

Estudio técnico, económico y ambiental de tecnologías emergentes para la producción de
hidrógeno verde

Daniela De la ossa Medina

Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Ingeniería Química

Director

Gustavo Emilio Ramírez Caballero

Ingeniero Químico, PhD.

Codirector

Ariel Uribe Rodríguez

Ingeniero Químico, PhD.

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería Química
Maestría en Ingeniería Química
Bucaramanga

2024

Dedicatoria

En primer lugar, a Dios todopoderoso por ser mi guía y soporte. Me ha bendecido a lo largo de mi vida y me ha dado la fuerza para lograr mis metas.

A mi familia, quienes me han acompañado y apoyado en cada momento, su amor incondicional me llena de ganas para seguir adelante, son mi motor y mi inspiración.

A mi mamá Libia, a quién admiro por su fortaleza y sabiduría, me ha brindado palabras de aliento y me ha apoyado en todas mis decisiones, gracias por ser el pilar de esta familia y una luz para tus seres queridos. A mi hermanita Ziara, quien es mi confidente y mejor amiga, me haces mejor persona cada día y me enseñas la fortuna de tener un hermano. A mi papá Hernando, quien siempre ha velado por mi bienestar, me ha cuidado y protegido siempre. A Gildardo, por convertirse en una figura paterna y un apoyo en nuestra familia.

A Neil, quien siempre ha creído en mí y me ha impulsado a vencer mis miedos, gracias por ser el mejor compañero, por brindarme apoyo y amor incondicional. Espero que la vida nos permita seguir compartiendo sueños y experiencias.

A mis compañeros de maestría, por el trabajo en equipo y los momentos compartidos, gracias por hacer este proceso más ameno y una gran experiencia. Les deseo lo mejor en su futuro profesional.

Estoy profundamente agradecida por tenerlos a todos a mi lado y contar con su apoyo. Gracias por estar orgullosos de mis logros y compartirlos conmigo.

Daniela De la ossa Medina.

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería Química, por brindarme la formación necesaria para cumplir con mis estudios de posgrado, por ser un templo de aprendizaje y crecimiento profesional.

A Ecopetrol S.A y en especial al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), por brindar apoyo, conocimientos y herramientas para el desarrollo de este proyecto de investigación. Gracias por su contribución en la solución de los desafíos que enfrenta la transición energética en nuestro país.

A mi director y codirector, Gustavo Ramírez y Ariel Uribe, por su acompañamiento y guía durante la realización de este proyecto, gracias por la dedicación puesta en su labor y por la confianza depositada. Les tengo un gran aprecio.

A los coinvestigadores Javier Lizcano, Carlos Ulloa y Claudia Valderrama por ayudarme siempre con la mejor disposición.

A Daniel Rodríguez, por brindar guía y conocimientos en la realización del análisis de ciclo de vida.

Y a todas las personas que de una u otra forma aportaron en este proyecto para que pudiera concluir satisfactoriamente.

Tabla de contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO CONCEPTUAL Y ESTADO DEL ARTE.....	18
1.1. Clasificación de los métodos de obtención de hidrógeno	18
1.2. Tecnologías emergentes para la producción de hidrógeno verde	20
1.2.1. Electrólisis con membrana de intercambio aniónico (AEM).....	20
1.2.1.1. Configuración de la celda de electrólisis	21
1.2.1.2. Semirreacciones del proceso	22
1.2.1.3. Condiciones de operación	23
1.2.1.4. Antecedentes modelamiento matemático y simulación	25
1.2.2. Termólisis	27
1.2.2.1. Ciclos termoquímicos	27
1.2.2.2. Ciclo de dos pasos.....	27
1.2.2.3. Ciclo de tres pasos	28
1.2.2.4. Selección de un ciclo termoquímico	29
1.2.2.5. Fuentes de energía térmica.....	30
1.2.2.6. Antecedentes sistemas de reacción impulsados con energía solar.....	32
1.2.3. Foelectrólisis.....	33
1.2.3.1. Celda fotoelectroquímica	34
1.2.3.2. Sistema fotoelectroquímico	35
1.2.3.3. Semirreacciones del proceso	36

1.2.3.4.Fotocatalizadores	36
1.2.4.Biofotólisis.....	38
1.2.4.1.Biofotólisis directa	38
1.2.4.2.Biofotólisis indirecta.....	40
1.2.4.3.Estrategias para mejorar el rendimiento	42
1.3.Comparación de las tecnologías emergentes	44
2. OBJETIVOS	47
2.1.Objetivo General.....	47
2.2.Objetivos Específicos.....	47
3. METODOLOGÍA GENERAL	48
4. ESTUDIO TÉCNICO	49
4.1.Definición del caso de estudio	49
4.1.1.Definición de la tecnología	49
4.1.2.Definición del modelo electroquímico.....	50
4.1.3.Modelo matemático - curva de polarización para celda de electrólisis AEM	51
4.1.4.Datos experimentales de literatura - curva de polarización	55
4.1.5.Ajuste de parámetros.....	56
4.1.6.Ajuste ecuación sobrepotencial de activación	57
4.1.7.Descripción general del proceso	58
4.2.Simulación del proceso.....	59
4.2.1.1ra etapa: Simulación en Aspen Custom Modeler.....	60
4.2.2.2da etapa: Simulación en Aspen Plus	62

4.2.3.Escalamiento	64
4.3.Sensibilidad.....	65
5. ESTUDIO ECONÓMICO	66
5.1.Costos de inversión de capital (CapEx).....	67
5.2.Costos operativos (OpEx).....	69
5.2.1.Costos operativos fijos.....	69
5.2.2.Costos de materias primas	69
5.2.3.Costos de la energía	70
5.2.4.Costo nivelado del hidrógeno	72
6. ESTUDIO AMBIENTAL.....	74
6.1.Análisis de ciclo de vida	74
6.1.1.Definición del objetivo y alcance	75
6.1.2.Análisis de inventario del ciclo de vida (ICV)	75
6.1.3.Evaluación del impacto del ciclo de vida	76
6.1.4.Interpretación.....	77
7. CONCLUSIONES	78
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	79

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Comparación tecnologías emergentes para la producción de hidrógeno verde</i>	44
Tabla 2 <i>Resultado ajuste de parámetros curva de polarización</i>	56
Tabla 3 <i>Ajuste sobrepotenciales de activación</i>	57
Tabla 4 <i>Datos de entrada al modelo de simulación</i>	61
Tabla 5 <i>Resultados parámetros operacionales</i>	65
Tabla 6 <i>Escenarios energéticos</i>	67
Tabla 7 <i>Costos de inversión de capital</i>	68
Tabla 8 <i>Costos operativos fijos</i>	69
Tabla 9 <i>Costos materias primas</i>	70
Tabla 10 <i>Consumo energético por equipo</i>	71
Tabla 11 <i>Costos fuentes de energía</i>	72
Tabla 12 <i>Parámetros cálculo costo nivelado del hidrógeno</i>	72
Tabla 13 <i>Resultados costo nivelado del hidrógeno</i>	73

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Clasificación de las rutas de obtención de hidrógeno</i>	18
Figura 2 <i>Celda de electrólisis AEM.</i>	22
Figura 3 <i>Diagrama de bloques del proceso de producción de hidrógeno por termólisis con energía solar.</i>	31
Figura 4 <i>Celda fotoelectroquímica.</i>	34
Figura 5 <i>Diagrama de bloques del proceso de biofotólisis directa.</i>	40
Figura 6 <i>Diagrama de bloques del proceso de biofotólisis indirecta.</i>	42
Figura 7 <i>Etapas metodológicas del proyecto investigativo</i>	48
Figura 8 <i>Curvas de polarización a diferentes temperaturas.</i>	55
Figura 9 <i>Diagrama de bloques del proceso de producción de hidrógeno por electrólisis AEM .</i>	59
Figura 10 <i>Sistema de electrólisis en Aspen Custom Modeler</i>	61
Figura 11 <i>Flowsheet del proceso simulado en Aspen Plus</i>	64
Figura 12 <i>Sensibilidad técnica con respecto a la variación de la potencia</i>	66
Figura 13 <i>Comparación LCOH</i>	73
Figura 14 <i>Resultados GWP</i>	76

Glosario

CapEx (Capital Expenditure): Costos de inversión de capital relacionados con la adquisición de bienes o activos fijos que crean beneficios.

Celda electroquímica: Dispositivo capaz de producir reacciones químicas mediante la introducción de energía eléctrica al mismo.

Electrólisis: Proceso mediante el cual se disocia un compuesto mediante la aplicación de electricidad.

Hidrógeno verde: Hidrógeno proveniente de materias primas y fuentes renovables, en el cual las emisiones de dióxido de carbono generadas durante su producción son bajas o nulas.

Membrana de intercambio aniónico: Membrana semipermeable diseñada para la conducción de aniones y a su vez para la separación de gases, generalmente está elaborada de materiales poliméricos.

OpEx (Operating Expenses): Costo permanente para el funcionamiento de un sistema o negocio relacionado con las operaciones.

Stack: Dispositivo conformado por un apilamiento de celdas conectadas en serie o en paralelo.

Tecnología emergente: Tecnología que se encuentra en desarrollo y experimenta constantes avances significativos que impulsan su crecimiento. Tiene el potencial de causar impacto considerable en el área económica, social, ambiental, entre otras.

Abreviaturas

ACM Aspen Custom Modeler

ACV Análisis de Ciclo de Vida

AEM Anion Exchange Membrane

AGDL Anode Gas Diffusion Layer

BoP Balance of Plant

CapEx Capital Expenditure

CGDL Cathode Gas Diffusion Layer

CO₂-eq Dióxido de carbono equivalente

DDCC Direct Depreciable Capital Cost

GWP Global Warming Potential

ICV Inventario de Ciclo de Vida

IRENA International Renewable Energy Agency

LCOH Levelized Cost of Hydrogen

MEA Membrane Electrode Assembly

OpEx Operational Expenses

PEM Proton Exchange Membrane

PGM Platinum Group Metal

SOEC Solid Oxide Electrolysis Cell

STH Solar to Hydrogen

Resumen

Título: Estudio técnico, económico y ambiental de tecnologías emergentes para la producción de hidrógeno verde*

Autor: Daniela De la ossa Medina**

Palabras clave: hidrógeno verde, tecnologías emergentes, descarbonización, estudio técnico, estudio económico, análisis de ciclo de vida.

Descripción:

Las estrategias power-to-gas juegan un papel clave en la descarbonización ya que permiten un uso más eficiente de los recursos naturales, al almacenar energía de fuentes renovables en combustibles limpios y de alto rendimiento energético como el hidrógeno. Este estudio investiga las tecnologías emergentes en la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, enfocándose especialmente en la electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM), una tecnología con promesa de escalabilidad y potencial para reducir costos de implementación en el futuro.

El objetivo principal es explorar las implicaciones técnicas, económicas y ambientales asociadas a la adopción de estos sistemas emergentes, utilizando modelos de simulación que faciliten la prueba de la tecnología y la estimación de indicadores clave de rendimiento. Se lleva a cabo el desarrollo y la validación de la simulación del proceso de producción de hidrógeno por electrólisis AEM, para un sistema de 60 MW capaz de producir 1133 kg H₂/h. Utilizando Aspen Custom Modeler (ACM) para simular el sistema de electrólisis, se modela el comportamiento electroquímico y la operación del equipo mediante formulación matemática reportada en literatura para la curva de polarización. Posteriormente, este modelo se vincula al entorno de Aspen Plus para integrar los procesos de separación y reciclaje a la unidad de electrólisis.

Se llevó a cabo un análisis técnico, económico y ambiental del proceso simulado, contemplando el contexto colombiano y el potencial de reducción de costos de la tecnología para 2025 y 2050, basado en proyecciones literarias. En este análisis se estiman los gastos de capital (CapEx), gastos operacionales (OpEx) y el costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para dichos escenarios. Además, se analizó la influencia de la fuente de energía suministrada al proceso, evaluando seis alternativas que abarcan combinaciones de energía de la red, solar, eólica y bioenergía, brindando una perspectiva completa sobre el progreso hacia sistemas energéticos renovables más eficientes.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química. Director: Gustavo Emilio Ramírez Caballero (Ph.D. en Ingeniería Química). Codirector: Ariel Uribe Rodríguez (Ph.D.(c) en Ingeniería Química).

Abstract

Title: Technical, economic, and environmental study of emerging technologies for green hydrogen production *

Author: Daniela De la ossa Medina**

Key Words: Green hydrogen, emerging technologies, decarbonization, technical study, economic study, life cycle analysis.

Description:

Power-to-gas strategies play a key role in decarbonization as they allow a more efficient use of natural resources by storing energy from renewables in clean and high-energy performance fuels such as hydrogen. This study investigates emerging technologies in low-carbon hydrogen production, focusing especially on anion exchange membrane (AEM) electrolysis, a technology with promise for scalability and potential to reduce deployment costs in the future.

The main objective is to explore the technical, economic, and environmental implications associated with the adoption of these emerging systems, using simulation models to facilitate technology testing and estimation of key performance indicators. The development and validation of an AEM electrolysis process simulation is carried out, for a 60 MW system capable of producing 1133 kg H₂/h. Using Aspen Custom Modeler (ACM) to simulate the electrolysis system, the electrochemical behavior and equipment operation are modeled through the mathematical formulation of the polarization curve reported in the literature. Subsequently, this model is linked to the Aspen Plus environment to integrate separation and recycling processes to the electrolysis unit.

A technical, economic, and environmental analysis of the simulated process was conducted, considering the Colombian context and the technology's cost reduction potential for 2025 and 2050, based on literary projections. This analysis estimates capital expenditures (CapEx), operational expenditures (OpEx), and the levelized cost of hydrogen (LCOH) for these scenarios. Additionally, the influence of the energy source supplied to the process was analyzed, evaluating six alternatives that include combinations of grid, solar, wind, and bioenergy, providing a comprehensive perspective on the progress towards more efficient renewable energy systems.

* Master thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering, Chemical Engineering School. Director: Gustavo Emilio Ramírez Caballero (Ph.D. in Chemical Engineering). Co-directors: Ariel Uribe Rodríguez (Ph.D.(c) in Chemical Engineering).

Introducción

Durante muchos años, la humanidad ha solucionado sus requerimientos de energía mediante el uso de los combustibles fósiles, recurso que ha sido fundamental para el desarrollo de la economía y la civilización. Sin embargo, se ha creado una dependencia que llevó a un consumo insostenible, causando agotamiento progresivo de recursos y una amplia gama de efectos ambientales negativos. Ante el incremento de la demanda energética global, se ha priorizado el desarrollo de tecnologías que permitan diversificar la matriz energética y avanzar hacia una economía baja en carbono. Siguiendo este objetivo, el plan energético nacional propuesto para los próximos 30 años aborda los costos, riesgos e incertidumbres de posibles rutas sostenibles en la producción y consumo de energía, con el fin de lograr una reducción de las emisiones contaminantes del 51% para 2030 y eventualmente las cero emisiones netas para 2050, objetivos en línea con los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París (2015) (Minenergía, 2020).

Este proceso de transformación depende crucialmente del uso eficiente de la energía, aprovechando fuentes renovables no convencionales e incorporando combustibles bajos en carbono (Bataille et al., 2020). En este contexto, el hidrógeno se posiciona como un elemento fundamental dentro de las estrategias de conversión de energía en combustibles gaseosos de alto valor, conocidas como "power to gas", donde se integran las fuentes renovables como la hidroeléctrica, solar, eólica y bioenergía, al proceso de producción. Esto facilita el aprovechamiento máximo de los recursos naturales ampliando las aplicaciones del hidrógeno en innovadores sistemas energéticos (Vidas & Castro, 2021).

Con un poder calorífico 2.8 y 4 veces superior al de los combustibles convencionales como la gasolina y el carbón respectivamente, el hidrógeno ofrece una alternativa limpia, eficiente y sostenible para el almacenamiento y la generación de energía, ya que su combustión solo produce

vapor de agua y calor. Además, su versatilidad abarca diversas aplicaciones en la industria, donde se emplea como intermediario en la refinación de petróleo y como materia prima en la síntesis de metanol, amoníaco, fertilizantes, entre otros procesos (Safari & Dincer, 2020).

En el año 2021, el gobierno colombiano estableció una hoja de ruta para el hidrógeno como una estrategia de descarbonización, en la cual se proyecta una reducción significativa de emisiones de CO₂, entre 2,5 a 3 millones de toneladas para 2030, mediante el uso de hidrógeno verde y azul en el sector industrial y posteriormente en transporte. Para alcanzar dicha meta, se espera suplir alrededor del 40% de la demanda total del país con hidrógeno de bajas emisiones, resaltando su papel vital en la transición hacia una economía verde y sostenible (Minenergía, 2021).

La demanda actual de hidrógeno en Colombia es de 155 kt (kilotoneladas) anuales y se estima que continuará en aumento hasta llegar a 1.6 – 1.8 Mt (millones de toneladas) en el 2050 (Asociación Hidrógeno Colombia, 2023). Esta demanda en su mayoría es suplida por los procesos de producción convencionales, como el reformado de gas metano, con emisiones resultantes entre los 7.5 y 13 kg CO₂-eq/kg H₂, dando lugar a un hidrógeno gris, mientras que, los métodos de producción que dan lugar al hidrógeno verde conllevan unas emisiones en el rango de 0 – 2.8 kg CO₂-eq/kg H₂. Es por esto, que para fomentar la economía del hidrogeno es de gran importancia su proceso de producción, ya que de esto depende su contribución en la problemática del cambio climático (Incer-Valverde et al., 2023).

Las rutas de mayor interés dentro de los métodos de obtención de hidrógeno verde se centran en la disociación del agua en hidrógeno y oxígeno, un proceso libre de carbono que promete una reducción significativa de las emisiones en comparación con los métodos basados en combustibles fósiles. La electrólisis, que utiliza electricidad (de fuentes renovables) para dividir el agua, es el método más común y directo para obtener hidrógeno verde. Además, existen otras técnicas

innovadoras como la termólisis, la foto-electrólisis y la biofotólisis, las cuales están siendo exploradas. Estos métodos aprovechan respectivamente el calor, la luz solar y procesos biológicos para descomponer el agua (Hermesmann & Müller, 2022).

En el caso de la electrólisis AEM se utiliza una membrana de intercambio aniónico para facilitar el movimiento de iones aniónicos (negativos) a través de la celda de electrólisis, donde el agua se divide en oxígeno e hidrógeno usando electricidad. Este proceso se distingue por su potencial para operar a bajos costos y con una infraestructura más sencilla en comparación con otros métodos de electrólisis, debido a que puede utilizar catalizadores no preciosos (Du et al., 2022).

La termólisis es el proceso de descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno mediante el uso de altas temperaturas, generalmente por encima de 2500°C. Este método depende de fuentes de calor intensas y, aunque ofrece un enfoque directo para la producción de hidrógeno, presenta desafíos significativos en términos de eficiencia energética y requerimientos de control de temperatura (Nikolaidis & Poullikkas, 2017). Frecuentemente, se opta por dividir el proceso en dos o más etapas mediante ciclos termoquímicos. Estos ciclos incluyen reacciones intermedias que facilitan la producción de hidrógeno, permitiendo reducir el requerimiento energético del proceso. Esta estrategia no solo mejora la eficiencia térmica, sino que también puede contribuir a una mayor viabilidad económica y técnica (Ozcan et al., 2023).

La biofotólisis implica el uso de microorganismos fotosintéticos, como ciertas algas y bacterias, para producir hidrógeno a partir del agua. Estos organismos utilizan la luz solar para generar energía, que luego se emplea para dividir las moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno. Este proceso es atractivo por su sostenibilidad y por utilizar la luz solar, una fuente de energía

abundante y renovable, aunque actualmente enfrenta limitaciones en términos de eficiencia y escala (Martínez Burgos et al., 2021).

La foto-electrólisis directa del agua también utiliza la energía solar para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno, pero a través de un proceso químico sin organismos vivos. Se emplean semiconductores para absorber la luz solar y generar las reacciones necesarias para la división del agua. Aunque este método ofrece un enfoque prometedor por su uso de energía renovable y su potencial para operaciones de baja emisión de carbono, aún se encuentra en etapas de desarrollo y optimización para mejorar su eficiencia y viabilidad económica (Sivaramakrishnan et al., 2021).

Cada uno de estos procesos representa un enfoque único para la producción de hidrógeno, con sus respectivas ventajas y desafíos son cruciales en la búsqueda de soluciones energéticas sostenibles. En el contexto del avance científico, las tecnologías emergentes están siendo objeto de investigación y desarrollo intensivos en todo el mundo, con el propósito de mejorar la eficiencia energética y operativa para su eventual escalabilidad (Martínez Burgos et al., 2021). De esta forma será posible reducir los costos y hacer que la producción de hidrógeno verde sea más accesible y competitiva en el mercado global de energía limpia.

El despliegue de estas tecnologías acarrea implicaciones políticas y económicas, para avanzar con éxito en la implementación de estas estrategias, es crucial fortalecer el conocimiento y comprensión de estos procesos de producción. Esto incluye la necesidad de realizar investigaciones detalladas y estudios de viabilidad que consideren diversos escenarios adaptados específicamente al contexto y las capacidades nacionales.

La simulación de procesos es ampliamente utilizada como una herramienta clave en el estudio de tecnologías, ya que permite anticipar el comportamiento de los sistemas y facilita la prueba de estos, proporcionando una comprensión más detallada de las complejidades técnicas

vinculadas a su implementación. Todo ello sin comprometer la seguridad humana y minimizando el tiempo y los costos en comparación con la experimentación.

En este proyecto investigativo, se adopta la simulación de procesos para el análisis de una de las tecnologías emergentes de producción de hidrógeno verde, modelando escenarios que se alinean con las metas establecidas en las proyecciones tecnológicas. El propósito de este enfoque es estimar aspectos críticos del proceso productivo, tales como la cantidad de hidrógeno generado, el consumo de energía, equipos periféricos necesarios, entre otros factores.

Posteriormente se realiza una evaluación económica preliminar, en donde se analizan indicadores económicos clave, incluyendo el costo inicial de inversión, los costos operativos, y el costo nivelado de producción del hidrógeno. Este análisis se enriquece evaluando la sensibilidad de estos indicadores ante variaciones en parámetros operativos, como la fuente de suministro de energía, así como ante diferentes escenarios económicos futuros para el costo de capital, considerando proyecciones financieras que varían en función de la escalabilidad y el avance tecnológico de la tecnología seleccionada.

Por último, se efectúa un análisis medioambiental usando la metodología de ciclo de vida y con el apoyo de bases de datos robustas como ecoinvent y softwares especializados en este tipo de análisis, con el fin de determinar indicadores de impacto medio como el potencial de calentamiento global (GWP por sus siglas en inglés) de estos procesos, en comparación con los métodos de producción convencionales.

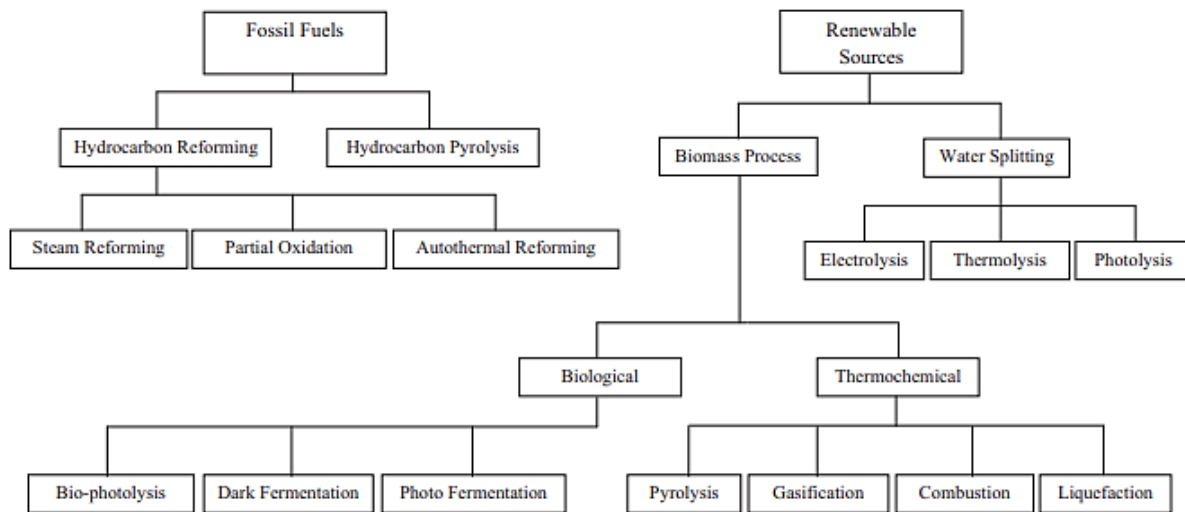
1. Marco conceptual y estado del arte

1.1. Clasificación de los métodos de obtención de hidrógeno

El Hidrógeno tiene diversas rutas de obtención utilizando tanto materias primas renovables como no renovables, lo que permite adaptarse a las necesidades y disponibilidad de recursos de cada región. Su producción puede generar emisiones de carbono variables, dependiendo principalmente del tipo de materia prima y la fuente de energía empleada en el proceso (Incer-Valverde et al., 2023), estos se pueden clasificar en 2 grandes grupos (ver figura 1):

Figura 1

Clasificación de las rutas de obtención de hidrógeno



Nota. Tomado de (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

En el primer grupo, el hidrógeno se obtiene a partir de combustibles fósiles mediante procesos como el reformado y la pirólisis (Nikolaidis & Poullikkas, 2017). Estos métodos, aunque ampliamente establecidos, conllevan una huella de carbono significativa debido a la liberación de CO₂ durante la producción. El hidrógeno obtenido por estas vías es identificado con el color gris y conlleva unas emisiones en el rango de 7.5 a 13 kg CO₂-eq/kg H₂. Es posible implementar procesos

de captura de carbono, para disminuir considerablemente el impacto ambiental del proceso, alcanzando emisiones menores a 4.8 kg CO₂-eq/kg H₂, en este caso se denomina hidrógeno azul (Incer-Valverde et al., 2023).

Por otro lado, en el segundo grupo, se encuentran las rutas que utilizan materias primas renovables. Estas se subdividen en dos categorías principales: los procesos basados en biomasa y los de división de agua. Dentro de los procesos que involucran biomasa se encuentran los termoquímicos y los biológicos. Los procesos termoquímicos generan hidrógeno a partir de recursos orgánicos renovables, utilizando estos materiales como materia prima. Por otro lado, los procesos biológicos dependen de microorganismos que, bajo ciertas condiciones de crecimiento, producen hidrógeno. Dentro de esta categoría, procesos como la biofotólisis, implican la división del agua para obtener el hidrógeno, mientras que otros, como la foto-fermentación y la fermentación oscura, lo hacen mediante la descomposición de la glucosa que consumen para alimentarse (Hermesmann & Müller, 2022; Nikolaidis & Poullikkas, 2017). No obstante, estos últimos requieren de condiciones extremas o muy específicas para su operación, lo cual ha limitado su desarrollo y aplicación a gran escala en el ámbito investigativo (Vidas & Castro, 2021).

Dentro de la segunda categoría, los procesos de división de agua incluyen la termólisis, la foto-electrólisis y la electrólisis, cada uno utilizando mecanismos distintos para llevar a cabo la reacción de hidrólisis y así producir hidrógeno. En el caso de la termólisis, se emplean ciclos termoquímicos; para la foto-electrólisis, se aprovecha la energía solar a través de fotocatalizadores; y en la electrólisis, el proceso se lleva a cabo en una celda electroquímica mediante la aplicación de energía eléctrica (Nikolaidis & Poullikkas, 2017). A su vez, existen cuatro tipos de electrólisis según la configuración de la celda utilizada: electrólisis alcalina, electrólisis de óxido sólido

(SOEC), electrólisis con membrana de intercambio protónico (PEM) y electrólisis con membrana de intercambio aniónico (AEM) (Martino et al., 2021).

En resumen, el hidrógeno presenta un amplio abanico de posibilidades en cuanto a sus fuentes de obtención, lo que permite adaptarse a las necesidades de cada contexto ya sea priorizar la eficiencia, la sostenibilidad ambiental o la disponibilidad de recursos locales.

1.2. Tecnologías emergentes para la producción de hidrógeno verde

Las tecnologías emergentes de producción de hidrógeno verde están desempeñando un papel fundamental en la transición hacia una economía más sostenible y libre de carbono. Dentro de las diversas rutas emergentes con mayor potencial de investigación y desarrollo, se destacan: la electrólisis AEM, la termólisis, la foto-electrólisis y la biofotólisis. Su implementación exitosa podría representar un papel crucial en la reducción de las emisiones contaminantes.

1.2.1. Electrólisis con membrana de intercambio aniónico (AEM)

En los últimos años, las membranas poliméricas de intercambio aniónico han sido objeto de intensa investigación para su uso en diversos sistemas electroquímicos, incluidas las celdas de combustible y los electrolizadores de agua (Varcoe et al., 2014; Vincent et al., 2020). La electrólisis AEM representa una evolución de la tradicional electrólisis alcalina, ofreciendo mejoras significativas en aspectos clave que afectan tanto al rendimiento como a la longevidad del sistema. Esto se debe principalmente a la implementación de un electrolito polimérico que reemplaza al típico diafragma utilizado en las celdas de electrólisis alcalina (Leng et al., 2012). Esta mejora proporciona mayor eficiencia en la conversión de energía, disminuyendo las pérdidas óhmicas y mejorando el rendimiento de la operación, todo ello, sin la necesidad de utilizar catalizadores costosos elaborados de metales nobles como en la electrólisis con membrana de intercambio protónico (PEM) (Kim et al., 2024). Así mismo, se obtiene una configuración compacta de la celda

permitiendo la obtención de hidrógeno a presiones más altas para facilitar su almacenamiento. Esta configuración permite ampliar los escenarios de mejora en los procesos electrolíticos de producción de hidrógeno (Park et al., 2019).

1.2.1.1. Configuración de la celda de electrólisis

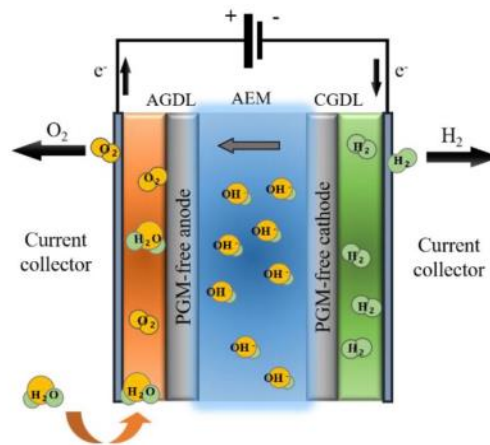
El elemento más importante de la celda electroquímica es el ensamblaje membrana-electrodo o MEA (Membrane Electrode Assembly) por sus siglas en inglés. Este consta de un par de electrodos catalizadores fabricados típicamente de metales de transición, que se integran directamente sobre las superficies laterales de una membrana polimérica (Li & Baek, 2021).

La membrana está diseñada para permitir el paso únicamente de iones hidroxilo (OH^-) y moléculas de agua, impidiendo así la recombinación de los gases producidos y asegurando el flujo adecuado de las especies químicas dentro de la celda (Vincent & Bessarabov, 2018). Esta se compone de una cadena polimérica dotada de grupos funcionales catiónicos que facilitan la movilidad de los iones OH^- . La base del polímero (cadena orgánica) confiere a la membrana su resistencia mecánica y estabilidad térmica, mientras que la funcionalización de esta cadena aporta la conductividad iónica del material (Vincent et al., 2020). La robustez química de la membrana resulta de la sinergia entre estas características estructurales y funcionales, las cuales son determinantes para el rendimiento óptimo del electrolizador (Leng et al., 2012). En las últimas dos décadas se ha evidenciado gran interés en la investigación y desarrollo de los elementos que hacen parte de las celdas de electrólisis AEM, como la membrana, los catalizadores y la implementación de ionómeros en la construcción de los electrodos. Se encontró que este último componente asegura una distribución más homogénea de los catalizadores, lo que mejora la interfaz electrodo-membrana, facilitando la conductividad iónica y ofreciendo protección contra la degradación de la celda (Leng et al., 2012; Park et al., 2019).

La disposición específica de los elementos de una celda de electrólisis AEM, se ilustra en la figura 2.

Figura 2

Celda de electrólisis AEM.



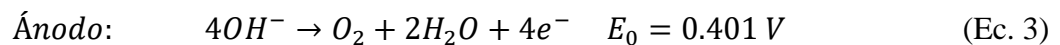
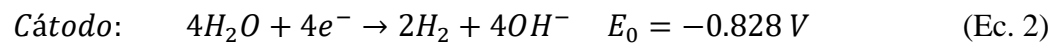
Nota: En la imagen se muestran las partes de una celda de electrólisis AEM. Membrana de intercambio aniónico (AEM), capa de difusión de gas del ánodo (AGDL), capa de difusión de gas del cátodo (CGDL), ánodo y cátodo libres de metales del grupo platino (PGM). Tomado de (Vincent et al., 2021).

1.2.1.2. Semirreacciones del proceso

El proceso en la celda de electrólisis se compone de dos semirreacciones fundamentales: la oxidación, que da lugar a la liberación de oxígeno, y la reducción, responsable de la producción de hidrógeno. Estas reacciones son facilitadas por un par de electrodos fabricados a partir de materiales semiconductores que actúan como catalizadores. En el cátodo, la reacción de reducción se lleva a cabo gracias a la acción de dos electrones, donde el agua se descompone en iones hidroxilo e hidrógeno gaseoso (ecuación 2). El hidrógeno es entonces extraído, mientras que los iones OH^- son atraídos por la carga positiva del ánodo. Al cruzar la membrana y alcanzar la superficie del ánodo,

estos iones se recombinan para formar oxígeno y agua, liberando dos electrones en el proceso (ecuación 3). Estos electrones se desplazan por un circuito eléctrico externo, retornando al cátodo para perpetuar el ciclo de reacciones (Vincent & Bessarabov, 2018).

Para iniciar la reacción global de división del agua (ecuación 1), es esencial aplicar una corriente eléctrica a la celda. Bajo condiciones estándar, se requiere una energía de 1,23 voltios a 25°C. No obstante, las pérdidas óhmicas originadas por los componentes del electrolizador exigen la aplicación de un voltaje superior al nominal, para asegurar una producción de hidrógeno eficaz (Vincent & Bessarabov, 2018). Fuentes de energía renovable pueden proporcionar el voltaje necesario para el proceso, ofreciendo una solución sostenible para la generación del hidrógeno (Du et al., 2022).



1.2.1.3. Condiciones de operación

Los electrolizadores con membrana de intercambio aniónico (AEM) son sistemas que operan bajo condiciones específicas para optimizar su eficiencia y vida útil. A continuación, se describen las condiciones de operación típicas de estos electrolizadores:

Electrolito: Los AEM se caracterizan por su funcionamiento en entornos alcalinos, lo cual facilita la utilización de catalizadores económicos y no nobles, a diferencia de los electrolizadores PEM que necesitan catalizadores de metales preciosos. El electrolito puede ser agua desionizada o una solución alcalina de baja concentración, típicamente 1 M (Li & Baek, 2021). Las más utilizadas son las de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH). La concentración del electrolito influye directamente en la conductividad y, por ende, en la eficiencia del proceso. Una

concentración óptima mantiene un buen balance entre la conductividad y la minimización de la corrosión de los componentes del electrolizador (Parrondo et al., 2014).

Temperatura de operación: Generalmente, los AEM operan en un rango de temperatura entre 40 a 80°C. Operar a mayor temperatura ayuda a optimizar la conductividad iónica de la membrana y la actividad catalítica, aunque algunos diseños avanzados pueden funcionar a temperaturas más elevadas para mejorar la eficiencia (Xu et al., 2022). La temperatura juega un rol fundamental en el ajuste del voltaje operativo, ya que su aumento puede disminuir el voltaje necesario por la mejora en la conductividad de la membrana y la actividad catalítica, aunque también podría acelerar la degradación de ciertos componentes (Jang et al., 2022).

Presión de operación: Los AEM pueden operar tanto a presión atmosférica como bajo presiones elevadas (1 a 30 bar). La operación a presiones más altas puede aumentar la eficiencia de la producción de hidrógeno y facilitar su almacenamiento y transporte, sin embargo, también requiere un diseño más robusto y materiales capaces de soportar estas condiciones (Du et al., 2022).

Densidad de corriente: Esta depende del diseño específico del electrolizador y los materiales de los que fue construido, se busca operar a altas densidades de corriente para maximizar la producción de hidrógeno, considerando la relación con el voltaje de la celda, ya que si se alcanzan voltajes muy elevados se comprometer la eficiencia energética y se produce mayor desgaste de los componentes del sistema. Con los recientes avances enfocados en mejorar la estabilidad del ensamblaje membrana-electrodo (MEA por sus siglas en inglés) se ha reportado la operación de sistemas de electrólisis AEM que han alcanzado densidades de corriente de alrededor de 2 A/cm² (Xu et al., 2022).

Voltaje: El voltaje operativo puede fluctuar en función de la densidad de corriente aplicada, la temperatura, la concentración del electrolito y la eficiencia de los electrocatalizadores utilizados.

Miller et al. reporta que el voltaje de una celda de electrólisis AEM, comúnmente se encuentra entre aproximadamente 1.8 V y 2.2 V (Miller et al., 2020).

Las condiciones de operación de los AEM son, por tanto, un balance entre la eficiencia del proceso electroquímico y la estabilidad y durabilidad de los componentes del sistema. Optimizar estas condiciones es esencial para avanzar en la tecnología de electrólisis del agua y hacer que la producción de hidrógeno sea más sostenible y económicamente viable (Jang et al., 2022).

1.2.1.4. Antecedentes modelamiento matemático y simulación

Algunas investigaciones han abarcado el modelamiento del proceso de electrólisis AEM estudiando el comportamiento electroquímico de la celda mediante la relación voltaje vs densidad de corriente, representada en la curva de polarización. Además de los fenómenos electroquímicos, el modelo matemático de una celda de electrólisis también suele incluir las ecuaciones de balance de masa y energía.

El primer modelo matemático de la curva de polarización de un electrolizador AEM fue propuesto en el año 2014 por An et al. (2014). Este modelo tiene en cuenta las reacciones electroquímicas, el transporte de carga y ciertos fenómenos de transferencia de masa presentes en el sistema. La solución de las ecuaciones se llevó a cabo en el software Matlab, obteniendo un error del 2% entre los datos generados por el modelo y datos experimentales de literatura. Dicha investigación representó un gran avance en este campo de la electrólisis, ya que dio paso a la predicción del rendimiento de un electrolizador AEM isotérmico en estado estable. También se estudió la influencia de la densidad de corriente, el grosor de la membrana y la saturación del líquido en el desempeño del electrolizador, concluyendo que se aumenta el rendimiento al aumentar la densidad de corriente y la saturación del líquido, combinado con la disminución del grosor de la membrana (An et al., 2014).

Otros investigadores como Sood et al. (2020) y Gomez Vidales et al. (2023) continuaron indagando en el desarrollo de modelos matemáticos de electrolizadores AEM, apoyándose en el uso de Matlab para su solución. En el caso de Sood et al. (2020), un modelo multi físico basado en gráficos de enlaces fue desarrollado y validado, este fue posteriormente implementado en la generación de un modelo en la herramienta Simulink de Matlab, el cual permitió obtener la curva de polarización del sistema a diferentes condiciones de operación (Sood et al., 2020). Gomez Vidales et al. (2023) investigaron cómo la presión, temperatura y concentración de electrolito afectan el rendimiento de un electrolizador de celda única, tomando en cuenta aspectos de diseño como el grosor de la membrana y la porosidad del catalizador. A través de un modelo matemático propuesto, analizaron estas condiciones operativas, concluyendo que aumentar la temperatura y reducir la presión mejora el desempeño, obteniendo un óptimo en las condiciones de 75°C y 1.8 MPa. Además, una mayor concentración de electrolito incrementa la conductividad iónica y, por tanto, el rendimiento (Gomez Vidales et al., 2023).

Kim et al. (2024) presenta un análisis técnico y económico de un sistema de electrolisis AEM de 10 MW, realizado a partir de un modelo de simulación desarrollado en Aspen Plus basado en los principios fundamentales de la tecnología. En este se analiza la eficiencia del sistema y se explora el costo nivelado del hidrógeno mediante energía eólica (onshore y offshore) y solar, anticipando mejoras significativas en estos aspectos de acuerdo con el avance tecnológico que se espera de la tecnología en el futuro, como el aumento de la vida útil y la disminución del costo nivelado de la energía proveniente de fuentes renovables (Kim et al., 2024).

1.2.2. Termólisis

La termólisis hace referencia a la descomposición del agua en H_2 y O_2 por medio de la aplicación de energía térmica. El proceso de separación directa requiere de temperaturas que superan los $2500^{\circ}C$, lo que representa importantes desafíos técnicos y económicos para el estudio y desarrollo de la tecnología (Martinez Burgos et al., 2021). Los materiales resistentes a tales condiciones de temperatura son costosos y escasos, y el requerimiento de una fuente de calor intensa incrementa significativamente la complejidad. Para superar estas limitaciones, se ha explorado la fragmentación del proceso en varias etapas de reacción utilizando catalizadores químicos, de esta forma es posible llevar a cabo el proceso a temperaturas más bajas (Holladay et al., 2009).

1.2.2.1. Ciclos termoquímicos

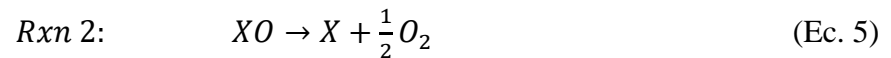
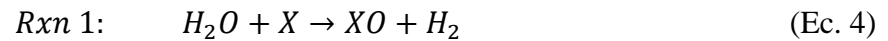
Los ciclos termoquímicos consisten en una serie de reacciones químicas repetitivas en las que intervienen reactivos que se descomponen y regeneran durante todo el proceso. Estos agentes intermediarios permiten llevar a cabo el proceso con menor requerimiento energético, donde la reacción global resultante es la disociación de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno. De esta forma se facilita la liberación del hidrógeno a temperaturas más bajas, aumentando la eficiencia global del proceso (T-Raissi, 2011). El número de pasos de un ciclo termoquímico viene dado por la cantidad de reacciones químicas dadas en una etapa de la disociación del agua. Esto varía dependiendo de los catalizadores empleados.

1.2.2.2. Ciclo de dos pasos

En los ciclos termoquímicos de dos pasos se utiliza un metal o un óxido metálico como catalizador. Este proceso se fundamenta en reacciones de óxido-reducción: una endotérmica (reducción) y la otra exotérmica (oxidación) (Lu et al., 2019). Inicialmente, el catalizador se oxida en contacto con el agua, generando hidrógeno y óxido metálico (ecuación 4). El óxido metálico

resultante es reducido para liberar oxígeno y el ciclo se repite (ecuación 5) (Martinez Burgos et al., 2021). A pesar de su operativa simple, que necesita solo dos reactores, el desafío principal radica en la alta temperatura requerida para la fase endotérmica, para un ciclo de dos pasos puede oscilar entre 1700 y 2000 K. La selección de materiales resistentes a estas condiciones, afecta directamente la viabilidad industrial debido a los altos costos que conllevan (Jarrett et al., 2016).

Las ecuaciones 4 y 5 muestran un ejemplo de un ciclo simple de 2 pasos de tipo óxido, en donde X representa un elemento metálico:



Múltiples ciclos termoquímicos de dos pasos han sido propuestos para la producción de hidrógeno. Dentro de estos se destacan: ZnO/Zn, Fe₃O₄/Fe, SnO₂/SnO, CeO₂/Ce₂O₃, Mn₂O₃/MnO, Co₃O₄/CoO, CdO/Cd. Debido a la superioridad termodinámica, los más estudiados han sido: ZnO/Zn, Fe₃O₄/Fe, CeO₂/Ce₂O₃ (Villafán-Vidales et al., 2019).

1.2.2.3. Ciclo de tres pasos

Es posible obtener un ciclo de tres pasos mediante la división de la etapa endotérmica de un ciclo de dos etapas. Esto se logra empleando un reactivo químico adicional que actúe como intermediario en el nuevo set de 3 reacciones. De esta manera, se disminuye el requerimiento de temperatura del proceso, usualmente por debajo de los 1500 K (Safari & Dincer, 2020).

Dos ciclos termoquímicos de 3 pasos que han tenido gran relevancia en la línea de investigación del hidrogeno son el ciclo azufre-yodo y el denominado UT-3 (Br-Fe-Ca). El primero propuesto por el centro de física General Atomics en San Francisco y el segundo por la Universidad de Tokio. Este último, también fue estudiado por el Instituto de Investigación de Energía Atómica de Japón (JAERI) (Brown et al., 2003).

El programa de hidrógeno del Departamento de Energía de Estados Unidos llevó a cabo una evaluación de aproximadamente 200 ciclos termoquímicos documentados en estudios previos, enfocándose en identificar aquellos con mayor potencial y viabilidad. Fueron excluidos los procesos que poseían dificultades técnicas como los ciclos que dependían de temperaturas superiores a los 850°C (1123 K), los que implicaban elementos escasos, reacciones químicas inviables o demostraban una eficiencia insuficiente. Como resultado de este análisis, se destacaron seis ciclos termoquímicos de tres: Cerio-Cloro (Ce-Cl), Hierro-Cloro (Fe-Cl), Magnesio-Yodo (Mg-I), Vanadio-Cloro (V-Cl), Cobre-Cloro (Cu-Cl) y Cobre-Sulfato (Cu-SO₄) (Lewis & Taylor, 2006).

1.2.2.4. Selección de un ciclo termoquímico

Los ciclos termoquímicos pueden ser de 2, 3 o más pasos, dependiendo del número de reacciones contempladas en el mismo. Según Holladay et al. (2009), se deben tener en cuenta 5 criterios a la hora de escoger un ciclo para el diseño de un proceso:

- Las energías libres de Gibbs de las reacciones individuales deben aproximarse a cero para el rango de temperatura a trabajar.
- Minimizar en lo posible el número de pasos (reacciones químicas).
- Las fases contempladas en el ciclo termoquímico deben tener velocidades de reacción rápida y similar entre sí.
- Los productos de las reacciones químicas pertenecientes al ciclo no deben generar otros subproductos. La separación de estos compuestos debe tener el menor requerimiento de energía y costo posible.
- Los intermediarios de las reacciones deben ser manipulables con facilidad.

1.2.2.5. Fuentes de energía térmica

En cuanto a las fuentes de energía térmica sostenible capaces de suplir los requerimientos energéticos de los ciclos termoquímicos, existen 2 posibilidades: el calor solar concentrado (CSP, por sus siglas en inglés) y el calor generado por reactores nucleares refrigerados por gas (Safari & Dincer, 2020).

El calor solar concentrado aprovecha la radiación solar directa mediante espejos o lentes para concentrarla en una pequeña área, generando temperaturas elevadas que pueden impulsar ciclos termoquímicos para la producción de combustibles limpios o para la generación de electricidad. Esta tecnología destaca por su capacidad de integración con sistemas de almacenamiento térmico, lo que permite una operación más estable y continua, incluso durante periodos sin insolación (Lu et al., 2019).

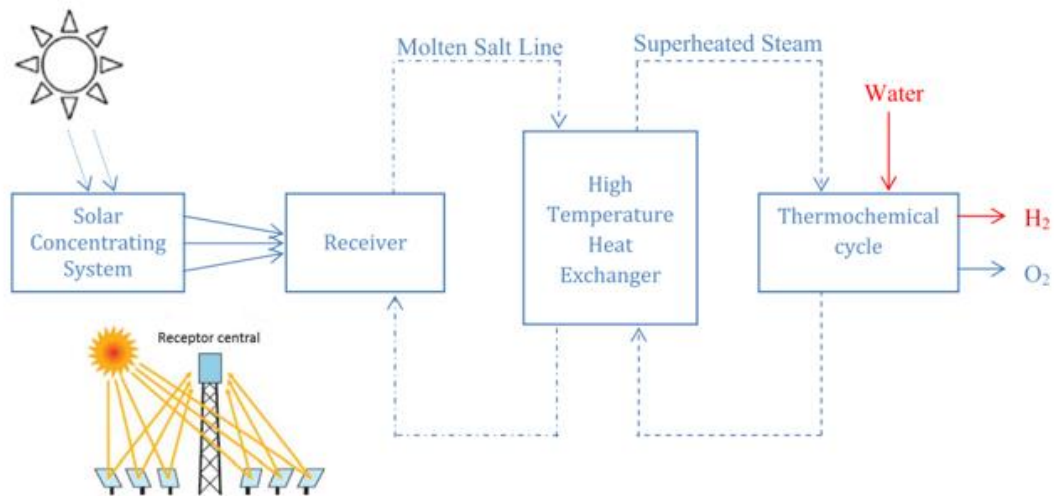
Por otro lado, los reactores nucleares refrigerados por gas representan una fuente de calor de baja emisión de carbono, con la ventaja de ofrecer una generación de energía térmica constante e independiente de las condiciones climáticas externas. Esta opción se caracteriza por su alta densidad energética y su capacidad para alcanzar temperaturas adecuadas para los ciclos termoquímicos sin la emisión directa de gases de efecto invernadero. Sin embargo, su implementación plantea desafíos relacionados con la seguridad nuclear, la gestión de residuos radiactivos, y la percepción pública (Al-Zareer et al., 2017).

En la figura 4, se muestra el diagrama del proceso de termólisis mediante el uso de energía solar. En este, se hace uso de colectores solares, los cuales son dispositivos diseñados para captar la radiación solar, específicamente en el espectro de luz visible, y optimizar su conversión en energía mediante su concentración y reflexión hacia un receptor central. Estos dispositivos juegan un papel crucial en la captación eficiente de la energía solar, transformándola en energía térmica

que puede ser utilizada en aplicaciones industriales a gran escala o para la generación de electricidad.

Figura 3

Diagrama de bloques del proceso de producción de hidrógeno por termólisis con energía solar.



Nota: Tomado de (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

Los procesos de termólisis impulsados por energía solar concentrada han reportado eficiencias de alrededor del 50%, esta cifra varía dependiendo del ciclo termoquímico implementado, las condiciones de operación, el diseño del colector, entre otras cosas. No obstante, es importante destacar que la eficiencia de estos sistemas puede incrementarse significativamente bajo condiciones de mayor irradiación solar, lo que a su vez favorece la producción de hidrógeno (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

Este enfoque resalta la capacidad de los colectores solares para aprovechar de manera efectiva la luz solar y su potencial para contribuir a la generación de combustibles limpios como el hidrógeno, marcando un avance importante hacia soluciones energéticas sostenibles y de baja emisión de carbono.

1.2.2.6. Antecedentes sistemas de reacción impulsados con energía solar

Roeb et al. (2006) diseñaron y construyeron un innovador reactor solar para la producción de hidrógeno mediante un ciclo termoquímico de dos pasos, empleando una estructura de panel. Este reactor contaba con canales múltiples de cerámica refractaria recubiertos con una capa de óxidos de hierro, capaces de absorber eficientemente la radiación solar y funcionar como un sistema redox. La efectividad del reactor se demostró a través de su capacidad para sostener la producción de hidrógeno durante 10 ciclos, logrando un perfil de temperatura de 1473 K (Roeb et al., 2006). Posteriormente, Roeb et al. (2011) escalan este concepto de un sistema de laboratorio de 10 kW a una planta piloto de 100 kW, aumentando la superficie de absorción. Se lograron conversiones de vapor de hasta el 30% e importantes concentraciones de hidrógeno, sin embargo, la degradación de los materiales redox representó un problema (Roeb et al., 2011).

En 2007, Kuai-Teng Hsu introdujo una patente para la fabricación de un reactor innovador fabricado a partir de placa de níquel Raney, compuesta por un 90% de níquel y un 10% de aluminio. Este diseño aprovecha el níquel Raney como superficie catalítica para modificar la energía de activación de la reacción, reduciendo significativamente la temperatura necesaria para el proceso (Hsu, 2007).

Koepf et al. (2016) llevaron a cabo la operación de un reactor solar a escala piloto para la reducción del óxido de zinc, parte integral del ciclo termoquímico de dos pasos Zn/ZnO. Este sistema consiste en un reactor sellado herméticamente con una ventana de cuarzo transparente que facilitaba la entrada de la radiación solar concentrada a la cavidad de reacción. La planta piloto operó durante aproximadamente 97 horas a una escala de 100 kWh, registrando una disociación máxima de ZnO de 28 g/min y alcanzando temperaturas de reacción superiores a los 2000 K, así como una eficiencia de conversión de energía solar a química cercana al 3% (Koepf et al., 2016).

Martínez Burgos et al. (2021) destacan que el desarrollo de tecnologías que minimicen los requisitos de temperatura y los costos asociados es vital para la viabilidad a largo plazo de estos sistemas. No obstante, esto implica desafíos adicionales, como la necesidad de manejar reactivos altamente corrosivos, lo que a su vez exige infraestructuras resistentes y costosas, así como consideraciones importantes sobre los impactos ambientales. Estos estudios subrayan la importancia de la innovación continua y la optimización en la producción de hidrógeno solar, señalando el camino hacia soluciones energéticas más sostenibles y eficientes (Martinez Burgos et al., 2021).

1.2.3. Foto-electrólisis

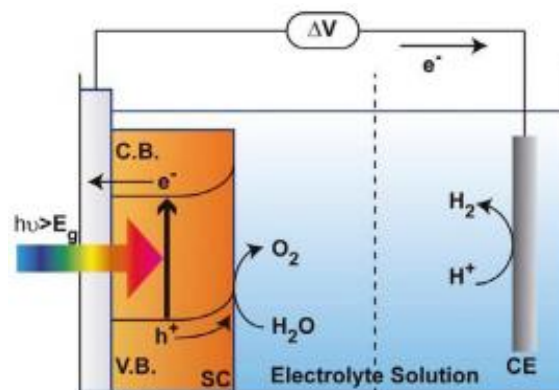
La fotólisis es el proceso mediante el cual una molécula se descompone en presencia de luz. Esta descomposición ocurre debido a la absorción de fotones, que proporcionan la energía necesaria para romper los enlaces químicos en la molécula. La fotólisis del agua requiere de altas energías para romper los enlaces y los productos de la reacción se recombinan rápidamente, por lo que obtener hidrógeno mediante este proceso es ineficiente. Por otro lado, la foto-electrólisis implica la activación de un material fotosensible que libera electrones para promover reacciones redox sin necesidad de electricidad adicional (Martinez Burgos et al., 2021). Este proceso tiene lugar en una celda electroquímica. Este enfoque ofrece una manera potencialmente sostenible y de bajo impacto ambiental para producir hidrógeno mediante la disociación del agua. Los fotoelectrodos más comunes son compuestos de materiales semiconductores como el dióxido de titanio (TiO₂) (Dincer, 2012).

1.2.3.1. Celda fotoelectroquímica

La foto-electrólisis permite la disociación de la molécula de agua utilizando la energía lumínica procedente del sol, dentro de una estructura conocida como celda fotoelectroquímica. Esta celda está constituida por dos electrodos fabricados a partir de materiales semiconductores donde el ánodo posee la particularidad de ser fotosensible, es decir, tiene la capacidad de absorber la luz solar (Juodkazis et al., 2010). Un circuito eléctrico externo conecta ambos electrodos, los cuales están inmersos en una solución de electrolito líquido, generando así un campo eléctrico dentro del sistema (Holladay et al., 2009). La representación de una celda fotoelectroquímica se muestra en la figura 4.

Figura 4

Celda fotoelectroquímica.



Nota: Tomado de (Guerrero & Bisquert, 2017).

La celda fotoelectroquímica posee una membrana semipermeable que evita la recombinación de los gases producto de las semirreacciones. Este componente tiene gran influencia en el rendimiento del sistema, al igual que los electrodos (Holladay et al., 2009). Este tipo de celdas tiene una gran ventaja al integrar en un mismo dispositivo la absorción de luz visible, con la electrólisis del agua, ya que no se requiere un generador de energía externo (Dincer, 2012).

1.2.3.2. Sistema fotoelectroquímico

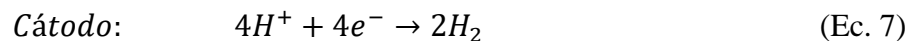
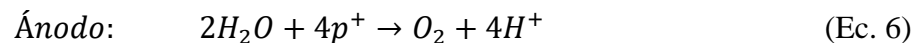
Los sistemas fotoelectroquímicos representan una plataforma avanzada para la conversión de energía solar en formas de energía química o eléctrica de manera directa y eficiente. Estos sistemas operan mediante una secuencia de procesos interconectados que inician con la absorción de luz solar, seguida de la generación de portadores de carga y culminando en la transferencia electroquímica de dichas cargas (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

El proceso comienza con la etapa fotofísica, donde la energía lumínica del sol incide sobre el material del electrodo, provocando la excitación de moléculas o átomos del semiconductor. Esta excitación resulta en la generación de portadores de carga: electrones y huecos, que son esenciales para las reacciones fotoquímicas subsecuentes. Los portadores de carga excitados tienen la energía necesaria para participar en reacciones químicas, transformando la energía solar captada en energía química almacenada. Posteriormente, en la etapa fotoquímica, estos portadores de carga excitados facilitan diversas reacciones químicas, incluyendo la disociación de compuestos o la síntesis de nuevas moléculas. Este proceso es crucial para la conversión efectiva de la energía solar en productos químicos útiles o en el almacenamiento de energía. La fase final del proceso involucra la transferencia de las cargas generadas a través de la interfaz electrodo-electrolito. La eficiencia de esta transferencia de carga es crítica para el rendimiento global del sistema fotoelectroquímico (Narayanan et al., 2019).

La interfaz entre el electrodo y el electrolito no solo facilita la movilidad de los portadores de carga, sino que también juega un papel significativo en la separación eficaz de estas cargas para prevenir la recombinación prematura de electrones y huecos. Esta eficiencia de separación y transferencia de carga se ve influenciada por el efecto fotovoltaico inherente a la interfaz, el cual es un componente clave para el aprovechamiento óptimo de la energía solar (Carver et al., 2012).

1.2.3.3. Semirreacciones del proceso

Cuando el fotocatalizador absorbe un fotón con energía superior a la del gap de energía del material (banda prohibida), resulta la creación de un par electrón-hueco. Este hueco, generado en el ánodo, induce la separación de la molécula de agua en hidrogeniones (H^+) y oxígeno (O_2) (ecuación 6), mientras que el electrón liberado migra hacia el cátodo a través del circuito externo. El oxígeno producido en el ánodo se extrae del sistema y los iones H^+ se trasladan hacia el cátodo por medio del electrolito. Allí se reducen formando el H_2 gaseoso (ecuación 7) (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).



Es pertinente enfatizar que el diseño y la ingeniería de la interfaz electrodo-electrolito son aspectos críticos que impactan directamente en la eficiencia de conversión y en la estabilidad a largo plazo de los sistemas fotoelectroquímicos. Los avances en la comprensión de estas interfaces y el desarrollo de materiales con propiedades óptimas son áreas activas de investigación que buscan mejorar la capacidad de estos sistemas para convertir de manera efectiva y sostenible la energía solar en energía limpia y utilizable.

1.2.3.4. Fotocatalizadores

La foto-electrólisis presenta grandes desafíos en materia de viabilidad para lograr su escalado a nivel industrial. La eficacia del proceso depende en gran medida de las propiedades de los materiales semiconductores utilizados, tales como la eficiencia en la absorción de luz y la capacidad para facilitar la separación y movilidad de los pares electrón-hueco (Carver et al., 2012). Investigaciones recientes se centran en el desarrollo de nuevos materiales con bandas prohibidas

ajustables y estructuras modificadas para optimizar estas propiedades, aumentando así la eficiencia de la foto-electrólisis.

En el pasado, la fabricación de fotocatalizadores solía depender en gran medida del uso de metales nobles, valorados por sus excepcionales propiedades catalíticas. No obstante, su elevado costo y la limitada estabilidad bajo condiciones operativas prolongadas representaban desventajas significativas, impactando la viabilidad económica y la sostenibilidad de los sistemas fotocatalíticos. Como respuesta a estos desafíos, la investigación y el desarrollo se han orientado hacia la exploración de materiales alternativos que ofrecen un equilibrio más favorable entre costo, eficiencia y durabilidad. En este contexto, los óxidos metálicos emergen como una opción prometedora, gracias a su abundancia, bajo coste y propiedades fotosensibles adecuadas para aplicaciones fotocatalíticas (Ager et al., 2015).

Entre los óxidos metálicos que han ganado prominencia en la construcción de fotoelectrodos, se encuentran el óxido de zinc (ZnO), óxido de estaño (SnO₂), dióxido de circonio (ZrO₂) y óxidos de titanio (TiO₂). Estos materiales destacan por su capacidad para absorber la luz y participar en reacciones fotoquímicas. Adicionalmente, compuestos como los sulfuros de cadmio (CdS) y las combinaciones de óxido y sulfuros de zinc (ZnO/ZnS), junto con otros óxidos de azufre semiconductores, también se han investigado intensivamente debido a sus propiedades únicas que permiten la optimización de la actividad fotocatalítica bajo diferentes condiciones de iluminación. (Martinez Burgos et al., 2021).

Zhang (2010) investigó la síntesis de fotocatalizadores basados en TiO₂, con una composición de 75-98% en peso de TiO₂, 1-20% de carbono y 0-10% de nitrógeno. Estos fotocatalizadores demostraron alta actividad en el espectro visible (400-620 nm) y una eficiencia de producción de 100 μmol/g*h (Zhang, 2010).

Recientemente se han propuesto materiales de perovskita como potenciales fotocatalizadores mediante la aplicación de polarización externa. Guerrero y Bisquert (2017) lograron eficiencias de conversión solar a hidrógeno (STH) del 12,3% mediante el estudio de perovskita de haluro de plomo en diferentes configuraciones para dos celdas solares conectadas en configuración tándem. Concluyeron que las reglas de diseño evaluadas podrían ser aplicables a configuraciones más complejas de perovskitas de óxido metálico (Guerrero & Bisquert, 2017).

Dentro de esta misma línea de investigación, también se ha propuesto la utilización de polímeros como fotocatalizadores. Entre ellos, el nitruro de carbono grafitico y compuestos basados en nitruro de carbono con estructuras similares al grafito han sido considerados (Martinez Burgos et al., 2021).

1.2.4. Biofotólisis

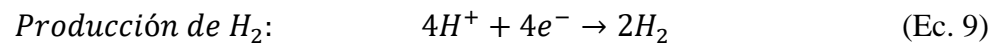
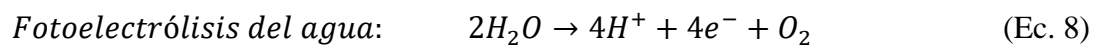
El proceso de biofotólisis implica la descomposición del agua a través de la intervención de microorganismos fotosensibles, como las cianobacterias o microalgas. Estos organismos tienen la capacidad de generar energía química, hidrógeno y oxígeno durante su proceso fotosintético, gracias a la actividad de enzimas como la hidrogenasa y la nitrogenasa (Martinez Burgos et al., 2021). La ruta metabólica que se sigue (directa o indirecta) varía dependiendo del tipo específico de alga que lleve a cabo el proceso.

1.2.4.1. Biofotólisis directa

La biofotólisis directa es un mecanismo de fotosíntesis microbiana que ocurre en las algas verdes. Estos organismos son capaces de llevar a cabo este proceso debido a que cuentan con cloroplastos que pueden captar eficientemente la energía solar y luego utilizarla para dividir las moléculas de agua (H_2O) en protones (H^+), electrones (e^-) y oxígeno (O_2). La clave de este proceso radica en la habilidad de las algas para luego aprovechar los electrones y protones generados para

producir hidrógeno gaseoso (H_2) mediante la enzima hidrogenasa (Nikolaidis & Poullikkas, 2017). Sin embargo, es importante señalar que la eficiencia de la hidrogenasa puede verse afectada negativamente por la presencia de oxígeno, lo que hace que el diseño de sistemas que minimicen la exposición de la enzima al oxígeno sea un área de investigación activa (Dincer, 2012).

Las ecuaciones 8 y 9 describen las reacciones químicas de la ruta directa de la biofotólisis para la obtención de hidrógeno.

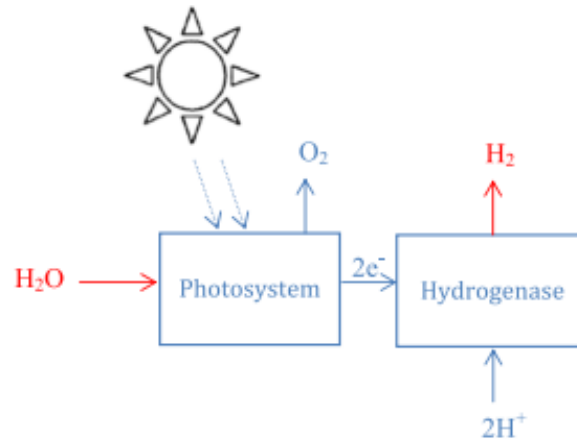


Estas reacciones químicas subrayan el proceso de conversión de energía solar en energía química almacenada en forma de hidrógeno gaseoso, destacando el potencial de las algas verdes como una fuente sostenible para su producción. La investigación continúa en la optimización de la biofotólisis directa, como el mejoramiento de la eficiencia de las enzimas involucradas y el desarrollo de fotobiorreactores avanzados (Nagarajan et al., 2017).

Das & Veziroglu (2008) reportan que las cepas *Scenedesmus* spp., *Chlorococcus* spp. y *Chlorella* spp., son consideradas de las más eficientes en la producción de hidrógeno por medio de este proceso (Das & Veziroglu, 2008).

Figura 5

Diagrama de bloques del proceso de biofotólisis directa.



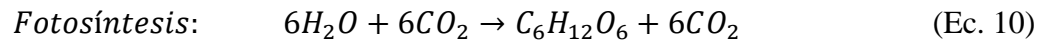
Nota: Tomado de (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

1.2.4.2. Biofotólisis indirecta

La biofotólisis indirecta representa un proceso de dos etapas en la producción de hidrógeno que incorpora una fase de acumulación de metabolitos, seguida por su utilización en una ruta fermentativa para generar hidrógeno. Este enfoque permite la separación temporal de la producción de oxígeno y la generación de hidrógeno, lo que es particularmente ventajoso dado que el oxígeno puede inhibir las enzimas hidrogenasas responsables de la producción de hidrógeno (Martinez Burgos et al., 2021).

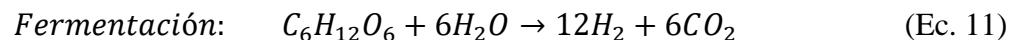
En la primera etapa de la biofotólisis indirecta, las algas verdeazuladas (cianobacterias) utilizan la energía solar para llevar a cabo la fotosíntesis, donde el agua y el dióxido de carbono (CO_2) se convierten en oxígeno (O_2) y metabolitos primarios, como azúcares o ácidos orgánicos (ecuación 10). Esta transformación de energía solar en energía química estable almacena la energía lumínica del sol en enlaces químicos de compuestos orgánicos (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

(Ecuación simplificada de la fotosíntesis, donde el glucógeno representa un ejemplo de metabolito primario producido).



El oxígeno generado durante esta fase debe ser continuamente eliminado para prevenir la inhibición de las hidrogenasas, que son sensibles al oxígeno. Esto se logra mediante el diseño de fotobiorreactores que facilitan la extracción del oxígeno producido, manteniendo así condiciones óptimas para la actividad enzimática en la siguiente fase del proceso (Sivaramakrishnan et al., 2021).

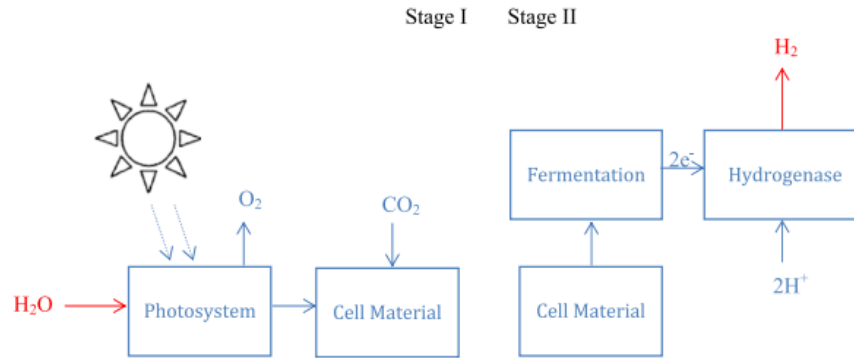
La segunda etapa involucra el consumo anaeróbico de los metabolitos acumulados, donde las cianobacterias cambian a una modalidad de metabolismo en la que se consume el metabolito primario en ausencia de oxígeno, resultando en la producción de hidrógeno (ecuación 11). Este paso se realiza mediante fermentación anaeróbica, un proceso metabólico que no requiere oxígeno y es catalizado por enzimas (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).



Este proceso de dos pasos facilita la producción de hidrógeno, al superar la limitante de la inhibición por oxígeno de la hidrogenasa y aprovechar la capacidad de las cianobacterias para ajustar su metabolismo en respuesta a las condiciones ambientales. La biofotólisis indirecta muestra el potencial de los sistemas biológicos para la producción sostenible de hidrógeno, aunque el rendimiento y la eficiencia del proceso dependen en gran medida de la optimización de las condiciones de cultivo, el manejo del oxígeno, y la eficacia de las rutas metabólicas involucradas.

Figura 6

Diagrama de bloques del proceso de biofotólisis indirecta.



Nota: Tomado de (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

1.2.4.3. Estrategias para mejorar el rendimiento

La investigación en el campo de la biofotólisis ha explorado diversas estrategias para optimizar el rendimiento del proceso de producción de hidrógeno. Estas estrategias abordan los desafíos presentados por la sensibilidad al oxígeno de la enzima hidrogenasa, la necesidad de sistemas de cultivo eficientes y el potencial de la ingeniería genética para mejorar la eficacia de los microorganismos implicados (Srirangan et al., 2011).

Condiciones anaerobias: La eficiencia de la hidrogenasa, enzima esencial en la biofotólisis, se ve comprometida por la presencia de oxígeno, lo que afecta negativamente la velocidad de reacción (Kossalbayev et al., 2020). Uno de los enfoques principales para mitigar este problema es el diseño de fotobiorreactores que permiten la eliminación continua del oxígeno, evitando la inhibición enzimática y promoviendo la generación de hidrógeno en sistemas cerrados para facilitar su captura (Nagarajan et al., 2017). Por otro lado, Melis et al. (2000) demostraron que la utilización del alga *Chlamydomonas reinhardtii* en un proceso de dos pasos, donde se separa la acumulación de carbono del consumo de metabolitos celulares, induce condiciones anaerobias

en el proceso; esto debido a que al cortar el suministro de sustrato al microorganismo se activa la respiración oxidativa consumiendo el oxígeno disponible (Melis et al., 2000).

Modificación genética de microorganismos: La ingeniería genética emerge como una estrategia crucial para aumentar la eficiencia de la biofotólisis. Vasilyeva et al. (1999) y Kondo et al. (2002) destacaron mejoras significativas en la producción de hidrógeno al estudiar mutaciones de la bacteria *Rhodobacter Sphaeroides*, obteniendo una tasa de producción de un 50% superior a la cepa original.

Condiciones de cultivo de los microorganismos: Vargas et al. (2018) investigaron la producción de hidrógeno con *Anabaena* sp. en un cultivo de dos fases y bajo limitación de nitrógeno. Un aumento en el rendimiento de la biomasa del 18.3% fue logrado al optimizar la primera etapa, mediante la evaluación de condiciones de cultivo como el pH, la temperatura y la intensidad de la luz. La productividad aumentó 57.6% demostrando el potencial de optimizar las condiciones de cultivo para mejorar la producción de hidrógeno. Por otro lado, Ortigueira et al. (2015) evaluaron la composición de la fuente de carbono y la temperatura de incubación en dos cepas diferentes, *Clostridium butyricum* DSM 10702 y un cultivo mixto tratado térmicamente de una planta de tratamiento de aguas residuales (LE37). La mayor producción de hidrogeno fue alcanzada por la cepa *Clostridium butyricum* con un valor de 468 mL/g a una temperatura de 37°C.

La biofotólisis es particularmente prometedora debido a que se lleva a cabo en condiciones acuosas, a temperatura y presión ambiente, lo que la hace más accesible y menos demandante en términos de infraestructura comparada con otros métodos de producción de hidrógeno (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

1.3. Comparación de las tecnologías emergentes

En los últimos años, se ha observado un incremento notable en la investigación relacionada con la producción de hidrógeno verde mediante tecnologías emergentes. Este impulso investigativo tiene como objetivo principal contribuir al avance de estos procesos y fomentar la transición hacia fuentes de energía sostenibles. Dentro del enfoque clave, se destaca el estudio detallado de factores determinantes para optimizar la producción de hidrógeno, como se evidencia en el estado de arte presentado anteriormente, mejorando la eficiencia y reduciendo los costos asociados a la implementación de estas tecnologías.

A continuación, se presenta una síntesis de las ventajas y desventajas, tanto operativas como económicas, de las tecnologías emergentes para la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Este análisis busca proporcionar una visión general de las posibilidades y desafíos asociados con cada método, con el fin de informar de manera integral sobre las opciones disponibles en este campo en constante evolución.

Tabla 1

Comparación tecnologías emergentes para la producción de hidrógeno verde

Tecnología	Aspecto	Ventajas	Desventajas	Rango de eficiencia
Electrólisis AEM	Operativo	<ul style="list-style-type: none"> - Avances tecnológicos en eficiencia y durabilidad - Potencial para integrar energías renovables con redes eléctricas - H₂ de alta pureza y presurizado - No usa electrolito corrosivo 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere electricidad continua para funcionar - Estabilidad de la MEA 	40-60%

	Económico	<ul style="list-style-type: none"> - Escalabilidad en función de la demanda energética - Reducción de costos a largo plazo por eficiencia y automatización en producción de electrolizadores - Materiales de bajo costo 	<ul style="list-style-type: none"> - Costos iniciales de inversión elevados en la actualidad - Costo de la electricidad producida por energía renovable 	
Termólisis	Operativo	<ul style="list-style-type: none"> - Potencial para utilizar calor renovable - Regeneración de compuestos intermediarios 	<ul style="list-style-type: none"> - Altas temperaturas de funcionamiento - Uso de compuestos corrosivos y tóxicos - Eficiencia limitada por la temperatura 	20-45%
	Económico	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de costos operativos a largo plazo - Alta disponibilidad de materia prima - Puede aprovechar calor residual de otros procesos 	<ul style="list-style-type: none"> - Costos de inversión inicial elevados - Altos costos operativos (manejo de residuos) 	
Fotoelectrólisis	Operativo	<ul style="list-style-type: none"> - Aprovecha la energía solar como fuente renovable - Uso de fotocatalizadores para disminuir requerimiento de energía 	<ul style="list-style-type: none"> - Eficiencia limitada por disponibilidad de luz solar - Materiales fotocatalíticos no efectivos 	
	Económico	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de costos operativos a largo plazo - Puede funcionar en áreas remotas o aisladas 	<ul style="list-style-type: none"> - Costos de inversión inicial pueden ser elevados - Dependencia de condiciones climáticas para operar - Tecnología en etapas tempranas de desarrollo 	~10%
Biofotólisis	Operativo	<ul style="list-style-type: none"> - Consumo de CO₂ - Utiliza microorganismos para catalizar la producción - Aprovecha la energía solar 	<ul style="list-style-type: none"> - Condiciones específicas para el cultivo - Eficiencia dependiente de la actividad biológica 	10-11%

Económico	- Potencial para mejorar eficiencia con la biología - Reducción de costos operativos a largo plazo	- Requiere reactores de gran volumen - Limitaciones en escalabilidad comercial
-----------	---	---

Como se muestra en la tabla 1, en los reportes de eficiencias se observó una clara ventaja para las tecnologías de electrólisis AEM y termólisis, dentro de las cuales se ha demostrado la operación de sistemas con rendimientos prometedores y altas oportunidades de mejora (Nikolaidis & Poullikkas, 2017). Sin embargo, en el caso de la termólisis se presenta una serie de dificultades técnicas debido al manejo de sustancias corrosivas y tóxicas que causan problemas en el proceso, principalmente en las etapas de separación y reciclaje, las cuales son complejas de llevar a cabo debido a las altas temperaturas de operación y pueden elevar en gran proporción el costo del proceso, al igual que generar impacto al medio ambiente (Villafán-Vidales et al., 2019). Por otro lado, la electrólisis AEM presenta un manejo más sencillo de las materias primas, así como del proceso en general. Otro aspecto que destaca es la posibilidad de acoplar diferentes fuentes de energía renovable a la producción de hidrógeno, mientras que la termólisis se limita a la energía solar concentrada. La electrólisis AEM se muestra muy favorable en cuanto a las proyecciones económicas acerca del costo futuro de la tecnología, en función del desarrollo esperado de la misma.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Estudiar técnica, económica y ambientalmente una tecnología emergente de producción de hidrógeno verde.

2.2. Objetivos Específicos

- Establecer un caso de estudio para la simulación de producción de hidrogeno verde definiendo una de las tecnologías emergentes mediante revisión bibliográfica.
- Evaluar técnicamente la tecnología seleccionada para la producción de hidrógeno verde, teniendo en cuenta el rendimiento del proceso y el consumo específico de energía.
- Determinar la influencia de parámetros operativos del proceso en índices económicos como el costo de capital (Capex), los costos de operación (Opex) y el costo nivelado de energía (\$/kg H₂) de la tecnología emergente en estudio.
- Cuantificar el impacto ambiental de la tecnología emergente estudiada para la producción de hidrógeno verde, mediante la realización de un análisis de ciclo de vida.

3. Metodología general

Para evaluar la obtención de hidrógeno bajo en emisiones mediante procesos productivos emergentes, se llevó a cabo una metodología que engloba 3 etapas como se muestra en la figura 7. La primera etapa conlleva la definición del caso de estudio partiendo de los elementos necesarios para construir la simulación del proceso. Se estiman parámetros de desempeño y se analiza de sensibilidad de la producción de hidrógeno con respecto a la potencia suministrada al sistema. La segunda etapa comprende el estudio económico de la tecnología, presentando una estimación del costo nivelado del hidrógeno para diferentes escenarios, evaluando la influencia de la fuente de energía y el potencial de reducción de costos proyectado a futuro. Finalmente, un análisis de ciclo de vida es llevado a cabo para determinar el potencial de calentamiento global del proceso, representado en unidades de kilogramos de CO₂ equivalente. En las secciones siguientes, se expone a detalle cada una de estas etapas.

Figura 7

Etapas metodológicas del proyecto investigativo



4. Estudio técnico

El estudio técnico comprende el análisis de aspectos fundamentales en la ingeniería del proceso, como el rendimiento obtenido en la producción de hidrógeno, el consumo energético específico, la eficiencia de los equipos, servicios industriales, entre otros; a partir del desarrollo de un caso base de simulación establecido previamente mediante revisión bibliográfica.

4.1. Definición del caso de estudio

Esta etapa consiste en la definición de la tecnología, los modelos matemáticos, los parámetros operativos y las herramientas necesarias para dar lugar a la simulación del proceso.

4.1.1. Definición de la tecnología

En el estado del arte presentado anteriormente, se abordan los procesos emergentes más relevantes para la producción de hidrogeno bajo en emisiones. Se destaca el potencial de desarrollo de tecnologías como la electrólisis AEM, la termólisis, la foto-electrólisis y la biofotólisis, formando parte de las alternativas de descarbonización en la producción de combustibles limpios. Se proporcionó una visión general de las características fundamentales de cada proceso de producción de hidrógeno, examinando los principios operativos y las variables más influyentes en cada sistema, considerando su nivel de desarrollo. Posteriormente, se realizó una comparación basada en la viabilidad técnica y operativa de cada tecnología. Es crucial tener en cuenta que la viabilidad y la preferencia por un método en particular pueden variar significativamente según la ubicación, las condiciones ambientales y las necesidades específicas de cada proyecto o aplicación.

Como resultado de la comparación de las tecnologías emergentes para la producción de hidrógeno bajo en carbono, se puede concluir que la tecnología de Electrólisis AEM (Electrólisis por Membrana de Intercambio Aniónico) emerge como la opción más viable para llevar a cabo un

estudio técnico, económico y ambiental detallado, especialmente en el contexto de la simulación de un proceso de producción de hidrógeno.

Desde una perspectiva técnica, la Electrólisis AEM destaca por tener mayor eficiencia y durabilidad, lo que la convierte en una opción confiable para la producción de hidrógeno a gran escala. Aunque requiere electricidad continua para funcionar, su capacidad para integrarse con fuentes de energía renovable la hace altamente adaptable a diferentes contextos y necesidades energéticas. En términos económicos, si bien la inversión inicial puede ser más elevada en comparación con otras tecnologías, la Electrólisis AEM ofrece una reducción significativa de costos a largo plazo debido a su potencial escalabilidad, lo que sugiere una viabilidad económica sólida en el futuro.

Considerando el nivel de desarrollo, la tecnología de Electrólisis AEM se encuentra en una etapa media a avanzada, lo que significa que cuenta con bases en la investigación y desarrollo, así como una presencia en el mercado. Esto sugiere que existen recursos y conocimientos disponibles para llevar a cabo un estudio técnico, económico y ambiental detallado, incluyendo simulaciones de procesos que permitan evaluar su viabilidad en condiciones específicas.

4.1.2. Definición del modelo electroquímico

La curva de polarización es una representación gráfica de la relación entre la corriente eléctrica y el voltaje de un sistema. En el modelo de una celda electroquímica, esta curva es ampliamente usada en el análisis del rendimiento de la celda y proporciona información sobre sus características electroquímicas. Permite determinar parámetros como el consumo de energía, la producción de hidrógeno y la eficiencia del sistema (Sood et al., 2020).

Para el caso base de simulación, se tomó como punto de partida el modelo matemático propuesto por Sood et al. (2020) en su investigación titulada “Bond Graph based Multiphysic

Modelling of Anion Exchange Membrane Water Electrolysis Cell” (Sood et al., 2020). Este fue complementado con el modelo presentado por Gomez Vidales et al. (2023) en su trabajo “Modeling of anion exchange membrane water electrolyzers: The influence of operating parameters” (Gomez Vidales et al., 2023), con la finalidad de considerar ecuaciones necesarias para el cálculo de ciertos parámetros operativos, como las presiones parciales, la resistencia de la membrana y el potencial reversible para operar a presión diferencial.

El modelo está compuesto por ecuaciones analíticas que representan los fenómenos fisicoquímicos más significativos ocurridos en una celda de electrólisis AEM. Se considera que la celda opera a condiciones de estado estacionario y los efectos de difusión son despreciables. Por esta razón, se asume que el flujo suministrado por energía eléctrica permanece constante, sin tener en cuenta las fluctuaciones causadas por las fuentes de energía renovable.

4.1.3. Modelo matemático - curva de polarización para celda de electrólisis AEM

El cálculo del voltaje de la celda se realiza partiendo del potencial reversible o potencial mínimo para la reacción de electrólisis (E_{rev}). Se tienen en cuenta las contribuciones de los sobrepotenciales de activación de las semirreacciones (E_{act}) y las pérdidas óhmicas asociadas a las resistencias generadas por los componentes de la celda (E_{ohm}). Estos potenciales dependen de variables operativas como la temperatura, la presión de ánodo y cátodo, la densidad de corriente, entre otros.

$$E_{cell} = E_{rev} + E_{act,cat} + E_{act,ano} + E_{ohm} \quad (\text{Ec. 12})$$

Potencial reversible (E_{rev}):

$$E_{rev} = E_{rev,T}^0 + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2} * p_{O_2}^{\frac{1}{2}}}{a_{H_2O,KOH}} \right) \quad (\text{Ec. 13})$$

$E_{rev,T}^0$: potencial estándar de reacción a la temperatura de operación

R : constante de los gases ideales

T : temperatura

F : constante de Faraday

pH_2 : presión parcial del hidrógeno en el cátodo

pO_2 : presión parcial del oxígeno en el ánodo

$a_{H_2O,KOH}$: coeficiente actividad de la solución de electrolito

Potencial estándar de reacción ($E_{rev,T}^0$):

$$E_{rev,T}^0 = 1,5184 - 1,5421 \times 10^{-3}T + 9,526 \times 10^{-5}T \ln(T) + 9,84 \times 10^{-8}T^2 \quad (\text{Ec. 14})$$

Presiones parciales (pH_2 y pO_2) y presión de vapor del agua (P_{v,H_2O}):

$$pH_2 = p_c - p_vH_2O \quad (\text{Ec. 15})$$

$$pO_2 = p_a - p_vH_2O \quad (\text{Ec. 16})$$

$$P_{v,H_2O} = \exp\left(81,6179 - \frac{7699,68}{T}\right) - 10,9 \ln(T) + 9,5891 \times 10^{-3}T \quad (\text{Ec. 17})$$

p_c : presión en el cátodo

p_a : presión en el ánodo

p_vH_2O : presión de vapor del agua

Coficiente de actividad del electrolito ($a_{H_2O,KOH}$):

$$a_{H_2O,KOH} = \exp\left(-0,05192m + 0,003302m^2 + \frac{3,177m - 2,131m^2}{T}\right) \quad (\text{Ec. 18})$$

m : concentración molar del electrolito

Sobrepotenciales de activación ánodo y cátodo ($E_{act,k}$):

$$E_{act,k} = \frac{RT}{F} \operatorname{arcsinh}\left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}}\right) \quad (\text{Ec. 19})$$

j_{cell} : densidad de corriente

$j_{0,k}$: densidades de intercambio de corriente (ánodo y cátodo respectivamente)

Sobrepotencial óhmico (E_{ohm}):

$$E_{ohm} = j_{cell} * R_{ohm} \quad (\text{Ec. 20})$$

Resistencia óhmica (R_{ohm}):

$$R_{ohm} = (R_{contac} + R_{mem}) \quad (\text{Ec. 21})$$

$$R_{mem} = \frac{L_m}{\sigma m} \quad (\text{Ec. 22})$$

$$\sigma m = (0.524 * \lambda - 0.318) * e^{1270 * (\frac{1}{303} - \frac{1}{T})} \quad (\text{Ec. 23})$$

R_{contac} : resistencia de contacto

R_{mem} : resistencia de la membrana

L_m : grosor de la membrana

σm : conductividad de la membrana

λ : grado de humidificación de la membrana

Voltaje del stack (E_{stack}):

$$E_{stack} = E_{cell} * N_{cell} \quad (\text{Ec. 24})$$

N_{cell} : número de celdas

Potencia total (W_t):

$$W_t = E_{stack} * j_{cell} * A * N_{stack} * N_{modulos} \quad (\text{Ec. 25})$$

A : área de la membrana

N_{stack} : número de stacks

$N_{modulos}$: número de módulos

Balance de energía:Potencia ideal (W_{ideal}):

$$W_{ideal} = V_{tn} * j_{cell} * N_{Cell} * N_{Stack} * A \quad (\text{Ec. 26})$$

 V_{tn} : voltaje termoneutroCalor generado (Q_{gen}):

$$Q_{gen} = W_t - W_{ideal} \quad (\text{Ec. 27})$$

Calor perdido (Q_{los}):

$$Q_{los} = 0.1 * Q_{gen} \quad (\text{Ec. 28})$$

Calor en exceso (Q_{Hot}):

$$Q_{Hot} = Q_{gen} - Q_{los} \quad (\text{Ec. 29})$$

Flujo mínimo de entrada de agua (\dot{N}_{H_2O-min}):

$$\dot{N}_{H_2O-min} = \frac{Q_{Hot}}{C_p * \Delta T_{min} * M_{H_2O}} \quad (\text{Ec. 30})$$

 C_p : calor específico del agua ΔT_{min} : delta de temperatura mínimo M_{H_2O} : peso molecular del agua

Producción y consumo de especies (hidrógeno, oxígeno y agua):

$$\dot{N}_{x,prod} = \frac{j_{cell} * A * C_{ex} * N_{Cell} * N_{Stack} * N_{modulos}}{nF} \quad (\text{Ec. 31})$$

 C_{ex} : coeficiente estequiométrico n : número de electrones transferidos en la reacción química global

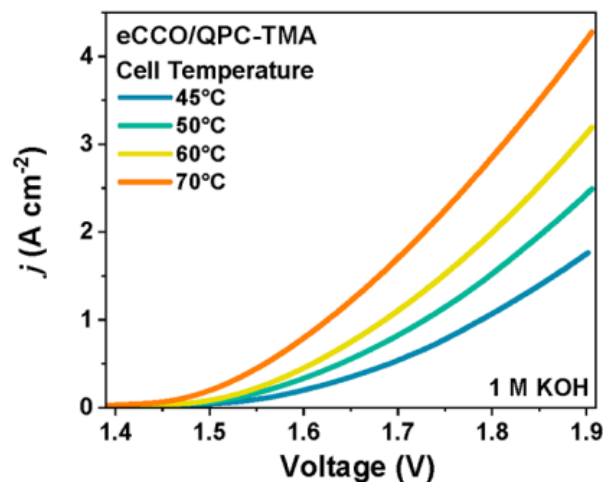
4.1.4. Datos experimentales de literatura - curva de polarización

Se definió adoptar como referencia para el sistema de electrólisis, la celda presentada por Jang et al. (2022) en su estudio titulado “Efficient and Durable Anion Exchange Membrane Water Electrolysis for a Commercially Available Electrolyzer Stack using Alkaline Electrolyte”.

Este estudio expone el análisis de diferentes condiciones de temperatura en la eficiencia del sistema, reportando curvas de polarización para 4 temperaturas (45°C, 50°C, 60°C y 70°C). Esto resulta llamativo ya que amplía los escenarios que se pueden evaluar en el modelo de simulación con datos confiables para su validación. Así mismo, es una investigación significativa para el desarrollo de la tecnología de electrólisis AEM, ya que se optimiza el diseño de los componentes de la celda, demostrando alto desempeño y durabilidad con materiales no comerciales. El sistema estudiado por Jang et al. consiste en un stack conformado por 3 celdas, cada una con área de 63.6 cm², siendo una de las celdas de mayores dimensiones reportadas en la literatura hasta la fecha (Jang et al., 2022).

Figura 8

Curvas de polarización a diferentes temperaturas.



Nota: Tomado de (Jang et al., 2022).

4.1.5. Ajuste de parámetros

El modelo de una celda de electrólisis demanda como datos de entrada, no solo las condiciones operativas del equipo, sino también parámetros asociados a su construcción. Estos últimos están principalmente vinculados a los tipos de materiales utilizados en la síntesis de los electrodos y la membrana. Dado que es poco frecuente que estos parámetros sean reportados en las investigaciones, se optó por realizar un ajuste para determinar los datos de entrada faltantes en el modelo.

Los parámetros correspondientes a las densidades de intercambio de corriente (j_{0a} y j_{0c}) y a la resistencia óhmica (R_{ohm}), fueron ajustados utilizando el método GRG non linear, minimizando el coeficiente R^2 entre los datos experimentales y los datos calculados por el modelo. Se tomaron valores reportados por otros estudios como punto inicial en la iteración de estos parámetros. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el ajuste para cada una de las curvas de polarización reportadas por Jang et al. (2022), en 4 temperaturas de operación:

Tabla 2

Resultado ajuste de parámetros curva de polarización

	45°C	50°C	60°C	70°C	Unidades
J_{0a}	0.0099066	0.0013799	0.0018417	0.1990740	A/cm ²
J_{0c}	5.266E-05	0.0013804	0.0018423	0.000144	A/cm ²
R_{contac}	0.0715718	0.0475090	0.0301728	0.0262856	Ω *cm ²

4.1.6. Ajuste ecuación sobrepotencial de activación

La ecuación que calcula los sobrepotenciales de activación se deriva de la ley de Nernst. Al expresarla de manera explícita (ecuación 19), se evidencia la presencia de la función de arcoseno hiperbólico en la ecuación. Sin embargo, es importante destacar que esta función no está incluida entre los operadores matemáticos disponibles en el software de modelado a utilizar (Aspen Custom Modeler). Debido a esta limitación, se procede a realizar una adaptación utilizando una función de tipo logarítmica, ya que esta exhibe el mejor ajuste a la tendencia del arcoseno hiperbólico.

Dicho ajuste fue realizado de forma que la variable independiente X, corresponde a $\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}}$ y la variable dependiente Y, corresponde a la función de arcoseno hiperbólico $\sinh^{-1}(x)$. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para las 4 temperaturas evaluadas en el documento guía (Jang et al., 2022):

Tabla 3

Ajuste sobrepotenciales de activación

T [°C]	Ánodo/Cátodo	Ecuación	R ²
45	Ánodo	$E_{act} = \frac{RT}{F} \left[0,9822 \ln \left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}} \right) + 0,7579 \right]$	0,9997
	Cátodo	$E_{act} = \frac{RT}{F} \left[\ln \left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}} \right) + 0,6932 \right]$	1
50	Ánodo	$E_{act} = \frac{RT}{F} \left[0,9998 \ln \left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}} \right) + 0,6945 \right]$	1
	Cátodo	$E_{act} = \frac{RT}{F} \left[0,9997 \ln \left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}} \right) + 0,6946 \right]$	1

60	Ánodo	$E_{act} = \frac{RT}{F} \left[0,9996 \ln \left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}} \right) + 0,6958 \right]$	1
	Cátodo	$E_{act} = \frac{RT}{F} \left[0,9995 \ln \left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}} \right) + 0,6959 \right]$	1
70	Ánodo	$E_{act} = \frac{RT}{F} \left[0,6999 \ln \left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}} \right) + 1,1939 \right]$	0,951
	Cátodo	$E_{act} = \frac{RT}{F} \left[\ln \left(\frac{j_{cell}}{2j_{0,k}} \right) + 0,6932 \right]$	1

Como se puede observar en la tabla 3, los ajustes realizados mediante funciones logarítmicas son acertados a la ecuación de Butler Volmer con un $R^2=1$ en casi todos los ajustes, por lo que funciona como una buena alternativa para representar el sobrepotencial de activación, sin generar inconvenientes en la exportación del modelo ACM a Aspen Plus.

4.1.7. Descripción general del proceso

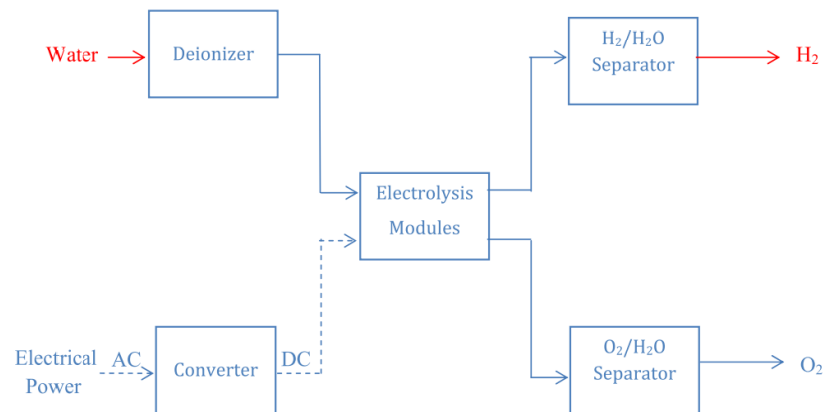
El diagrama de bloques del proceso se presenta en la figura 8. En este se pueden apreciar las principales entradas y salidas del sistema. El módulo de electrólisis cuenta con 2 entradas: la primera, corresponde al flujo de electrolito (agua o solución alcalina) que ingresa tanto por el ánodo como por el cátodo; la segunda, hace referencia al suministro de energía eléctrica que puede ser proporcionado únicamente por fuentes renovables, o por un mix con energía de la red.

En el electrolizador se da la reacción de disociación del agua en sus componentes: hidrógeno y oxígeno, debido a la aplicación de la energía eléctrica. Estos gases quedan inmersos en el electrolito y proceden a salir del sistema. Hay dos corrientes de salida, una para cada cámara de la celda (ánodo y cátodo), el siguiente paso en el proceso es someter estos flujos a una etapa de separación gas-líquido. De esta forma se logra liberar los gases, obteniendo el hidrógeno y el

oxígeno con la mayor pureza posible. La fase líquida de las corrientes de salida (electrolito) se recircula al electrolizador para disminuir los costos de la operación.

Figura 9

Diagrama de bloques del proceso de producción de hidrógeno por electrólisis AEM



Nota: Tomado de (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

4.2. Simulación del proceso

La simulación del proceso de producción de hidrógeno se realizó en 2 etapas. En la primera se simula el sistema de electrólisis haciendo uso de la herramienta Aspen Custom Modeler (ACM), la cual permite simular unidades operacionales específicas a partir de las ecuaciones de modelamiento formuladas para un dispositivo. En la sección 3.1.2. se describe el modelo matemático del sistema de electrólisis AEM. Posteriormente, esta unidad fue exportada a la interfaz de Aspen Plus, donde se simularon los procesos de separación y demás equipos pertenecientes al balance de planta.

Aspen Plus es un software de simulación de procesos ampliamente utilizado en la industria, permite analizar y optimizar el rendimiento del sistema objeto de estudio. Este utiliza un enfoque basado en bloques para la construcción de modelos, que permite a los usuarios representar procesos complejos mediante la combinación de diferentes unidades de proceso, tales como reactores,

intercambiadores de calor, columnas de destilación, entre otros. El software ofrece una amplia gama de modelos termodinámicos y herramientas de optimización para ayudar a los ingenieros a mejorar la eficiencia, reducir costos y minimizar impactos ambientales en sus procesos.

Aspen Custom Modeler es una herramienta complementaria a Aspen Plus que permite a los usuarios desarrollar modelos de proceso personalizados y específicos para sus aplicaciones particulares. Con ACM, los ingenieros pueden crear modelos matemáticos detallados de procesos o equipos específicos que no están cubiertos por los modelos estándar disponibles en Aspen Plus. Esto incluye la capacidad de implementar ecuaciones, modelar reacciones químicas específicas o incorporar relaciones empíricas desarrolladas internamente por el usuario. Aspen Custom Modeler proporciona una interfaz gráfica intuitiva para la construcción y validación de modelos personalizados, permitiendo adaptar las simulaciones a las necesidades específicas.

4.2.1. 1ra etapa: Simulación en Aspen Custom Modeler

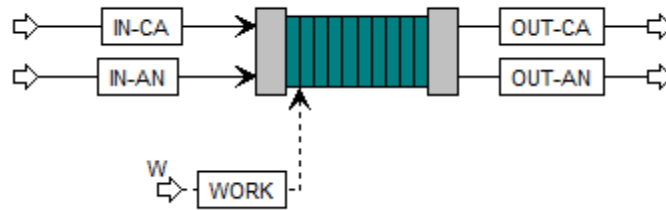
Se llevó a cabo la simulación del sistema de electrólisis a partir del modelo previamente presentado. Este abarca la curva de polarización, el balance de energía y los balances de masa. Inicialmente, se consideró una sola celda y se validaron los resultados con la literatura (Jang et al., 2022). Se planteó la integración de múltiples celdas para formar un stack, basado en el cálculo del voltaje de los modelos en estado estable formulados para electrolizadores alcalinos y PEM (ecuación 24). Es importante señalar que estos modelos no toman en cuenta los efectos eléctricos de las interconexiones entre las celdas, por lo que se presenta como una primera aproximación de un sistema ideal.

Se implementaron 5 puertos de conexión al sistema: 2 para las corrientes de entrada de electrolito (ánodo y cátodo), 2 para las corrientes de salida del electrolizador (ánodo y cátodo) y 1 para definir la potencia suministrada. Estos puertos representan las entradas y salidas del sistema

de electrólisis y permiten la conexión con los demás equipos de la planta, una vez el modelo es exportado a Aspen Plus. A continuación, se presenta el diagrama del sistema de electrólisis en ACM:

Figura 10

Sistema de electrólisis en Aspen Custom Modeler



Las variables que se deben fijar en el modelo se encuentran relacionadas en la tabla 4. Parámetros operativos como la temperatura y la densidad de corriente pueden ser definidos de acuerdo con los datos de literatura tomados como referencia, representados en las curvas de polarización de la figura 7. Otros parámetros que no aparecen en la tabla pero que igualmente deben ser fijados en el modelo son J_{0a} , J_{0c} , y R_{contac} , para los cuales se presenta el resultado de su ajuste en la tabla 2.

Tabla 4

Datos de entrada al modelo de simulación

Parámetro	Valor	Unidades
Temperatura (T)	operativo	°C
Presión cátodo (pc)	30	bar
Presión ánodo (pa)	6	bar
Molaridad electrolito (M)	1	M
Densidad de corriente (J_{cell})	operativo	A/cm^2

Área de la celda (A)	63,6	cm^2
Grosor de la membrana (L_M)	50	μm
Grado de humidificación membrana (λ)	18	-
Delta T min (deltaT_min)	5	$^{\circ}C-K$

4.2.2. 2da etapa: Simulación en Aspen Plus

En el trabajo titulado “Aspen Plus model of an alkaline electrolysis system for hydrogen production” presentado por Mónica Sánchez y colaboradores, se expone un modelo de simulación para una planta de electrólisis alcalina que opera en estado estable (Sánchez Delgado, 2019). Esta investigación fue tomada como referencia para la implementación de los sistemas de separación del hidrógeno y el oxígeno, realizando algunas adaptaciones según los requerimientos del proceso y las condiciones trabajadas en la electrólisis AEM. Cabe aclarar que este diseño es general y se pueden tener variaciones en la configuración. En la figura 10 se muestra el diagrama de proceso en Aspen Plus para la simulación del balance de planta.

A partir de la unidad de electrólisis exportada desde ACM, se identifican dos entradas de electrolito al sistema AEM: INLET-AN e INLET-CA, designadas para el ánodo y cátodo respectivamente. En el presente caso, una solución de KOH de concentración de 1 M, fue definida como electrolito del sistema.

Las corrientes de salida del electrolizador, OUT-CA y OUT-AN, contienen los gases producidos durante el proceso (hidrógeno y oxígeno), los cuales se encuentran inmersos en el electrolito. Los procesos de separación y purificación se llevan a cabo en dos separadores flash en serie. En el primero, se remueve la mayor cantidad posible de electrolito de cada corriente, para

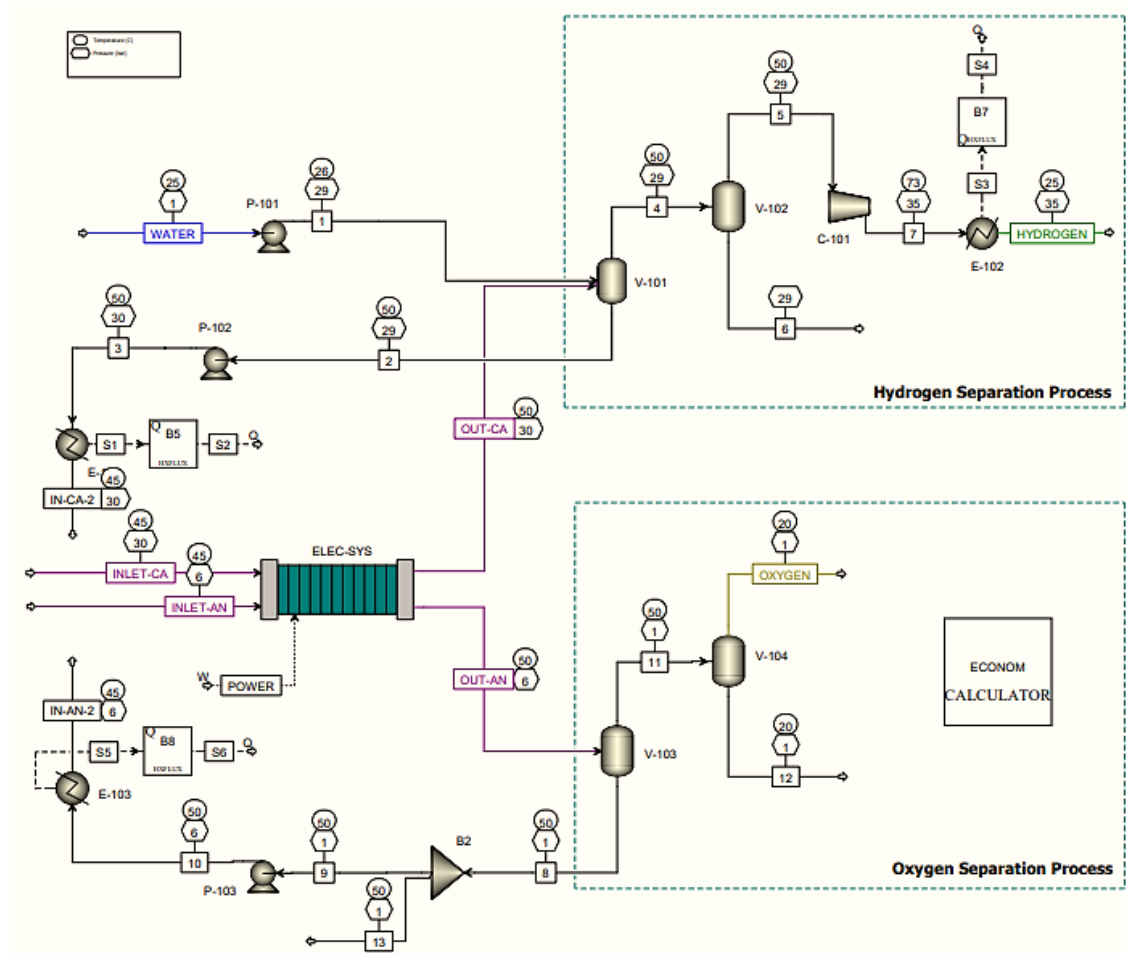
ser recirculado al sistema de electrólisis. Dado que la fracción de agua en la corriente de salida de gas aún es significativa, la corriente se somete a una segunda etapa de separación.

Es esencial destacar que la celda AEM opera bajo condiciones de presión diferencial, con 30 bar en el cátodo y 6 bar en el ánodo (Li & Baek, 2021). En consecuencia, las corrientes de salida del electrolizador se obtienen bajo estas condiciones específicas de presión. Se contempla una caída de presión de 0.3 bar en todos los equipos del sistema.

En cuanto a las corrientes de recirculación, se adecuan los reciclos a las condiciones predefinidas de presión y temperatura mediante los equipos P-102, P-103, E-101 y E-103, antes de reintroducirlas en el sistema de electrólisis (INLET-CA, INLET-AN). Además de esto, se suministra un flujo de agua para compensar la cantidad consumida durante la reacción de electrólisis, representado por la corriente denominada WATER.

La convergencia de las corrientes de reciclo se logró mediante la definición de especificaciones de diseño, ajustando los flujos de los componentes en la entrada del sistema de electrólisis, asegurando su conformidad con los requisitos necesarios para un funcionamiento óptimo.

La potencia suministrada al sistema proviene de una combinación de fuentes renovables junto con la energía de la red. Este parámetro se introduce en el modelo a través de la corriente denominada 'POWER'.

Figura 11*Flowsheet del proceso simulado en Aspen Plus*

4.2.3. Escalamiento

El sistema de mayor escala reportado hasta el momento es diseñado y construido por la compañía Enapter, dedicada a la comercialización de electrolizadores AEM (Enapter, n.d.). Este consiste en una estructura denominada multicore, la cual agrupa 420 stacks a pequeña escala, cada uno con un total de 110 celdas que requieren de un voltaje en total de 220 V y una potencia de 2.4 kW. La capacidad de un multicore es de 1008 kW, a lo que corresponde a una producción de hidrógeno de 456 kg/día. Se implementan 60 módulos para alcanzar un sistema con una capacidad de 60 MW y una producción de 1133 kg/h de hidrógeno.

El modelo de simulación realizado fue adaptado a estas condiciones, calculando el punto operativo correspondiente a los datos mencionados anteriormente. Se obtuvo como resultado un voltaje de celda de 1.99 V, operando a una densidad de corriente de 0,35 A/cm² para la curva de polarización de 45°C. En la tabla 4 se presentan los principales parámetros operacionales y el resultado obtenido para el rendimiento del sistema y la producción de hidrógeno. Se encontró que el consumo energético específico concuerda dentro de los rangos reportados en la literatura para tecnologías comerciales como la electrólisis PEM.

Tabla 5

Resultados parámetros operacionales

Parámetro	Valor	Unidades
Densidad de corriente	2.35	A/cm ²
Voltaje de celda	1.99	V
N° celdas/stack	110	-
N° stacks	420	-
Presión cátodo	30	bar
Presión ánodo	6	bar
Temperatura	45	°C
Eficiencia de voltaje	63.88	%
Potencia consumida 1 módulo	1008	kW
Potencia total	60.480	MW
Producción de hidrógeno 1 módulo	473.4	kg/día
Producción total	27192	kg/día
Consumo energético nominal	65.43	kWh/kg

4.3.Sensibilidad

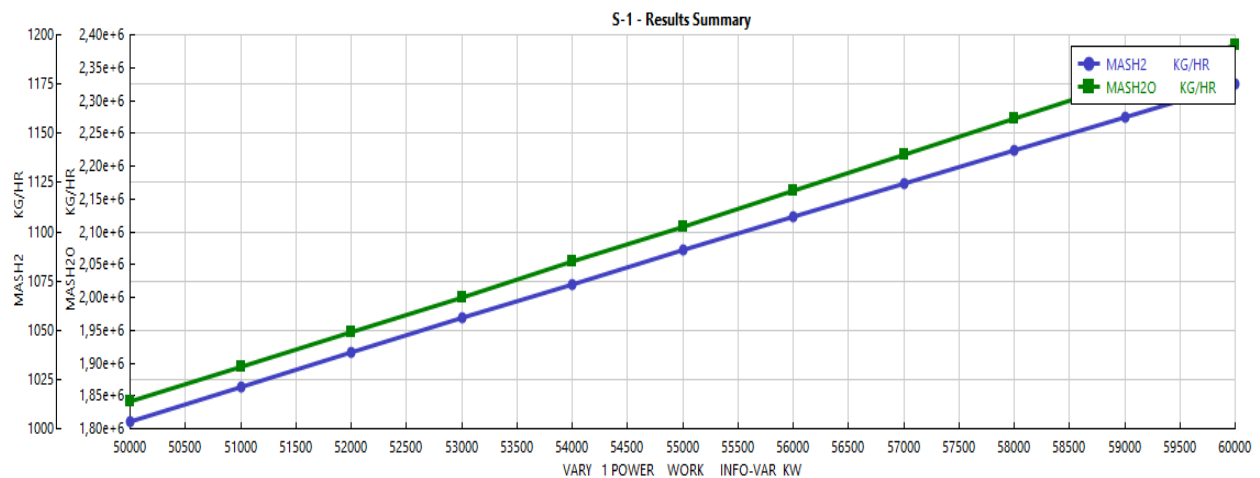
Se analizó la sensibilidad de la producción de hidrógeno y el flujo de agua de entrada al sistema con respecto al cambio en la potencia suministrada evidenciando una tendencia lineal. Esto

se explica debido a la conexión directa de estas variables con la capacidad de la planta. En el caso de la producción de hidrógeno, para una mayor potencia se requieren más unidades de electrólisis, resultando en un aumento proporcional en la producción.

En lo que respecta al flujo de agua, su cálculo se deriva del balance de energía, el cual está destinado a contrarrestar el exceso de calor en la celda. Este calor está directamente vinculado al voltaje del sistema, el cual guarda una relación directa con la potencia.

Figura 12

Sensibilidad técnica con respecto a la variación de la potencia



5. Estudio Económico

En esta sección se presenta el cálculo de índices económicos como el costo de inversión de capital (CapEx), los costos operativos (OpEx) y el costo nivelado del hidrógeno (LCOH). Se evalúa la influencia de la fuente energía suministrada al proceso, en los costos operativos y por tanto el costo de producción del hidrógeno. Para esto se plantea un portafolio de 6 escenarios energéticos en función de combinaciones entre energía solar, eólica onshore, bioenergía y de la red. Así mismo, se analiza el cambio en los costos de inversión de capital con el nivel de desarrollo de la tecnología AEM, según proyecciones reportadas para los años 2025 y 2050.

Tabla 6*Escenarios energéticos*

Fuente de energía	1	2	3	4	5	6
Solar	100 %			38 %	48 %	20 %
Eólica		100 %				60 %
Bioenergía			100 %	40 %	52 %	
Red				22 %		20 %

5.1. Costos de inversión de capital (CapEx)

Estos costos corresponden a la inversión inicial que se debe realizar por la compra e instalación de los equipos de la planta. Se partió del costo total de capital depreciable directo (ddcc por sus siglas en inglés), el cual está compuesto del costo del sistema del sistema de electrólisis y el balance de planta (BoP). Según Kim et al. (2024), el 45% del ddcc corresponde al stack y el 55% al BoP. Otros factores fueron considerados como la instalación de los equipos, con un factor correspondiente al 12% del ddcc; el reemplazo de las celdas del stack una única vez durante la vida útil de la planta tiene un valor del 50% del costo del stack; y por último, los costos de nacionalización corresponden a gastos de importación de los equipos, en donde se considera un factor de 1.4 veces el valor total de estos para el caso de Colombia, comprendiendo el stack, el BoP y la reposición de las celdas (Kim et al., 2024).

3 escenarios fueron considerados para 3 temporalidades analizando la variación de los costos de capital depreciable directo. La compañía Enapter dedicada a la comercialización de electrolizadores AEM reporta que para su sistema multicore de 1 MW, el ddcc actual se encuentra en 3333 USD/kW. Sin embargo, este valor disminuirá para 2025 ya que se trabaja en una planta de producción de estos dispositivos, en la cual se automatizará este proceso estimando un ddcc de

550 USD/kW (*EXCLUSIVE / Enapter Eyes 83% Cost Reduction for Its Unique AEM Hydrogen Electrolysers by 2025 | Recharge*^[+], n.d.). El último escenario corresponde a la proyección económica realizada por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) para la tecnología AEM en el año 2050, estimando un ddcc menor a 200 USD/kW (Renewable & Agency, 2020). En la tabla 7 se relaciona el resultado obtenido de los costos de inversión de capital correspondientes a los 3 escenarios expuestos anteriormente para una planta de electrólisis AEM de 60 MW.

Tabla 7

Costos de inversión de capital

		Escenario actual	Escenario 2025	Escenario 2050
		3333	550	200
		USD/kW	USD/kW	USD/kW
	factor ccdd	Costo [USD]	Costo [USD]	Costo [USD]
ccdd	1	199980000	33000000	12000000
Stack	0.45	89991000	14850000	5400000
BoP	0.55	109989000	18150000	6600000
Reemplazo stack	0.225	44995500	7425000	2700000
Total equipos	-	244975500	40425000	14700000
instalación	0.12	23997600	3960000	1440000
Nacionalización	1.4	342965700	56595000	20580000
TOTAL		366963300	60555000	22020000

Como se puede observar en la tabla 7, se espera una disminución considerable de los costos de inversión de capital de acuerdo con el grado de avance de la tecnología. Sin embargo, la mayor disminución está relacionada con la automatización y el aumento en la escala de producción de los electrolizadores AEM, como se puede ver en el escenario actual y el del 2025 reportados por Enapter.

5.2. Costos operativos (OpEx)

Los costos operativos se calcularon teniendo en cuenta 3 categorías: un costo fijo asociado al mantenimiento de equipos y mano de obra operativa, el costo de las materias primas y el costo asociado al consumo de energía de la planta. Para esta última categoría se consideran 6 escenarios diferentes en el suministro de energía eléctrica requerido por el sistema. A continuación, se presenta a detalle el cálculo realizado y el resultado obtenido para cada uno de los escenarios.

5.2.1. Costos operativos fijos

Los costos fijos de la operación fueron determinados como un porcentaje de los costos de inversión de capital de la planta correspondiente al 10%. Este resultado fue normalizado teniendo en cuenta la producción anual de hidrógeno. Se asumió un factor del 90% para los días trabajados anualmente a excepción de los escenarios donde la energía requerida por la planta es proporcionada únicamente por energía solar, ya que en este caso el factor de capacidad disminuye al 20%.

Tabla 8

Costos operativos fijos

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
	actual	2025	2050
Costos fijos			
[USD / (kg H ₂ /año)	3.697	0.610	0.222

5.2.2. Costos de materias primas

La materia prima necesaria para el proceso de producción de hidrógeno verde contempla una solución de electrolito compuesta por agua desionizada y KOH. Para el cálculo de las cantidades de materia prima requerida anualmente para el funcionamiento de la planta, se tiene en

cuenta que esta solución se carga al sistema al arrancar la operación y es recirculada constantemente. Durante toda la vida útil de la planta (20 años), se realiza el cambio completo de la solución únicamente 3 veces, cada 7-8 años (Kim et al., 2024). Es por esto por lo que en la tabla 9 se puede apreciar que en el cálculo de las cantidades requeridas se considera el flujo que entra constantemente al sistema y el flujo de cargue. Para el de agua desionizada, el flujo de reposición hace referencia principalmente a la cantidad consumida en la reacción de electrólisis.

El costo del agua desionizada fue tomado de (Kim et al., 2024). En el caso del KOH, se extrajo el valor de (*Trade Map - Lista de Los Mercados Proveedores Para Un Producto Importado Por Colombia En 2022*, n.d.). En la tabla 9 mostrada a continuación, se asocian los costos de materia prima:

Tabla 9

Costos materias primas

Materia Prima	Costo por unidad [USD/kg]	Cantidad requerida vida útil planta [kg]	Cantidad requerida anualmente [kg]	Costo anual [USD]
Agua desionizada cargue	0.01	7162290	1432458	14324.58
Agua desionizada reposición	0.01	20294.278	177777875.3	1777778.753
KOH cargue	0.53	413241.7335	20662.087	11012.8922
Total				\$ 1803116.225

5.2.3. Costos de la energía

Para este cálculo se tiene en cuenta el consumo energético del sistema de electrólisis y de los equipos periféricos que requieren energía eléctrica para su funcionamiento, dentro de estos se

encuentran bombas, compresores, calentadores y enfriadores. En la tabla 10 se asocia el consumo energético anual para cada uno de los equipos.

Se estableció un portafolio compuesto por energías renovables (solar, eólica onshore, bioenergía) y de la red, para suplir los requerimientos energéticos de la planta. Para ello fueron asumidos 6 escenarios como se pone al principio de la sección 4. Se realizó una linealización para determinar el costo de la energía proveniente de fuentes renovables teniendo en cuenta que el cambio en el precio a través de los años sigue una tendencia lineal. Los datos de los puntos tomados para calcular la pendiente fueron tomados de informes reportados por la Agencia Internacional de Energías Renovables tal como se muestra en la tabla 11. Para el caso de la bioenergía, (IRENA, 2020) reporta que no hubo un cambio significativo en su valor durante la última década, es por esto que se considera que el precio permanece constante durante el tiempo de vida útil de la planta. Lo mismo sucede para el caso de la energía proveniente de la red.

Tabla 10

Consumo energético por equipo

Energía para BoP			
Equipo	Cantidad requerida	Unidad	Cantidad anual
P-101	22.6863	kWh	198731.91
P-102	54.0708	kWh	473660.4121
P-103	269.5863	kWh	2361576.181
E-101	6556.2218	kWh	57432502.81
E-102	241.8109	kWh	2118263.484
E-103	6881.8046	kWh	60284608.3
C-101	108.3885	kWh	949483.0147
Total	14134.5692	kWh	123818826.1
Energía para módulos de electrólisis			
Equipo	Cantidad requerida	Unidad	Cantidad anual
Stacks	60000	kWh	525600000

Tabla 11*Costos fuentes de energía*

Fuente de energía	Costo 2030 [USD/kWh]	Costo 2050 [USD/kWh]	Fuente
Renovable solar	0.05	0.03	(IRENA, 2019a)
Renovable eólica	0.04	0.025	(IRENA, 2019b)
Bioenergía	0.061	0.061	(IRENA, 2022)
Red	0.07	0.07	(XM, 2023)

5.2.4. Costo nivelado del hidrógeno

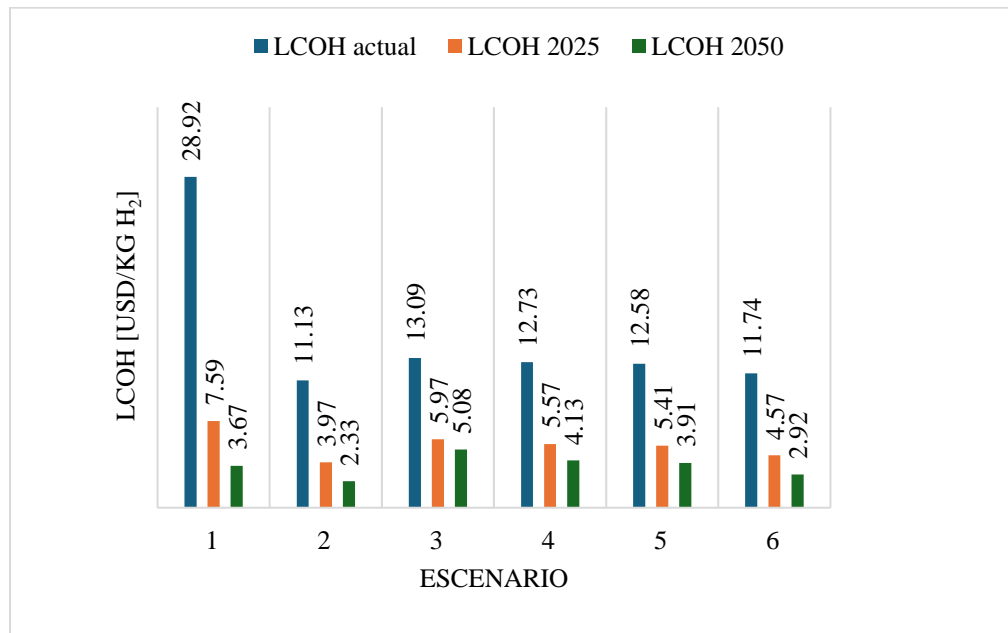
A partir de los índices económicos CapEx y OpEx se determinó el costo nivelado del hidrógeno producido por la tecnología de electrólisis AEM, realizando una proyección a 20 años de recuperación de la inversión inicial, con una tasa de retorno del 10%. Este tiempo fue establecido de acuerdo con el tiempo de vida útil de la planta.

Tabla 12*Parámetros cálculo costo nivelado del hidrógeno*

Parámetro	valor	Unidades
Tiempo proyectado	20	años
Tasa de retorno	10	%
Factor de capacidad	20 - 90	%
Consumo energético anual	9817402	kW
Producción hidrógeno anual	155605.71	kg
Consumo energético nominal	64.83	kWh/kg H2

Tabla 13*Resultados costo nivelado del hidrógeno*

Fuente de energía	1	2	3	4	5	6
Solar	100 %			38 %	48 %	20 %
Eólica		100 %				60 %
Bioenergía			100 %	40 %	52 %	
Red				22 %		20 %
LCOH actual	28.92	11.13	13.09	12.73	12.58	11.74
LCOH 2025	7.59	3.97	5.97	5.57	5.41	4.57
LCOH 2050	3.67	2.33	5.08	4.13	3.91	2.92

Figura 13*Comparación LCOH*

Los resultados obtenidos muestran el claro comportamiento del costo del hidrógeno en respuesta a los escenarios evaluados tanto para la fuente de suministro de energía en el sistema como para el cambio en los costos de inversión de capital. Como se puede observar en la figura 12, el escenario referente al uso de energía solar como única fuente aumenta en aproximadamente

4 veces el costo de producción del hidrógeno con respecto a los demás escenarios energéticos, esto se debe a que el factor de capacidad de la planta se ve fuertemente penalizado, limitando la operación a un 20% del total. Sin embargo, se espera que el precio de la electricidad proveniente de las fuentes renovables solar y eólica, disminuya en los años futuros por lo que incluso llegará a ser más rentable producir el hidrógeno usando estas fuentes en lugar de la energía de la red y la bioenergía. Igualmente, se espera que el LCOH disminuya considerablemente con el nivel de avance de la tecnología de acuerdo con lo reportado para el año 2025 y 2050.

6. Estudio ambiental

El estudio ambiental es fundamental para evaluar el impacto asociado a el proceso, con el fin de analizar las emisiones contaminantes que conlleva obtener el hidrógeno mediante la tecnología de electrólisis AEM, y así, poder determinar si se puede considerar dentro de la categoría de combustibles bajos en carbono. El hidrógeno verde es aquel que tiene emisiones asociadas menores o iguales a 2 kg CO₂ eq/kg H₂.

6.1. Análisis de ciclo de vida

El análisis de ciclo de vida (ACV) es una metodología para evaluar los impactos ambientales asociados a las etapas de la vida de un producto, proceso o servicio. Desde la extracción de materias primas hasta su fabricación, distribución, uso y disposición final. El objetivo del ACV es proporcionar una imagen completa de los impactos ambientales de los productos y servicios, permitiendo a los fabricantes, los consumidores y los responsables políticos tomar decisiones más informadas y sostenibles. El proceso se divide en cuatro fases principales enmarcadas en las normas de gestión ambiental ISO 14040:2006 y 14044:2006.

6.1.1. Definición del objetivo y alcance

Esta fase implica determinar el propósito del estudio y describir el producto, proceso o servicio a analizar. Dentro del alcance del análisis de ciclo de vida, se contempla el estudio del proceso de producción de hidrógeno mediante la tecnología de electrólisis AEM, considerando los escenarios energéticos planteados anteriormente (Sección 5), con el fin de evaluar la influencia de la fuente de energía en la carga ambiental del proceso. Se estipula la evaluación del impacto ambiental mediante el indicador GWP100 (global warming potencial), el cual es un indicador de impacto medio que permite determinar las emisiones de gases de efecto invernadero que conlleva la obtención de un producto mediante un proceso determinado.

El análisis de ciclo de vida fue realizado en el software OpenLCA, el cual es una herramienta profesional de libre acceso que proporciona una plataforma robusta y flexible para realizar estudios de ACV completos, desde el análisis de inventario hasta la evaluación de impacto ambiental. Soporta diversas bases de datos de ACV y metodologías de impacto, permitiendo a los usuarios modelar y comparar los efectos ambientales de productos y servicios a lo largo de su ciclo de vida.

La base de datos utilizada fue Ecoinvent, la cual fue adquirida dentro del marco del convenio UIS-Ecopetrol, para el desarrollo de este proyecto; esta es una base de datos global líder en inventarios de ciclo de vida y es ampliamente utilizada en evaluaciones ambientales. El método de cálculo usado es ReCiPe 2016 v1.03, midpoint (H), el cual viene incluido dentro de la base de datos.

6.1.2. Análisis de inventario del ciclo de vida (ICV)

Consiste en recopilar datos sobre los insumos y salidas (por ejemplo, materiales, energía, emisiones) en cada etapa del ciclo de vida. En este caso la materia prima corresponde a la solución

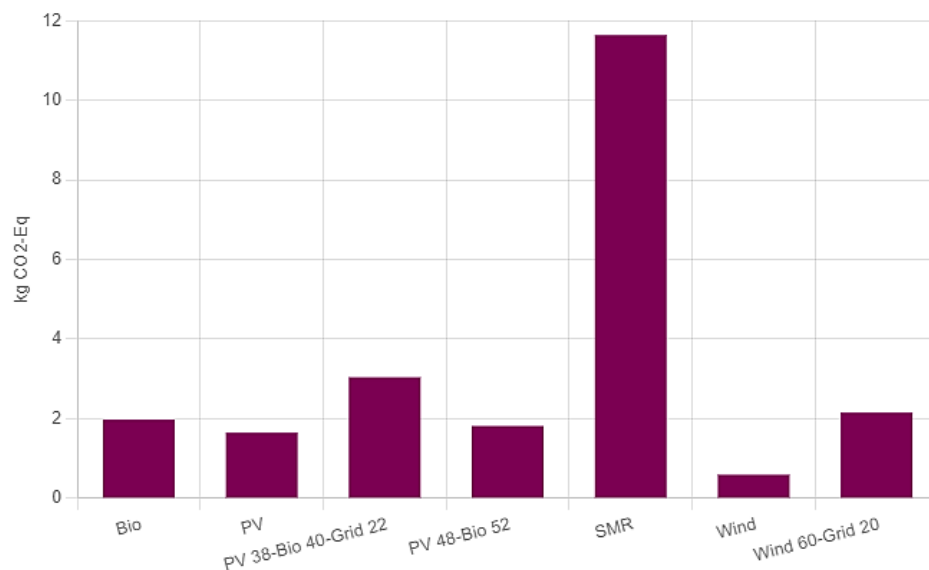
de electrolito alcalino, compuesta por agua desionizada y KOH. Para el suministro de energía se evaluaron los seis escenarios planteados anteriormente, donde tienen participación energías renovables como la solar, la eólica y bioenergía, así como energía de la red. Los datos de inventario provienen de la simulación del proceso y fueron suministrados a OpenLCA teniendo en cuenta la unidad funcional establecida para el estudio ACV, la cual corresponde a 1 kg de H₂.

6.1.3. Evaluación del impacto del ciclo de vida

En esta fase, se analizan los datos del ICV para evaluar su contribución a diferentes categorías de impacto ambiental, en este caso: el calentamiento global representado por el indicador GWP100. Se analizan las emisiones de gases de efecto invernadero para los escenarios energéticos propuestos y se comparan con un proceso de producción de hidrógeno convencional como el reformado de gas metano.

Figura 14

Resultados GWP



6.1.4. Interpretación

La última fase del ACV implica analizar los resultados de la evaluación del impacto de ciclo de vida para identificar oportunidades de mejora en el ámbito ambiental del proceso, tomar decisiones sobre el diseño del producto o políticas, y comunicar los resultados a las partes interesadas.

Como se puede apreciar en la figura 13, todos los escenarios planteados para suplir la energía del proceso con un 100% de energías renovables cumplen con las emisiones correspondientes para que el hidrógeno producido pueda ser considerado como hidrógeno verde (menor o igual a 2 kg CO₂ eq/kg H₂). En los casos donde el mix de energía incluye la fuente de la red eléctrica se obtiene un ligero aumento, provocando que las emisiones resultantes se salgan del rango establecido para considerarse el hidrógeno verde; sin embargo, este sigue siendo una mejor alternativa en cuanto al aspecto ambiental, comparado con los procesos convencionales de producción de hidrógeno. Cabe resaltar que para el caso de Colombia la energía de la red está compuesta en un 73% de energía hidráulica.

7. Conclusiones

Se desarrolló la simulación de una planta de electrólisis AEM para un sistema de 60 MW, la cual fue validada con información reportada en literatura para un sistema real, presentado por la compañía Enapter. Este modelo permite la evaluación de diferentes variables operacionales como la potencia suministrada, densidad de corriente, temperatura, presión, entre otros; para el análisis de su influencia en el proceso de producción, por lo que se considera una alternativa fiable para evaluar la tecnología emergente de la electrólisis AEM, incluido su escalamiento.

El costo nivelado del hidrógeno producido por electrólisis AEM fue determinado considerando las contribuciones esenciales asociadas a los costos de inversión y operación de la planta. El resultado obtenido para los escenarios propuestos concuerda con el nivel de desarrollo de la tecnología y lo que se espera de esta a futuro, afianzándose como una alternativa prometedora para la introducción de los combustibles bajos en carbono en la transición energética.

El análisis de ciclo de vida llevado a cabo corrobora que la fuente de energía representa un papel fundamental en el impacto ambiental del proceso, ya que los resultados obtenidos para las emisiones contaminantes demuestran que solo es posible obtener hidrógeno verde si el 100% de la energía suministrada proviene de fuentes renovables. Sin embargo, limitar el suministro de energía de la red a un 22% puede representar la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero en alrededor del 80% comparado con un proceso convencional de producción de hidrógeno.

Referencias Bibliográficas

- Ager, J. W., Shaner, M. R., Walczak, K. A., Sharp, I. D., & Ardo, S. (2015). Experimental demonstrations of spontaneous, solar-driven photoelectrochemical water splitting. *Energy and Environmental Science*, 8(10), 2811–2824. <https://doi.org/10.1039/c5ee00457h>
- Al-Zareer, M., Dincer, I., & Rosen, M. A. (2017). Performance analysis of a supercritical water-cooled nuclear reactor integrated with a combined cycle, a Cu-Cl thermochemical cycle and a hydrogen compression system. *Applied Energy*, 195, 646–658. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.046>
- An, L., Zhao, T. S., Chai, Z. H., Tan, P., & Zeng, L. (2014). Mathematical modeling of an anion-exchange membrane water electrolyzer for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(35), 19869–19876. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.025>
- Asociación Hidrógeno Colombia. (2023). *Reporte de proyectos 2023*.
- Bataille, C., Waisman, H., Vogt-Schilb, A., Jaramillo, M., Delgado, R., Argüello, R., Clarke, L., Wild, T., Lallana, F., Bravo, G., LeTreur, G., Nadal, G., Godinez, G., Quiros-Tortos, J., Pereira, E., Howells, M., Buirá, D., Tovilla, J., Farbes, J., ... Svensson, J. (2020). *Rutas de descarbonización profunda en América Latina: Desafíos y oportunidades*. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Rutas-de-descarbonizacion-profunda-en-America-Latina-Desafios-y-oportunidades.pdf>
- Brown, L. C., Besenbruch, G. E., Lentsch, R. D., Schultz, K. R., Funk, J. F., Pickard, P. S., Marshall, A. C., & Showalter, S. K. (2003). High efficiency generation of hydrogen fuels using nuclear power. *General Atomics*. <http://www.osti.gov/servlets/purl/814014-tdQyiq/native/%0Ahttps://fusion.gat.com/pubs-ext/AnnSemiannETC/A24285.pdf>
- Carver, C., Ulissi, Z., Ong, C. K., Dennison, S., Kelsall, G. H., & Hellgardt, K. (2012).

Modelling and development of photoelectrochemical reactor for hydrogen production.

International Journal of Hydrogen Energy, 37(3), 2911–2923.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.07.012>

Das, D., & Veziroglu, T. N. (2008). Advances in biological hydrogen production processes.

International Journal of Hydrogen Energy, 33(21), 6046–6057.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.07.098>

Dincer, I. (2012). Green methods for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen*

Energy, 37(2), 1954–1971. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.173>

Du, N., Roy, C., Peach, R., Turnbull, M., Thiele, S., & Bock, C. (2022). Anion-Exchange

Membrane Water Electrolyzers. *Chemical Reviews*, 122(13), 11830–11895.

<https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.1c00854>

Enapter. (n.d.). *AEM Multicore™*. 2–3.

EXCLUSIVE | Enapter eyes 83% cost reduction for its unique AEM hydrogen electrolyzers by

2025 | Recharge^[+]. (n.d.). Retrieved March 15, 2024, from

<https://www.rechargenews.com/energy-transition/exclusive-enapter-eyes-83-cost-reduction-for-its-unique-aem-hydrogen-electrolysers-by-2025/2-1-1256489>

Gomez Vidales, A., Millan, N. C., & Bock, C. (2023). Modeling of anion exchange membrane

water electrolyzers: The influence of operating parameters. *Chemical Engineering Research and Design*, 194, 636–648. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2023.05.004>

Guerrero, A., & Bisquert, J. (2017). Perovskite semiconductors for photoelectrochemical water splitting applications. *Current Opinion in Electrochemistry*, 2(1), 144–147.

<https://doi.org/10.1016/j.coelec.2017.04.003>

Hermesmann, M., & Müller, T. E. (2022). Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally

friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems. *Progress in Energy and Combustion Science*, 90(September 2021), 100996.

<https://doi.org/10.1016/j.pecs.2022.100996>

Holladay, J. D., Hu, J., King, D. L., & Wang, Y. (2009). An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, 139(4), 244–260.

<https://doi.org/10.1016/j.cattod.2008.08.039>

Hsu, K.-T. (2007). *Cold chemical water-splitting hydrogen generation system*.

Incer-Valverde, J., Korayem, A., Tsatsaronis, G., & Morosuk, T. (2023). “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. *Energy Conversion and Management*, 291(July), 117294.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>

IRENA. (2019a). Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper). In *International Renewable Energy Agency: Vol. November*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf

IRENA. (2019b). *Future of Wind - Executive Summary*.

IRENA. (2020). Costos de generación de energía renovable en 2020: Resumen ejecutivo. *International Renewable Energy Agency*, 1–12.

IRENA. (2022). Renewable Generation Costs in 2022. In *International Renewable Energy Agency*.

Jang, M. J., Yang, S. H., Park, M. G., Jeong, J., Cha, M. S., Shin, S. H., Lee, K. H., Bai, Z., Chen, Z., Lee, J. Y., & Choi, S. M. (2022). Efficient and Durable Anion Exchange Membrane Water Electrolysis for a Commercially Available Electrolyzer Stack using Alkaline Electrolyte. *ACS Energy Letters*, 7(8), 2576–2583.

<https://doi.org/10.1021/acsenergylett.2c01049>

Jarrett, C., Chueh, W., Yuan, C., Kawajiri, Y., Sandhage, K. H., & Henry, A. (2016). Critical limitations on the efficiency of two-step thermochemical cycles. *Solar Energy*, *123*, 57–73.

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.09.036>

Juodkazis, K., Juodkazytė, J., Jelmakas, E., Kalinauskas, P., Valsiūnas, I., Miečinskis, P., & Juodkazis, S. (2010). Photoelectrolysis of water: solar hydrogen - achievements and perspectives. *Optics Express*, *18*.

Kim, M., Lee, D., Qi, M., & Kim, J. (2024). Techno-economic analysis of anion exchange membrane electrolysis process for green hydrogen production under uncertainty. *Energy Conversion and Management*, *302*(October 2023), 118134.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118134>

Koepf, E., Villasmil, W., & Meier, A. (2016). Pilot-scale solar reactor operation and characterization for fuel production via the Zn/ZnO thermochemical cycle. *Applied Energy*, *165*, 1004–1023. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.106>

Kossalbayev, B. D., Tomo, T., Zayadan, B. K., Sadvakasova, A. K., Bolatkhan, K., Alwasel, S., & Allakhverdiev, S. I. (2020). Determination of the potential of cyanobacterial strains for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, *45*(4), 2627–2639.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.164>

Leng, Y., Chen, G., Mendoza, A. J., Tighe, T. B., Hickner, M. A., & Wang, C. Y. (2012). Solid-state water electrolysis with an alkaline membrane. *Journal of the American Chemical Society*, *134*(22), 9054–9057. <https://doi.org/10.1021/ja302439z>

Lewis, M. A., & Taylor, A. (2006). High Temperature Thermochemical Processes. In *DOE Hydrogen Program Progress Report*.

- Li, C., & Baek, J. B. (2021). The promise of hydrogen production from alkaline anion exchange membrane electrolyzers. *Nano Energy*, 87(May), 106162.
<https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2021.106162>
- Lu, Y., Zhu, L., Agrafiotis, C., Vieten, J., Roeb, M., & Sattler, C. (2019). Solar fuels production: Two-step thermochemical cycles with cerium-based oxides. *Progress in Energy and Combustion Science*, 75. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2019.100785>
- Martinez Burgos, W. J., de Souza Candeo, E., Pedroni Medeiros, A. B., de Carvalho, J. C., de Andrade Tanobe, V. O., Soccol, C. R., & Bittencourt Sydney, E. (2021). Hydrogen: Current advances and patented technologies of its renewable production. *Journal of Cleaner Production*, 286. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124970>
- Martino, M., Ruocco, C., Meloni, E., Pullumbi, P., & Palma, V. (2021). Main hydrogen production processes: An overview. *Catalysts*, 11(5). <https://doi.org/10.3390/catal11050547>
- Melis, A., Zhang, L., Forestier, M., Ghirardi, M. L., & Seibert, M. (2000). Sustained photobiological hydrogen gas production upon reversible inactivation of oxygen evolution in the green alga *Chlamydomonas reinhardtii*. *Plant Physiology*, 122(1), 127–135.
<https://doi.org/10.1104/pp.122.1.127>
- Miller, H. A., Bouzek, K., Hnat, J., Loos, S., Bernäcker, C. I., Weißgärber, T., Röntzsch, L., & Meier-Haack, J. (2020). Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: A review of recent developments in critical materials and operating conditions. *Sustainable Energy and Fuels*, 4(5), 2114–2133. <https://doi.org/10.1039/c9se01240k>
- Minenergía. (2020). Plan Energético Nacional 2020-2050. *Plan Energético Nacional 2020-2050*, 34.
https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacion

al_2020_2050.pdf

- Minenergía. (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. *Gastronomía Ecuatoriana y Turismo Local*, 1.
- Nagarajan, D., Lee, D. J., Kondo, A., & Chang, J. S. (2017). Recent insights into biohydrogen production by microalgae – From biophotolysis to dark fermentation. *Bioresource Technology*, 227, 373–387. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.12.104>
- Narayanan, H., Viswanathan, B., Krishnamurthy, K. R., & Nair, H. (2019). Hydrogen from photo-electrocatalytic water splitting. In *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies* (pp. 419–486). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00012-6>
- Nikolaïdis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 597–611. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>
- Ozcan, H., El-Emam, R. S., & Amini Horri, B. (2023). Thermochemical looping technologies for clean hydrogen production – Current status and recent advances. *Journal of Cleaner Production*, 382(October 2022), 135295. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135295>
- Park, J. E., Kang, S. Y., Oh, S. H., Kim, J. K., Lim, M. S., Ahn, C. Y., Cho, Y. H., & Sung, Y. E. (2019). High-performance anion-exchange membrane water electrolysis. *Electrochimica Acta*, 295, 99–106. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2018.10.143>
- Parrondo, J., Arges, C. G., Niedzwiecki, M., Anderson, E. B., Ayers, K. E., & Ramani, V. (2014). Degradation of anion exchange membranes used for hydrogen production by ultrapure water electrolysis. *RSC Advances*, 4(19), 9875–9879. <https://doi.org/10.1039/c3ra46630b>
- Renewable, I., & Agency, E. (2020). *Reduction Hydrogen*.

- Roeb, M., Säck, J. P., Rietbrock, P., Prah, C., Schreiber, H., Neises, M., de Oliveira, L., Graf, D., Ebert, M., Reinalter, W., Meyer-Grünefeldt, M., Sattler, C., Lopez, A., Vidal, A., Elsberg, A., Stobbe, P., Jones, D., Steele, A., Lorentzou, S., ... Konstandopoulos, A. G. (2011). Test operation of a 100kW pilot plant for solar hydrogen production from water on a solar tower. *Solar Energy*, 85(4), 634–644. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.04.014>
- Roeb, M., Sattler, C., Klüser, R., Monnerie, N., De Oliveira, L., Konstandopoulos, A., Agrafiotis, C., Zaspalis, V., Nalbandian, L., Steele, A., & Stobbe, P. (2006). Solar hydrogen production by a two-step cycle based on mixed iron oxides. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 128(2), 125–133. <https://doi.org/10.1115/1.2183804>
- Safari, F., & Dincer, I. (2020). A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production. *Energy Conversion and Management*, 205, 112182. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112182>
- Sivaramakrishnan, R., Shanmugam, S., Sekar, M., Mathimani, T., Incharoensakdi, A., Kim, S. H., Parthiban, A., Edwin Geo, V., Brindhadevi, K., & Pugazhendhi, A. (2021). Insights on biological hydrogen production routes and potential microorganisms for high hydrogen yield. *Fuel*, 291(December 2020), 120136. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120136>
- Sood, S., Bouamama, B. O., Dieulot, J. Y., Bressel, M., Li, X., Ullah, H., & Loh, A. (2020). Bond graph based multiphysic modelling of anion exchange membrane water electrolysis cell. *2020 28th Mediterranean Conference on Control and Automation, MED 2020*, 752–757. <https://doi.org/10.1109/MED48518.2020.9183344>
- Srirangan, K., Pyne, M. E., & Perry Chou, C. (2011). Biochemical and genetic engineering strategies to enhance hydrogen production in photosynthetic algae and cyanobacteria.

Bioresource Technology, 102(18), 8589–8604.

<https://doi.org/10.1016/j.biortech.2011.03.087>

T-Raissi, A. (2011). Thermochemical Water Splitting. In *Encyclopedia of Inorganic and Bioinorganic Chemistry*. <https://doi.org/10.1002/9781119951438.eibc0463>

Trade Map - Lista de los mercados proveedores para un producto importado por Colombia en 2022. (n.d.). Retrieved March 15, 2024, from

https://www.trademap.org/Country_SelProductCountry.aspx?nvpm=3%7C170%7C%7C%7C%7C2815%7C%7C%7C4%7C1%7C1%7C1%7C1%7C2%7C1%7C1%7C1

Varcoe, J. R., Atanassov, P., Dekel, D. R., Herring, A. M., Hickner, M. A., Kohl, P. A.,

Kucernak, A. R., Mustain, W. E., Nijmeijer, K., Scott, K., Xu, T., & Zhuang, L. (2014).

Anion-exchange membranes in electrochemical energy systems. *Energy and Environmental Science*, 7(10), 3135–3191. <https://doi.org/10.1039/c4ee01303d>

Vidas, L., & Castro, R. (2021). Recent developments on hydrogen production technologies:

State-of-the-art review with a focus on green-electrolysis. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(23). <https://doi.org/10.3390/app112311363>

Villafán-Vidales, H. I., Arancibia-Bulnes, C. A., Valades-Pelayo, P. J., Romero-Paredes, H.,

Cuentas-Gallegos, A. K., & Arreola-Ramos, C. E. (2019). Hydrogen from solar thermal energy. In *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies* (pp. 319–363). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00010-2>

Vincent, I., & Bessarabov, D. (2018). Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,

81(February), 1690–1704. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.258>

Vincent, I., Lee, E. C., & Kim, H. M. (2020). Highly cost-effective platinum-free anion

exchange membrane electrolysis for large scale energy storage and hydrogen production.

RSC Advances, 10(61), 37429–37438. <https://doi.org/10.1039/d0ra07190k>

Vincent, I., Lee, E. C., & Kim, H. M. (2021). Comprehensive impedance investigation of low-cost anion exchange membrane electrolysis for large-scale hydrogen production. *Scientific Reports*, 11(1), 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-80683-6>

XM. (2023). *En enero del 2023 el precio de bolsa de energía aumentó a 374.24 COP/kWh. 2022, 2022–2024.* <https://www.xm.com.co/noticias/5620-en-enero-del-2023-el-precio-de-bolsa-de-energia-aumento-37424-copkwh>

Xu, Q., Zhang, L., Zhang, J., Wang, J., Hu, Y., Jiang, H., & Li, C. (2022). Anion Exchange Membrane Water Electrolyzer: Electrode Design, Lab-Scaled Testing System and Performance Evaluation. *EnergyChem*, 4(5), 100087. <https://doi.org/10.1016/j.enchem.2022.100087>

Zhang, W. (2010). *Solar Photolysis Water Hydrogen Production Catalyst and Preparation Method* (Patent No. CN101767023A).