Midrex Technologies, Inc, «DIRECT FROM MIDREX», 2021.
- [17] «Energiron ZR», Energiron, DRI technology by Tenova and Danieli. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiron.com/energiron-zr/>
- [18] A. Hertrich, «Green steel production through hydrogen-based Energiron DRI process», presentado en SEAISI 2021, The ASEAN iron and steel sustainability forum, 2021.
- [19] A. Manenti, «DRI Technology: Status, Trends and hydrogen use», presentado en AIST Virtual, MENA Steel Forum 2021, 2021.
- [20] Tenova HYL, «HYL News», diciembre de 2018.
- [21] M. Köpf, R. Valery, y S. Lang, «Circored Fine Ore Direct Reduction – A Proven Process to Decarbonize Steelmaking», vol. 4, 2023.
- [22] Metso Outotec Corporation, «Brochure: Circored - Fine Ore Direct Reduction,



- 100% Hydrogen based Fine Ore Reduction as one route to CO2 neutral steelmaking», 2021.
- [23] G. Ondrey, «Relaunching a process that uses 100% H2 for the direct reduction of iron ore», *Chemical Engineering*. [En línea]. Disponible en: <https://www.chemengonline.com/direct-reduction-of-iron-ore/>
- [24] S. Lang, M. Köpf, y R. Valery, «Circored Fine Ore Direct Reduction - a proven process to decarbonize steelmaking», *Metso*. [En línea]. Disponible en: <https://www.metso.com/insights/blog/mining-and-metals/circored-fine-ore-direct-reduction-a-proven-process-to-decarbonize-steelmaking/>
- [25] «Hydrogen-based ironmaking: MHI Australia and Primetals Technologies join Heavy Industry Low-Carbon Transition Cooperative Research Centre», *Mitsubishi Heavy Industries*. [En línea]. Disponible en: <https://www.mhi.com/news/210825.html>
- [26] «HYFOR pilot plant under operation - the next step for carbon free, hydrogen-based direct reduction is done», *Primetals technologies*. [En línea]. Disponible en: <https://www.primetals.com/press-media/news/hyfor-pilot-plant-under-operation-the-next-step-for-carbon-free-hydrogen-based-direct-reduction-is-done>
- [27] «Climate-neutral industry: Paths towards clean, competitive manufacturing», *Energy innovation Austria*, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy-innovation-austria.at/article/hyfor/?lang=en>
- [28] D. Spreitzer *et al.*, «HYFOR - Hydrogen-based Fine-Ore Reduction», vol. 59, jun. 2022.
- [29] M. N. Seftejani, «Reduction of hematite using hydrogen plasma smelting reduction», *Universidad de Leoben, Austria*, 2020.
- [30] Green Steel World Editorial Team, «Voestalpine researching into hydrogen plasma for green steel production», *Green Steel World*. [En línea]. Disponible en: <https://greensteelworld.com/voestalpine-researching-into-hydrogen-plasma-for-green-steel-production>
- [31] H. Y. Sohn, M. Elzohiery, y D.-Q. Fan, «Development of the Flash Ironmaking Technology (FIT) for Green Ironmaking with Low Energy Consumption», *LIDSEN Publ. Inc*, vol. 3, 2021, doi: 10.21926/jept.2103042.
- [32] J. Neumann, F. Damm, y P. Stephan, «Advanced Exergy Analysis of the Flash Ironmaking Process», presentado en *Proceedings of ECOS 2023 - The 36th International conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Las Palmas de Gran Canaria, España, jun. 2023. doi: 10.52202/069564-0016.
- [33] Gerencia de sostenibilidad, «Reporte de sostenibilidad 2022: El futuro se construye con Acero Verde», *AZA Acero Sostenible*, abr. 2023.
- [34] «Our hydrogen plant», *Ovako*. [En línea]. Disponible en: <https://www.ovako.com/en/about-ovako/our-hydrogen-plant/>
- [35] «Chile adjudica usd\$50 millones para proyectos de hidrógeno verde», *Ministerio de Energía, Gobierno de Chile*. [En línea]. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/chile-adjudica-usd50-millones-para-proyectos-de-hidrogeno-verde>
- [36] «Fabricar aceros de manera sostenible: El proyecto de CAP para usar hidrógeno verde en sus procesos», *Siderúrgica Huachipato*. [En línea]. Disponible en: https://www.siderurgicahuachipato.cl/cap_acero/fabricar-aceros-de-manera-sostenible-el-proyecto-de-cap-para-usar/2022-01-06/122230.html
- [37] J. Pizzoleo, «CAP desarrolla una planta piloto de hidrógeno verde en Talcahuano», *Reporte minero & energético*. [En línea]. Disponible en: <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2023/03/cap-desarrolla>



- planta-piloto-hidrogeno-verde-talcahuano
- [38] «Memoria integrada 2022, crecimiento sostenible», CAP. [En línea]. Disponible en: <https://www.cap.cl/cap2023/es/crecimiento-sostenible.html>
- [39] A. Torres, «Pese a posible cierre: continúa proyecto de Hidrógeno Verde en Huachipato», Concepción, 29 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.diarioconcepcion.cl/economia/2024/03/29/a-pesar-del-cierre-continua-proyecto-de-hidrogeno-verde-en-huachipato.html>
- [40] F. Herranz, «Innovación siderúrgica sueca, La tecnología HYBRIT: cómo fabricar acero con hidrógeno y sin emitir dióxido de carbono», Industry Talks. [En línea]. Disponible en: <https://industrytalks.es/la-tecnologia-hybrid-como-fabricar-acero-con-hidrogeno-y-sin-emitir-dioxido-de-carbono/>
- [41] J. A. Roca, «Inauguran en Suecia la primera instalación de almacenamiento de hidrógeno en caverna del mundo», El periódico de la energía. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/inauguran-en-suecia-la-primera-instalacion-de-almacenamiento-de-hidrogeno-en-caverna-del-mundo/>
- [42] «LKAB selects ENERGIRON® for its demonstration plant in northern Sweden», Tenova. [En línea]. Disponible en: <https://tenova.com/newsroom/press-releases/lkab-selects-energironr-its-demonstration-plant-northern-sweden>
- [43] Directorate-General for Climate Action, «The HYBRIT story: unlocking the secret of green steel production», European Commission. [En línea]. Disponible en: https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/hybrid-story-unlocking-secret-green-steel-production-2023-06-20_en
- [44] «Hybrit», HYBRIT Fossil-Free Steel. [En línea]. Disponible en: <https://www.hybritdevelopment.se/en/>
- [45] D. Gupta, «H2 Green Steel Story – the Quest for Earth’s Sustainable Future», Midrex. [En línea]. Disponible en: <https://www.midrex.com/tech-article/h2-green-steel-story-the-quest-for-earths-sustainable-future/>
- [46] «Powering a new, clean industrial revolution», H2 Green Steel. [En línea]. Disponible en: <https://www.h2greensteel.com/>
- [47] «The world’s first carbon-neutral steel plant», SMS Group. [En línea]. Disponible en: <https://www.sms-group.com/en-cz/plants/projects/h2-green-steel>
- [48] «Rio Tinto and H2 Green Steel partner to accelerate the green steel transition», Rio Tinto. [En línea]. Disponible en: <https://www.riotinto.com/en/news/releases/2023/rio-tinto-and-h2-green-steel-partner-to-accelerate-the-green-steel-transition>
- [49] «Porsche plans to use CO2-reduced steel from H2 Green Steel in sports cars from 2026», H2 Green Steel. [En línea]. Disponible en: <https://www.h2greensteel.com/latestnews/porsche-plans-to-use-co2-reduced-steel-from-h2-green-steel-in-sports-cars-from-2026>
- [50] «Leading European financial institutions support H2 Green Steel’s €3.5 billion debt financing», H2 Green Steel. [En línea]. Disponible en: <https://www.h2greensteel.com/latestnews/leading-european-financial-institutions-support-h2-green-steels-35-billion-debt-financing>
- [51] «New H2 Green Steel industrial initiative will produce 5M tons of high-quality CO2-free steel, mobilize 2.5B€ investments and create 10,000 jobs», EGHAC European Green Hydrogen Acceleration Center. [En línea]. Disponible en: <https://eghac.com/new-h2-green-steel-industrial-initiative-will-produce-5m-tons-of-high-quality-co2-free-steel-mobilize-2-5be-investments-and-create-10000-jobs/>



- [52] A. Vilela, «H2 Green Steel se convierte en uno de los proyectos de tecnología climática mejor capitalizados de Europa», H2 Business News. [En línea]. Disponible en: <https://h2businessnews.com/h2-green-steel-se-convierte-en-uno-de-los-proyectos-de-tecnologia-climatica-mejor-capitalizados-de-europa/>
- [53] «H2 Green Steel raises more than €4 billion in debt financing for the world's first large-scale green steel plant», H2 Green Steel. [En línea]. Disponible en: <https://www.h2greensteel.com/latestnews/h2-green-steel-raises-more-than-4-billion-in-debt-financing-for-the-worlds-first-large-scale-green-steel-plant>
- [54] «Sweden's H2 Green Steel raises \$5.2 bln in new funding», Reuters. [En línea]. Disponible en: <https://www.reuters.com/business/swedens-h2-green-steel-raises-52-bln-new-funding-2024-01-22/>
- [55] «We make steel green - SALCOS - Salzgitter AG», Salzgitter AG People, Steel and Technology. [En línea]. Disponible en: <https://salcos.salzgitter-ag.com/en/salcos.html>
- [56] «Energiron® direct reduction plant contracted by Salzgitter AG represents a SALCOS® milestone reached», Tenova. [En línea]. Disponible en: <https://tenova.com/newsroom/press-releases/energiron-direct-reduction-plant-contracted-salzgitter-ag-represents>
- [57] «Hamburg H2: Working towards the production of zero-carbon emissions steel with hydrogen», ArcelorMittal. [En línea]. Disponible en: <https://corporate.arcelormittal.com/climate-action/decarbonisation-technologies/hamburg-h2-working-towards-the-production-of-zero-carbon-emissions-steel-with-hydrogen>
- [58] «Hydrogen-based steelmaking to begin in Hamburg», ArcelorMittal. [En línea]. Disponible en: <https://corporate.arcelormittal.com/media/cases-studies/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg>
- [59] «tkH2Steel®: With hydrogen to carbon-neutral steel production», Thyssenkrupp. [En línea]. Disponible en: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/company/sustainability/climate-strategy/climate-strategy.html>
- [60] «Germany targets \$2.1 billion in funding for Thyssenkrupp green steel plant», Reuters. [En línea]. Disponible en: <https://www.reuters.com/markets/europe/german-econ-ministry-plans-2-bln-euro-funding-thyssenkrupp-2023-06-05/>
- [61] «thyssenkrupp Steel awards a contract worth billions of euros to SMS group for a direct reduction plant: one of the world's largest industrial decarbonization projects gets underway», SMS Group. [En línea]. Disponible en: <https://www.sms-group.com/press-and-media/press-releases/press-release-detail/thyssenkrupp-steel-awards-a-contract-worth-billions-of-euros-to-sms-group-for-a-direct-reduction-plant>
- [62] X. Shen y L. Myllyvirta, «China's steel sector invests USD 100 billion in coal-based steel plants, despite low profitability, overcapacity and carbon commitments», *CREA Centre for Research on Energy and Clean Air*, agosto de 2023.
- [63] A. Dokso, «HBIS Group Pioneers Hydrogen Metallurgy, Transforming Steel Industry», Energy News. [En línea]. Disponible en: <https://energynews.biz/hbis-group-pioneers-hydrogen-metallurgy-transforming-steel-industry/>
- [64] «HBIS is producing DRI by using more than 60% of hydrogen», Tenova. [En línea]. Disponible en: <https://tenova.com/newsroom/latest-tenova/hbis-producing-dri-using-more-60-hydrogen>
- [65] «First-ever DRI production for Baowu in China». [En línea]. Disponible en: <https://tenova.com/newsroom/latest-tenova/first-ever-dri-production-baowu-china>



- [66] E. White, «China edges closer to embracing green hydrogen», Financial Times. [En línea]. Disponible en: <https://www.ft.com/content/596736ca-7b1b-4f9c-a490-4d7602d34de0>
- [67] World Economic Forum, «Green Hydrogen in China: A Roadmap for Progress». junio de 2023.
- [68] Ö. Özgün, X. Lu, Y. Ma, y D. Raabe, «How much hydrogen is in green steel?», 2023, doi: 10.1038/s41529-023-00397-8.



CAPÍTULO 10 PROPUESTA DE DESARROLLO

Alberto Monsalve

Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile

1. INTRODUCCIÓN

A través del desarrollo de este trabajo se ha concluido la etapa 1 de investigación, producto del convenio de colaboración entre la Armada de Chile y la Universidad de Santiago de Chile, a través de la Facultad de Ingeniería.

2. ESTADO FINAL DESEADO

El estado final deseado es generar los conocimientos básicos y avanzados relativos al efecto del hidrógeno en el acero, con el fin de que, en un futuro cercano, la industria marítima pueda incursionar con éxito en el empleo de hidrógeno verde en los sistemas almacenamiento y propulsión de las embarcaciones. Para esto se define la hoja de ruta que se describe a continuación.

3. HOJA DE RUTA

A partir de lo expuesto en el quinto capítulo de este trabajo, ha quedado clara la importancia que reviste para la industria naval, el hidrógeno verde y sus derivados (amoníaco, metanol y dimetil éter) y sus efectos en las propiedades mecánicas y en las características microestructurales de aceros usados típicamente en la industria naval, además de las consecuencias directas que tiene el hidrógeno en los metales, como se pudo comprender en el capítulo octavo. A partir de estas consideraciones, es posible plantear la siguiente hoja de ruta, con seis hitos para alcanzar el estado final deseado:

Hito 1: Dada la relevancia planteada en los capítulos previos del hidrógeno y sus derivados, y particularmente cómo pueden contribuir a la industria naval, se plantea

como primer hito lo siguiente “**Estudio del efecto del hidrógeno, amoníaco, metanol y dimetil éter en aceros de uso naval**”, lo anterior permitirá evaluar el impacto de los distintos vectores energéticos sobre aceros usados hoy en día en buques de la Armada, permitiendo identificar si será posible la reutilización de los actuales estanques y sistemas de tuberías de buques, o si requerirán modificaciones dependiendo del efecto de cada vector energético.

Se evaluará el daño por hidrógeno, amoníaco, metanol y dimetil éter a cuatro aceros de importancia para la ARMADA: HY-80, HLES-80, AH-32 y AH-36. Los aceros serán sometidos a carga por hidrógeno y exposición con amoníaco, metanol y dimetil éter, luego de lo cual, serán sometidos a ensayos de evaluación de propiedades mecánicas de acuerdo con el procedimiento descrito en la norma ASTM F1624. Se realizarán además ensayos de tenacidad a la fractura de acuerdo a la norma ASTM E1820 y de fatiga de acuerdo a la norma ASTM E637. Se llevará a cabo la caracterización metalúrgica y fractográfica mediante microscopía óptica y electrónica de barrido, con el fin de estudiar y determinar los micromecanismos de fractura. Se construirán las curvas esfuerzo versus número de ciclos y la curva de Paris para cada acero, determinando el cambio en la vida útil a fatiga, en la tenacidad a la fractura y en las propiedades de tracción que produce el hidrógeno en cada material.

Para el desarrollo de este hito se han gestionado una serie de consumos que permitirá comenzar la investigación en cuanto se resuelva por la Armada continuar con esta etapa, reduciendo tiempos administrativos y optimizando tiempos de investigación. Los



mencionados consumos se encuentran detallados en el anexo “A” de este libro.

Hito 2: Además del almacenamiento, se debe considerar los sistemas de transferencia de los buques y naves a flote, considerando que particularmente el hidrógeno podría requerir sistemas de transferencia a altas presiones por lo que se ha planteado como segundo hito el **“Análisis del efecto del hidrógeno, en tuberías, de características idénticas a las usadas para la transferencia de combustible en naves, sometidas a presión”**, permitiendo identificar la posible reutilización de cañerías instaladas a bordo, para la transferencia de hidrógeno a distintas presiones.

Hito 3: Rescatando la información del hito 1, se puede definir de una mejor manera el alcance del presente hito, para así lograr establecer de forma exhaustiva de qué forma afectará el amoníaco a los sistemas de almacenamiento y transferencia de las naves, por lo que se plantea como tercer hito la **“Evaluación del efecto del amoníaco en aceros de uso naval”** para poder categorizar los aceros que serán utilizados para el almacenamiento y transferencia de amoníaco como combustible en naves.

Hito 4: Rescatando la información del hito 1, se puede definir de una mejor manera el alcance del presente hito, para así lograr establecer de forma exhaustiva de qué forma afectará el metanol a los sistemas de almacenamiento y transferencia de las naves, por lo que se plantea como cuarto hito la **“Cuantificación del efecto del metanol en aceros de uso naval”** para poder categorizar los aceros que serán utilizados para el almacenamiento y transferencia de metanol como combustible en naves.

Hito 5: Rescatando la información del hito 1, se puede definir de una mejor manera el

alcance del presente hito, para así lograr establecer de forma exhaustiva de qué forma afectará el dimetil éter a los sistemas de almacenamiento y transferencia de las naves, por lo que se plantea como quinto hito la **“Evaluación del efecto del dimetil éter en aceros de uso naval”** para poder categorizar los aceros que serán utilizados para el almacenamiento y transferencia de dimetil éter como combustible en naves.

Hito 6: Finalmente, se estima que se podrá definir, según el producto que se determine usará la nave, qué tipo de acero requerirá para su almacenamiento y transferencia, pero para lograr esta última etapa, es necesario establecer el sexto hito de la siguiente forma **“Comparar los resultados obtenidos en cada uno de los hitos anteriores, con el fin de obtener conclusiones relativas al efecto del hidrógeno, el amoníaco, el metanol y el dimetil éter, sobre los aceros usados en la industria naval”** permitiendo que una vez que se transporten estos vectores energéticos verdes, se haga de forma segura y conociendo los efectos en la vida útil de las distintas naves.

Es importante destacar que, como todo proceso de investigación y desarrollo, se podrían generar variaciones en la presente hoja de ruta, por lo que se recomienda su actualización con el cumplimiento de cada hito de desarrollo.



ANEXO "A"

LISTA DE CONSUMOS GESTIONADOS PARA EL DESARROLLO DE LA
SIGUIENTE ETAPA DE INVESTIGACIÓN "HITO 1"

Consumos
Gases para funcionamiento de equipos (5 botellas de Argón, 5 botellas de oxígeno, 5 botellas de nitrógeno etc).
Reactivos de laboratorio de metalografía (3 Kg Alúmina, 100 pliegos de lijas, 10 litros de diversos reactivos etc.)
Reactivos para microscopía electrónica de barrido (recubrimientos metálicos, 5 litros de etanol, 25 filamentos de tungsteno etc.)
150 Probetas
10 litros de Reactivos de ataque

