

Global outlook for green synthetic fuels: technologies, advances, and challenges in the energy transition

PERSPECTIVA GLOBAL DE LOS COMBUSTIBLES SINTÉTICOS VERDES: TECNOLOGÍAS, AVANCES Y DESAFÍOS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Sebastián Orias-Rodríguez ^{1,a}, Jerson González-Hernández ^{2,b}, Diego González-Flores ^{3,c}

Los combustibles sintéticos verdes (de fuentes renovables y bajas emisiones) se obtienen a partir de hidrógeno verde, combinado con CO₂ de fuentes sostenibles o N₂ del aire, utilizando energía renovable. Diversas tecnologías basadas en electrolizadores y reactores permiten la síntesis de productos tales como metano, metanol, amoniaco, e inclusive, hidrocarburos de cadenas más largas. Su principal ventaja con respecto al uso del hidrógeno verde radica en la posibilidad de aprovechar gran parte de la infraestructura existente para su almacenamiento, transporte y utilización. Dichas características posicionan los combustibles sintéticos verdes como una alternativa promisoria para la descarbonización de sectores difíciles de decarbonizar en la industria y en la economía global. Esta revisión se enfoca en la descripción de las tecnologías existentes para producir este tipo de combustibles centrándose en sus ventajas, desventajas y aplicaciones a nivel global. La comprensión del desarrollo y del auge de estas tecnologías es de gran relevancia para la creación e implementación de políticas públicas con el fin de tomar decisiones informadas en la transición energética Latinoamericana, así como para promover la incorporación e innovación en dichas tecnologías.

Palabras clave: combustibles sintéticos, metanol; metano; amoniaco; gasolina; electrólisis; captura de CO₂.

Green synthetic fuels (from renewable sources and low emission) are produced from green hydrogen, combined with CO₂ from sustainable sources or N₂ from the air, using renewable energy. Various electrolyzer and reactor technologies enable the synthesis of products such as methane, methanol, ammonia, and even longer-chain hydrocarbons. Their main advantage with respect to the use of green hydrogen lies in the possibility of taking advantage of a large part of the existing infrastructure for its storage, transportation, and use. These characteristics position green synthetic fuels as a promising alternative for decarbonizing sectors that are difficult to decarbonize in industry and the global economy. This review outlines existing technologies to produce this type of fuel, focusing on their advantages, disadvantages, and applications at a global level. Understanding the development and expansion of these technologies is of great relevance for the creation and implementation of public policies in order to make informed decisions in the Latin American energy transition and promote the incorporation and innovation of these technologies.

Keywords: synthetic fuels, methanol; methane; ammonia; gasoline; electrolysis; CO₂ capture.

Recibido: 8 de noviembre de 2024. Aceptado en forma final: 23 de abril de 2025

Cómo citar este artículo: Orias-Rodríguez, S., González-Hernández, J. y González-Flores, D.: "Perspectiva global de los combustibles sintéticos verdes: tecnologías, avances y desafíos en la transición energética". Revista de Química, 2025, 39 (1) 15-36.

DOI: <https://doi.org/10.18800/quimica.202501.002>

¹ Centro de Electroquímica y Energía Química (CELEQ) y Escuela de Ingeniería Química, Universidad de Costa Rica.

² Centro de Investigaciones Agronómicas, Universidad de Costa Rica.

³ Centro de Electroquímica y Energía Química (CELEQ) y Escuela de Química, Universidad de Costa Rica.

^a  <https://orcid.org/0009-0001-0574-5023> (sebastian.orias@ucr.ac.cr).

^b  <https://orcid.org/0000-0003-1688-4050> (jerson.gonzalez@ucr.ac.cr).

^c  <https://orcid.org/0000-0002-0403-2494> (diegoandres.gonzalez@ucr.ac.cr)



INTRODUCCIÓN

Los combustibles sintéticos verdes (conocidos como *e-fuels* o electrocombustibles) producidos a partir de energía renovable y con bajas emisiones, representan una solución para descarbonizar los sectores que son difíciles de electrificar, como el transporte marítimo y aéreo, y la industria pesada¹⁻³. Las rutas para producir metanol, amoníaco y metano sintético, así como la ruta Fischer-Tropsch, son tecnologías prometedoras para reducir significativamente las emisiones de CO₂, por su potencial para transformar energía renovable, agua, nitrógeno y dióxido de carbono en combustibles e insumos industriales que contribuyen a descarbonizar, incluso, otros sectores económicos como el agroindustrial y el químico⁴⁻⁶.

Dichos combustibles sintéticos, elaborados a partir de fuentes renovables como la biomasa o la electricidad generada por energías limpias (eólica, fotovoltaica, etc..), responden a la necesidad de buscar soluciones sustentables a la transición energética. Su proceso de producción emplea hidrógeno verde (H₂V), obtenido mediante la electrólisis del agua, y nitrógeno o gases de efecto invernadero (GEI) como el CO₂, que al combinarse mediante procesos catalíticos avanzados generan hidrocarburos sintéticos.

La principal ventaja de estos combustibles radica en su característica carbono-neutral, ya que el CO₂ emitido durante su combustión equivale exactamente al carbono capturado durante su proceso de producción. Esta propiedad, aunada a su capacidad de utilizarse en motores convencionales sin modificaciones y aprovechar la infraestructura existente, los

posiciona como una alternativa viable para promover una economía más sostenible, aunque actualmente se enfrentan a desafíos relacionados con sus costos de producción y la necesidad de grandes cantidades de energía renovable para su fabricación.

En el contexto latinoamericano, el desarrollo de combustibles sintéticos verdes representa una oportunidad para aprovechar el abundante potencial de energías renovables de la región y posicionarse en la nueva economía global del hidrógeno. Sin embargo, esto requerirá no solo inversiones significativas en infraestructura y desarrollo tecnológico, sino también marcos regulatorios adecuados y políticas públicas que incentiven su adopción.

Esta revisión muestra un análisis comprensivo del estado actual de las tecnologías involucradas en la producción de combustibles sintéticos verdes, con énfasis en las rutas de síntesis más promisorias para metano, metanol, amoníaco y el proceso Fischer-Tropsch, tal como se observa en la Figura 1. Se examinan los avances recientes, desafíos pendientes y perspectivas futuras para su implementación a escala industrial, considerando aspectos técnicos, económicos y ambientales.

Las rutas sintéticas presentes en la Figura 1 están basadas en la captura de elementos del aire y otras fuentes que, junto con el uso de electricidad renovable, abren la posibilidad de una producción más sostenible y con menor impacto en términos de emisiones de GEI. A continuación, se

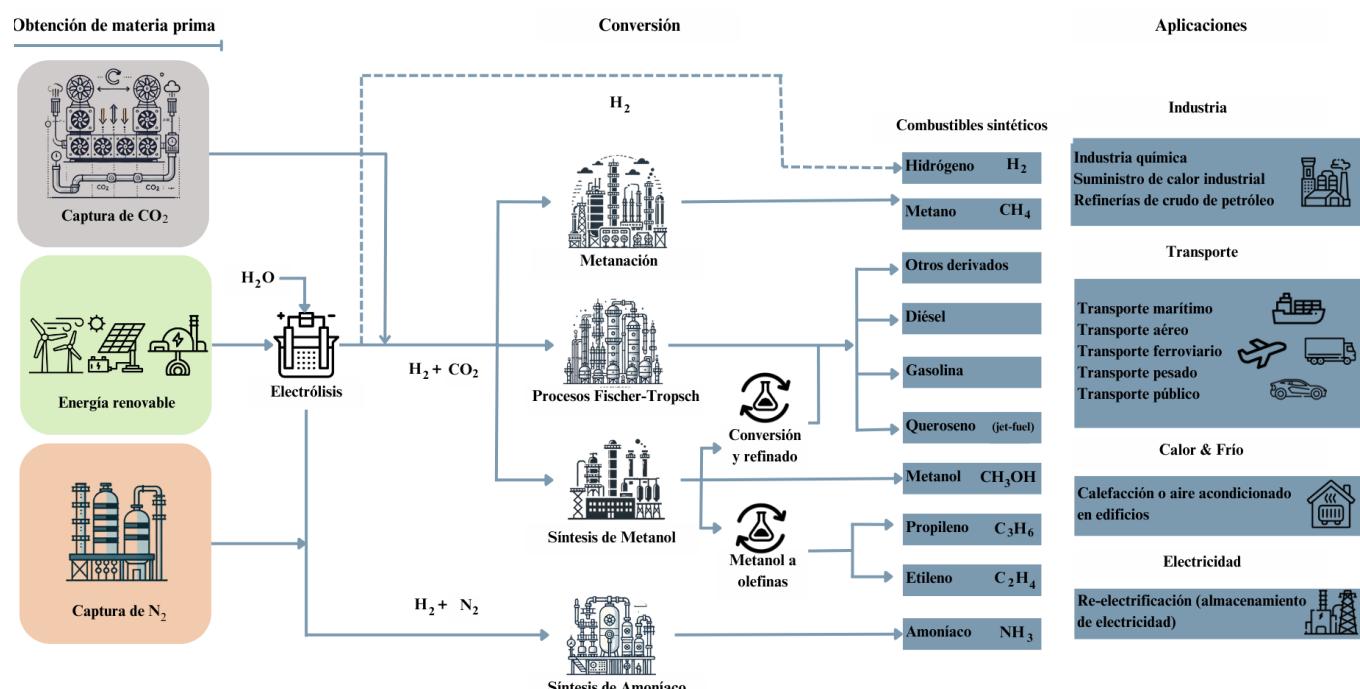


Figura 1. Posibles rutas sintéticas para la reducción de las emisiones de GEI en diferentes sectores productivos. Figura adaptada de la referencia: Deutsche Energie-Agentur. *Power to X: Technologien*; Berlin, 2018 (accessed 2025-01-21)¹²³

exponen las principales tecnologías existentes para cada uno de los pasos que se muestran en este diagrama, así como sus ventajas, desventajas y principales retos.

OBTENCIÓN DE MATERIAS PRIMAS PARA LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES SINTÉTICOS

Producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua

La electrólisis del agua es un proceso que produce hidrógeno y oxígeno mediante la separación de la molécula de agua utilizando corriente directa. El sistema consta de dos electrodos (uno positivo y otro negativo) separados por un electrolito líquido o sólido, formando una celda electroquímica^{7,8}. Varias celdas conectadas en serie constituyen un electrolizador, lo que permite operar a mayor voltaje manteniendo la misma densidad de corriente. Este proceso electroquímico es fundamental para obtener hidrógeno de forma eficiente a partir del agua⁹.

En términos generales, la reacción de electrólisis, independientemente de la tecnología, es la siguiente:



En la **Figura 2** se muestran las configuraciones y las semirreacciones de cada electrodo según los tres tipos de celdas más usadas para producir hidrógeno: electrolizadores alcalinos (AEL, Alkaline Electrolysis), electrolizadores de membrana polimérica (PME, Proton Exchange Membrane) y electrolizadores de óxido sólido (SOEC, Solid Oxide Electrolysis Cell). Las principales diferencias entre las tres celdas están en los materiales de los electrodos y las membranas. Además, las condiciones de pH y temperatura afectan el tipo de reacciones que se llevan a cabo en cada uno de los electrodos. Para profundizar en ello, a continuación, se detallarán las particularidades de cada una de las celdas.

Electrolizadores Alcalinos (AEL)

La electrólisis alcalina es la tecnología más usada y confiable para la producción de hidrógeno verde a gran escala, la cual ha sido implementada desde 1920. Un ejemplo es la planta de e-metano de Audi, que emplea tres electrolizadores con una potencia total de 6 MW. Una celda AEL consiste en dos electrodos separados por un diafragma, sumergidos en una disolución alcalina concentrada (generalmente KOH o NaOH) que actúa como electrolito^{10,11}.

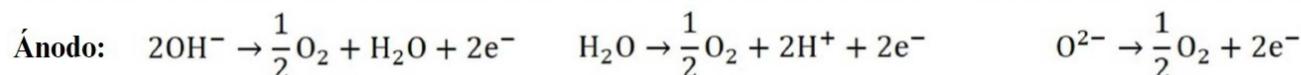
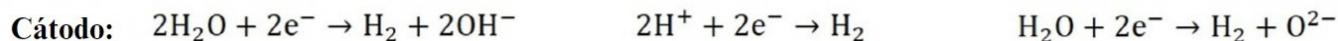
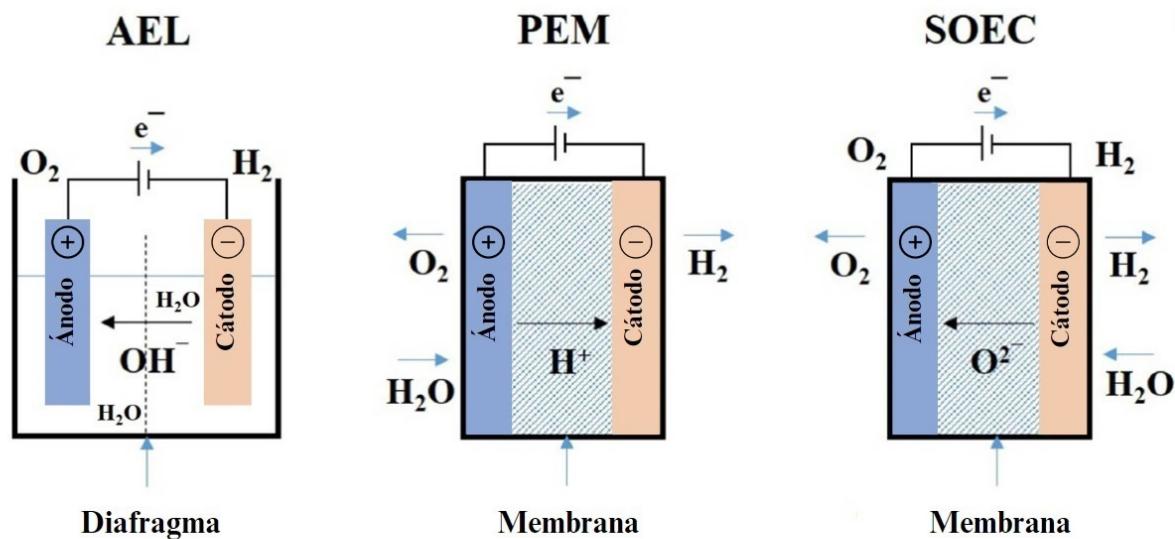


Figura 2. Representación de las celdas electroquímicas para las rutas de producción de hidrógeno renovable. Figura adaptada a partir de la referencia: de Vasconcelos, B. R.; Lavoie, J. M. Recent Advances in Power-to-X Technology for the Production of Fuels and Chemicals. *Front Chem* 2019, 7 (JUN) CC BY.¹²⁴

La tecnología de AEL se destaca por un costo de capital más bajo en comparación con las otras tecnologías de electrólisis. Esto se debe, en parte, al uso de materiales económicos y disponibles, como hierro o aleaciones de níquel, para la fabricación de los electrodos. Además, la AEL presenta una alta durabilidad y fiabilidad a lo largo del tiempo, respaldada por su implementación exitosa en proyectos a gran escala¹⁰⁻¹².

Algunas limitaciones son su baja densidad de corriente y su rango de carga parcial restringido que afectan negativamente al tamaño del sistema y a los costos de producción de hidrógeno. Además, su operación dinámica limitada y su respuesta lenta a los cambios de carga dificultan su adaptación a fuentes de energía renovable intermitentes^{13,14}.

Electrolizadores de Membrana de Electrolito Polimérico (PEM)

Los electrolizadores PEM utilizan una membrana delgada (usualmente de Nafion) en lugar de una disolución alcalina como electrolito. Esta membrana impide el paso de gases, favorece la alta conductividad protónica y permite operar a altas presiones (hasta 200 bar). Los electrodos están hechos de metales nobles resistentes a bajos valores de pH. Debido a las bajas resistencias iónicas, los sistemas PEM alcanzan densidades de corriente superiores a las de la tecnología AEL^{15-16, 10}.

Los sistemas PEM son versátiles para operar con fuentes de energía intermitentes, tienen un tamaño más compacto, producen gas de alta pureza y alcanzan una mayor densidad de corriente que aumenta la tasa de producción. Además, permiten producir H₂ a alta presión y O₂ a presión atmosférica, simplificando el manejo de los subproductos^{8,10,11}.

Las principales desventajas son el alto costo de los materiales utilizados en los electrodos y en la membrana, lo que eleva el costo general. Además, requieren una importante inversión en el mantenimiento y en agua de alta pureza para su funcionamiento (la conductividad eléctrica debe ser menor a 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$)^{10,11,17}.

Electrolizadores de Óxido Sólido (SOEC)

Los sistemas SOEC operan a alta temperatura y utilizan una fuente externa de calor para reducir el consumo eléctrico. A mayor temperatura, se logra un menor voltaje de celda y una mayor tasa de producción, permitiendo eficiencias más altas que otras tecnologías^{10,18,19}.

La temperatura de trabajo de estos electrolizadores varía entre 500-1000 °C gracias a su electrolito cerámico sólido, basado usualmente, en zirconio y óxidos de tierras raras. Los electrodos suelen estar hechos de níquel y se emplea una corriente de aire de barrido para arrastrar el oxígeno y controlar la temperatura. Además, cuentan con sistemas de recuperación de calor para aprovechar la energía

de los gases de salida^{10,20,21}.

Los sistemas SOEC ofrecen beneficios como una alta eficiencia debido a la mejora de la cinética de reacción y la posibilidad de acoplarlos con fuentes de calor externas (energía geotérmica, calor residual de industrias, energía nuclear o procesos químicos de alta temperatura), lo que reduce el costo de producción del hidrógeno^{10,11,21}.

La tecnología de electrolizadores de óxido sólido ofrece la posibilidad de trabajar en modo inverso como celdas de combustible de óxido sólido (SOFCs por sus siglas en inglés de Solid Oxide Fuel Cells) en la generación de energía eléctrica a partir del hidrógeno. Además, pueden operar en modo co-electrólisis de CO₂ para producir gas de síntesis (syngas, una mezcla de H₂/CO en una relación 2:1) a partir de vapor y dióxido de carbono^{10,11,21}.

Los electrolizadores SOEC, además de la falta de implementación en grandes proyectos, tienen otras desventajas como la rápida degradación de los materiales, la baja estabilidad térmica, problemas de sellado, una vida útil corta, altos costos de capital y la necesidad de purificación del H₂ obtenido en la mezcla con vapor^{10,11,21}.

Comparación de las principales características de los sistemas AEL, PEM y SOEC

En la **Tabla 1** se resumen las principales características de cada una de las tecnologías empleadas para la electrólisis del agua. Las tres tecnologías expuestas desempeñan un papel esencial en el despliegue del H2V en los próximos años. Sin embargo, en contextos distintos, AEL sobresale como la mejor opción cuando se cuenta con una fuente de energía estable y no intermitente, por el contrario, PEM responde de forma sobresaliente ante los picos de corriente, por lo que es la mejor opción cuando se trata de fuentes de energía renovable como la energía eólica y la solar. Finalmente, SOEC, a pesar de que está ligeramente por debajo de las otras dos tecnologías en cuanto a madurez tecnológica, parece ser la mejor opción cuando existe la posibilidad de aprovechar el calor residual de algún proceso externo como la producción de acero y cemento o para aprovechar el calor geotérmico.

Captura y tratamiento de dióxido de carbono como materia prima

La captura de dióxido de carbono, incluyendo las tecnologías CCUS (siglas en inglés de Carbon Capture, Utilization and Storage), es fundamental para lograr la descarbonización hacia 2050, especialmente en sectores como la industria del acero y del cemento²²⁻²⁴.

Las tecnologías CCUS se dividen en captura puntual (pre-combustión, post-combustión y combustión oxi-combustible), que es madura en industrias como el

Tabla I. Parámetros clave de las tres principales tecnologías de electrólisis: electrólisis alcalina (AEL), electrólisis de membrana de electrolito polimérico (PEM) y electrólisis de óxido sólido (SOEC)^{93,99,100,126-128}.

Categoría	AEL	PEM	SOEC
Madurez tecnológica, (TRL)	9	9	8
Parámetros de operación			
Temperatura, (°C)	40-90	50-80	600-1000
Presión típica, (bar)	<200	<200	<10
Voltaje, (V)	1,8-2,4	1,4-2,2	0,7-2,0
Densidad de corriente, (A/cm ²)	0,13-0,5	0,6-2,4	0,3-1,0
Rango de carga parcial inferior, (%)	10-40	0-10	>3
Características nominales			
Área de celda, (m ²)	<4	<0,3	<0,06
Tasa de producción, (Nm ³ /h)	<1400	<450	<40
Pureza del gas, (%)	>99,50	>99,9	>99,9
Detalles del sistema			
Consumo de electricidad específico, (kWh/Nm ³)	3,8-7,0	3,6-7,5	2,5-3,9
Eficiencia, (%)	62-82	67-82	81-86
Vida útil, (kh)	55-120	60-100	10-60
Degradación, (%/año)	0,25-1,50	0,5-2,50	0,5-3,0
Flexibilidad			
Tiempo de inicio en frío, (min)	60-120	5-10	600
Tiempo de inicio en caliente, (s)	60-300	<10	900
Parámetros económicos			
Costo capital, (\$/kW)	665-1252	1167-1766	>1670
Costo de mantenimiento, (% costo de capital/año)	2-3	3-5	n.d
Fabricantes líderes			
	LONGi, John Cockerill, Thyssenkrupp, Paris Hydrogen, Sungrow, Nel, Hydrogen Pro, Anyuan, Sunfire y Peric	Plug Power, Ohmium, ITM Power, Siemens Energy, Sungrow, PH2 (Paris Hydrogen), Cummins y Nel	Sunfire, Topsoe, Bloom Energy y Fuel Cell Energy

procesamiento de gas natural^{25,26}, y captura directa del aire (DAC por sus siglas en inglés de Direct Air Capture), la cual aún no está consolidada y requiere mucha energía debido a la baja concentración de CO₂ en el ambiente, pero es crucial para reducir las emisiones pasadas de CO₂ en la atmósfera^{22,27}.

Tecnologías de captura puntual de dióxido de carbono

La captura de CO₂ se basa en procesos de separación física o química. La tecnología adecuada se

selecciona en función de las impurezas presentes, la pureza deseada, la concentración de CO₂ en el gas, la regeneración del disolvente y los costos asociados²⁷.

Las tecnologías de captura de CO₂ son más eficientes cuando se trata de fuentes de emisiones estacionarias en donde el CO₂ está altamente concentrado. Estas tecnologías de captura de carbono han sido utilizadas durante décadas, sin embargo, es a partir del 2008 que han recibido mayor atención, tras la legislación sobre el cambio climático y el

aumento de la conciencia pública²⁴.

En resumen, el CO₂ se puede capturar a través de la separación por absorción química y física sobre diferentes disolventes, tanto orgánicos como inorgánicos²⁸. Se pueden utilizar métodos de adsorción en los que se emplean materiales como zeolitas y carbón activado, los cuales sirven como medio físico en el que se adhieren las moléculas de CO₂²⁹. También, es comúnmente utilizada, la captura por membranas semipermeables, más o menos porosas³⁰. Así como por separación criogénica por medio de la condensación fraccional y la destilación a bajas temperaturas²⁷.

Tratamiento del gas ácido de fuentes geotérmicas

Las fuentes de energía geotérmica suelen emitir gases no condensables (NCG por sus siglas en inglés de Non-Condensable Gases) al medio ambiente, tales como CO₂, H₂S, H₂, N₂ y CH₄ en proporciones variables según el pozo geotérmico^{31,32}. Al combinar la captura de CO₂ con la producción de H₂ verde, se puede crear un "HUB" tecnológico para la producción de derivados del hidrógeno^{33,34}.

El enfoque principal es la captura y purificación de CO₂, eliminando especialmente el H₂S, ya que este compuesto es corrosivo y contaminante en dispositivos electroquímicos^{31,35}. Un proceso híbrido que combina la absorción selectiva de H₂S con metildietanolamina (MDEA) y la posterior separación criogénica de CO₂ de otros gases (H₂, N₂ y CH₄), se perfila como la opción más viable para obtener CO₂ de alta pureza a partir de gases no condensables de plantas geotérmicas. El sistema de absorción con MDEA permite operar en modo no-equilibrio con el que se logra eliminar hasta el 99.9% del H₂S. Además, al operar de forma selectiva hacia el H₂S, permite una menor captura de CO₂, lo cual es beneficioso en contextos donde la reducción de este gas no es prioritario. Mientras que la separación criogénica permite aumentar la pureza del CO₂ minimizando la presencia de los gases no condensables^{31,36}.

Captura de nitrógeno

A continuación, se describen las tres tecnologías principales para capturar nitrógeno del aire^{9,37}.

Separación criogénica del aire

La destilación criogénica utiliza una Unidad de Separación del Aire (ASU, por sus siglas en inglés de Air Separation Unit) para fragmentar los componentes gaseosos según sus puntos de ebullición y volatilidades, produciendo nitrógeno, oxígeno, argón y otros gases nobles puros^{9,38}.

La destilación criogénica produce N₂ y O₂ en rangos de 200-40.000 Nm³/h y 1000-150.000 Nm³/h, respectivamente. El proceso consta de cuatro etapas: compresión y purificación del aire, intercambio calórico, destilación criogénica y compresión del producto obtenido⁹.

En esta técnica se utilizan métodos de adsorción por oscilación térmica (TSA, Thermal Swing Adsorption) y oscilación de presión (PSA, Pressure Swing Adsorption) para eliminar compuestos que pueden congelarse, tales como H₂O y CO₂. En la destilación criogénica, el aire se licúa a -172 °C y la columna de destilación opera con una sección de alta presión (5-6 bar) y otra de baja presión (1,3 bar)⁹.

Separación por medio de adsorción

Este método utiliza tamices moleculares de carbono o zeolitas selectivos que capturan N₂ y permiten el paso de O₂⁹.

El aire presurizado satura el lecho del adsorbente con N₂, generando una corriente rica en O₂. Al saturarse, el aire se redirige a otro lecho mientras se regenera el lecho saturado, preferiblemente por reducción de presión (PSA) en lugar de calor (TSA), debido a su mayor rapidez^{9,37}.

Separación por medio de membranas

Los dos tipos principales de membranas para la separación del aire son las poliméricas y las de transporte de iones, y su mecanismo se basa en la permeación selectiva de gases^{9,37}.

En un proceso típico de membrana, los módulos con miles de fibras huecas permiten la permeación selectiva de gases. Cada molécula tiene una tasa de permeación característica según su difusión y disolución. Al pasar aire comprimido por las fibras, se remueven selectivamente O₂, H₂O y CO₂, generando una corriente rica en N₂³⁷. La elección del método para producir N₂ depende principalmente de la pureza y de la cantidad requerida⁹.

Obtención de la mezcla de gases para los procesos de síntesis de combustibles sintéticos

Con el nitrógeno obtenido a partir del aire, el dióxido de carbono conseguido de fuentes puntuales o del aire, y el hidrógeno producido por electrólisis del agua, se pueden seguir tres rutas sintéticas de las expuestas en la Figura 1. La mezcla H₂/N₂ se puede utilizar en un reactor de Haber-Bosch para producir amoníaco^{39,40}. Mientras que con la mezcla H₂/CO₂ se puede emplear el método Sabatier para obtener metano sintético o realizar la hidrogenación directa del CO₂ para producir metanol⁴¹⁻⁴⁴.

Sin embargo, la producción convencional de metanol y la ruta de Fischer-Tropsch requieren un paso adicional: la producción de syngas, actualmente obtenida por gasificación de carbón o hidrocarburos pesados, o por reformado de metano⁴⁵.

Para obtener gas de síntesis a partir del CO₂, se pueden seguir dos rutas: Reacción inversa de desplazamiento de vapor de agua (RWGS) y la Co-electrólisis.

Reacción inversa de desplazamiento de vapor de agua (RWGS)

La reacción inversa de desplazamiento de vapor de agua (RWGS, por sus siglas en inglés) es clave para utilizar CO₂ como materia prima industrial. Consiste en producir monóxido de carbono a partir de dióxido de carbono e hidrógeno, tal como se muestra a continuación^{46,47}:



El CO producido por RWGS puede usarse directamente en reacciones de carbonilación o, más comúnmente, como componente del gas de síntesis^{47,48}.

La RWGS se ve favorecida por altas temperaturas (debido a su carácter endotérmico), relaciones elevadas de H₂:CO₂ (exceso de H₂) y bajos tiempos de contacto entre los reactivos y el catalizador^{46,49}. Los catalizadores para la RWGS suelen ser de un metal activo, como Cu o Ni, soportado sobre un óxido metálico^{47,48}.

Empresas como Clariant, Topsoe y Johnson Matthey ofrecen soluciones para la RWGS. Clariant tiene un catalizador usado en dos plantas piloto en Alemania, Topsoe ofrece el reactor eléctrico eREACT y Johnson Matthey tiene el sistema HyCOgen⁴⁷. Además, Nordic Blue Crude (NBC) en Noruega inauguró en el 2023 una planta de combustibles sintéticos de 8000 toneladas de crudo Fischer-Tropsch utilizando su propio reactor RWGS patentado^{50,51}.

Una desventaja considerable de la RWGS es que pueden presentar reacciones no deseadas, especialmente la formación de coque cuando la presión supera los 30 bar⁵².

Co-electrólisis

Los electrolizadores SOEC en modo co-electrólisis reducen simultáneamente el vapor de agua y el CO₂ en el cátodo. Aunque la electrólisis de CO₂ consume un 13,6% más de energía que la del agua, la co-electrólisis reduce este consumo y produce CO adicional por la reacción RWGS, permitiendo que sucedan las reacciones 1 y 3 simultáneamente^{53,54}:



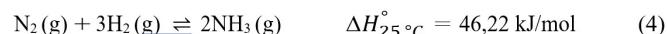
Este método permite producir gas de síntesis en un solo equipo, reduciendo costos, facilitando el mantenimiento y disminuyendo la carbonización de los reactores RWGS⁵⁵. Esta tecnología está en desarrollo y su comercialización aún no ha despegado. La empresa Sunfire busca avanzar su madurez tecnológica con el proyecto MegaSyn, del TRL (Technology Readiness Levels) 5 al nivel TRL 7. La alta degradación es la principal desventaja, como sucede en los SOEC^{56,57}.

RUTAS PARA LA PREPARACIÓN DE COMBUSTIBLES SINTÉTICOS

Las mezclas de gases H₂/N₂, H₂/CO₂ y H₂/CO son intermediarios clave para sintetizar productos comerciales bajos en emisiones de carbono a través de diversas rutas químicas que se presentarán a continuación.

Síntesis de amoníaco

La síntesis de Haber-Bosch (reacción 4) revolucionó la producción de fertilizantes al fijar el N₂ gaseoso de manera económicamente viable. Fritz Haber descubrió en 1909 cómo hacer reaccionar N₂ y H₂ con un catalizador para producir amoníaco. Luego, Carl Bosch industrializó el proceso y desarrolló catalizadores comerciales en BASF (empresa alemana de productos químicos)^{58,59}.



Se producen cerca de 185 millones de toneladas anuales de amoníaco, principalmente para fertilizantes (80%), como la urea (55% de la demanda). También se usa como materia prima en diversos sectores industriales para fabricar explosivos, refrigerantes, telas, fibras, productos químicos, farmacéuticos, de limpieza, plásticos y pinturas, entre otros⁶⁰.

Estado actual de la tecnología

La producción convencional de amoníaco consta de dos partes: obtención de H₂ y N₂, y síntesis de Haber-Bosch. El H₂ se obtiene principalmente por reformado de gas natural, según muestra el proceso general de producción de amoníaco⁶⁰⁻⁶².

El reactor de reformado primario opera a 850-900 °C y 25-30 bar, usando calor de la combustión de metano para la reacción endotérmica. El reactor secundario es autotérmico, se inyecta aire comprimido que suministra oxígeno para una oxidación parcial del gas a 900-1000 °C y nitrógeno para la síntesis de Haber-Bosch. La mezcla resultante pasa por un reactor WGS (en inglés Water Gas Shift) de dos etapas para maximizar la conversión de CO/H₂O a CO₂/H₂, removiendo calor de la reacción exotérmica. Luego se elimina el CO₂ y un reactor de metanación convierte el CO/CO₂ restante en metano, evitando el envenenamiento del catalizador de Haber-Bosch^{61,63}.

El proceso de producción de amoníaco se compone de varios pasos previos para obtener H₂, lo que lo hace energéticamente intensivo y alto en emisiones. Se estima un consumo total de energía de 8,4 MWh/tNH₃ y emisiones superiores a los 2,16 kgCO₂/kgNH₃, considerando la alta eficiencia de las plantas modernas (62-65%). Sin embargo, existen plantas antiguas en operación con un consumo energético hasta un 20% mayor que las modernas^{59,60}.

La etapa de producción de amoníaco utiliza un reactor Haber-Bosch que opera a 15-25 MPa y 400-450 °C, con un catalizador a base de hierro (Fe). Debido a las bajas conversiones de equilibrio (aproximadamente 15%) sin recirculación, se requiere recircular los gases sin reaccionar⁶¹.

Los reactores modernos de amoníaco utilizan una cama catalítica adiabática con enfriamiento intermedio en cinco distintas configuraciones: flujo axial, radial, axial-radial, multiaxial y transversal. Algunas empresas destacadas en soluciones para producir amoníaco son Haldor Topsøe, ThyssenKrupp/Udde, Casale y Kellogg, Braun and Root (KBR). El tamaño de las plantas actuales varía entre 200-500 toneladas métricas por día (mtpd, por sus siglas en inglés) para plantas pequeñas, y 500-4500 mtpd para plantas a gran escala industrial^{58,60}.

Producción de amoníaco verde

El amoníaco verde representa una oportunidad para descarbonizar un sector responsable de emitir el 2% de GEI al año⁶⁰. La innovación en esta tecnología radica en el uso de energía renovable para obtener H₂ y capturar N₂, insumos necesarios para la síntesis de Haber-Bosch (Joseph Sekhar et al., 2024; Olabi et al., 2023). Al igual que en el método tradicional, el proceso se divide en dos secciones: la producción de H₂ y N₂, y la síntesis de Haber-Bosch. La Figura 3 presenta una comparación entre el método tradicional y el método verde para la producción de NH₃.

La comparación muestra que el proceso Haber-Bosch se mantiene igual, mientras que la obtención de H₂ y N₂ cambia radicalmente, empleando un sistema de electrólisis y una unidad de separación del aire, respectivamente.

Actualmente, la producción de amoníaco verde es limitada. Sin embargo, dos empresas destacan en el mercado: Thyssenkrupp (Alemania) ofrece una instalación de escala local capaz de producir 50 mtpd, basada en una planta de electrólisis de 20 MW con 100% de disponibilidad, y una instalación de pequeña escala con capacidad de 300 mtpd, basada en una planta de electrólisis de 120 MW^{54,60}. Dicha planta utiliza como insumos para producir amoniaco: energía renovable, agua para obtener el hidrógeno y aire para obtener el nitrógeno.

Por otro lado, Haldor Topsøe desarrolla un sistema que integra electrolizadores SOEC y el proceso Haber-Bosch para producir amoníaco verde. El SOEC separa el oxígeno del aire/vapor, eliminando la necesidad de una unidad de separación de aire, y reutiliza el calor residual de la síntesis de amoníaco para generar vapor para la electrólisis. Esto podría lograr un rendimiento del 71% y un aumento de eficiencia del 30% comparado con el proceso tradicional y el que emplea electrólisis alcalina⁶⁰.

El costo del amoníaco verde está ligado al del hidrógeno verde (77%). Al bajar los costos del hidrógeno, también lo harán los del amoníaco. Esto lo convierte en un actor

clave en la transición energética, no solo para fertilizantes, sino también para almacenar y transportar energía, y como combustible en motores y celdas, especialmente en el transporte marítimo⁶⁰.

Transporte y almacenamiento

El amoníaco se puede almacenar de las formas mencionadas a continuación⁶⁰:

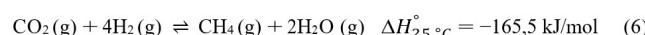
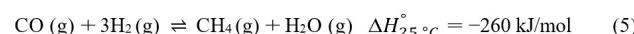
1. Líquido refrigerado a presión atmosférica (-33 °C y 1 bar).
2. Líquido presurizado a temperatura ambiente (30 bar y máximo 50 °C).
3. Líquido refrigerado a baja presión (<10 bar).
4. Gaseoso a baja presión y temperatura ambiente (<10 bar).

En cuanto al transporte, depende de las distancias, cantidades y condiciones de cada país:

1. En Europa y Estados Unidos existen tuberías de amoníaco de 150-350 mm de diámetro y miles de kilómetros de longitud.
2. Mediante camiones (el más costoso) para distancias menores a 150 km, con capacidades de 15-30 toneladas en tanques presurizados.
3. Mediante ferrocarriles (en vagones con capacidad de 70 toneladas).
4. Vía marítima, utilizado para largas distancias con buques similares a los usados para GLP. Estos tienen tanques para almacenar amoníaco refrigerado a presión atmosférica y -50 °C, semi-refrigerado a 4-8 bar y -10 °C, o presurizado a 17-18 bar⁶⁰.

Síntesis de metano

Las metanaciones de CO y CO₂ (ecuaciones 5 y 6), descubiertas en 1902 por Paul Sabatier y Jean-Baptiste Senderens, se usaron inicialmente para eliminar el CO en la producción de amoníaco⁴¹. Posteriormente, en la década de 1970, la metanación de CO ganó importancia para producir gas natural sintético (SNG). La metanación de CO₂ recibió atención hasta la década de 1980 para aprovechar gases industriales. Fue a finales de la década de 2010, cuando las ideas de almacenamiento de energía renovable y aprovechamiento de CO₂ convirtieron la metanación de CO₂ en una alternativa "Power-to-X" (PtX), es decir, en un conjunto de tecnologías que permiten la conversión de energía eléctrica renovable en otro vector energético representado por la X^{42,65}. Ambas reacciones se muestran a continuación:



La metanación de CO₂ (ecuación 6) combina la metanación de CO (ecuación 5) y la reacción inversa de desplazamiento gas-agua (ecuación 2) favorecida por catalizadores de níquel. Altas concentraciones de CO inhiben

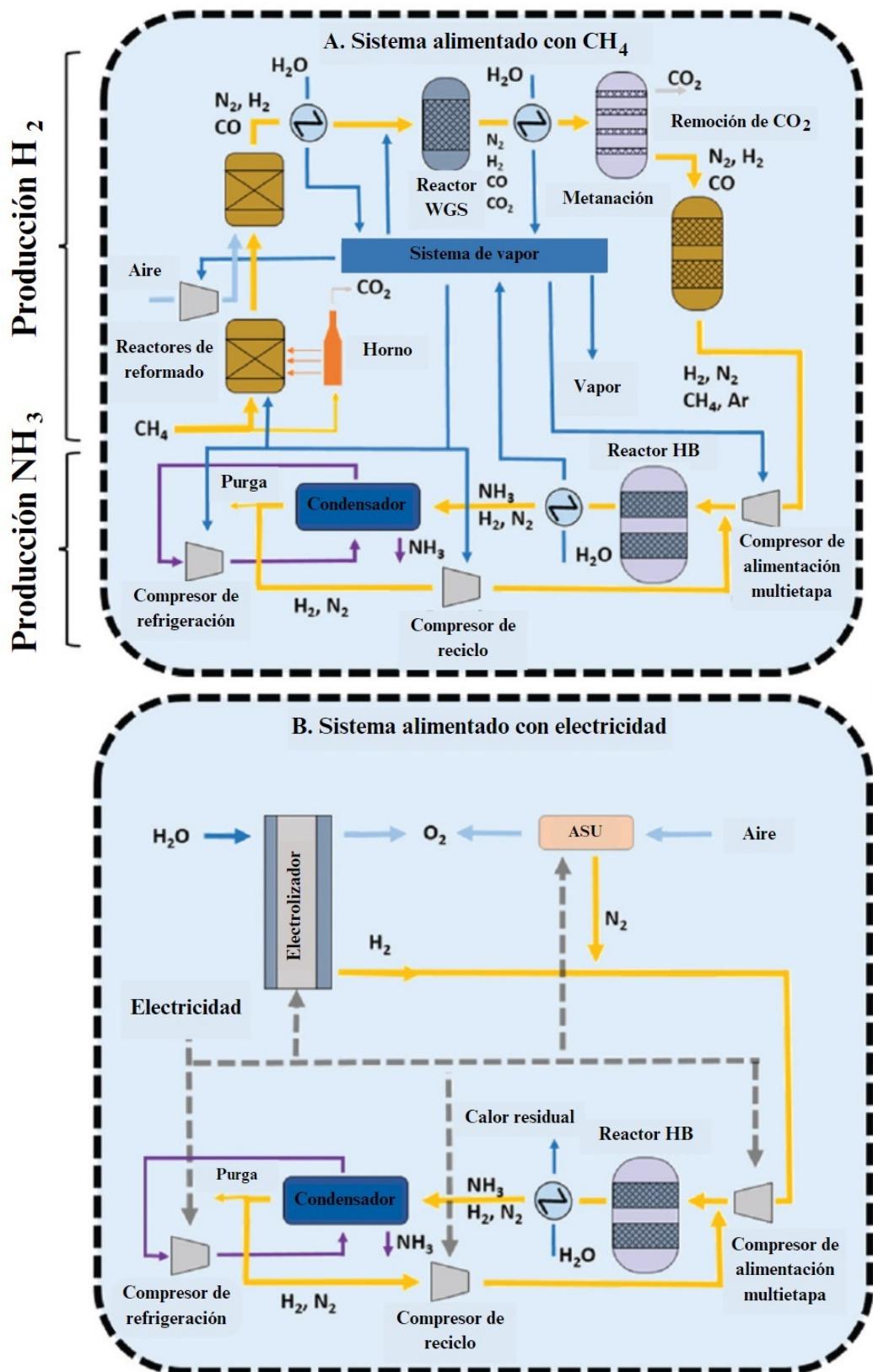


Figura 3. Diagrama comparativo entre el método convencional (A) y el método verde (B) para la producción de NH_3 .⁶⁴ Figura traducida de: Smith, C.; Hill, A. K.; Torrente-Murciano, L. Current and Future Role of Haber-Bosch Ammonia in a Carbon-Free Energy Landscape. *Energy Environ Sci* 2020, 13 (2), 331–344. CC BY 3.0.⁶¹

la conversión de CO₂, favoreciendo solo la metanación de CO. Ambas reacciones de metanación se benefician de altas presiones y bajas temperaturas^{65,66}.

El metano, componente principal del gas natural (aproximadamente 97%), es una fuente de energía clave para generar calor y electricidad, y un insumo industrial para producir el 48% del hidrógeno utilizado en la industria química^{42,67}. Tradicionalmente, el gas natural se obtiene de pozos bajo superficies rocosas, similar a la extracción de petróleo, por lo que el costo suele ser bajo⁶⁸.

Estado actual de la tecnología

Ambas rutas sintéticas de metanación (CO y CO₂) comparten la tecnología y no han tenido una diferenciación marcada en su desarrollo, aunque históricamente se ha dado más importancia a la metanación de CO debido a sus aplicaciones prácticas en un contexto dominado por combustibles fósiles⁴².

Los catalizadores más estudiados para ambos procesos son Ni, Co, Fe y Ru, destacando el catalizador de níquel soportado en alúmina (Ni/Al₂O₃) por su buena relación costo/eficiencia y su excelente selectividad. Las condiciones de reacción también son similares: entre 200-700 °C y presiones entre 1-100 bar. Lo que determina el mecanismo de reacción y la ruta sintética predominante es, principalmente, la composición del gas de entrada al sistema^{65,66,69}.

El perfil de temperaturas en el reactor determina su funcionamiento. Los modos de operación más comunes son: adiabático (reactores de lecho fijo sin refrigeración), isotérmico (reactores de lecho fluidizado y trifásicos) y politrópico (reactores estructurados y de lecho fijo refrigerados). La tecnología más madura es la operación adiabática en un reactor empacado, pero el modo de operación depende del proveedor^{66,65}.

El método tradicional para producir metano sintético (ecuación 5) consta de varias etapas: gasificación de carbón o biomasa con O₂ y H₂O, ajuste de la relación H₂/CO por desplazamiento agua-gas (WGS), eliminación de gases ácidos y metanación de la corriente purificada. Es importante mencionar que la metanación de CO sobresale, en la actualidad, por encima de la del CO₂ debido a que, históricamente ha sido utilizada para la purificación del gas de síntesis^{54,70}.

En la producción de metano sintético a partir de carbón o biomasa mediante gasificación, primero se gasifica la materia prima, generando monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂). En el reactor de ajuste de mezcla (WGS), el CO se convierte en CO₂ y H₂. Posteriormente, los gases ácidos, como CO₂ y H₂S, se eliminan en un lavado de gas, y el CO restante se convierte en metano (CH₄) mediante la metanación, evitando la interferencia de impurezas en el proceso final⁵⁴.

Varias empresas destacan como proveedores comerciales de tecnología para la metanación de CO, cada una con su propio proceso^{70,77}. Algunos ejemplos son: Air Liquide, Haldor Topsøe, Clariant and Foster Wheeler, Johnson Matthey y Linde^{65,70}.

Producción de metano verde

La producción de metano verde combina tres tecnologías: la captura y utilización de CO₂, la electrólisis del agua con energía renovable y el sistema de metanación^{71,72}. Estas pueden configurarse de diversas formas para producir metano sintético renovable, tal como se compara en la Figura 4, en la cual se muestra diferentes métodos para producir gas natural sintético (SNG, Synthetic Natural Gas): A. Método tradicional; B, C y D corresponden a métodos renovables usando la electrólisis del agua para producir H₂ y CO₂ capturado⁷⁰.

La sección B presenta la metanación de CO₂ con H₂ obtenido por electrólisis de baja temperatura. La sección C muestra la producción de gas de síntesis por RWGS y metanación convencional. La sección D es similar a C, pero genera el syngas en un solo paso usando un electrolizador de alta temperatura a partir de agua y CO₂⁶⁵.

La co-electrólisis y la RWGS permiten usar el sistema convencional para producir metano partiendo de gas de síntesis, pero su baja madurez tecnológica es limitante⁴¹. El proyecto HELMETH evaluó a nivel demostrativo el acople entre la co-electrólisis y la metanación, integrando energéticamente el reactor de metanación (exotérmico) y el electrolizador SOEC⁷³. Alcanzó una eficiencia del 76% de electricidad a SNG, significativamente mayor al 54% usual en plantas Power-to-SNG basadas en electrólisis de baja temperatura⁷⁴.

Existen otros proyectos con electrólisis de baja temperatura, como la planta de demostración ZSW 250-kW y la planta piloto SBCR, en Alemania, o el proyecto en la planta de energía de Laziska en Polonia^{73,75,76}.

Según Rönsch et al.⁶⁵, tres compañías principales ofrecen tecnologías para la metanación de CO₂: Outotec, Etagas y MAN.

Transporte y almacenamiento

El gas natural sintético comparte las mismas tecnologías de almacenamiento y transporte que el gas natural convencional. Los métodos más comunes de almacenamiento son:

1. Almacenamiento subterráneo en depósitos agotados de gas o petróleo, o en cavernas de sal artificiales, a presiones superiores a 200 bar⁷⁷.
2. Gas natural licuado (GNL), donde el gas se enfriá a menos de -162 °C y se almacena en tanques de doble

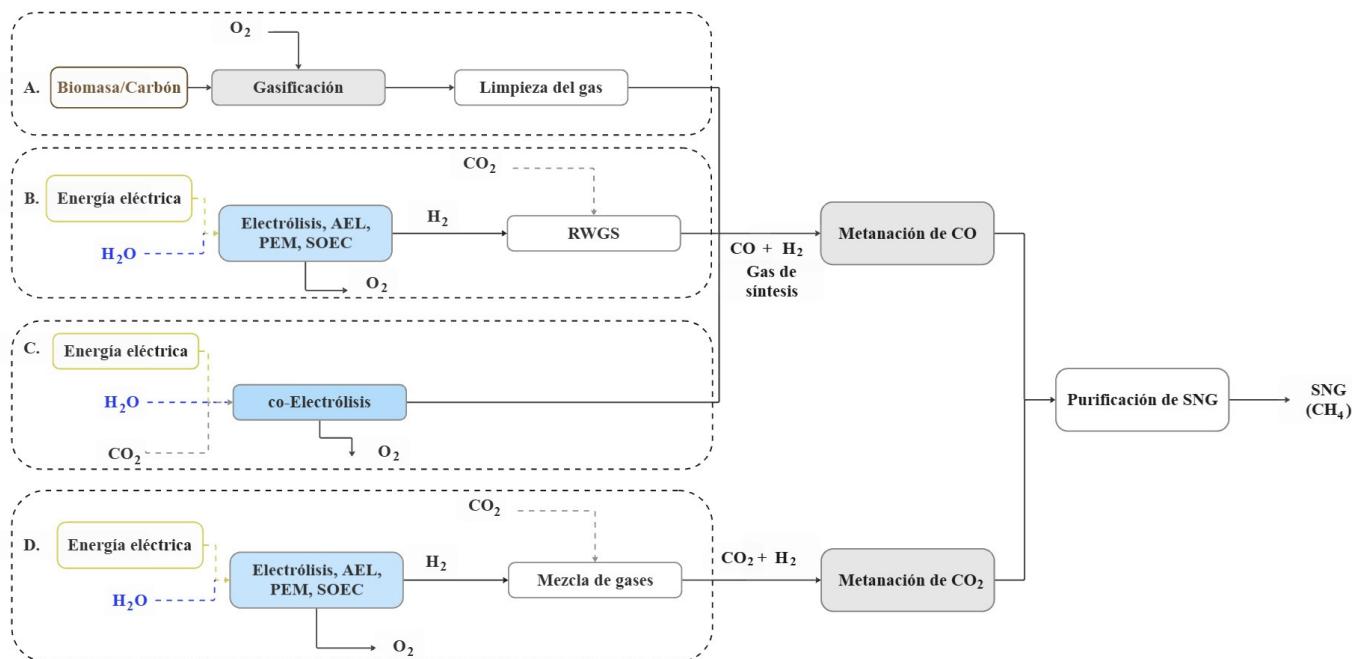


Figura 4. Diagrama comparativo para la producción de gas sintético natural SNG por el método convencional (A) y tres configuraciones para métodos renovables (B, C y D).

contención con aislamiento, de aproximadamente 243.000 m³⁷⁸.

En cuanto al transporte, se destacan tres métodos:

1. Mediante gaseoductos, que transportan gas a distancias menores a 2000 km, a presiones entre 200-1500 psi⁷⁹.
2. Como gas natural comprimido (GNC), transportado en contenedores de hasta 200 bar, común para distancias cortas por vía terrestre⁸⁰.
3. Como gas natural licuado (GNL), habitual para largas distancias, especialmente por vía marítima, ya que reduce el volumen del gas 600 veces. Se utilizan tanques aislados de alrededor de 160.000 m³⁷⁹.

Síntesis de Metanol

El metanol, aislado por primera vez en 1661 y con su composición química descubierta en 1834, se produce sintéticamente desde 1923. El proceso ha evolucionado desde la gasificación de carbón a altas temperaturas y presiones, hasta el uso de gas de síntesis más puro obtenido por reformado con vapor de metano, permitiendo el uso de catalizadores más eficientes y condiciones de operación más suaves. Actualmente, se alcanzan selectividades del 99,8% y eficiencias energéticas del 75%, y se estudia la hidrogenación directa del CO₂ con hidrógeno verde para producir metanol con bajas emisiones⁸¹⁻⁸³. Las reacciones presentes en la hidrogenación directa de dióxido de carbono son las siguientes:



El metanol tiene un amplio uso en la industria química, con más del 60% de la producción en 2019 destinada a la fabricación de diversos compuestos, incluyendo olefinas, aromáticos y metil terbutil éter (MTBE), a través del proceso de transformación de metanol a olefinas (MTO, por sus siglas en inglés de Methanol to Olefins). Además, la demanda de metanol está en aumento para la producción de biodiésel, dimetilcarbonato y para su mezcla directa con gasolina en el sector del transporte^{84,85}.

Los combustibles con hasta un 10% de metanol pueden usarse en la mayoría de los vehículos de combustión interna, mejorando incluso el rendimiento del motor. China lidera el uso de metanol como combustible para el transporte, con programas como el M15 en la provincia de Shanxi, que consiste en una mezcla de 15% de metanol y 85% de gasolina. En Europa, la normativa permite hasta un 3% de metanol en gasolina (M3), mientras que el límite para el etanol es del 10%^{84,86-89}.

La producción de metanol presenta diferencias en las condiciones de reacción, los catalizadores y el funcionamiento de los reactores, dependiendo de si se utiliza gas de síntesis o una mezcla renovable de H₂/CO₂ como materia prima. Actualmente, el gas de síntesis es la materia prima más

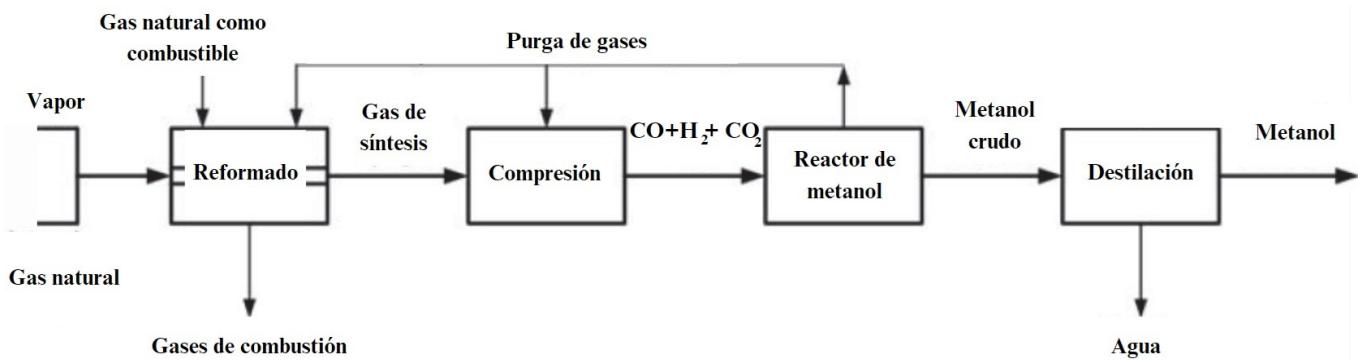


Figura 5. Diagrama simplificado de una planta de producción de metanol a partir de gas natural. Figura traducida a partir de la referencia: Reddy, S.; Bhakta, M.; Gilmartin, J.; Yonkoski, J. Cost Effective CO₂ Capture from Flue Gas for Increasing Methanol Plant Production. *Energy Procedia* 2014, 63, 1407–1414. Adaptada con permiso de los editores de la revista original.¹²⁵

utilizada en la industria para la producción de metanol^{90,91}.

Estado actual de la tecnología

La producción tradicional de metanol consta de tres pasos: generación de gas de síntesis, conversión a metanol y destilación. La principal diferencia radica en la fuente del gas de síntesis, que puede provenir de carbón, gas natural, biomasa o coque de petróleo, siendo el reformado con vapor de gas natural el método más común^{81,83,92}.

La producción y purificación del gas de síntesis (que a veces contiene CO₂) es crucial en la obtención del metanol, ya que esta sección representa más del 50% de la inversión de capital cuando el gas de síntesis es obtenido a partir del gas natural, y entre el 70-80% cuando se sintetiza a partir del carbón. Para garantizar una producción óptima, el número estequiométrico S (ecuación 10) debe ser cercano a dos^{81,83}. En la **Figura 5** se presenta el esquema de producción del metanol a partir de gas natural.

$$S = \frac{\text{moles H}_2 - \text{moles CO}_2}{\text{moles CO}_2 + \text{moles CO}} \quad (10)$$

Las condiciones óptimas para la producción de metanol son altas presiones (50-100 bar) y bajas temperaturas (200-300 °C). Se emplean, usualmente, catalizadores de CuO/ZnO soportados en alúmina, sensibles a la desactivación por envenenamiento y sinterización térmica. Los principales fabricantes son Johnson Matthey, Clariant, Haldor Topsøe y Mitsubishi Gas Chemicals^{93,94}.

El proceso de producción de metanol tiene una baja conversión en un solo paso (5-15%), por lo que requiere recirculación en relaciones que varían entre 2:1 y 5:1. La conversión máxima de equilibrio es 55-89%. Los catalizadores

de cobre logran su mejor rendimiento con 2-5% de CO₂, ya que un mayor contenido inhibe la síntesis debido a la formación de agua por la reacción RWGS (ecuación 2)^{93,95}.

Existen dos tipos principales de reactores para la producción de metanol: los de fase gaseosa, que pueden operar de manera adiabática o isotérmica, y los de fase líquida, que utilizan aceite mineral inerte con catalizador suspendido para una eficiente transferencia de calor. La **Figura 6** presenta los principales reactores disponibles comercialmente, junto con su tecnología y proveedor^{83,93}.

En la **Figura 6**, los reactores (A), (B), (C) y (E), que utilizan la tecnología de convertidor de levantamiento de vapor (SRC, por sus siglas en inglés de Steam Rising Converter), operan de manera casi isotérmica y con alta eficiencia en la recuperación de calor. Los reactores (D) y (G) pueden usar SRC o convertidor refrigerado por gas (GCC, por sus siglas en inglés de Gas-Cooled Converter), que opera de forma politrópica. El reactor (F) opera adiabáticamente, mientras que el reactor (D) es un reactor de fase líquida⁹³.

Para eliminar los gases disueltos, se destila a baja presión. Una sola columna es suficiente para producir metanol de grado combustible. Para obtener metanol de grado químico se necesitan de dos a cuatro columnas⁹³.

Producción de metanol verde

El metanol tiene un gran potencial para servir como base en una industria baja en carbono, tal como se muestra en la **Figura 7**, donde se destacan los diversos productos finales y sectores que pueden beneficiarse de este insumo industrial⁹⁶. Se puede producir una gran cantidad de derivados químicos a partir del metanol como el formaldehído, el ácido acético y el dimetil éter, entre otros, los cuales tienen aplicaciones en transporte, industria farmacéutica, plásticos,

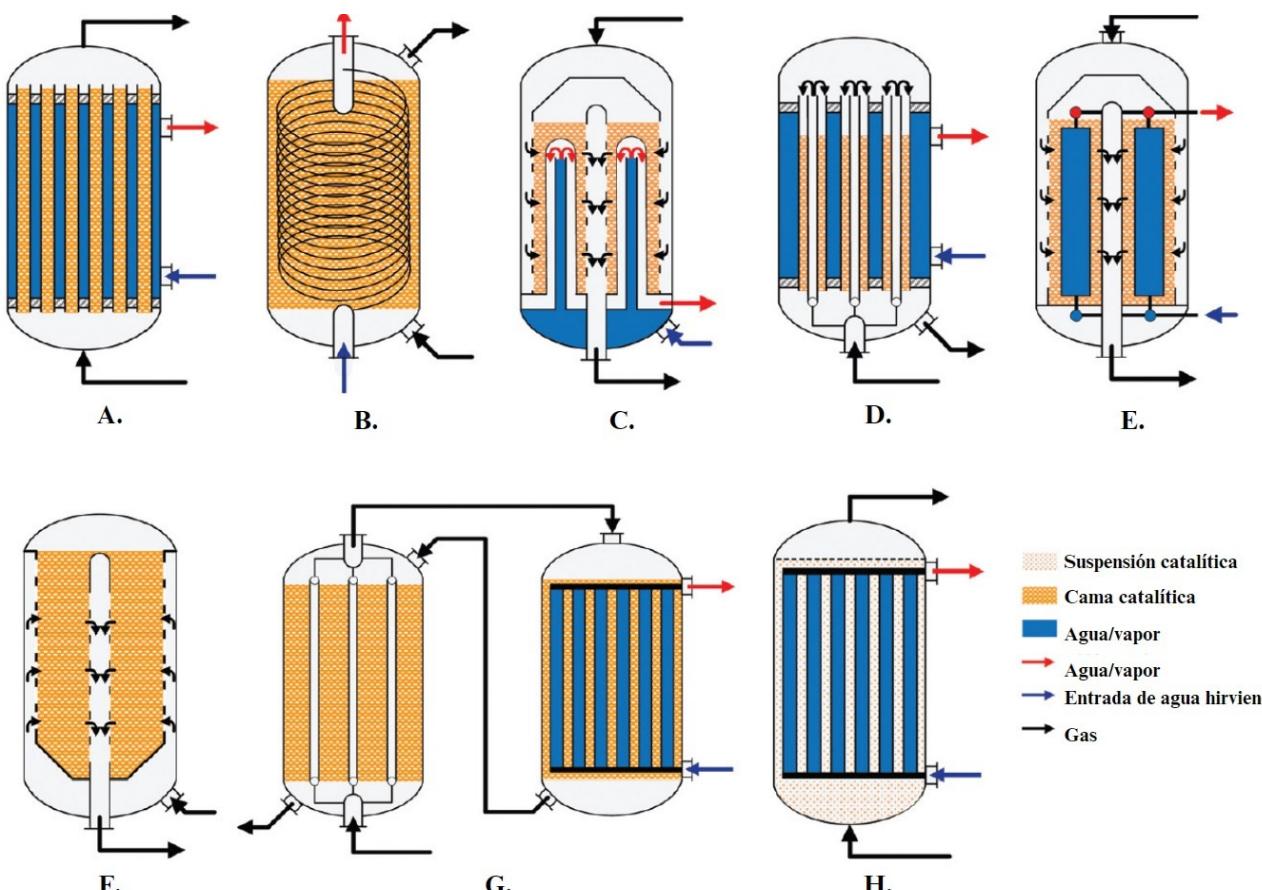


Figura 6. (arriba) Diseño simplificado del reactor de (A) reactor tubular Lurgi, (B) Linde Variobar, (C) Toyo MRF, (D) Mitsubishi Superconverter, (E) Metanol Casale IMC, (F) reactor adiabático Haldor Topsoe, (G) Lurgi MegaMetanol y (H) Air Products LPMEOH105. Figura traducida de: Dieterich, V.; Buttler, A.; Hanel, A.; Spleithoff, H.; Fendt, S. Power-to-Liquid via Synthesis of Methanol, DME or Fischer-Tropsch-Fuels: A Review. *Energy and Environmental Science*. Royal Society of Chemistry October 1, 2020, pp 3207–3252. CC BY 3.0⁹³

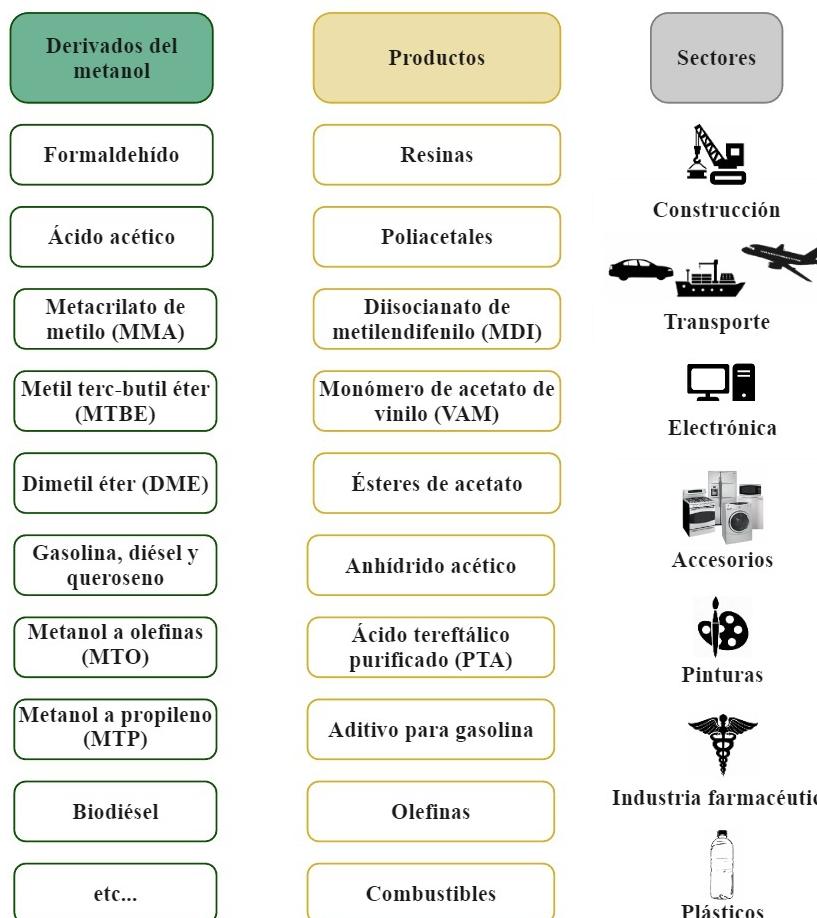


Figura 7. (izquierda) Ilustración de la cadena de valor del metanol en la industria. Figura modificada a partir de la referencia: Araya, S. S.; Liso, V.; Cui, X.; Li, N.; Zhu, J.; Sahlin, S. L.; Jensen, S. H.; Nielsen, M. P.; Kær, S. K. A Review of the Methanol Economy: The Fuel Cell Route. *Energies (Basel)* 2020, 13 (3), 596. CC BY 4.0⁹⁵

aditivos y combustibles.

La Figura 8 presenta tres posibles rutas renovables para producir metanol, además de la ruta convencional (A). Las rutas (B) y (C) comparten condiciones y tecnologías con la ruta convencional, mientras que la ruta (D) presenta diferencias⁹⁷.

La última, la hidrogenación directa de CO₂ a metanol (Ruta D), estudiada desde la década de 1990, puede adaptarse de tecnologías maduras de conversión de gas de síntesis. Al ser menos exotérmica que la reacción convencional, requiere menos remoción de calor, permitiendo operar a temperaturas más bajas en reactores adiabáticos y usar diámetros mayores en reactores tubulares isotérmicos. Esto favorece reactores con enfriamiento tubular, que son más económicos, eficientes y simples. También se investigan tecnologías innovadoras como reactores de membrana, sorción mejorada y convección natural^{95,98}.

La ruta CO₂-MeOH presenta menor formación de subproductos (<0,05% en masa) y mayor contenido de agua en el metanol crudo (30-40%) en comparación con la ruta CO-MeOH (0,1-0,65% en masa de subproductos y 10-15% de agua). Esto permite simplificar la primera columna de destilación y reducir la carga en las siguientes, donde la

separación metanol-etanol es clave, disminuyendo hasta un 20% la demanda energética del proceso de destilación^{93,95}.

La hidrogenación de CO₂ es de gran interés en la actualidad, destacando los catalizadores heterogéneos de cobre/zinc/paladio por su estabilidad, facilidad de manipulación, separación y reciclaje. El más estudiado y comercialmente disponible es el de Cu/ZnO/Al₂O₃. La reacción se realiza típicamente entre 200-300 °C, 20-100 bar y con una relación H₂/CO₂ cerca de tres⁹⁹⁻¹⁰².

El reactor Lurgi, un reactor catalítico de lecho empacado multitubular, es comúnmente utilizado para la hidrogenación de CO₂. Cuenta con múltiples tubos llenos de catalizador para mejorar la reacción y conversión. Un refrigerante fluye entre los tubos, convirtiendo el 80% del calor de reacción en vapor a media presión, facilitando su operación¹⁰³.

La empresa Carbon Recycling International (CRI) se destaca por su tecnología "Emisiones a Líquidos" (ETL, por sus siglas en inglés de Emissions-to-liquids). CRI emplea un diseño de reactor patentado para la conversión catalítica de CO₂ y H₂ en metanol. Esta tecnología se ha utilizado en proyectos como George Olah en Islandia, MefCO₂ en Alemania, FReSMe en Suecia, y recientemente

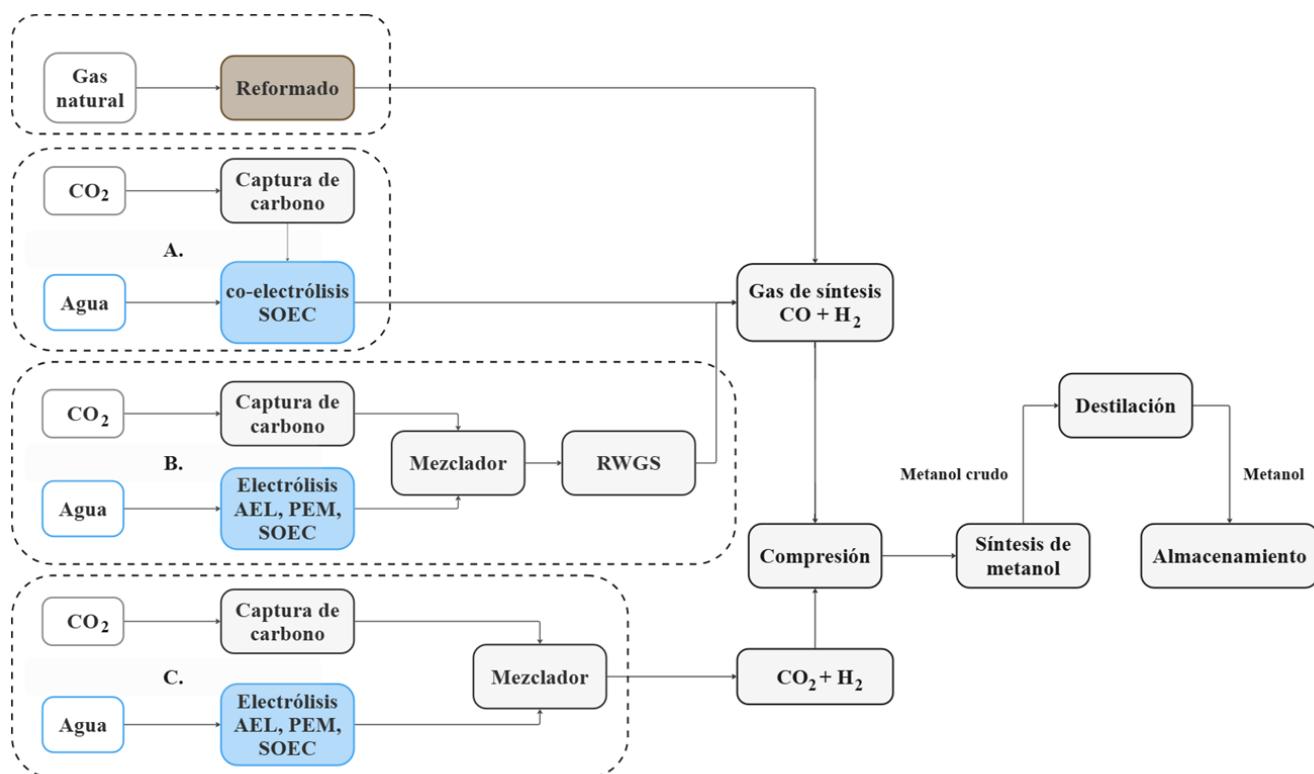


Figura 8. Rutas sintéticas para la producción de metanol usando gas de síntesis (syngas). (A) Producción convencional desde syngas. (B) Producción desde syngas obtenido desde co-electrólisis. (C) Producción CAMERE que usa syngas obtenido por medio de la reacción RWGS. (D) Ruta directa desde CO₂ sin pasar por gas de síntesis.

en China y Noruega, con capacidades superiores a las 100 megatoneladas anuales de metanol^{104,105}.

Varias empresas están desarrollando tecnologías para producir metanol a partir de la mezcla renovable H₂/CO₂. Ineratec y Total Energies tienen proyectos a escala de demostración. Haldor Topsøe, Johnson Matthey y Thyssenkrupp pueden modificar reactores convencionales para adaptarlos a esta mezcla. Siemens Energy y Mitsubishi Heavy Industries estudian el acople entre electrólisis, captura de CO₂ y síntesis de metanol.

Almacenamiento y transporte de metanol

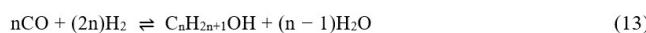
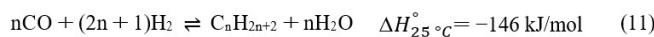
El metanol presenta la ventaja de tener un almacenamiento similar al de la gasolina, en contenedores de diferentes tamaños que pueden ser metálicos, de acero al carbono o acero inoxidable austenítico serie 300, y se pueden ubicar en interiores o exteriores. Los tanques deben cumplir las normas API (por sus siglas en inglés de American Petroleum Institute) y las zonas de almacenamiento deben diseñarse según los estándares de la NFPA (de las siglas en inglés de National Fire Protection Association)¹⁰⁶.

El metanol se puede transportar de diversas formas. Vía marítima, se bombea desde tanques de almacenamiento en el muelle hasta las bodegas selladas de buques petroleros de doble casco, de manera similar a otros líquidos hidrocarburos. También se puede transportar en camiones cisterna de alta capacidad, así como en contenedores más pequeños¹⁰⁶.

Proceso de Fischer-Tropsch

El proceso de Fischer-Tropsch (FT), publicado en 1923, describe la producción de crudo sintético a partir de H₂/CO sobre un catalizador de cobalto a 180-200 °C y entre 1 y 10 atm. En la segunda mitad del siglo XX, proyectos a gran escala permitieron obtener crudo sintético a partir de gas natural o carbón gasificado, del cual se pueden obtener combustibles líquidos como gasolina, diésel y queroseno después de un proceso de refinado^{93,107,108}.

El proceso de FT se realiza a 150-300 °C y presión atmosférica, aunque puede aumentarse a 20-40 bar para favorecer productos de cadena larga y la conversión, evitando la desactivación del catalizador por formación de coque. Se utilizan catalizadores de cobalto o hierro y un gas de síntesis con relación H₂/CO entre 2 y 2,2. Las reacciones 11 a 13 ocurren durante la síntesis, con *n* variando entre 10 y 20^{93,109}.



El proceso de Fischer-Tropsch produce una mezcla de hidrocarburos con diferentes longitudes de cadena, cuya distribución sigue el modelo Anderson-Schulz-Flory (ASF) descrito a continuación⁹³:

$$W_n = n(1-\alpha)^2 \alpha^{n-1} \quad (14)$$

$$\alpha = \frac{r_p}{r_p + r_t} \quad (15)$$

donde *W_n* representa la fracción molar del producto, *n* se refiere a la longitud de la cadena de hidrocarburos del producto, *α* corresponde a la probabilidad de crecimiento de la cadena, *r_p* y *r_t* se refieren a las constantes de velocidad de propagación y terminación, respectivamente. La probabilidad de crecimiento de la cadena (*α*) depende del tipo de catalizador (Fe o Co), de la temperatura y la presión del proceso, así como de la composición del gas de síntesis^{93,110}.

Estado actual de la tecnología

El proceso de Fischer-Tropsch se realiza en dos modos principales: a baja temperatura (LTFT de Low Temperature Fisher-Tropsch, 180-250 °C) y a alta temperatura (HTFT de High Temperature, 300-350 °C). LTFT se utiliza para producir diésel, nafta y cera, mientras que HTFT se emplea para obtener gasolina y productos químicos. En ambos casos, se requieren procesos de refinado y mejora del producto¹¹¹⁻¹¹³. En la **Figura 9** se muestran las dos rutas y sus principales características.

A nivel comercial existen cuatro configuraciones principales de reactores Fischer-Tropsch (FT), las cuales se muestran en la **Figura 10**. Los reactores de lecho fijo (A) y de fase líquida (B) operan a bajas temperaturas (220-240 °C) y presiones de 20-25 bar, generando productos de cadena larga en presencia de un catalizador sólido y tres fases (gaseosa, líquida y sólida). Por otro lado, los reactores de lecho fluidizado (C y D) operan a altas temperaturas (320-350 °C) y se usan principalmente con catalizadores de hierro, produciendo productos más cortos debido a las mayores temperaturas. Empresas como Sasol y PetroSA en Sudáfrica producen combustibles a gran escala utilizando estas tecnologías^{93,109}.

Producción de productos FT verdes

La ruta sintética de Fischer-Tropsch aún no ha desarrollado el uso directo de CO₂ a gran escala. Para aprovechar el CO₂, se debe producir gas de síntesis mediante la reacción RWGS o la co-electrólisis de CO₂ y H₂O. Una vez obtenido el gas de síntesis de una fuente renovable baja en emisiones, se pueden utilizar las rutas convencionales (HTFT y LTFT) para producir combustibles sintéticos^{93,114}.

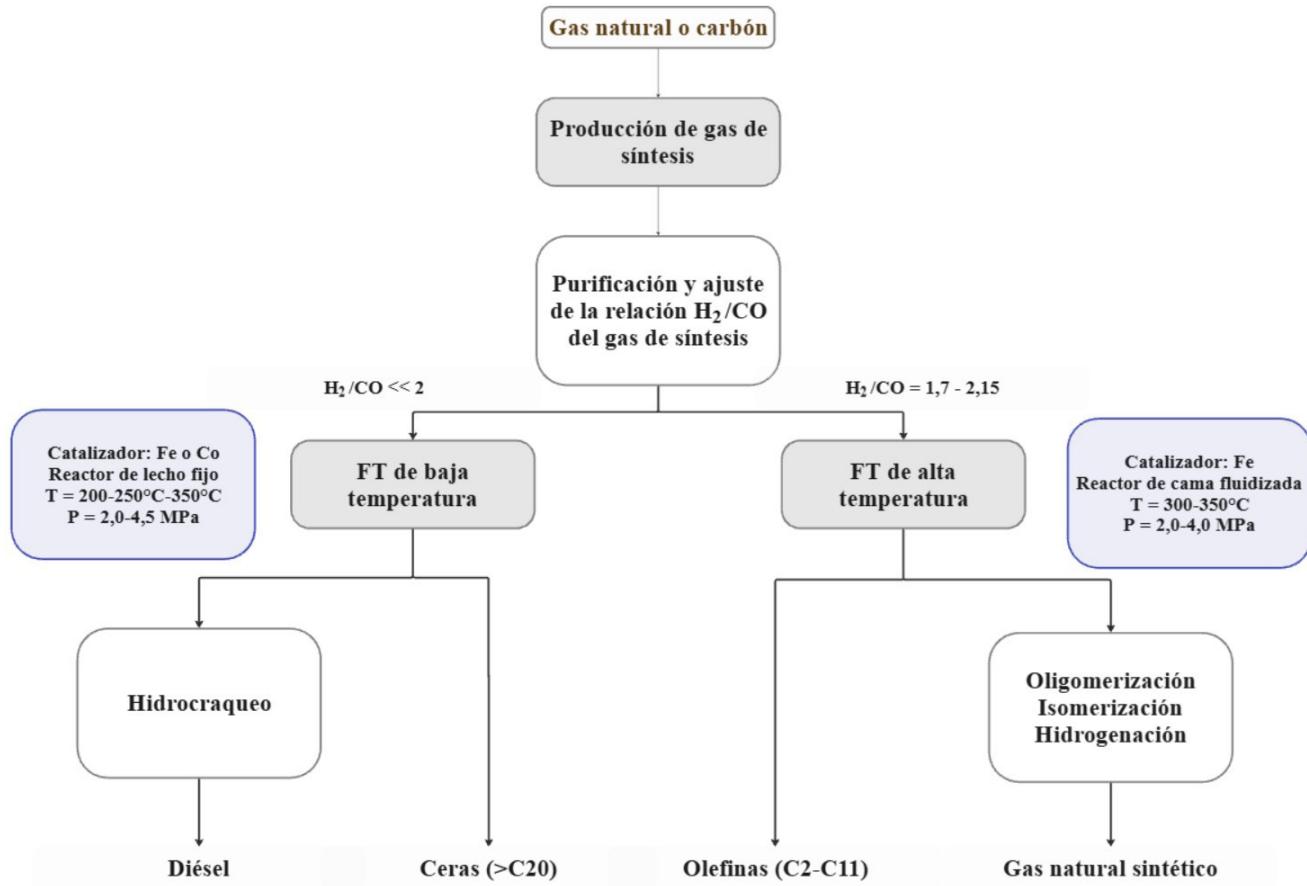


Figura 9. Esquema general del proceso para la producción de combustibles sintéticos a partir de la ruta de Fischer-Tropsch.

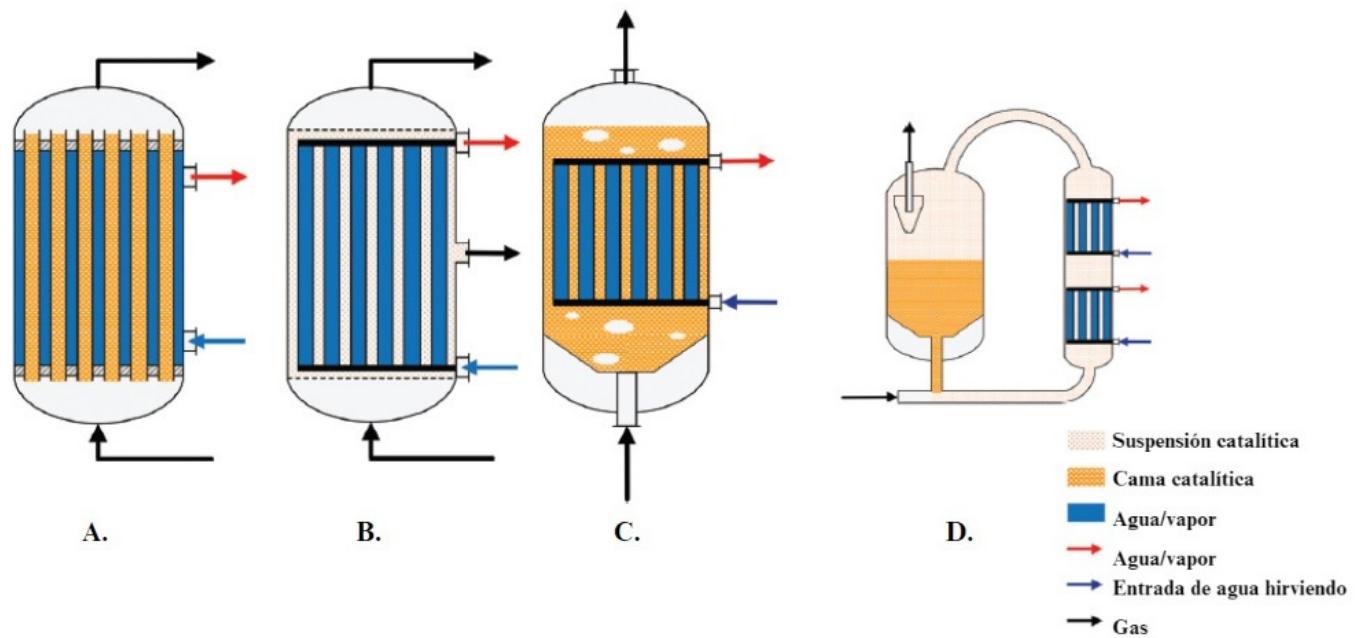
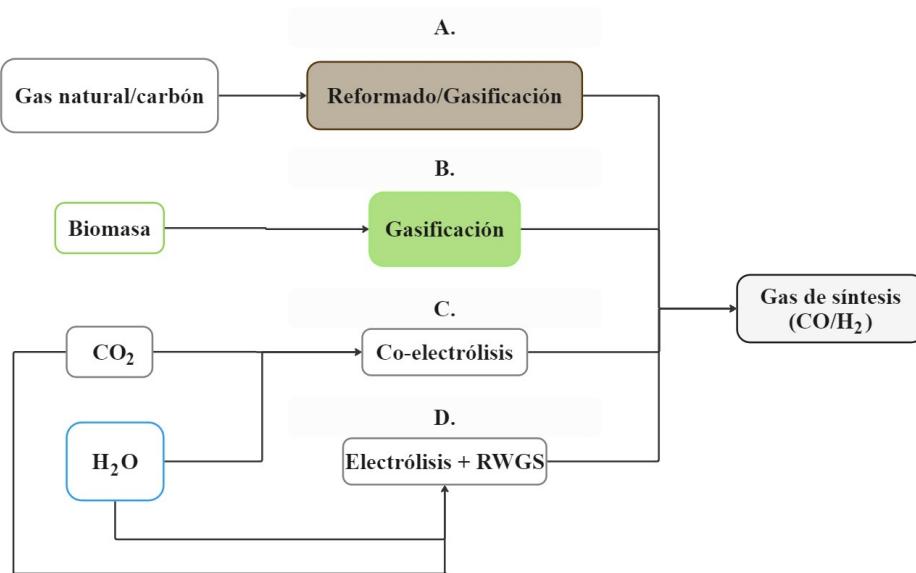


Figura 10. Reactores de Fischer-Tropsch disponibles a nivel comercial. (A) Reactor de lecho fijo. (B) Reactor de fase líquida en suspensión. (C) Reactor de lecho fluidizado. (D) Reactor de lecho fluidizado circulante. Figura traducida a partir de la referencia: Dieterich, V.; Buttler, A.; Hanel, A.; Spleithoff, H.; Fendt, S. Power-to-Liquid via Synthesis of Methanol, DME or Fischer-Tropsch-Fuels: A Review. *Energy Environ. Sci.*, 2020, 13 (10) 3207-3252. CC-BY-NC.



El proceso de biomasa a líquidos (BtL, Biomass-to-Liquid) se relaciona con las rutas FT renovables para producir gas de síntesis mediante la gasificación de biomasa^{110,115}. Las rutas mencionadas para producir gas de síntesis se muestran en la **Figura 11**.

La gasificación de biomasa ocurre a altas temperaturas (600-1000 °C) con un agente oxidante, y consta de cuatro etapas: secado, pirólisis, oxidación y reducción. Durante el proceso, se forman gases de CO, H₂, CH₄ y CO₂, así como agua y alquitranes^{116,117}.

La composición del gas y los componentes indeseables dependen del material de partida, el tipo de reactor (lecho fijo, fluidizado o flujo arrastrado) y los parámetros operativos¹¹⁶. El reto de la ruta FT es descarbonizar su producción mediante alternativas que generen gas de síntesis bajo en emisiones, a diferencia del reformado de gas natural o la gasificación de carbón.

Algunos de los principales proyectos que destacan en la búsqueda del acoplamiento entre estas nuevas formas de producir gas de síntesis y la síntesis de FT, se listan a continuación:

Sunfire - fuel 1 plant (Dresden, Alemania, 2014): produce 1 barril de producto FT por día utilizando SOEC para producir hidrógeno y un reactor RWGS para convertir CO₂. Tiene una eficiencia energética del 60% y un potencial de mitigación de CO₂ del 85% en comparación con los combustibles convencionales⁹³.

Instalación de prueba PtL integrada (Karlsruhe, Alemania, 2019): sistema modular en contenedores que combina captura directa de aire (DAC), co-electrólisis, un reactor FT microestructurado y una unidad de hidrocraqueo para producir combustibles líquidos. Actualmente produce 10 L por día, pero se planean expansiones futuras⁹³.

Figura 11. Rutas para la producción de gas de síntesis. (A) Ruta no renovable. (B) Ruta a partir de la gasificación de biomasa. (C) Ruta a través de la co-electrólisis de H₂O y CO₂. (D) Ruta por medio de electrólisis de H₂O y la reacción RWGS.

Fulcrum NorthPoint (Cheshire, Inglaterra, 2027): convertirá cientos de miles de toneladas de residuos preprocesados en aproximadamente 100 millones de litros/año de combustible de aviación sostenible (SAF, Sustainable Aviation Fuel)¹¹⁸.

Proyecto Altalto (Immingham, Inglaterra, 2025): convertirá más de 500.000 toneladas por año de residuos municipales en 60 millones de litros de SAF, ahorrando una estimación de 80.000 toneladas de CO₂ neto por año⁹³.

RESUMEN DEL AVANCE DE LOS COMBUSTIBLES SINTÉTICOS EN EL MUNDO

Varios países ya han logrado avances significativos en el desarrollo de tecnologías PtX. Por ejemplo, Alemania, líder en el desarrollo del hidrógeno verde, planea invertir 10.600 millones de dólares americanos y a la fecha ha lanzado varios proyectos piloto^{119,120}, tal como se aprecia en la **Tabla 2**. Asimismo, Francia pretende cubrir 3 GW de su objetivo de producción de hidrógeno de 6,5 GW para el 2030¹²¹ y Japón ha fijado objetivos ambiciosos para una cadena de suministro de hidrógeno¹¹⁹.

En el contexto latinoamericano, Chile se ha consolidado como líder en tecnologías de hidrógeno verde y PtX. El país se ha fijado objetivos ambiciosos, con la meta de producir el hidrógeno verde más barato del mundo para el año 2030 y convertirse en un exportador líder para el 2040. Los recursos favorables de la energía renovable de Chile, en particular la solar y la eólica, junto con su ubicación estratégica y la infraestructura existente, posicionan al país para capitalizar sobre la creciente demanda global de hidrógeno verde y sus derivados¹²².

Tabla 2. Síntesis del avance en la producción de combustibles sintéticos alrededor del mundo.

PAÍS	PROYECTO/AÑO	CARACTERÍSTICAS	REFERENCIA
Alemania	MefCO2 (2019)	Producción de 1 t/día de e-metanol a partir de 1,5 t/día de CO ₂ capturado y 1,5 t/día de hidrógeno verde a partir de un electrolizador PEM de 600 kW	87,105
	e-CO2Met (2021)	Producción de 1,5 t/día de e-metanol utilizando hidrógeno verde de un electrolizador SOEC de 1 MW y CO ₂ capturado de una refinería.	105
	Audi e-gas (2013)	Producción de gas natural sintético (GNS) a partir de hidrógeno verde generado por tres electrolizadores alcalinos con una capacidad total de 6 MW.	73,129,130
	Uniper (2018)	Conversión de hidrógeno y CO ₂ en GNS a un ritmo de 57 m ³ /h mediante una planta Power-to-Gas de 1 MW.	131
	Atmosfair Fairfuel (2021)	Producción de 350 t/año de queroseno sintético a partir de hidrógeno verde generado por un electrolizador PEM de 1,25 MW y CO ₂ capturado.	105
	Carbon2Chem (2016)	Investigación de la producción de amoniaco y metanol a partir de gases industriales con una capacidad objetivo de urea de 29.000 t/día.	58
Francia	Hynovis (2025)	Producción de más de 200.000 t/año de metanol libre de carbono utilizando un electrolizador de 330 MW y CO ₂ capturado de una planta de cemento.	105,132
	Júpiter 1000 (2023)	Demostración de Power-to-Gas con electrólisis de 1 MW (0,5 MW alcalina y 0,5 MW PEM) y proceso de metanación, con una producción de 25 m ³ /h.	133,134
Japón	Mitsui Chemicals (2009)	Operó con éxito una planta piloto de metanol verde que procesa 160 t/año de CO ₂ para producir 100 t/año de metanol.	6,135
	JGC Holdings (2018)	Desarrollo de un proceso avanzado de síntesis de amoniaco utilizando energías renovables en una planta demostrativa en Fukushima.	136
Noruega	Mo Industrial E-fuel (2019)	Producción 80.000 t/año de e-metanol utilizando 160.000 t de CO ₂ capturado e hidrógeno verde, con una inversión de 300-350 millones de euros.	105,137
	Norsk e-Fuel Project (2026)	Planifica producir 12,5 millones de litros de combustible de aviación sostenible (SAF) en 2024 y 25 millones de litros en 2026 a través de la ruta Fischer-Tropsch.	105,138
Islandia	Planta George Olah (2012)	Produce 4000 t/año de e-metanol utilizando 5600 t/año de CO ₂ geotérmico y 800 toneladas/año de hidrógeno verde a partir de un electrolizador alcalino que funciona con electricidad de red renovable.	6,105
Chile	Haru Oni (2022)	Producción de 350 t/año de e-metanol (que se ampliará a 1.000.000t en 2026) y gasolina sintética utilizando hidrógeno verde a partir de un electrolizador PEM de 1,2 MW alimentado por 3,4 MW de energía eólica y CO ₂ capturado desde el aire.	105

CONCLUSIONES

Como la base de los combustibles sintéticos gira en torno al hidrógeno verde, en esta revisión se expusieron las principales ventajas y desventajas, así como información operacional, de las tres tecnologías principales para producir hidrógeno verde (H2V): los electrolizadores alcalinos (AEL), la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y los electrolizadores de óxido sólido (SOEC).

En relación con la captura de gases como materia prima y con la producción de gas de síntesis para combustibles sintéticos, destacan varios aspectos clave relacionados con las tecnologías y los procesos evaluados. En primer lugar, la tecnología para la captura de CO₂ varía según la fuente de emisión. Si la fuente es difusa, como el aire, se utiliza la tecnología conocida como captura directa de aire (DAC). En el caso del N₂, existen tres tecnologías principales cuya elección

depende de la pureza requerida y del volumen a procesar.

Respecto a la producción de gas de síntesis, las tecnologías de co-electrólisis y de reacción inversa de desplazamiento de vapor (RWGS) presentan baja madurez tecnológica, lo que actualmente limita la producción de combustibles sintéticos a partir de esta mezcla de gases. Esta situación afecta directamente la ruta Fischer-Tropsch (FT), que depende del syngas como materia prima, aunque la gasificación de biomasa emerge como una alternativa prometedora.

En cuanto al amoníaco verde, el proceso es similar al tradicional excepto en la obtención del H₂ y el N₂ como insumos para la reacción de Haber-Bosch (HB), lo que permite mantener las mismas condiciones de operación y usar la

tecnología actual. Por otro lado, la producción de metano sintético, tradicionalmente a partir de CO/H₂, puede adaptarse a trabajar con CO₂/H₂ renovables sin grandes cambios en las condiciones de operación.

Con respecto a la producción de metanol renovable, el proceso se transforma significativamente debido a la hidrogenación directa de CO₂ a metanol (CO₂-MeOH), que requiere condiciones de operación diferentes al enfoque tradicional basado en gas de síntesis. Sin embargo, los avances en investigación han permitido la implementación de esta tecnología a escala comercial e industrial en los últimos años.

La tendencia a nivel mundial ha sido principalmente enfocarse en tres combustibles sintéticos: metanol, metano y amoniaco.

Muchos países a nivel Latinoamericano presentan un gran potencial para la generación de combustibles sintéticos debido a sus elevadas proporciones de energías renovables y materia prima disponible. Es indispensable ponerse al tanto con el funcionamiento de las tecnologías, inversión e innovación que le permita competir a nivel mundial y no solamente convertirse en proveedores.

La continua investigación, desarrollo y apoyo político serán cruciales para superar las barreras técnicas y económicas, permitiendo que los combustibles sintéticos verdes contribuyan significativamente a los objetivos de descarbonización global.

REFERENCIAS

- IEA. *Energy Technology Perspectives 2020*; Paris, 2020 (acceso 2024-07-11)
- International Energy Agency, I. *The Future of Hydrogen*; 2019. (acceso 2024-08-13).
- International Energy Agency, I. *World Energy Outlook 2023*; 2023 (acceso 2024-07-11).
- Galusnyak, S. C.; Petrescu, L.; Sandu, V. C.; Cormos, C. C. *Environmental Impact Assessment of Green Ammonia Coupled with Urea and Ammonium Nitrate Production*. *J Environ Manage* **2023**, *343*, 118215.
- Olabi, A. G.; Abdelkareem, M. A.; Al-Murisi, M.; Shehata, N.; Alami, A. H.; Radwan, A.; Wilberforce, T.; Chae, K.-J.; Sayed, E. T. *Recent Progress in Green Ammonia: Production, Applications, Assessment; Barriers, and Its Role in Achieving the Sustainable Development Goals*. *Energy Convers Manag* **2023**, *277*, 116594.
- IRENA and methanol institute. *Innovation Outlook : Renewable Methanol*; 2021.
- Shiva Kumar, S.; Lim, H. *An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production*. *Energy Reports* **2022**, *8*, 13793–13813.
- El-Shafie, M. *Hydrogen Production by Water Electrolysis Technologies: A Review*. *Results in Engineering* **2023**, *20*, 101426.
- Barrera Gajardo, J. *Technical-Economic Analysis of the Electrosynthesis of Ammonia*, Politecnico Di Torino, Torino, 2021 (acceso 2024-07-11).
- Karountzos, I. *Methanol Production from Renewable Sources A Techno-Economic Assessment*. Thesis, Delft University of Technology, Delft, 2020. (acceso 2024-07-11).
- Cinek, Y. *Modelling Hydrogen in Power Systems Optimisation for Investment and Operational Models*, Delft University of Technology, Delft, 2022.
- Sakas, G.; Ibáñez-Rioja, A.; Ruuskanen, V.; Kosonen, A.; Ahola, J.; Bergmann, O. *Dynamic Energy and Mass Balance Model for an Industrial Alkaline Water Electrolyzer Plant Process*. *Int J Hydrogen Energy* **2022**, *47* (7), 4328–4345.
- Daoudi, C.; Bounahmidi, T. *Overview of Alkaline Water Electrolysis Modeling*. *Int J Hydrogen Energy* **2024**, *49*, 646–667.
- Sakas, G.; Ibáñez-Rioja, A.; Pöyhönen, S.; Kosonen, A.; Ruuskanen, V.; Kauranen, P.; Ahola, J. *Influence of Shunt Currents in Industrial-Scale Alkaline Water Electrolyzer Plants*. *Renew Energy* **2024**, *225*, 120266.
- Liu, R.-T.; Xu, Z.-L.; Li, F.-M.; Chen, F.-Y.; Yu, J.-Y.; Yan, Y.; Chen, Y.; Xia, B. Y. *Recent Advances in Proton Exchange Membrane Water Electrolysis*. *Chem Soc Rev* **2023**, *52* (16), 5652–5683.
- Bonanno, M.; Müller, K.; Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R.; Aili, D.; Franken, T.; Chromik, A.; Peach, R.; Freiberg, A. T. S.; Thiele, S. *Review and Prospects of PEM Water Electrolysis at Elevated Temperature Operation*. *Adv Mater Technol* **2024**, *9* (2).
- Locci, C.; Mertens, M.; Höyng, S.; Schmid, G.; Bagus, T.; Lettenmeier, P. *Scaling-up PEM Electrolysis Production: Challenges and Perspectives*. *Chemie Ingenieur Technik* **2024**, *96* (1–2), 22–29.
- Patcharavorachot, Y.; Chatrattanawet, N.; Arpornwichanop, A.; Saeba, D. *Comparative Energy, Economic, and Environmental Analyses of Power-to-Gas Systems Integrating SOECs in Steam-Electrolysis and Co-Electrolysis and Methanation*. *Therm Sci Eng Prog* **2023**, *42*, 101873.
- Prosser, J. H.; James, B. D.; Murphy, B. M.; Wendt, D. S.; Casteel, M. J.; Westover, T. L.; Knighton, L. T. *Cost Analysis of Hydrogen Production by High-Temperature Solid Oxide Electrolysis*. *Int J Hydrogen Energy* **2024**, *49*, 207–227.
- Min, G.; Choi, S.; Hong, J. *A Review of Solid Oxide Steam-Electrolysis Cell Systems: Thermodynamics and Thermal Integration*. *Applied Energy*. Elsevier Ltd December 15, 2022.
- Zhao, Y.; Xue, H.; Jin, X.; Xiong, B.; Liu, R.; Peng, Y.; Jiang, L.; Tian, G. *System Level Heat Integration and Efficiency Analysis of Hydrogen Production Process Based on Solid Oxide Electrolysis Cells*. *Int J Hydrogen Energy* **2021**, *46* (77), 38163–38174.
- United States Government Accountability Office. *Decarbonization: Status, Challenges, and Policy Options for Carbon Capture, Utilization, and Storage*; 2022 (acceso 2024-07-21).
- Liu, E.; Lu, X.; Wang, D. *A Systematic Review of Carbon Capture, Utilization and Storage: Status, Progress and Challenges*. *Energies (Basel)* **2023**, *16* (6), 2865.
- McLaughlin, H.; Littlefield, A. A.; Menefee, M.; Kinzer, A.; Hull, T.; Sovacool, B. K.; Bazilian, M. D.; Kim, J.; Griffiths, S. *Carbon Capture Utilization and Storage in Review: Sociotechnical Implications for a Carbon Reliant World*. *Renew Sustain Energy Rev* **2023**, *177*, 113215.
- Vakylabad, A. B. *Absorption Processes for CO₂ Removal from CO₂-Rich Natural Gas*. In *Advances in Natural Gas: Formation, Processing, and Applications. Volume 2: Natural Gas Sweetening*. Elsevier, 2024; pp 207–257.
- Strojny, M.; Gladysz, P.; Hanak, D. P.; Nowak, W. *Comparative Analysis of CO₂ Capture Technologies Using Amine Absorption and Calcium Looping Integrated with Natural Gas Combined Cycle Power Plant*. *Energy* **2023**, *284*, 128599.
- Garcia, J. A.; Villen-Guzman, M.; Rodriguez-Maroto, J. M.; Paz-Garcia, J. M. *Technical Analysis of CO₂ Capture Pathways and Technologies*. *J Environ Chem Eng* **2022**, *10* (5), 108470.
- Ochedi, F. O.; Yu, J.; Yu, H.; Liu, Y.; Hussain, A. *Carbon Dioxide*

- Capture Using Liquid Absorption Methods: A Review. *Environ Chem Lett*, **2021**, *19*, 77–109.
29. Soo, X. Y. D.; Lee, J. J. C.; Wu, W. Y.; Tao, L.; Wang, C.; Zhu, Q.; Bu, J. Advancements in CO₂ Capture by Absorption and Adsorption: A Comprehensive Review. *J CO₂ Util*, **2024**, *81*, 102727.
 30. Dai, Y.; Niu, Z.; Luo, W.; Wang, Y.; Mu, P.; Li, J. A Review on the Recent Advances in Composite Membranes for CO₂ Capture Processes. *Sep Purif Technol*, **2023**, *307*, 122752.
 31. Martínez, A.; Díaz-Ramírez, M. C.; Ferreira, V.; María López-Sabirón, A.; Díaz Ramírez, M.; Circe, F.; Zaragoza, Z.; Dear, S. Feasibility Analysis for a CO₂ Purification Technology to Be Installed in Geothermal Power Plants; Proceedings World Geothermal Congress 2020, Ed.; Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020: Reykjavik, 2021.
 32. Sowiżdał, A.; Śtarczewska, M.; Papiernik, B. Future Technology Mix—Enhanced Geothermal System (EGS) and Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS)—An Overview of Selected Projects as an Example for Future Investments in Poland. *Energies (Basel)*, **2022**, *15* (10), 3505.
 33. Karayel, G. K.; Javani, N.; Dincer, I. Effective Use of Geothermal Energy for Hydrogen Production: A Comprehensive Application. *Energy*, **2022**, *249*, 123597.
 34. Guo, P.; Kumar, N. B.; Elmasry, Y.; Alanazi, A.; Alanazi, T. I.; Armghan, A.; Algelany, A. M.; Wae-hayee, M. CO₂ Hydrogenation for Geothermal Energy Storage through Synthetic Natural Gas Production and Byproduct of Refrigeration and Freshwater Using Solid Oxide Electrolyzer Cell (SOEC) and Methanation Reactor; Techno-Economic Evaluation and Multi-Objective Optimization. *J CO₂ Util*, **2023**, *69*, 102395.
 35. Kauw, M.; Benders, R. M. J.; Visser, C. Green Methanol from Hydrogen and Carbon Dioxide Using Geothermal Energy and/or Hydropower in Iceland or Excess Renewable Electricity in Germany. *Energy*, **2015**, *90*, 208–217.
 36. Berstad, D.; Nord, L. O. Acid Gas Removal in Geothermal Power Plant in Iceland. *Energy Procedia*, **2016**, *86*, 32–40.
 37. Ivanova, S.; Lewis, R. Producing Nitrogen via Pressure Swing Adsorption. *Chem Eng Prog*, **2012**, *6*, 38–42.
 38. Klein, H.; Fritsch, P.; Haider, P.; Kender, R.; Rößler, F.; Rehfeldt, S.; Freko, P.; Hoffmann, R.; Thomas, I.; Wunderlich, B. Flexible Operation of Air Separation Units. *ChemBioEng Reviews*, **2021**, *8* (4), 357–374.
 39. Chehade, G.; Dincer, I. Progress in Green Ammonia Production as Potential Carbon-Free Fuel. *Fuel*, **2021**, *299*, 120845.
 40. Estevez, R.; López-Tenllado, F. J.; Aguado-Deblas, L.; Bautista, F. M.; Romero, A. A.; Luna, D. Current Research on Green Ammonia (NH₃) as a Potential Vector Energy for Power Storage and Engine Fuels: A Review. *Energies (Basel)*, **2023**, *16* (14), 5451.
 41. Aubin, P.; Wang, L.; Van herle, J. Power-to-Methane via Co-Electrolysis of H₂O and CO₂: Reactor Operation and System Simulation. *Energy Convers Manag*, **2023**, *294*, 117520.
 42. Choe, C.; Kim, H.; Lim, H. Feasibility Study of Power-to-Gas as Simultaneous Renewable Energy Storage and CO₂ Utilization: Direction toward Economic Viability of Synthetic Methane Production. *Sustain Energy Technol Assess*, **2023**, *57*, 103261.
 43. Battaglia, P.; Buffo, G.; Ferrero, D.; Santarelli, M.; Lanzini, A. Methanol Synthesis through CO₂ capture and Hydrogenation: Thermal Integration, Energy Performance and Techno-Economic Assessment. *J CO₂ Util*, **2021**, *44*, 101407.
 44. Gu, Y.; Wang, D.; Chen, Q.; Tang, Z. Techno-Economic Analysis of Green Methanol Plant with Optimal Design of Renewable Hydrogen Production: A Case Study in China. *Int J Hydrogen Energy*, **2022**, *47* (8), 5085–5100.
 45. Medrano-García, J. D.; Ruiz-Femenia, R.; Caballero, J. A. Multi-Objective Optimization of a Carbon Dioxide Utilization Superstructure for the Synthesis of Formic and Acetic Acid. *Comput Aided Chem Eng*, **2018**, *43*, 1419–1424.
 46. Adelung, S.; Maier, S.; Dietrich, R.-U. Impact of the Reverse Water-Gas Shift Operating Conditions on the Power-to-Liquid Process Efficiency. *Sustain Energy Technol Assess*, **2021**, *43*, 100897.
 47. Hydrocarbon Processing. INERATEC's and Clariant's partnership to support the scale-up of sustainable fuel production. (acceso 2024-07-18).
 48. Bown, R. M.; Joyce, M.; Zhang, Q.; Reina, T. R.; Duyar, M. S. Identifying Commercial Opportunities for the Reverse Water Gas Shift Reaction. *Energy Technol*, **2021**, *9* (11).
 49. González-Castaño, M.; Dorneanu, B.; Arellano-García, H. The Reverse Water Gas Shift Reaction: A Process Systems Engineering Perspective. *React. Chem. Eng.*, **2021**, *6* (6), 954–976.
 50. Adelung, S.; Dietrich, R.-U. Impact of the Reverse Water-Gas Shift Operating Conditions on the Power-to-Liquid Fuel Production Cost. *Fuel*, **2022**, *317*, 123440.
 51. Nordic blue crude. *We Make Transportation Green*; 2021 (acceso 2024-07-18).
 52. Elsernagawy, O. Y. H.; Hoadley, A.; Patel, J.; Bhatelia, T.; Lim, S.; Haque, N.; Li, C. Thermo-Economic Analysis of Reverse Water-Gas Shift Process with Different Temperatures for Green Methanol Production as a Hydrogen Carrier. *J. CO₂ Util*, **2020**, *41*, 101280.
 53. Li, Y.; Zhang, L.; Yu, B.; Zhu, J.; Wu, C. CO₂ High-Temperature Electrolysis Technology Toward Carbon Neutralization in the Chemical Industry. *Engineering*, **2023**, *21*, 101–114.
 54. Giorgia Bove. Synthetic Natural Gas Generation by Co-Electrolysis in SOEC and Methanation - Experimental and Techno-Economic Analysis, Politecnico di Torino, Torino, 2022.
 55. Andika, R.; Nandyanto, A. B. D.; Putra, Z. A.; Bilad, M. R.; Kim, Y.; Yun, C. M.; Lee, M. Co-Electrolysis for Power-to-Methanol Applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **2018**, *95*, 227–241.
 56. MegaSyn Project. *MEGASYN – Power-to-X Project in MEGAWATT-SCALE* (acceso 2024-07-18).
 57. Schreiber, A.; Peschel, A.; Hentschel, B.; Zapp, P. Life Cycle Assessment of Power-to-Syngas: Comparing High Temperature Co-Electrolysis and Steam Methane Reforming. *Front. Energy Res.*, **2020**, *8*.
 58. Liang, C. Green Haber-Bosch Process: A Small-Scale Ammonia Reactor System Design, Felt University of Technology, Delft, 2019.
 59. Nicolas, P. Technoeconomic and Environmental Analysis of Green Ammonia in Spain, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2022 (acceso 2024-07-18).
 60. Fuster Justiniano, J.; Arteaga Guaquín, Y.; Fariñas Hermosilla, R. *Industria Del Amoníaco: Estado Actual y Oportunidades Para La Descarbonización*; Santiago, Chile, 2022 (acceso 2024-07-18).
 61. Smith, C.; Hill, A. K.; Torrente-Murciano, L. Current and Future Role of Haber-Bosch Ammonia in a Carbon-Free Energy Landscape. *Energy Environ. Sci.*, **2020**, *13* (2), 331–344.
 62. Mayer, P.; Ramirez, A.; Pezzella, G.; Winter, B.; Sarathy, S. M.; Gascon, J.; Bardow, A. Blue and Green Ammonia Production: A Techno-Economic and Life Cycle Assessment Perspective. *iScience*, **2023**, *26* (8), 107389.
 63. Mokheimer, E. M. A.; Shakeel, M. R.; Harale, A.; Paglieri, S.; Mansour, R. Ben. Fuel Reforming Processes for Hydrogen Production. *Fuel*, **2024**, *359*, 130427.
 64. Joseph Sekhar, S.; Said Ahmed Al-Shahri, A.; Glivin, G.; Le, T.; Mathimani, T. A Critical Review of the State-of-the-Art Green Ammonia Production Technologies- Mechanism, Advancement, Challenges, and Future Potential. *Fuel*, **2024**, *358*, 130307.
 65. Rönsch, S.; Schneider, J.; Matthischke, S.; Schlüter, M.; Götz, M.; Lefebvre, J.; Prabhakaran, P.; Bajohr, S. Review on Methanation - from Fundamentals to Current Projects. *Fuel*, **2016**, *176*, 276–296.
 66. Konttila, E. Cost Optimization of Power-to-Methane Process

- with Dynamic Modelling, Aalto University, Helsinki, 2022. (acceso 2024-07-18).
67. Intergovernmental Panel on Climate Change. *Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change*, 2022 (acceso 2024-07-18).
 68. Gajanan, K.; Ranjith, P. G.; Yang, S. Q.; Xu, T. Advances in Research and Developments on Natural Gas Hydrate Extraction with Gas Exchange. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **2024**, *190*, 114045.
 69. Parigi, D.; Giglio, E.; Soto, A.; Santarelli, M. Power-to-Fuels through Carbon Dioxide Re-Utilization and High-Temperature Electrolysis: A Technical and Economical Comparison between Synthetic Methanol and Methane. *J. Clean Prod.*, **2019**, *226*, 679–691.
 70. Bolt, A.; Dincer, I.; Agelin-Chaab, M. A Critical Review of Synthetic Natural Gas Production Techniques and Technologies. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, **2020**, *84*, 103670.
 71. Pörzse, G.; Csedő, Z.; Zavarkó, M. Disruption Potential Assessment of the Power-to-Methane Technology. *Energies (Basel)*, **2021**, *14* (8), 2297.
 72. M.Goorden. Power to Methane to Power, Delft University of Technology, Delft, 2019 (acceso 2024-09-11).
 73. Ghaib, K.; Ben-Fares, F. Z. Power-to-Methane: A State-of-the-Art Review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **2018**, *81*, 433–446
 74. *The HELMETH project*. (acceso 2024-07-18).
 75. Chwola, T.; Spietz, T.; Więcław-Solny, L.; Tatarczuk, A.; Krótki, A.; Dobras, S.; Wilk, A.; Tchórz, J.; Stec, M.; Zdeb, J. Pilot Plant Initial Results for the Methanation Process Using CO₂ from Amine Scrubbing at the Łaziska Power Plant in Poland. *Fuel*, **2020**, *263*, 116804.
 76. Sauerschell, S.; Bajohr, S.; Kolb, T. Methanation Pilot Plant with a Slurry Bubble Column Reactor: Setup and First Experimental Results. *Energy & Fuels*, **2022**, *36* (13), 7166–7176.
 77. Donadei, S.; Schneider, G.-S. Compressed Air Energy Storage. En *Storing Energy*; Elsevier, 2022; pp 141–156.
 78. Islam, M. R. Storage of Petroleum Fluids. En *Pipelines*; Elsevier, 2023; pp 497–551.
 79. Al-Breiki, M.; Bicer, Y. Comparative Life Cycle Assessment of Sustainable Energy Carriers Including Production, Storage, Overseas Transport and Utilization. *J. Clean Prod.*, **2021**, *279*, 123481.
 80. Rozzi, E.; Minuto, F. D.; Lanzini, A.; Leone, P. Green Synthetic Fuels: Renewable Routes for the Conversion of Non-Fossil Feedstocks into Gaseous Fuels and Their End Uses. *Energies (Basel)*, **2020**, *13* (2), 420.
 81. Dalena, F.; Senatore, A.; Marino, A.; Gordano, A.; Basile, M.; Basile, A. Methanol Production and Applications: An Overview. In *Methanol*; Elsevier, 2018; pp 3–28.
 82. Afzali, K. The Role of Power-to-Methanol Technologies in the Energy Mix, Delft University of Technology, Delft, 2020 (acceso 2024-07-18).
 83. Bozzano, G.; Manenti, F. Efficient Methanol Synthesis: Perspectives, Technologies and Optimization Strategies. *Prog Energy Combust Sci*, **2016**, *56*, 71–105.
 84. Ebrahimzadeh Sarvestani, M.; Norouzi, O.; Di Maria, F.; Dutta, A. From Catalyst Development to Reactor Design: A Comprehensive Review of Methanol Synthesis Techniques. *Energy Convers Manag*, **2024**, *302*, 118070.
 85. Deka, T. J.; Osman, A. I.; Baruah, D. C.; Rooney, D. W. Methanol Fuel Production, Utilization, and Techno-Economy: A Review. *Environ Chem Lett*, **2022**, *20* (6), 3525–3554.
 86. Roode-Gutzmer, Q. I.; Kaiser, D.; Bertau, M. Renewable Methanol Synthesis. *ChemBioEng Reviews*, **2019**, *6* (6), 209–236.
 87. International Renewable Energy Agency; Methanol Institute. *Innovation Outlook: Renewable Methanol*, 2021 (acceso 2024-07-18).
 88. Methanol Institute. *Methanol Gasoline Blends*; 2016; Vol. 740. (acceso 2024-07-18).
 89. Agarwal, A. K.; Valera, H.; Pexa, M.; Čedík, J. *Methanol: A Sustainable Transport Fuel for SI Engines*; Springer Singapore: Singapore, 2021.
 90. Salahudeen, N.; Rasheed, A. A.; Babalola, A.; Moses, A. U. Review on Technologies for Conversion of Natural Gas to Methanol. *J. Nat. Gas. Sci. Eng.*, **2022**, *108*, 104845.
 91. Adnan, M. A.; Kibria, M. G. Comparative Techno-Economic and Life-Cycle Assessment of Power-to-Methanol Synthesis Pathways. *Appl. Energy*, **2020**, *278*, 115614.
 92. Chakraborty, J. P.; Singh, S.; Maity, S. K. Advances in the Conversion of Methanol to Gasoline. In *Hydrocarbon Biorefinery*; Elsevier, 2022; pp 177–200.
 93. Dieterich, V.; Buttler, A.; Hanel, A.; Spliethoff, H.; Fendt, S. Power-to-Liquid via Synthesis of Methanol, DME or Fischer-Tropsch-Fuels: A Review. *Energy Environ. Sci.*, **2020**, *3207*–3252.
 94. Ciuta, S.; Tsiamis, D.; Castaldi, M. J. Fundamentals of Gasification and Pyrolysis. In *Gasification of Waste Materials*; Elsevier, 2018; pp 13–36.
 95. Simon Araya, S.; Liso, V.; Cui, X.; Li, N.; Zhu, J.; Sahlin, S. L.; Jensen, S. H.; Nielsen, M. P.; Kær, S. K. A Review of The Methanol Economy: The Fuel Cell Route. *Energies (Basel)*, **2020**, *13* (3), 596.
 96. Araya, S. S.; Cui, X.; Li, N.; Liso, V.; Sahlin, S. L. Technology Overview, Possibilities and Challenges; 2022 (acceso 2024-07-18).
 97. Sarp, S.; Gonzalez Hernandez, S.; Chen, C.; Sheehan, S. W. Alcohol Production from Carbon Dioxide: Methanol as a Fuel and Chemical Feedstock. *Joule*, **2021**, *5* (1), 59–76.
 98. Marlin, D. S.; Sarron, E.; Sigurbjörnsson, Ó. Process Advantages of Direct CO₂ to Methanol Synthesis. *Front. Chem.*, **2018**, *6*, 446.
 99. Hermesmann, M.; Grüber, K.; Scherotzki, L.; Müller, T. E. Promising Pathways: The Geographic and Energetic Potential of Power-to-x Technologies Based on Regeneratively Obtained Hydrogen. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **2021**, *138*, 110644.
 100. Nemmour, A.; Inayat, A.; Janajreh, I.; Ghenai, C. Green Hydrogen-Based E-Fuels (E-Methane, E-Methanol, E-Ammonia) to Support Clean Energy Transition: A Literature Review. *Int J Hydrogen Energy*, **2023**, *48* (75), 29011–29033.
 101. Wang, L.; Chen, M.; Küngas, R.; Lin, T. E.; Diethelm, S.; Maréchal, F.; Van herle, J. Power-to-Fuels via Solid-Oxide Electrolyzer: Operating Window and Techno-Economics. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **2019**, *110*, 174–187.
 102. Schwiderowski, P.; Ruland, H.; Muhler, M. Current Developments in CO₂ Hydrogenation towards Methanol: A Review Related to Industrial Application. *Curr. Opin. Green Sustain. Chem.*, **2022**, *38*, 100688.
 103. Peppas, A.; Kottaridis, S.; Politi, C.; Angelopoulos, P. M. Carbon Capture Utilisation and Storage in Extractive Industries for Methanol Production. *Eng*, **2023**, *4* (1), 480–506.
 104. *Carbon Recycling International* (acceso 2024-07-17).
 105. Singh, H.; Li, C.; Cheng, P.; Wang, X.; Liu, Q. A Critical Review of Technologies, Costs, and Projects for Production of Carbon-Neutral Liquid e-Fuels from Hydrogen and Captured CO₂. *Energy Advances*, **2022**, *1*, 580–605.
 106. *Methanol Safe Handling Manual*; 2017 (acceso 2024-07-17).
 107. Gruber, H.; Groß, P.; Rauch, R.; Reichhold, A.; Zweiler, R.; Aichernig, C.; Müller, S.; Atamisch, N.; Hofbauer, H. Fischer-Tropsch Products from Biomass-Derived Syngas and Renewable Hydrogen. *Biomass Conv. Bioref.*, **2021**, *11*, 2281–2292.
 108. Mahmoudi, H.; Mahmoudi, M.; Doustdar, O.; Jahangiri, H.; Tsolakis, A.; Gu, S.; LechWyszynski, M. A Review of Fischer Tropsch Synthesis Process, Mechanism, Surface Chemistry and Catalyst Formulation. *Biofuels Engineering*, **2017**, *2* (1), 11–31.
 109. Rouxhet, A. Modelling and Kinetic Study of a Fischer-Tropsch Reactor for the Synthesis of e-Kerosene, University of Liege, Liege, 2022.
 110. Santos, R. G. dos; Alencar, A. C. Biomass-Derived Syngas Production via Gasification Process and Its Catalytic Conversion

- into Fuels by Fischer-Tropsch Synthesis: A Review. *Int. J. Hydrogen Energy*, **2020**, *45* (36), 18114–18132.
111. Sayed Ahmed, H. Power-to-X: Modelling of Fischer-Tropsch Synthesis in Aspen Plus, Tesis de maestría, Aalto University, Helsinki, 2024.
112. Wentrup, J.; Pesch, G. R.; Thöming, J. Dynamic Operation of Fischer-Tropsch Reactors for Power-to-Liquid Concepts: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2022**, *162*, 112454.
113. Gupta, P. K.; Kumar, V.; Maity, S. Renewable Fuels from Different Carbonaceous Feedstocks: A Sustainable Route through Fischer-Tropsch Synthesis. *J. Chem. Technol. & Biotechnol.*, **2021**, *96* (4), 853–868.
114. Panzone, C.; Philippe, R.; Chappaz, A.; Fongarland, P.; Bengaouer, A. Power-to-Liquid Catalytic CO₂ Valorization into Fuels and Chemicals: Focus on the Fischer-Tropsch Route. *J. CO₂ Util.*, **2020**, *38*, 314–347.
115. van den Oever, A. E. M.; Costa, D.; Cardellini, G.; Messagie, M. Systematic Review on the Energy Conversion Efficiency of Biomass-Based Fischer-Tropsch Plants. *Fuel*, **2022**, *324*, 124478.
116. Kumar, R. N.; Aarthi, V. From Biomass to Syngas, Fuels and Chemicals-A Review. In *AIP Conference Proceedings*; American Institute of Physics Inc., 2020; Vol. 2225.
117. Tezer, Ö.; Karabağ, N.; Öngen, A.; Çolpan, C. Ö.; Ayol, A. Biomass Gasification for Sustainable Energy Production: A Review. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47* (34), 15419–15433.
118. Mesfun, S. A. *Biomass to Liquids (BtL) via Fischer-Tropsch – a Brief Review*, 2022.
119. Zainal, B. S.; Ker, P. J.; Mohamed, H.; Ong, H. C.; Fattah, I. M. R.; Rahman, S. M. A.; Nghiem, L. D.; Mahlia, T. M. I. Recent Advancement and Assessment of Green Hydrogen Production Technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **2024**, *189A*, 113941.
120. BMWK. *National Hydrogen Strategy Update*, 2023.
121. H2V. *H2V Production massive d'Hydrogène vert* (acceso 2024-07-11).
122. Ojeda, M. *Encadenamientos productivos de la industria del hidrógeno verde y derivados en magallanes y la antártica chilena. Perspectivas, desafíos y oportunidades*; Santiago, 2023.
123. Deutsche Energie-Agentur. *Power to X: Technologien*; Berlin, 2018 (acceso 2025-01-21).
124. de Vasconcelos, B. R.; Lavoie, J. M. Recent Advances in Power-to-X Technology for the Production of Fuels and Chemicals. *Front. Chem.*, **2019**, *7*, 392.
125. Reddy, S.; Bhakta, M.; Gilmartin, J.; Yonkoski, J. Cost Effective CO₂ Capture from Flue Gas for Increasing Methanol Plant Production. *Energy Procedia* **2014**, *63*, 1407–1414.
126. Ji, M.; Wang, J. Review and Comparison of Various Hydrogen Production Methods Based on Costs and Life Cycle Impact Assessment Indicators. *Int J Hydrogen Energy*. **2021**, *46*(78) 38612–38635.
127. Patonia, A.; Poudineh, R. *Cost-Competitive Green Hydrogen: How to Lower the Cost of Electrolyzers?*; Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 2022.
128. Vidas, L.; Castro, R. Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis. *Appl. Sciences*, **2021**, *11* (23), 11363.
129. Jarvis, S. M.; Samsatli, S. Technologies and Infrastructures Underpinning Future CO₂ Value Chains: A Comprehensive Review and Comparative Analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *85*, 46–68.
130. MAN Energy Solutions. *Power-to-X Reference Cases*.
131. Chemical Processing. *Green Methane Pilot Plant Starts Up*. (acceso 2024-07-11).
132. VICAT. *Low-carbon trajectory: Vicat and Hynamics unveil Hynovis project*. (acceso 2024-07-11).
133. Future Bridge. *Power-to-Methane: Current Scenario in EU* (acceso 2024-07-11).
134. Brissaud, F.; Chaise, A.; Gault, K.; Soual, S. Lessons Learned from Jupiter 1000, an Industrial Demonstrator of Power-to-Gas. *Int. J. Hydrogen Energy*, **2024**, *49*, 925–932.
135. Dai, M.; Guo, J.; Yuan, P.; Ma, J.; Guo, T.; Guo, Q. Utilising CO₂ from Manganese Plant Flue Gas for Methanol Production: System Design and Optimisation. *Int. J. Hydrogen Energy* **2024**, *49*, 1536–1546.
136. Atchinson, J. *Macquarie, ACME help finance renewable ammonia projects*. Ammonia Energy Association (acceso 2024-07-11).
137. Gabor, J. *Fast-Track to Carbon Capture in Norwegian Industry*; 2020 (acceso 2024-07-11).
138. International Transport Forum. *The Potential of E-Fuels to Decarbonise Ships and Aircraft Corporate Partnership Board Report*; 2023 (acceso 2024-07-11).

BIBLIOGRAFÍA ESENCIAL

Dieterich, V.; Buttler, A.; Hanel, A.; Spliethoff, H.; Fendt, S. *Power-to-Liquid via Synthesis of Methanol, DME or Fischer–Tropsch-Fuels: A Review*. *Energy Environ. Sci.* **2020**, *13*, 3207–3252.

Smith, C.; Hill, A. K.; Torrente-Murciano, L. *Current and Future Role of Haber-Bosch Ammonia in a Carbon-Free Energy Landscape*. *Energy Environ. Sci.*, **2020**, *13* (2), 331–344.

Rönsch, S.; Schneider, J.; Matthischke, S.; Schlüter, M.; Götz, M.; Lefebvre, J.; Prabhakaran, P.; Bajohr, S. *Review on Methanation - from Fundamentals to Current Projects*. *Fuel*, **2016**, *176*, 276–296.