

Evaluación técnica-económica de tres tipos de electrólisis para la generación de
hidrógeno verde

Carlos Felipe De La Ossa García y Juan Esteban Isabella Acevedo

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Mecánico
Modalidad Trabajo de Investigación

Director

Pablo Andrés Silva Ortiz

Doctor en Ingeniería Mecánica

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas
Escuela de Ingeniería Mecánica
Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mis padres, Ruth y Enrique por ser el cimiento inquebrantable de todo lo que soy. A mi abuela, “aki”, segunda madre en afecto y presencia, por su amor constante que nunca necesitó palabras. A mi abuelo, Armando, que ya no está, pero cuyas historias siguen haciéndome reír desde el recuerdo; ojalá pudiera verme llegar hasta aquí. A los profesores que sembraron preguntas donde solo había respuestas, a los compañeros que hicieron el camino más llevadero, y a cada ser querido que, con gestos grandes o pequeños, aportó algo a quien hoy soy.

Carlos Felipe De La Ossa Garcia

A mis padres, por su amor incondicional, su apoyo constante y por acompañarme en cada paso de este camino a lo largo de todos estos años. A mi hermano, por ser una fuente de inspiración en la elección de este hermoso camino de la ingeniería mecánica y por estar presente, incluso en la distancia. A todas las personas que hicieron parte de este proceso, con quienes compartí aprendizajes, experiencias y momentos que hoy me llevo como un valioso recuerdo de esta etapa.

Juan Esteban Isabella Acevedo

Tabla de Contenido

Introducción	12
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo General.....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Marco Teórico.....	15
2.1. Energía solar/fotovoltaica	15
2.1.1. ¿Qué es la energía solar?.....	15
2.1.2. Tipos de energía solar	15
2.2 Electrólisis.....	16
2.2.1 ¿Qué es la electrólisis?.....	16
2.2.2 Tipos de electrolizadores	17
2.3 Hidrógeno	18
2.3.1 ¿Qué es el hidrógeno?.....	18
2.3.2 Tipos de hidrógeno	18
2.3.3 Producción de hidrógeno	19
2.3.4 Almacenamiento del hidrógeno	20
2.3.5 Transporte del Hidrógeno	21
2.4 Parámetros Económicos.....	22
2.5 Métodos de Análisis Multicriterio	23

3. Marco metodológico	24
3.1 Revisión Tecnológica de los Principales Tipos de Electrolizadores	25
3.1.1 Escala de madurez tecnológica –(TRL).....	25
3.1.2 Caracterización técnica de electrolizadores	27
3.1.3 Consideraciones económicas	27
3.1.4 Aspectos operativos	28
3.2 Análisis Multicriterio	29
3.2.1 Selección del electrolizador mediante la metodología MACBETH	29
3.2.2 Validación mediante matriz de PUGH	31
3.3 Estudio de Caso: Zona Industrial Barrancabermeja, Santander.....	33
3.3.1 Comportamiento de la irradiación solar en el estudio de caso.....	33
3.3.2 Tecnologías PEM y generación eléctrica.....	34
3.3.3 Área para la instalación.....	39
3.4 Simulación del Estudio de Caso	41
3.4.1 Condiciones ambientales	42
3.4.2 Perfil de potencia solar del sistema fotovoltaico	42
3.4.3 Parámetros del stack (celda y membrana)	44
3.4.4 Dimensiones del intercambiador de calor.....	45
3.5 Indicadores de Desempeño del Sistema de Producción de Hidrógeno Verde	46
3.5.1 Indicadores de producción y consumo de recursos.....	46
3.5.2 Indicadores de sustitución de hidrógeno convencional e impacto ambiental	48

3.5.3 Indicadores de eficiencia energética del sistema	50
3.5.4 Indicadores de viabilidad económica.....	52
4. Análisis de resultados	54
4.1 Resultados Multicriterio.....	54
4.1.1 Matriz MACBETH	54
4.1.2 Matriz PUGH.....	58
4.2 Resultados de la Simulación del Electrolizador PEM	61
4.3 Indicadores de Desempeño del Sistema de Producción de Hidrógeno Verde	67
4.3.1 Indicadores de producción y consumo de recursos.....	67
4.3.2 Indicadores de sustitución de hidrógeno convencional e impacto ambiental	70
4.3.3 Indicadores de eficiencia energética del sistema	72
4.3.4 Indicadores de viabilidad económica.....	75
4.3.5 Análisis prospectivo y escenarios futuros.....	80
5. Conclusiones.....	85
Referencias Bibliográficas	89
Apéndices.....	94

Lista de abreviaturas

AWE	Alkaline Water Electrolysis (Electrólisis alcalina)
AEM	Anion Exchange Membrane (Membrana de intercambio aniónico)
BOS	Balance of System (Balance del Sistema)
CAPEX	Capital Expenditure (Costos de inversión inicial)
CO ₂	Dióxido de carbono
CRF	Capital Recovery Factor (Factor de recuperación de capital)
FV	Fotovoltaico
GHI	Global Horizontal Irradiance (Irradiancia horizontal global)
HHV	Higher Heating Value (Poder calorífico superior)
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen (Costo nivelado del hidrógeno)
LHV	Lower Heating Value (Poder calorífico inferior)
MACBETH	Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique
MEA	Membrane Electrode Assembly (Conjunto de electrodos de membrana)
MCDA	Multi-Criteria Decision Analysis (Análisis de decisiones multicriterio)
OPEX	Operational Expenditure (Costos operativos)
PEM	Proton Exchange Membrane (Membrana de intercambio de protones)
PUGH	Matriz de PUGH (Método de comparación cualitativa)
SMR	Steam Methane Reforming (Reformado de metano con vapor)
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell (Electrólisis de óxido sólido)
STH	Solar-to-Hydrogen Efficiency (Eficiencia solar a hidrógeno)
TRL	Technology Readiness Level (Nivel de madurez tecnológica)

Lista de figuras

Figura 1. Tipos de hidrógeno.....	19
Figura 2. Tecnologías de almacenamiento de hidrógen	20
Figura 3. Técnicas de transporte del hidrógeno.....	21
Figura 4. Flujo metodológico.....	24
Figura 5. TRL de las diferentes tecnologías de electrólisis	26
Figura 6. Distribución de irradiancia diaria del 2024 para caso de estudio.....	34
Figura 7. Espacio sugerido para el sistema de producción de hidrógeno	40
Figura 8. Distribución e identificación del área del caso de estudio	41
Figura 9. Perfil solar de generación	43
Figura 10. Gráfica resultados matriz MACBETH.....	58
Figura 11. Gráfica de resultados matriz PUGH.....	60
Figura 12. Resultados tasa de producción de H ₂ (g/s) y voltaje del stack (V).....	61
Figura 13. Resultados potencia eléctrica y térmica, y temperatura del stack	62
Figura 14. Curva I-V: tensión y densidad en función de la densidad de corriente	63
Figura 15. Energía consumida electrolizador y eficiencia térmica del electrolizador.....	64
Figura 16. Flujos másico en el MEA (g/s) e hidrógeno producido (kg).....	65

Lista de tablas

Tabla 1. Vías de producción de hidrógeno	19
Tabla 2. Comparación parámetros técnicos de electrolizadores	27
Tabla 3. Comparación parámetros económicos de electrolizadores	27
Tabla 4. Comparación parámetros operativos de electrolizadores	29
Tabla 5. Escala cualitativa MACBETH empleada en la evaluación de electrolizadores	30
Tabla 6. Pesos y ranking de criterios para la evaluación MACBETH.....	31
Tabla 7. Parámetros técnicos y económicos PEM en el contexto colombiano.....	32
Tabla 8. Resumen de los fabricantes de las tecnologías PEM.....	35
Tabla 9. Especificaciones paneles solares	36
Tabla 10. Distribución porcentual y absoluta del área total.....	40
Tabla 11. Condiciones ambientales de Barrancabermeja	42
Tabla 12. Perfil solar horario	44
Tabla 13. Parámetros del stack: celda y membrana.....	45
Tabla 14. Dimensiones del intercambiador de calor.....	45
Tabla 15. Calificaciones cualitativas MACBETH por tecnología y criterio	55
Tabla 16. Matriz MACBETH para la selección.....	56
Tabla 17. Comparación pareada entre tecnologías de electrolizadores por criterio	57
Tabla 18. Matriz de PUGH para la selección	59
Tabla 19. Parámetros económicos.	75
Tabla 20. Variables calculo LCOH.....	77
Tabla 21. Recopilación de resultados.	79
Tabla 22. Análisis prospectivo.....	81

Lista de apéndice

Apéndice A. Código del modelo de electrólisis de PEM en MATLAB.	94
Apéndice B. Supuestos y parámetros técnicos y financieros.....	96
Apéndice C. CAPEX del proyecto en USD.....	97
Apéndice D. CAPEX del proyecto en COP.....	98
Apéndice E. Indicadores de desempeño.	98
Apéndice F. Escenario base 2026.	101
Apéndice G. Supuestos escenario 2030.....	101
Apéndice H. Supuestos escenario 2050.....	101

Resumen

Título: Evaluación técnica-económica de tres tipos de electrólisis para la generación de hidrógeno verde*

Autor: Juan Esteban Isabella Acevedo y Carlos Felipe De La Ossa García**

Palabras clave: hidrógeno verde, electrólisis PEM, energía solar fotovoltaica, toma de decisiones multicriterio, LCOH, Barrancabermeja.

Descripción:

Este trabajo presenta una evaluación técnico-económica de tres tecnologías de electrólisis —alcalina (AWE), membrana de intercambio protónico (PEM) y óxido sólido (SOEC)— para la producción de hidrógeno verde acoplada a energía solar fotovoltaica, en un caso de estudio ubicado en la Zona Industrial de Barrancabermeja, Colombia. Mediante dos metodologías de decisión multicriterio —MACBETH y la matriz de Pugh—, evaluando diez criterios técnicos, económicos y operativos, se identificó al electrolizador PEM como la tecnología más adecuada, gracias a su flexibilidad operativa y alta compatibilidad con fuentes de energía variable.

A partir de esta selección, se simuló el desempeño de un electrolizador PEM de 220 kW integrado a un parque solar de 432 paneles bajo las condiciones de irradiancia locales. Los resultados muestran una tasa de producción de 4,4 kg H₂/h, una producción anual estimada de 6,6 t H₂/año, una eficiencia del 66,5% y unas emisiones de CO₂ evitadas de 65,9 t/año. Económicamente, el costo nivelado de producción alcanzó 11,34 USD/kg H₂ con un período de retorno simple de 26,46 años, valores que reflejan las limitaciones propias de un sistema a escala piloto.

El estudio demuestra la viabilidad técnica de producir hidrógeno verde a partir de energía solar en el contexto industrial colombiano, e identifica el escalamiento de la capacidad instalada y la reducción proyectada en los costos de electrolizadores PEM como las principales palancas para alcanzar la competitividad económica del sistema.

*Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Pablo Andres Silva Ortiz, Doctor en Ingeniería Mecánica.

Abstract

Title: Technical and Economic Evaluation of Three Types of Electrolysis for Green Hydrogen Production

Author: Juan Esteban Isabella Acevedo y Carlos Felipe De La Ossa García

Keywords: green hydrogen, PEM electrolysis, solar photovoltaic energy, multi-criteria decision-making, LCOH, Barrancabermeja.

Description:

This work presents a techno-economic evaluation of three electrolysis technologies —alkaline (AWE), proton exchange membrane (PEM), and solid oxide (SOEC)— for green hydrogen production coupled with photovoltaic solar energy, applied to a case study located in the Industrial Zone of Barrancabermeja, Colombia. Using two multi-criteria decision methodologies — MACBETH and the Pugh matrix—, assessing ten technical, economic, and operational criteria, the PEM electrolyzer was identified as the most suitable technology due to its operational flexibility and high compatibility with variable energy sources.

Based on this selection, the performance of a 220 kW PEM electrolyzer integrated with a 432-panel solar array was simulated under local irradiance conditions. Results show a hydrogen production rate of 4.4 kg H₂/h, an estimated annual output of 6.6 t H₂/year, an electrolyzer efficiency of 66.5%, and avoided CO₂ emissions of 65.9 t/year. From an economic standpoint, the levelized cost of hydrogen production reached 11.34 USD/kg H₂ with a simple payback period of 26.46 years, reflecting the inherent limitations of a pilot-scale system.

The study demonstrates the technical feasibility of producing green hydrogen from solar energy in the Colombian industrial context, and identifies the scaling of installed capacity and the projected reduction in PEM electrolyzer costs as the main levers for achieving the economic competitiveness of the system.

*Degree Work.

** Faculty of Physicalmechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Director: Pablo Andres Silva Ortiz, PhD in Mechanical Engineering.

Introducción

El creciente aumento de la demanda energética, junto con la necesidad de reducir las emisiones de carbono, ha impulsado la búsqueda de soluciones sostenibles, destacando el uso de energías renovables. En este contexto, el hidrógeno verde se presenta como una opción viable para el almacenamiento y uso eficiente de la energía. A través de la electrólisis, un proceso que separa el agua en oxígeno e hidrógeno utilizando electricidad, se puede lograr un enfoque totalmente sostenible si la electricidad proviene de fuentes renovables como la energía solar.

En función de su fuente de generación y afección natural, el hidrógeno se clasifica de varias maneras, una de las cuales es el hidrógeno verde, que procede de materias primas y fuentes renovables. Esta alternativa energética constituye actualmente uno de los pilares más prometedores de la transición energética hacia sistemas bajos en carbono. Su potencial para contribuir a la descarbonización, fortalecer la seguridad energética y fomentar la innovación tecnológica ha sido ampliamente reconocido en la literatura (Hydrogen Technology Observatory, 2025).

Las tecnologías para producir hidrógeno verde son los electrolizadores, que utilizan la energía eléctrica suministrada para dividir las moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno. Actualmente existen tres principales tipos: electrolizador alcalino (AWE), membrana de intercambio de protones (PEM) y óxido sólido (SOEC).

Estas tecnologías difieren en eficiencia, temperatura de operación, costo de capital, vida útil de la celda, requisitos de material e integralidad con electricidad renovable intermitente o de carga base, por lo que cada tecnología es más adecuada para determinados contextos y aplicaciones (Aminaho et al. 2025).

En Colombia, las principales fuentes energéticas son los combustibles fósiles dando como resultado un incremento en las emisiones de CO₂. En 2021, el estado colombiano emitió una hoja de ruta para la disminución en las emisiones de CO₂, rondando entre 2,5 a 3 millones de toneladas para 2030, mostrando como principal alternativa hacia la descarbonización, el uso de hidrógeno verde en el sector industrial (De La Ossa Medina, 2024).

El país presenta una demanda estimada de 150 kilotoneladas de hidrógeno, los cuales se consumen principalmente en refinerías según la asociación de energías renovables (SER Colombia, 2022). La ciudad de Barrancabermeja se ha consolidado como uno de los principales puntos energéticos e industriales de Colombia. Su ubicación estratégica a orillas del río Magdalena y su infraestructura creada alrededor del sector petrolero la convierten en un canal clave para el desarrollo energético nacional.

La evaluación técnico-económica es una metodología científica para evaluar los electrolizadores mediante el examen de indicadores principales como el técnico, económico y operativo.

Siguiendo este argumento, este trabajo se enfoca en la evaluación técnico-económica de tres tipos de electrolizadores, con el objetivo de identificar la tecnología más adecuada para su integración con sistemas de energía solar. Para esto, se consideran parámetros técnicos, económicos y operativos mediante un Análisis de Decisiones Multicriterio (MCDA), empleando los métodos MACBETH y PUGH.

Luego, se evalúa la capacidad de producción de hidrógeno verde del electrolizador seleccionado mediante un estudio de caso aplicado a la ciudad de Barrancabermeja. De esta manera, la investigación busca no solo contribuir con el conocimiento técnico en este ámbito, sino también promover el uso de las energías renovables en el país.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar técnica y económicamente tres tipos de electrolizadores (AWE, PEM y SOEC) a partir de un Análisis de Decisiones Multicriterio (MCDA) con el propósito de seleccionar el más conveniente para ser vinculado con fuentes de energía solar.

1.2 Objetivos Específicos

- I. Conceptualizar los principales tipos de electrolizadores disponibles en el mercado a través de vigilancia tecnológica.
- II. Aplicar un conjunto de criterios de selección incluyendo parámetros técnicos (Producción de Hidrógeno, Eficiencia Energética, Madurez Tecnológica-TRL, Integración con Energía Solar Fotovoltaica), económicos (CAPEX, OPEX, LCOH) y operativos (Requerimientos de Mantenimiento, Disponibilidad en el Mercado, Desafíos de la cadena de suministro) que permitan escoger el tipo de electrolizador.
- III. Estimar la capacidad de producción de hidrógeno verde del electrolizador seleccionado considerando su integración con la energía solar fotovoltaica en un estudio de caso en Barrancabermeja.

2. Marco Teórico

2.1. Energía solar/fotovoltaica

2.1.1. *¿Qué es la energía solar?*

La energía solar es una fuente renovable que se obtiene a partir de los rayos del sol, los cuales emiten radiación que puede ser captada de dos formas diferentes para generar tanto calor como electricidad (Fontalvo & Vidal 2017).

2.1.2. *Tipos de energía solar*

Energía solar fotovoltaica

Basa su principio de funcionamiento en el efecto fotovoltaico y la capacidad de las células fotoeléctricas de producir electricidad cuando están expuestas a la radiación del sol incidente. Por lo general, estas células están compuestas de silicio monocristalino o telurio de cadmio y al momento de agruparse forman módulos fotovoltaicos, que de igual manera forman paneles fotovoltaicos. Es importante recalcar que los módulos fotovoltaicos mejoran su funcionamiento en función tanto de su ubicación como la capacidad energética que estos posean.

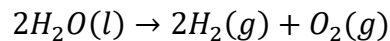
Energía solar de concentración

Como lo dice su nombre, su funcionamiento se da gracias a poder controlar los rayos de luz y concentrarlos en una misma posición con el fin de calentar un material específico, aunque hoy en día gracias a los avances tecnológicos se poseen equipos encargados de dirigir los rayos de luz originados por el sol hacia un sistema receptor que transforma esta energía concentrada en electricidad. Entre las más famosas maneras de captar la energía solar por medio de concentración se encuentran los sistemas de torre y los canales parabólicos (Fontalvo & Vidal 2017).

2.2 Electrólisis

2.2.1 ¿Qué es la electrólisis?

La electrólisis se clasifica como un proceso electroquímico basado en degradar los componentes del agua mediante corriente eléctrica. Durante la descarga, se separan sus componentes básicos, siendo hidrógeno y oxígeno, gracias a los principios de oxidación y reducción (Cáceres & Villar, 2023). La reacción puede ser analizada de esta manera:



Según De la Ossa Medina (2024) se recalca que este proceso de disociación del agua no involucra emisiones significativas en comparación con otras formas de obtención de hidrógeno por medio de combustibles fósiles, gracias a esto, se convierte en la alternativa más atractiva para obtener hidrógeno verde.

La producción de este hidrógeno se suele representar con la Ley de Faraday, la cual dicta la cantidad de sustancia liberada en un electrodo en proporcional a la carga eléctrica transferida:

$$n_{H_2} = \frac{I * t}{2F}$$

Donde n_{H_2} es el número de moles de hidrógeno, I la corriente (A), t el tiempo (s) y F la constante de Faraday ($96,485 \text{ C}\cdot\text{mol}^{-1}$). El consumo energético teórico mínimo es aproximadamente $33 \text{ kWh}\cdot\text{kg}^{-1}$ de H_2 , aunque teniendo en cuenta pérdidas eléctricas, los consumos reales suelen verse entre 45 y $60 \text{ kWh}\cdot\text{kg}^{-1}$, esto depende principalmente de las condiciones y la tecnología de operación (El-Shafie, 2023).

Por estas variaciones es que se hace necesario conocer las tecnologías de electrólisis en el mercado, existen tres tipos principales de electrolizadores en la industria: alcalino (AWE), de membrana de intercambio protónico (PEM) y de óxido sólido (SOEC).

2.2.2 Tipos de electrolizadores

Electrolizadores alcalinos (AWE)

Su principio de funcionamiento fundamental es el uso de un electrolito alcalino líquido, típicamente hidróxido de potasio (KOH) y catalizadores de metales no preciosos, como níquel y hierro, que ofrecen un bajo costo de capital y una larga vida útil del sistema. Trabajan bajo temperaturas y presiones de 65–100 °C y 25–30 bar. Destacan por su menor costo de inversión en grandes escalas y su larga vida útil. Sin embargo, su capacidad de respuesta a variaciones rápidas de carga es limitada, lo que dificulta su integración directa con energías renovables intermitentes. (El-Shafie, 2023).

Electrolizador de membrana de electrólito polimérico (PEM)

El mecanismo principal se basa en la conducción de protones a través de una membrana polimérica sólida, generalmente Nafion o materiales equivalentes, empleando catalizadores de metales nobles, como el iridio y el platino, que facilitan las reacciones electroquímicas. Bajo esta configuración, los sistemas PEM pueden operar a temperaturas moderadas (40–80°C) y producir hidrógeno de alta pureza a presiones de hasta 350 bar sin requerir postcompresión (Aminaho et al., 2025).

Este tipo de electrolizadores son adecuados para acoplarse a fuentes solares y eólicas, aunque su CAPEX es superior al de los sistemas alcalinos y dependen de materiales críticos como platino e iridio.

Electrolizadores de óxido sólido (SOEC)

Electrolizadores que funcionan a altas temperaturas (500-900°C) y a presiones relativamente bajas (< 30 bar). Utilizan como electrolito un material cerámico basado en circonio estabilizado con itrio (YSZ) el cual permite la conducción de iones de oxígeno. Debido a su

elevada temperatura de operación, estos sistemas aprovechan tanto la energía eléctrica como la térmica para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno, lo que reduce el requerimiento de energía eléctrica por mol de hidrógeno producido.

A pesar de su alta eficiencia, las SOEC son una tecnología incipiente debido a retos tecnológicos como la degradación de la celda debido a los ciclos térmicos, la baja comercialización y los altos gastos atribuidos a los materiales y el aislamiento a medida.

2.3 Hidrógeno

2.3.1 ¿Qué es el hidrógeno?

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo y se encuentra principalmente en el agua y en los compuestos orgánicos. Sin embargo, es poco común hallarlo en estado puro en el entorno, por lo que es necesario emplear procesos de separación (De la Ossa Medina, 2024). Se le considera un vector energético debido a su capacidad de almacenar energía. En condiciones normales, es un gas diatómico, incoloro, inodoro y altamente inflamable (Muñoz & Beleño, 2021).

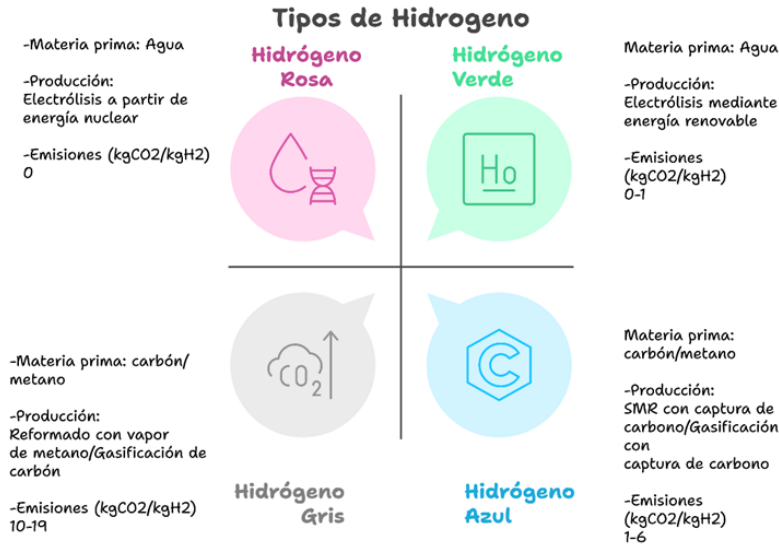
2.3.2 Tipos de hidrógeno

El hidrógeno puede clasificarse según la materia prima utilizada y la tecnología de producción empleada, lo que a su vez influye en las emisiones de carbono generadas en el proceso.

La Figura 1 muestra de manera resumida los principales tipos de hidrógeno.

Figura 1

Tipos de hidrógeno



Nota. Adaptado de (Muñoz & Beleño, 2021)

2.3.3 Producción de hidrógeno

Existen diversas formas para la obtención de hidrógeno. El agua, la biomasa y los combustibles fósiles son algunas de las fuentes más importantes (Li et al., 2024). Las tecnologías para procesar el hidrógeno se pueden observar en la Tabla 1.

Tabla 1.

Vías de producción de hidrógeno

<i>Procesos</i>	<i>Materia prima</i>	<i>Rango de temperatura (°C)</i>
Vapor reformado + conversión de agua-gas	Gas natural, hidrocarburos	700–1100
	Etanol renovable	
Oxidación parcial	Gas natural, hidrocarburos	Térmico: 1300-1500
	Etanol	Catalítico: 700-1000

Gasificación	Carbón y biomasa	700-1400
Pirólisis	Biomasa	400-1000
Electrólisis	Agua	Depende del método

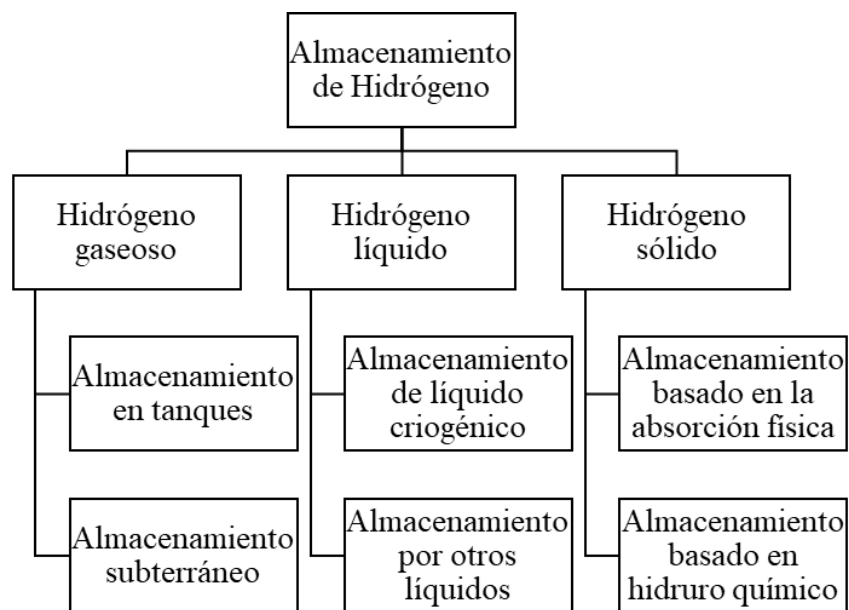
Nota. Adaptado de (Li et al., 2024)

2.3.4 Almacenamiento del hidrógeno

El hidrógeno presenta un alto potencial como vector energético para el almacenamiento de energía a largo plazo. Sin embargo, una de sus principales limitaciones es su baja densidad energética volumétrica en comparación con los combustibles convencionales. Por ello, para que el almacenamiento de hidrógeno sea eficiente y pueda competir con otras formas de energía, es necesario encontrar soluciones que ayuden a superar este problema (Li et al., 2024). De esta forma, la Figura 2 presenta los métodos actuales disponibles para almacenar el hidrógeno.

Figura 2.

Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno



Nota. Tomado de (Li et al., 2024)

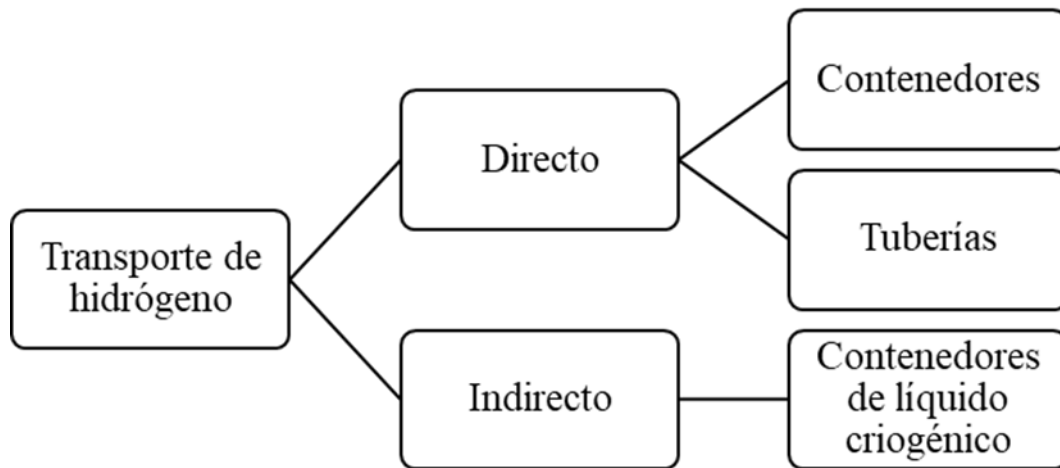
2.3.5 Transporte del Hidrógeno

El desplazamiento del hidrógeno se ve influenciado principalmente por factores como la capacidad, la distancia y los costos asociados. Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno presenta propiedades particulares, como su baja densidad y su reducido tamaño molecular, lo que representa un desafío significativo en su manejo y distribución.

Además, estas características incrementan los riesgos asociados a fugas e inflamabilidad, lo cual tiene implicaciones directas en la seguridad operativa (Ma et al., 2023). En la Figura 3 se presentan las principales técnicas empleadas para su transporte.

Figura 3

Técnicas de transporte del hidrógeno



Nota. Adaptado de (Ma et al., 2023)

En el transporte directo el hidrógeno se comprime a alta presión (hasta 20 MPa) y se transporta en cilindros de gas, depósitos de vehículos de hidrógeno y recipientes a presión. Los

materiales óptimos para el diseño de contenedores deben poseer tres características: alta resistencia a la tracción, baja densidad y no reaccionar con el hidrógeno ni permitir su difusión.

Por otro lado, en la técnica indirecta, el hidrógeno reacciona con un material orgánico para generar un nuevo compuesto, que se deshidrata de nuevo en hidrógeno una vez que el portador líquido llega a su destino. Como portadores, se han estudiado los cicloalcanos, los N-heterociclos, los heterociclos basados en B-N y el ácido fórmico. Sin embargo, la capacidad de carga es bastante baja (normalmente inferior al 6% en peso) y el proceso de deshidratación suele requerir una temperatura elevada.

Cabe resaltar que aún existen varios aspectos por comprender sobre la interacción del hidrógeno con los materiales utilizados para su contención y transporte. Estas interacciones pueden generar problemas, como la fragilización por hidrógeno y fenómenos de corrosión, que afectan la integridad de los sistemas de almacenamiento y transporte. Asimismo, es fundamental mejorar las tecnologías de transporte para que, en un futuro cercano, sea posible movilizar mayores cantidades y reducir los costos asociados a su distribución (Ma et al., 2023).

2.4 Parámetros Económicos

CAPEX (Capital Expenditure)

Costos de inversión inicial relacionados con la adquisición del electrolizador, obra civil y equipos auxiliares.

OPEX (Operational expenditure)

Gastos operativos asociados principalmente al consumo eléctrico, mantenimiento, y agua tratada.

LCOH (Levelized Cost of Hydrogen)

Costo nivelado de producción de hidrógeno, que integra CAPEX, OPEX y la cantidad de hidrógeno generado en un horizonte de análisis (Khalil, 2025).

Entre ellos es importante destacar el LCOH, siendo la variable más utilizada para este tipo de comparaciones y la que nos permite evaluar la competitividad del hidrógeno verde con el propósito de aportar a la descarbonización.

2.5 Métodos de Análisis Multicriterio**MACBETH (Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation****Technique)**

Trabaja mediante ponderaciones relativas a los criterios mediante comparaciones, es decir, se compara entre dos criterios cual tiene una mayor influencia en la selección, con esta comparación se llega finalmente a unas ponderaciones que generan un ranking de las tecnologías.

PUGH

Consiste en una tabla comparativa entre las 3 tecnologías y con el uso de una referencia se califican de manera cualitativa (mejor (+), igual (0) o peor (-)), al final de este proceso obtendremos un puntaje final y definirá la mayor cantidad de puntos positivos que posea la tecnología (Khalil, 2025).

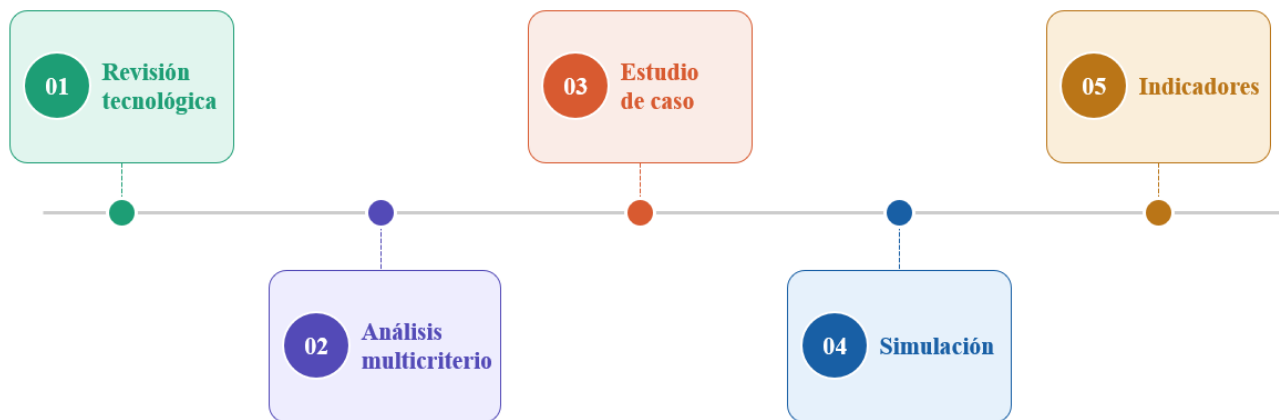
3. Marco metodológico

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar técnica y económicamente diferentes tecnologías de electrólisis, con el propósito de realizar un análisis comparativo orientado a la selección del sistema más adecuado para la producción de hidrógeno verde. Este estudio se enfoca exclusivamente en el proceso de generación de hidrógeno mediante electrólisis alimentada con energía solar, considerando un sistema basado en un electrolizador con potencia nominal de 220 kW.

Con el fin de cumplir los objetivos planteados, en la Figura 4 se presenta un diagrama que describe las actividades necesarias para el desarrollo del proyecto.

Figura 4

Flujo metodológico



La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis es fundamental en las estrategias de descarbonización en el sector industrial y el almacenamiento de energía. La base tecnológica de este proceso son los electrolizadores, dispositivos encargados de dividir la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de corriente eléctrica continua (Hydrogen Technology Observatory, 2025). Cuando estos sistemas son alimentados por fuentes de energía renovable,

como la energía solar, se convierten en una alternativa atractiva para la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, la eficiencia de la electrólisis, en términos de costo y desempeño operativo, depende principalmente de las condiciones y de la tecnología utilizada (El-Shafie, 2023).

Por estas variaciones se hace necesario conocer las tecnologías de electrólisis en el mercado, existen tres tipos principales de electrolizadores en la industria: alcalino (AWE), de membrana de intercambio protónico (PEM) y de óxido sólido (SOEC). Cada uno con ventajas, limitaciones y niveles de madurez distintos.

3.1 Revisión Tecnológica de los Principales Tipos de Electrolizadores

3.1.1 Escala de madurez tecnológica –(TRL)

La escala de Madurez Tecnológica o Technology Readiness Level (TRL) es una metodología utilizada para describir el estado de desarrollo o el grado de madurez de una tecnología. En total, el TRL comprende nueve niveles, mediante los cuales se pueden clasificar los proyectos de innovación según su estado de desarrollo y su nivel de preparación para la comercialización (Euro Funding, 2026).

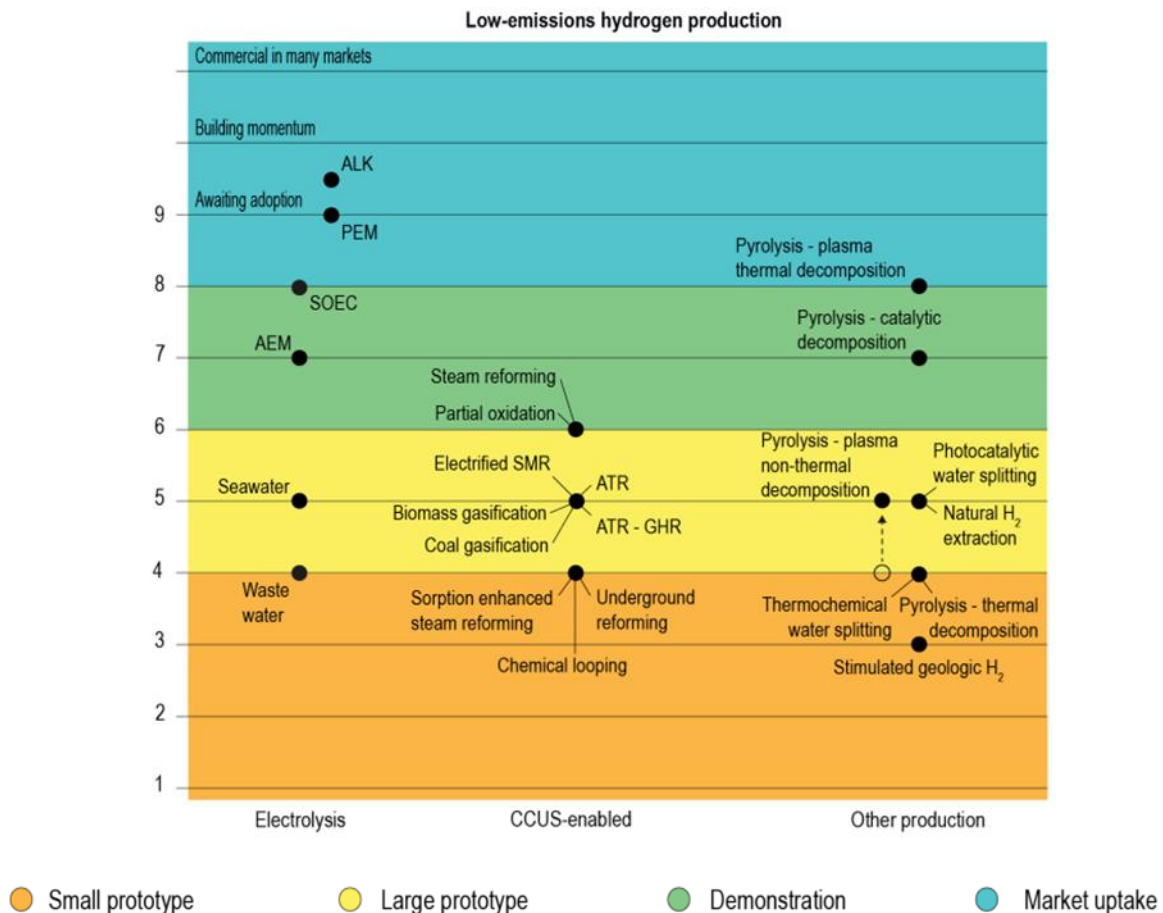
En términos de mercado, las tecnologías AWE y PEM son actualmente predominantes debido a su mayor grado de madurez tecnológica, fiabilidad operativa y disponibilidad a gran escala. Por otro lado, la tecnología SOEC presenta un alto potencial, asociado a su mayor eficiencia teórica y a la posible reducción en los costos de materiales; sin embargo, hasta el momento solo ha alcanzado fases de desarrollo temprano y precomercial. (Hydrogen Technology Observatory, 2025).

La Figura 5 muestra el TRL de las diferentes tecnologías de electrólisis según las estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

Como se puede observar los sistemas AWE y PEM tienen niveles de madurez tecnológica muy altos (alrededor de 8 o 9). Esto significa que se encuentran en una etapa de adopción comercial y consolidación en el mercado, confirmando que, han sido validados a escala industrial y están disponibles comercialmente.

Figura 5

TRL de las diferentes tecnologías de electrólisis



Nota. Tomado de International Energy Agency (IEA), «Global Hydrogen Review 2025»

Por otro lado, la tecnología SOEC tiene un nivel de madurez tecnológica ligeramente inferior (alrededor de 7 y 8). Esto corresponde a una etapa de demostración y transición hacia el mercado. Aunque tiene un gran potencial en términos de eficiencia, especialmente por su alta eficiencia, todavía necesita más validación operativa y un mayor escalamiento industrial.

3.1.2 Caracterización técnica de electrolizadores

La Tabla 2 presenta los parámetros técnicos de diferentes tecnologías de electrólisis incluyendo factores como la producción de hidrógeno y la eficiencia operativa.

Tabla 2.

Comparación parámetros técnicos de electrolizadores

<i>Parámetro</i>	<i>AWE</i>	<i>PEM</i>	<i>SOEC</i>
Eficiencia, %	60-65	65-76	~72-83
Producción, kg/h	13-15	14-16	~17.5

Nota. Adaptado de (Hydrogen Technology Observatory, 2025), (Bukar et al., 2025), (Velasquez et al., 2024).

Posterior a la revisión técnica, se eligieron los valores de la Tabla 2 al comparar tres fuentes especializadas. En todos los casos, se consideraron únicamente estudios en los cuales los electrolizadores operan con energía proveniente de sistemas fotovoltaicos con una potencia de entrada de 1100 a 1700 kW, con el objetivo de mantener las mismas condiciones de evaluación y que las tecnologías se puedan comparar entre sí.

3.1.3 Consideraciones económicas

La Tabla 3 resume los principales indicadores económicos asociados a cada tecnología, incluyendo el CAPEX, el OPEX y el costo nivelado del hidrógeno (LCOH). Destacando que los valores mostrados están en millones de dólares americanos.

Tabla 3.

Comparación parámetros económicos de electrolizadores

<i>Parámetro económico</i>	<i>AWE</i>	<i>PEM</i>	<i>SOEC</i>
CAPEX, (M USD)	151,1	190	~331,3 (promedio)
OPEX (M USD)	3.77	4.75	~8.3 (promedio)
LCOH (USD/kg)	8.41	8.43	5,76 (modelado)

Nota. Adaptado de (Velasquez et al., 2024), (Joong et al., 2025).

Estos datos se han dimensionado con electrolizadores de 100 MW, 25 años de vida útil y la electricidad que alimenta el proceso proviene de un sistema fotovoltaico. Los valores económicos corresponden a precios base del año 2024 y fueron actualizados mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC), aplicando un ajuste por inflación acumulada del 2,5% (Aminaho et al., 2025).

Luego de la revisión económica, se determinó que el CAPEX incluye los costos relacionados al electrolizador, los paneles solares fotovoltaicos y el terreno. Además, se considera la infraestructura requerida para la instalación, conexión y puesta en marcha del sistema.

El OPEX se estimó como un 2,5% del CAPEX total del proyecto. Este valor considera los costos asociados al consumo de electricidad, insumos auxiliares, reemplazo de la celda del electrolizador y costos fijos de operación y mantenimiento (Hydrogen Technology Observatory, 2025).

3.1.4 Aspectos operativos

Finalmente, la Tabla 4 se compone de los principales parámetros operativos de cada tecnología, incluyendo los requerimientos de mantenimiento del electrolizador —relacionados principalmente con el reemplazo de la celda—, los fabricantes predominantes y el estado de la cadena de suministro.

Tabla 4.*Comparación parámetros operativos de electrolizadores*

<i>Parámetro operativo</i>	<i>AWE</i>	<i>PEM</i>	<i>SOEC</i>
Vida útil de la celda, h	80.000	40.000-60.000	20.000-30.000
Fabricantes, País	China/Alemania	USA/ Alemania	Alemania / Dinamarca
Cadena de suministro	Consolidada	Consolidada	En desarrollo

Nota. Adaptado de (Aminaho et al.,2025) y (Hydrogen Technology Observatory, 2025).

3.2 Análisis Multicriterio

3.2.1 Selección del electrolizador mediante la metodología MACBETH

Para la selección del electrolizador más adecuado para el proyecto de integración de electrólisis con energía solar fotovoltaica en Barrancabermeja, se empleó la metodología de decisión multicriterio MACBETH (*Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique*). Esta metodología permite comparar alternativas de forma cualitativa asignando juicios de valor sobre el desempeño relativo de cada opción frente a un conjunto de criterios ponderados, lo que resulta especialmente útil cuando los parámetros de comparación involucran tanto variables técnicas como económicas y operativas.

La evaluación se estructuró sobre diez criterios de análisis, seleccionados con base en la revisión de literatura técnica y económica presentada en las secciones anteriores. A cada criterio se le asignó un peso porcentual que refleja su relevancia dentro del contexto específico del proyecto, priorizando los aspectos con mayor impacto sobre la viabilidad económica y la integración con fuentes renovables.

Escala cualitativa de evaluación

La escala de evaluación adoptada comprende siete niveles cualitativos, los cuales se convierten a valores numéricos del 1 al 7 para el cálculo de los puntajes ponderados. En la Tabla 5 se presentan los niveles de la escala con su respectivo valor numérico y descripción orientativa.

Tabla 5.

Escala cualitativa MACBETH empleada en la evaluación de electrolizadores

Calificativo	Valor	Descripción
Extrema	7	Desempeño excepcional, muy por encima del promedio
Muy fuerte	6	Desempeño muy alto, prácticamente óptimo
Fuerte	5	Buen desempeño, por encima del promedio
Moderada	4	Desempeño promedio / aceptable
Débil	3	Por debajo del promedio, con limitaciones
Muy débil	2	Desempeño bajo, limitaciones importantes
Nula	1	Sin desempeño significativo o inaplicable

Esta escala permite capturar diferencias de desempeño que no siempre son fácilmente expresables en términos numéricos precisos, en especial para criterios cualitativos como la madurez tecnológica, la disponibilidad en el mercado o los desafíos de la cadena de suministro.

Ponderación de criterios

Los pesos asignados a cada criterio se definieron con base en su importancia relativa para el proyecto. El LCOH (costo nivelado del hidrógeno) fue establecido como el criterio de mayor relevancia, dado que determina directamente la competitividad económica del hidrógeno producido. Le siguen en orden de importancia la integración con la energía solar fotovoltaica, el CAPEX y el OPEX, reflejando las restricciones propias de un proyecto de generación de energía renovable en contexto industrial. La Tabla 6 resume la ponderación asignada a cada criterio.

Tabla 6.*Pesos y ranking de criterios para la evaluación MACBETH*

Criterio	Peso (%)	Ranking
LCOH	17%	1
Integración con energía solar FV	15%	2
CAPEX	13%	3
OPEX	11%	4
Producción de Hidrógeno	10%	5
Eficiencia Energética	9%	6
Madurez Tecnológica / TRL	9%	7
Disponibilidad en el Mercado	8%	8
Desafíos de cadena de suministro	5%	9
Requerimientos de Mantenimiento	3%	10
Total	100%	—

Los pesos suman el 100%, garantizando la consistencia del modelo de decisión. Los criterios de menor peso, como los requerimientos de mantenimiento y los desafíos de cadena de suministro, no son irrelevantes, sino que su incidencia sobre la decisión final es comparativamente menor frente a los aspectos económicos.

3.2.2 Validación mediante matriz de PUGH

Con el propósito de validar y complementar los resultados obtenidos mediante la metodología MACBETH, se procedió a aplicar la matriz de PUGH como herramienta de comparación relativa entre las tecnologías de electrolización evaluadas. PUGH es un método de decisión multicriterio que opera sobre la base de una alternativa de referencia denominada datum, frente a la cual se compara el desempeño de las demás alternativas. A cada alternativa se le asigna un valor de +1 cuando supera al datum en un criterio determinado, 0 cuando presenta un desempeño equivalente, y -1 cuando se encuentra por debajo. La suma ponderada de estos valores

permite identificar qué alternativa ofrece el mejor balance de ventajas y desventajas con respecto a la referencia seleccionada (Venngage Inc., 2024).

Una característica fundamental de este método es que la elección del datum condiciona directamente la interpretación de los resultados, razón por la cual su selección debe estar debidamente justificada y ser coherente con el contexto del análisis. Un datum idóneo es aquel que representa la opción más reconocida, más ampliamente documentada o más cercana al estado actual de implementación en el contexto de interés, de modo que las comparaciones tengan una base técnica sólida y verificable.

Caracterización técnica del PEM en el contexto colombiano

Con el propósito de establecer el datum sobre una base de información actualizada y contextualizada, se realizó una búsqueda bibliográfica específica orientada a determinar los valores técnicos y económicos representativos del electrolizador PEM en el contexto de Colombia. La Tabla 7 resume los parámetros identificados, los cuales sirven como referencia para la comparación en la Matriz de PUGH y proporcionan una caracterización integral del desempeño esperado de esta tecnología bajo las condiciones del proyecto.

Tabla 7.

Parámetros técnicos y económicos PEM en el contexto colombiano

Parámetro	Valor típico PEM	Fuente
Producción de Hidrógeno	17–20 kg/h por MW	<i>Hidrógeno Verde (2024)</i>
Eficiencia Energética	55–65 %	<i>IRENA (2018)</i>
Madurez Tecnológica / TRL	8–9	<i>Hydrogen Technology Observatory (2025)</i>
CAPEX	1200–1500 USD/kW	<i>ZipDo (2024)</i>
OPEX	2–5 % CAPEX/año	<i>PEM Hydrogen (2025)</i>
LCOH	4–6 USD/kg (global) / 1,2–1,7 USD/kg potencial en Colombia	<i>El Colombiano (2024)</i>
Requerimientos de Mantenimiento	Reemplazo de stack 40.000-60.000 horas	<i>IRENA (2018)</i>

Disponibilidad en el Mercado	Comercial global	<i>Research Nester (2024)</i>
Desafíos de Cadena de Suministro	Limitación de iridio y platino	<i>LinkedIn / Sanjeev (2025)</i>
Integración con Energía Solar FV	Muy alta compatibilidad	<i>Hidrógeno Verde (2024)</i>

Nota. Valores compilados a partir de múltiples fuentes especializadas (2026).

Los valores reportados en la tabla reflejan el comportamiento técnico del PEM bajo condiciones de operación representativas, con especial atención a las proyecciones de costo nivelado de hidrógeno (LCOH) en Colombia, cuyo rango estimado de 1,2–1,7 USD/kg resulta significativamente más competitivo que el promedio global de 4–6 USD/kg, en virtud del alto potencial de generación solar y los costos locales de electricidad renovable (El Colombiano, 2024). Esta caracterización reafirma el potencial de la tecnología PEM para el proyecto evaluado y consolida su pertinencia como datum en el análisis de la Matriz de PUGH conservando los mismos diez criterios y pesos porcentuales definidos en la evaluación MACBETH, garantizando la coherencia metodológica entre ambos análisis.

3.3 Estudio de Caso: Zona Industrial Barrancabermeja, Santander

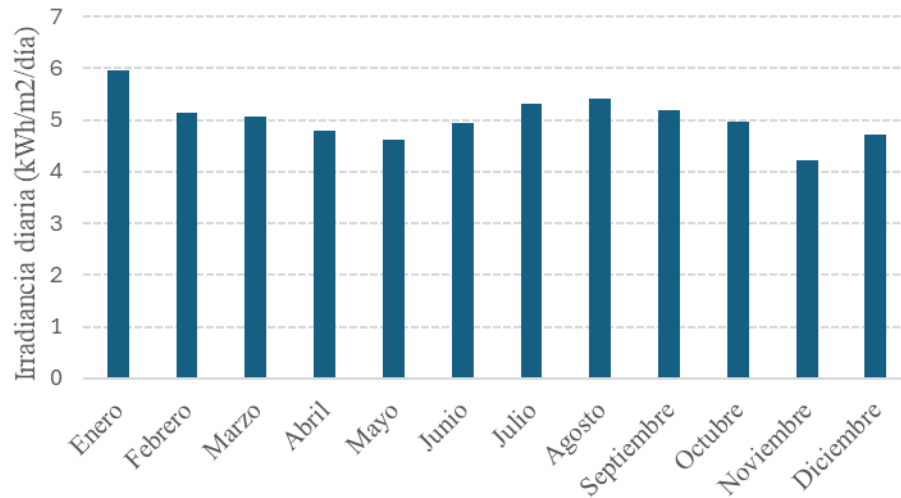
3.3.1 Comportamiento de la irradiación solar en el estudio de caso

Se analizaron los recursos solares disponibles en el campo de producción ubicado en el municipio de Barrancabermeja, Santander, Colombia específicamente, la información histórica de irradiancia y temperatura del lugar fue descargada directamente de la “Unidad de Planeación Minero-Energética” (UPME, 2026) y “NASA Worldwide Energy Resources POWER” (NASA POWER Project Team, 2026).

En la Figura 6, se ilustra la distribución mensual del año 2024 detallada de irradiancia proporcionando una visión clara del potencial solar disponible, fundamental para estimar la capacidad de producción del electrolizador seleccionado

Figura 6

Distribución de irradiancia diaria del 2024 para caso de estudio



Con los recursos solares recopilados para el caso estudio, se considera variaciones estacionales críticas para la planificación operativa del sistema.

3.3.2 Tecnologías PEM y generación eléctrica

Se investigó y analizó la publicación *"Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review"* con el objetivo de complementar la información relacionada sobre la producción de hidrógeno verde utilizando energía solar fotovoltaica a través de la tecnología de electrolizadores PEM (Buttler & Spliethoff, 2018). De esta revisión, se obtuvieron los rangos de eficiencia y casos de estudio previos. En la Tabla 8, se presenta un análisis comparativo sobre la tecnología PEM de electrolizadores, mostrando rangos específicos de consumo energético (kWh/m³) y eficiencia energética (%), importantes para dimensionar el sistema solar fotovoltaico (Buttler & Spliethoff, 2018).

Tabla 8.*Resumen de los fabricantes de las tecnologías PEM*

<i>Fabricante</i>	<i>Potencia nominal (MW)</i>	<i>Consumo energía (kWh/m³)</i>	<i>Eficiencia (%)</i>
Giner. Inc.	2	5	60
Hydrogenics	1,5	5-5,4	56-60
Siemens	1,25	5,1-5,4	56-69
ITM Power	0,7	5,5	54
Proton OnSite	0,22	5	60
AREVA H2Gen	0,13	4,4	68
H-TEC	0,06	4,5	67

Nota. Adaptado de: (Buttler & Spliethoff, 2018).

Los diferentes electrolizadores PEM permiten elegir el modelo correcto para producir hidrógeno verde de manera eficiente. A partir de los datos de consumo de energía, se puede determinar el tamaño del sistema fotovoltaico que se necesita para alimentar el electrolizador que se vaya a escoger. Varios fabricantes de electrolizadores ofrecen unidades «plug and play» en contenedores de 6 o 12 metros que incluyen purificación de agua, suministro de energía, purificación de hidrógeno y control del sistema hasta una tasa de producción de hidrógeno de 100-400 Nm³/h (0,5-2 MW), (Buttler & Spliethoff, 2018).

Posteriormente, se realizó una comparación técnica de cuatro modelos de paneles solares monocristalinos. Los modelos analizados corresponden a referencias comerciales reportadas por Emergente Energía Sostenible y Renovable Colombia (2026a, 2026b) y AutoSolar Colombia (2026a, 2026b). La evaluación se basó en variables como la potencia pico y la eficiencia energética. Estos son factores importantes para elegir el panel solar adecuado según las necesidades de energía. A continuación, se presentan los resultados que se obtuvieron.

Tabla 9.*Especificaciones paneles solares*

<i>Fabricante</i>	<i>Tipo</i>	<i>Potencia (W)</i>	<i>Eficiencia (%)</i>
Emergente a	Monocristalino	425	21,8
Emergente b	Monocristalino	550	21,28
AutoSolar a	Monocristalino	610	22,6
AutoSolar b	Monocristalino	710	22,86

Según la tabla 9, los modelos de los paneles solares evaluados muestran potencias nominales de 425 a 710 W y una eficiencia superior al 21% lo que permitirá un mejor criterio al momento de escoger el sistema fotovoltaico para la investigación.

El primer paso consiste en determinar la potencia pico instalada necesaria. Dado que los paneles operan en condiciones reales, se aplica un factor de rendimiento global del sistema (PR), que agrupa las pérdidas por temperatura, cableado, conversión del inversor y suciedad. Para instalaciones fotovoltaicas en climas tropicales cálidos como Barrancabermeja, se adopta un valor conservador de PR = 0,80 (Fonseca, 2025). La potencia pico instalada se calcula como:

$$P_{pico} = \frac{P_{requerida}}{PR} = \frac{220 \text{ kW}}{0,8} = 275 \text{ kW} \quad (1)$$

Este valor representa la capacidad nominal que debe tener el arreglo fotovoltaico para garantizar la entrega de 220 kW al electrolizador bajo condiciones reales de operación que ayuden a definir el número de paneles del parque solar.

Con la potencia pico instalada definida, se evaluaron los cuatro modelos de paneles de la Tabla 9. El criterio de selección fue minimizar el número de unidades necesarias, lo que reduce el área ocupada, la estructura de soporte y los costos de instalación. Dado que todos los modelos son monocristalinos y cumplen el requerimiento energético, se seleccionó el panel AutoSolar b (710 W, eficiencia del 22,86%) por ofrecer la mayor potencia por unidad entre las opciones disponibles.

A partir de la ficha técnica del panel AutoSolar B y las condiciones ideales bajo las cuales se analizó su desempeño, se estima el número de paneles necesarios para el parque solar. Con base en este valor, se procede a calcular la temperatura real de operación de la celda fotovoltaica mediante la siguiente expresión:

$$T_{celda} = T_{amb} + \frac{NOCT - T_{amb,NOCT}}{G_{NOCT}} * G \quad (2)$$

Donde:

T_{celda} = Temperatura de la celda [°C];

T_{amb} = Temperatura ambiente de Barrancabermeja [°C];

$NOCT$ = Temperatura normal de operación de paneles [°C];

$T_{amb,NOCT}$ = Temperatura ambiente en el caso de prueba [°C];

G_{NOCT} = Irradiancia del caso de prueba [W/m²];

G = Irradiancia estándar [W/m²].

Los valores empleados en este cálculo corresponden a una temperatura ambiente de 28 °C y una temperatura nominal de operación del panel (NOCT) de 45 °C. Los parámetros restantes se establecen según las condiciones NOCT estándar, es decir, temperatura ambiente de 20 °C e irradiancia solar de 800 W/m².

$$T_{celda} = 28 \text{ °C} + \frac{45 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800 \text{ W/m}^2} * 1000 \text{ W/m}^2 = 59,25 \text{ °C}$$

La temperatura real de celda obtenida se compara con la temperatura de operación estándar de 25 °C especificada en la ficha técnica, lo que permite cuantificar la desviación térmica respecto a las condiciones de referencia del fabricante.

$$\Delta T = 59,25 \text{ °C} - 25 \text{ °C} = 34,25 \text{ °C} \quad (3)$$

A partir de esta diferencia se determina el factor de corrección de potencia mediante la expresión:

$$FC = 1 + \frac{-CT}{100} * \Delta T \quad (4)$$

FC = Factor de corrección de potencia [adimensional];

CT = Coeficiente de temperatura de potencia [%/°C]; (-0,3 según AutoSolar, 2026)

$$FC = 1 + \frac{-0,3}{100} * 34,25^{\circ}C = 0,8973$$

Con este factor corregimos la potencia entregada por el panel del fabricante.

$$P_{real} = P_{ideal} * FC = 710 \text{ W} * 0,8973 = 637 \text{ W}/\text{panel} \quad (5)$$

Este factor se aplica sobre la potencia nominal entregada por el fabricante para obtener la potencia real bajo las condiciones térmicas del emplazamiento. La potencia real así calculada se utiliza para dividir la potencia pico requerida por el electrolizador, determinando de este modo el número de paneles necesarios:

$$\#_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{pico}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{275.000 \text{ W}}{637 \text{ W}} = 431,7 \approx 432 \text{ paneles} \quad (6)$$

El resultado se redondea al entero superior con el fin de garantizar que la potencia instalada sea igual o superior a la requerida. Con 432 paneles, la potencia pico total instalada corresponde a:

$$P_{total} = 432 * 637 \text{ W} = 275.184 \text{ w} \approx 275,2 \text{ kW} \quad (7)$$

Finalmente, se estima el área necesaria para el parque solar. Cada panel AutoSolar b tiene unas dimensiones físicas de 2,384 m × 1,303 m según el fabricante (AutoSolar, s. f.). El área por unidad es:

$$A_{\text{panel}} = 2,384 \text{ m} * 1,303 \text{ m} = 3,107 \text{ m}^2/\text{panel} \quad (8)$$

El área neta total de los paneles, sin considerar separación entre filas, es:

$$A_{neta} = 432 * 3,107 m^2 = 1342,2 m^2 \quad (9)$$

En la práctica, las filas de paneles deben separarse para evitar el sombreado mutuo durante las horas de menor ángulo solar. Para latitudes tropicales como Barrancabermeja, esta separación incrementa el área requerida en un factor aproximado de 1,35 (Appelbaum, 2022). El área total estimada del parque solar es:

$$A_{total} = 1342,2 m^2 * 1,35 \approx 1.812 m^2 \quad (10)$$

Este resultado confirma que el parque solar fotovoltaico dimensionado para alimentar el electrolizador Proton OnSite requiere una superficie de aproximadamente 1.812 m², valor que se toma como referencia para la distribución de áreas del proyecto.

3.3.3 Área para la instalación

Para el desarrollo del estudio de caso se define un área hipotética destinada a la implementación de un sistema de producción de hidrógeno verde, ubicada en un sector de la Refinería de Barrancabermeja. Esta selección se fundamenta en condiciones favorables como la disponibilidad de agua, la cercanía a procesos industriales y el acceso a infraestructura energética preexistente, lo que facilita la integración del sistema.

En el marco de esta investigación, el sistema fotovoltaico fue modelado mediante una simulación previamente validada, con un límite energético máximo de 220 kW (0,22 MW). Con base en esta restricción operativa, se seleccionó un electrolizador del fabricante Proton OnSite, referenciado en la Tabla 8. No obstante, con el fin de ampliar el alcance del análisis, se decidió escalar el modelo, considerando para el dimensionamiento un electrolizador tipo PEM de 2 MW como referencia para establecer los requerimientos del resto del proceso.

A partir de estos criterios, se determinó una superficie total de 21.103 m². La distribución del área se planteó de acuerdo con las necesidades del sistema: el 70% destinado al parque solar fotovoltaico, el 10% a la zona de producción de hidrógeno (electrolizador y equipos asociados) y el 20% restante para labores de operación y mantenimiento. En la Tabla 10 se presenta la distribución detallada del área.

Tabla 10.

Distribución porcentual y absoluta del área total

Instalación	Porcentaje sobre el área total (%)	Superficie (m²)
<i>Parque solar</i>	70	14.772,0
<i>Producción de hidrógeno</i>	10	2.110,3
<i>Operación y mantenimiento</i>	20	4.220,6

Después de seleccionar la zona para el proyecto (Figura 7), la distribución espacial propuesta para la implementación del sistema de producción de hidrógeno verde dentro del área sugerida en la refinería de Barrancabermeja se muestra en la Figura 8.

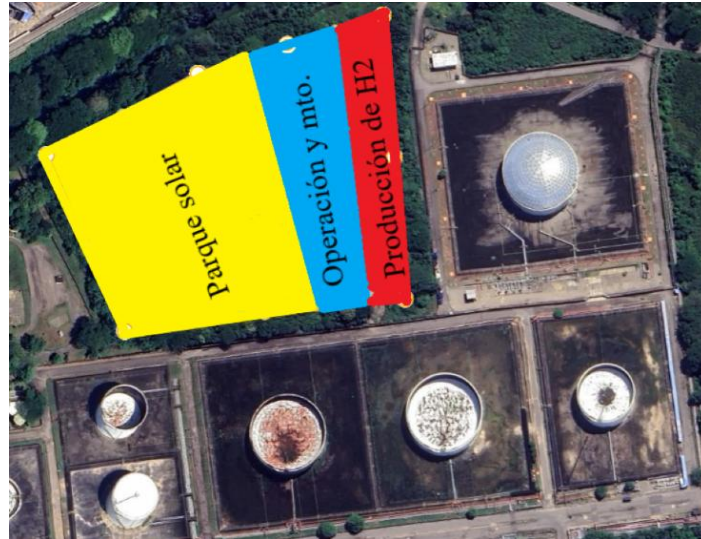
Figura 7.

Espacio sugerido para el sistema de producción de hidrógeno



Figura 8.

Distribución e identificación del área del caso de estudio



Las zonas identificadas se delimitan y etiquetan con el fin de representar la ubicación relativa de los componentes principales del sistema, lo que permite establecer visualmente qué proporción del terreno corresponde a las operaciones existentes y qué fracción podría destinarse a la implementación de proyectos de energía renovable.

De esta manera se distinguen claramente las zonas destinadas al parque solar, operación y mantenimiento y a los equipos relacionados con la producción de hidrógeno, aportando elementos de juicio para las decisiones de diseño e integración tecnológica.

3.4 Simulación del Estudio de Caso

Para iniciar la simulación del electrolizador, es necesario definir previamente en el código los parámetros de entrada.

3.4.1 Condiciones ambientales

Las condiciones ambientales del municipio de Barrancabermeja (Tabla 11), Santander, constituyen el punto de partida para la simulación del sistema. La presión atmosférica local se establece en 101,325 kPa, valor estándar al nivel del mar que resulta apropiado para esta localidad. La temperatura ambiente se fija en 28 °C, valor representativo de las condiciones térmicas medias de la región, caracterizada por un clima cálido y húmedo propio de la zona tropical del Magdalena Medio.

Tabla 11.

Condiciones ambientales de Barrancabermeja

Parámetro	Valor
Presión atmosférica	101,325 kPa
Temperatura ambiente	28 °C

3.4.2 Perfil de potencia solar del sistema fotovoltaico

Para integrar el parque solar fotovoltaico con el electrolizador Proton OnSite dentro del entorno de simulación, es necesario representar el comportamiento de la generación eléctrica a lo largo del día mediante un perfil de potencia horario. Este perfil constituye la entrada energética principal de la simulación y determina la cantidad de hidrógeno verde que puede producirse en cada hora del día.

El perfil de potencia solar se construye a partir de la irradiancia solar característica del municipio de Barrancabermeja, la curva de generación presenta una forma aproximadamente gaussiana, con una subida progresiva en la mañana y una caída más pronunciada en la tarde, efecto atribuido a la nubosidad convectiva típica de la región en horas de la tarde.

La potencia entregada en cada hora se estima a partir de la irradiancia solar incidente sobre la superficie total del arreglo fotovoltaico, aplicando la eficiencia del panel seleccionado y el factor de rendimiento global del sistema ($PR = 0,80$), según la expresión:

$$P(h) = G(h) * A_{total} * n_{panel} * PR \quad (11)$$

donde $G(h)$ es la irradiancia solar en la hora expresada en kW/m², $A_{total} = 1.205,5$ m² es el área neta total del arreglo, $n_{panel} = 0,2286$ es la eficiencia del panel AutoSolar b, y $PR = 0,80$ es el factor de rendimiento del sistema. El valor resultante en cada hora queda limitado operativamente a 220 kW, que corresponde a la potencia nominal máxima del electrolizador.

Con base en la irradiancia histórica de la zona (UPME, 2026; NASA POWER Project Team, 2026) y los parámetros del sistema dimensionado, se obtuvo el perfil de potencia promedio anual presentado en la Figura 9. Los valores horarios del perfil, expresados en kW, se introducen directamente en el modelo de simulación como la variable de entrada, acompañada de su respectivo vector de tiempo en segundos, tal como se muestra a continuación:

Figura 9.

Perfil solar de generación

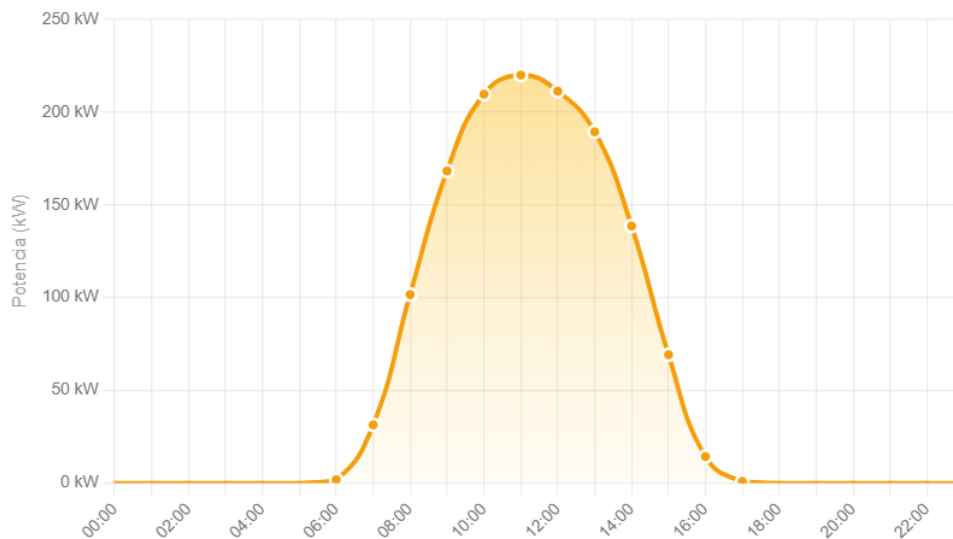


Tabla 12.*Perfil solar horario*

Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)
00:00	0	12:00	211,3
01:00	0	13:00	189,4
02:00	0	14:00	138,6
03:00	0	15:00	69,2
04:00	0	16:00	14,3
05:00	0	17:00	0,9
06:00	1,8	18:00	0
07:00	31,4	19:00	0
08:00	101,6	20:00	0
09:00	168,3	21:00	0
10:00	209,7	22:00	0
11:00	220	23:00	0

Este perfil (Tabla 12), representa el escenario promedio anual y constituye la entrada principal de la simulación del electrolizador. A partir de él, el modelo determina en cada intervalo horario si la potencia disponible es suficiente para operar el electrolizador Proton OnSite a plena carga, a carga parcial, o si debe detenerse por insuficiencia energética, replicando así el comportamiento real del sistema bajo condiciones de generación solar variable.

3.4.3 Parámetros del stack (celda y membrana)

El electrolizador Proton OnSite opera con un voltaje de celda nominal de 5,0 V/celda. El modelo base de referencia emplea 50 celdas a 280 cm² con un voltaje aproximado de 1,71 V/celda. Para ajustar el stack a la tecnología seleccionada, el número de celdas se escala proporcionalmente:

$$N_{celdas} = \frac{50 * 5}{1,71} = 146 \text{ celdas} \quad (12)$$

El área activa se mantiene en 280 cm² (valor estándar industrial). Con estos parámetros, la corriente nominal resulta en $I_{nom} \approx 342$ A, equivalente a una densidad de corriente de $\approx 1,22$ A/cm². La membrana empleada es la Nafion 117, con un espesor de 125 μm , ampliamente utilizada en electrolizadores PEM industriales. Sus dimensiones se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13.

Parámetros del stack: celda y membrana

Variable	Valor	Unidad
Número de celdas	146	—
Área activa de la celda	280	cm ²
Espesor de membrana Nafion 117	125	μm
Espesor GDL ánodo	25	μm
Espesor GDL cátodo	250	μm
Ancho de canales de gas	1	cm
Número de canales por celda	8	—
Densidad de corriente de intercambio	1×10^{-4}	A/cm ²
Coefficiente de transferencia de carga	0,7	—
Difusividad del agua en GDL ánodo	0,07	cm ² /s
Difusividad del agua en GDL cátodo	0,07	cm ² /s
Densidad de membrana seca	2.000	kg/m ³
Peso equivalente de membrana seca	1,1	kg/mol
Densidad global del MEA	1.800	kg/m ³
Calor específico del MEA	870	J/(kg·K)

3.4.4 Dimensiones del intercambiador de calor

El intercambiador de calor disipa el calor residual generado por el stack durante la electrólisis. Sus dimensiones han sido escaladas proporcionalmente a la potencia nominal del sistema (220 kW) como muestra la Tabla 14.

Tabla 14.

Dimensiones del intercambiador de calor

Variable	Valor	Unidad
Longitud total del radiador	2	m
Ancho total del radiador	0,025	m
Altura total del radiador	0,85	m
Número de tubos	45	—

Altura de cada tubo	0,0015	m
Espaciado de aletas	0,002	m
Eficiencia de aletas	0,7	—

Todos los parámetros anteriormente mencionados fueron utilizados como datos de entrada de la simulación y están detallados en el código incluido en el Apéndice A.

3.5 Indicadores de Desempeño del Sistema de Producción de Hidrógeno Verde

Con el propósito de evaluar la viabilidad técnica y económica del sistema de producción de hidrógeno verde propuesto para la refinería de Barrancabermeja, se definió un conjunto de indicadores de desempeño que permiten cuantificar su comportamiento operativo y financiero a lo largo de su vida útil. Estos indicadores se estructuran en cuatro categorías: producción y consumo de recursos, sustitución de hidrógeno convencional e impacto ambiental, eficiencia energética del sistema, y viabilidad económica del proyecto.

3.5.1 Indicadores de producción y consumo de recursos

Tasa de producción de hidrógeno verde

La tasa de producción de hidrógeno Q_{H_2} corresponde al volumen de gas generado por unidad de tiempo. Su valor depende directamente de la potencia eléctrica suministrada al electrolizador y del consumo energético específico del equipo, expresado mediante la siguiente relación:

$$Q_{H_2} = \frac{P_{ELZ}}{E_{esp}} \quad (13)$$

Donde:

Q_{H_2} = tasa de producción de hidrógeno en condiciones normales [m^3/h];

P_{ELZ} = potencia nominal del electrolizador PEM [kw];

E_{esp} = consumo energético específico del electrolizador [kwh/ m^3].

Nota. Los valores de E_{esp} para electrolizadores PEM oscilan entre 4,4 y 5,5 kWh/Nm³ según la potencia nominal y el modelo del equipo (Buttler & Spliethoff, 2018).

Producción anual de hidrógeno

La producción anual integra la tasa horaria del electrolizador con la disponibilidad real del recurso solar, representada mediante el concepto de horas solares equivalentes $H_{sol,eq}$ que indica el número de horas diarias en las que la irradiancia es equivalente a la potencia pico del sistema fotovoltaico: Para el cálculo se consideran 300 días de operación al año, asumiendo que los 65 días restantes corresponden a mantenimiento y paradas programadas.

$$Q_{H_2, anual} = Q_{H_2} * H_{sol,eq} * 300 \quad (14)$$

La masa anual de hidrógeno producida se obtiene aplicando la densidad del gas en condiciones normales:

$$m_{H_2, anual} = Q_{H_2, anual} * \rho_{H_2} \quad (15)$$

Donde:

$Q_{H_2, anual}$ = volumen anual de hidrógeno producido [m³/año];

$H_{sol,eq}$ = horas solares equivalentes diarias promedio [h/día];

$m_{H_2, anual}$ = masa anual de hidrógeno producido [kg/año];

ρ_{H_2} = densidad del hidrógeno en condiciones normales: 0,0899 kg/Nm³.

Nota. Las horas solares equivalentes se obtienen a partir de los datos históricos de irradiancia registrados por la UPME para el municipio de Barrancabermeja (UPME, 2026).

Consumo de agua para electrólisis

La reacción de electrólisis del agua sigue la estequiometría: $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$, lo que establece una relación teórica de 9 kg de agua por kilogramo de hidrógeno producido. En sistemas

PEM reales, el consumo específico se incrementa debido a las pérdidas por purificación y arrastre, por lo que se introduce un factor de consumo específico:

$$m_{H_2O} = Q_{H_2, \text{anual}} * f_{\text{agua}} \quad (16)$$

Donde:

m_{H_2O} = consumo anual de agua [kg H₂O/año].

$Q_{H_2, \text{anual}}$ = cantidad anual de hidrógeno producido [kg/año];

f_{agua} = factor de consumo específico de agua [kg H₂O/Kg H₂];

Nota. El agua de alimentación debe cumplir los requerimientos de calidad del fabricante del electrolizador, típicamente agua desionizada con resistividad superior a 1 MΩ-cm, lo que implica considerar una etapa de pretratamiento dentro del balance hídrico total del sistema.

3.5.2 Indicadores de sustitución de hidrógeno convencional e impacto ambiental

Porcentaje de sustitución de hidrógeno convencional

Este indicador cuantifica la fracción de la demanda total de hidrógeno de la refinería que podría ser atendida por el sistema fotovoltaico-PEM propuesto, desplazando la producción convencional por reformado de vapor de metano (SMR), también denominada hidrógeno gris o negro:

$$S_{H_2}(\%) = \left(\frac{m_{H_2, \text{verde}, \text{anual}}}{m_{H_2, \text{total}, \text{anual}}} \right) * 100 \quad (17)$$

Donde:

S_{H_2} = porcentaje de sustitución de hidrógeno convencional [%];

$m_{H_2, \text{verde}, \text{anual}}$ = producción anual de hidrógeno verde del sistema PV-PEM [kg/año];

$m_{H_2, \text{total}, \text{anual}}$ = demanda total anual de hidrógeno de la refinería [kg/año].

Emisiones de CO₂ evitadas

Las emisiones evitadas representan la reducción de gases de efecto invernadero derivada de la sustitución parcial del hidrógeno de origen fósil. Se calculan multiplicando la masa de hidrógeno verde producida por el factor de emisión del proceso de referencia desplazado:

$$E_{evitadas} = m_{H_2,verde,anual} * FE_{SMR} \quad (18)$$

Donde:

$E_{evitadas}$ = emisiones de CO₂ evitadas [tCO₂/año];

$m_{H_2,verde,anual}$ = masa anual de hidrógeno verde producido [tH₂/año];

FE_{SMR} = factor de emisión del SMR con gas natural [tCO₂/tH₂];

Intensidad de carbono del hidrógeno producido

La intensidad de carbono del hidrógeno es un indicador clave que cuantifica la cantidad total de emisiones de gases de efecto invernadero, expresadas como dióxido de carbono equivalente (kgCO₂), generadas por cada kilogramo de hidrógeno producido. Este parámetro permite evaluar el impacto ambiental del proceso y verificar su alineación con los criterios de sostenibilidad exigidos a nivel internacional.

Desde el punto de vista metodológico, este indicador se calcula considerando todas las emisiones asociadas al sistema de producción, incluyendo principalmente:

- Consumo de energía eléctrica (fuente y factor de emisión)
- Eficiencia del proceso de electrólisis
- Pérdidas energéticas del sistema
- Emisiones indirectas asociadas a infraestructura o suministro energético (según alcance del estudio)

3.5.3 Indicadores de eficiencia energética del sistema

Eficiencia del electrolizador PEM

La eficiencia del electrolizador se define como la relación entre la energía química almacenada en el hidrógeno producido, expresada mediante su poder calorífico inferior (PCI), y la energía eléctrica consumida por el equipo:

$$\eta_{PEM} = \frac{Q_{H_2} * PCI_{H_2}}{P_{ELZ}} * 100 \quad (19)$$

Donde:

η_{PEM} = eficiencia energética del electrolizador PEM [%];

PCI_{H_2} = poder calorífico inferior del hidrógeno: 3,0 kWh/Nm³ (equivalente a 33,3 kWh/kg).

Nota. Los electrolizadores PEM presentan eficiencias típicas comprendidas entre el 54% y el 69% según los modelos considerados en el estudio. La eficiencia se ve afectada por la temperatura de operación, la calidad del agua de alimentación y las condiciones de carga parcial.

Eficiencia total del sistema solar-hidrógeno

La eficiencia total del sistema cuantifica la conversión en cascada desde la energía solar incidente hasta la energía química del hidrógeno, multiplicando las eficiencias de cada subsistema:

$$\eta_{sistema} = \eta_{panel} * \eta_{inv} * \eta_{BOS} * \eta_{PEM} \quad (20)$$

Donde:

$\eta_{sistema}$ = eficiencia total del sistema FV-PEM [adimensional];

η_{panel} = eficiencia del panel solar fotovoltaico [%]; 22,9%;

η_{inv} = eficiencia del inversor o convertidor de potencia [%]; típicamente 96–98%;

η_{BOS} = eficiencia del balance de sistema [%]; típicamente 94–96%;

Factor de capacidad del sistema fotovoltaico

El factor de capacidad (FC) relaciona las horas de operación equivalente a plena potencia del sistema fotovoltaico con las horas totales del día, y constituye un indicador clave para evaluar el aprovechamiento real del recurso solar disponible en el sitio de instalación. Se define como:

$$FC = \frac{H_{sol,eq}}{24} \quad (21)$$

Donde:

FC = factor de capacidad del sistema fotovoltaico [adimensional];

$H_{sol,eq}$ = horas solares equivalentes diarias promedio [h/día];

Nota. Para el municipio de Barrancabermeja, con una irradiación horizontal global (GHI) promedio entre 4,5 y 5,9 kWh/m²/día según los datos recopilados, se espera un factor de capacidad comprendido entre 0,18 y 0,22 (IRENA,2020; IEA,2025).

Factor de conversión energética

El Factor de Conversión Energética (FCE) es un indicador adimensional que expresa la fracción de la energía eléctrica generada por el parque solar fotovoltaico que queda efectivamente almacenada en forma de energía química en el hidrógeno verde producido. A diferencia de la eficiencia del electrolizador —que evalúa únicamente el proceso de electrólisis—, el FCE integra también las pérdidas propias del balance de planta (BOS), los sistemas auxiliares y la conversión electrónica, ofreciendo una visión sistémica del desempeño energético global de la instalación. Su expresión general es:

$$FCE = \frac{E_{H_2}}{E_{entrada}} \quad (22)$$

Donde:

E_{H_2} = Energía química equivalente al hidrógeno producido [kW/h];

$E_{entrada}$ = Energía eléctrica consumida por el electrolizador [kW].

De forma complementaria, el Consumo Específico de Energía (SEC) —inverso del FCE ponderado por el PCI del H₂— permite expresar el mismo resultado desde la perspectiva del electrolizador:

$$SEC = \frac{E_{entrada}}{Q_{H_2}} \quad (23)$$

Nota. Los electrolizadores PEM comerciales operan típicamente con un SEC de 50–65 kWh/kg H₂ y un FCE resultante de 0,51–0,67, en función de la potencia nominal, temperatura de operación y degradación de la membrana (Buttler & Spliethoff, 2018).

3.5.4 Indicadores de viabilidad económica

Período de retorno simple

El período de retorno simple estima el tiempo necesario para que los beneficios netos anuales del proyecto recuperen la inversión inicial. Su naturaleza estática —no considera el valor temporal del dinero— lo convierte en un indicador de referencia rápida complementario a los análisis dinámicos:

$$PB = \frac{CAPEX}{B_{anual} - OPEX_{anual}} \quad (24)$$

El beneficio anual bruto se calcula como:

$$B_{anual} = m_{H_2,verde,anual} * P_{H_2} \quad (25)$$

Donde:

PB = período de retorno simple [años];

$CAPEX$ = inversión inicial total: equipos FV, electrolizador, BOS, instalación y obra civil [USD];

B_{anual} = beneficio anual bruto por sustitución o venta del hidrógeno producido [USD/año];

$OPEX_{anual}$ = costos operativos y de mantenimiento anuales [USD/año]; típicamente entre el 2% y el 3% del CAPEX;

P_{H_2} = precio de venta de referencia del hidrógeno [USD/kgH₂].

Costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH)

El costo nivelado de producción de hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) es el indicador económico estándar en la literatura internacional para comparar tecnologías de producción. Representa el costo promedio de producir un kilogramo de hidrógeno a lo largo de la vida útil del proyecto, considerando el valor temporal del dinero mediante el factor de recuperación de capital (CRF):

$$LCOH = \frac{CAPEX * CRF + OPEX_{anual}}{m_{H_2, anual}} \quad (26)$$

El factor de recuperación de capital se determina como:

$$CRF = \frac{[r * (1 + r)^n]}{[(1 + r)^n - 1]} \quad (27)$$

Donde:

$LCOH$ = costo nivelado de producción de hidrógeno [USD/kgH₂];

CRF = factor de recuperación de capital [adimensional];

r = tasa de descuento anual [adimensional]; típicamente entre 0,08 y 0,12 para proyectos de energía en Colombia;

n = vida útil del proyecto [años]; típicamente 20 a 25 años para sistemas FV-PEM.

Nota. El LCOH permite comparar directamente el costo del hidrógeno verde producido frente al costo del hidrógeno gris derivado del SMR, cuyo valor de referencia oscila entre 1,5 y

2,5 USD/kgH₂, y frente al potencial colombiano estimado entre 1,2 y 1,7 USD/kgH₂ según El Colombiano (2024).

4. Análisis de resultados

En esta sección se presenta el análisis integral de los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo del proyecto, abarcando tanto la evaluación multicriterio para la selección de la tecnología de electrólisis, como la definición del sistema más adecuado, los resultados derivados de la simulación del proceso y el comportamiento de los indicadores técnicos, energéticos, ambientales y económicos.

4.1 Resultados Multicriterio

A continuación, se exponen los resultados derivados del proceso de evaluación y comparación de las tecnologías de electrólisis, utilizando los criterios y ponderaciones establecidos en la etapa metodológica.

4.1.1 Matriz MACBETH

Calificaciones cualitativas

Para cada criterio se asignó un calificativo cualitativo a cada tecnología de acuerdo con los datos reportados en la bibliografía revisada. Estas calificaciones se derivan directamente de los valores técnicos y económicos presentados en las secciones 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3 y 3.1.4. La Tabla 15 presenta la matriz de calificaciones resultante.

Tabla 15.*Calificaciones cualitativas MACBETH por tecnología y criterio*

Criterio	AWE	PEM	SOEC
LCOH	Moderada	Moderada	Fuerte
Integración con energía solar FV	Débil	Muy fuerte	Débil
CAPEX	Fuerte	Moderada	Muy débil
OPEX	Fuerte	Moderada	Muy débil
Producción de Hidrógeno	Moderada	Fuerte	Fuerte
Eficiencia Energética	Moderada	Fuerte	Muy fuerte
Madurez Tecnológica / TRL	Extrema	Fuerte	Débil
Disponibilidad en el Mercado	Muy fuerte	Muy fuerte	Débil
Desafíos de cadena de suministro	Muy fuerte	Fuerte	Débil
Requerimientos de Mantenimiento	Muy fuerte	Fuerte	Débil

Nota. Basado en IEA (2025), HTO (2025), Bukar et al. (2025), Velasquez et al. (2024), Joong et al. (2025) y Aminaho et al. (2025).

Las calificaciones reflejan las diferencias estructurales entre las tecnologías. El electrolizador AWE presenta ventajas claras en costos (CAPEX, OPEX) y madurez operativa, mientras que el PEM se destaca en integración con fuentes de energía variable como la solar fotovoltaica. El SOEC, aunque muestra el mejor desempeño en eficiencia energética y un LCOH modelado más bajo, presenta limitaciones importantes en disponibilidad comercial y costos de inversión.

Resultados ponderados

Aplicando la metodología de suma ponderada, se calculó el puntaje final de cada tecnología multiplicando el valor numérico de cada calificativo por el peso del criterio correspondiente. La Tabla 16 presenta los puntajes normalizados, los puntajes ponderados por criterio y el resultado total para cada electrolizador.

Tabla 16.*Matriz MACBETH para la selección*

Criterio	Peso	Puntaje (1–7)			Puntaje Ponderado		
		AWE	PEM	SOEC	AWE	PEM	SOEC
LCOH	17%	4	4	5	0,68	0,68	0,85
Integración solar FV	15%	3	6	3	0,45	0,90	0,45
CAPEX	13%	5	4	2	0,65	0,52	0,26
OPEX	11%	5	4	2	0,55	0,44	0,22
Producción de Hidrógeno	10%	4	5	5	0,40	0,50	0,50
Eficiencia Energética	9%	4	5	6	0,36	0,45	0,54
Madurez Tecnológica / TRL	9%	7	5	3	0,63	0,45	0,27
Disponibilidad en el Mercado	8%	6	6	3	0,48	0,48	0,24
Cadena de suministro	5%	6	5	3	0,30	0,25	0,15
Mantenimiento	3%	6	5	3	0,18	0,15	0,09
Puntaje Total	100%	—	—	—	4,68	4,82	3,57
Ranking	—	—	—	—	2°	1°	3°

Nota. Puntaje máximo posible = 7.00.

Los resultados muestran que el electrolizador PEM obtuvo el mayor puntaje total con 4,82 sobre 7, seguido del AWE con 4,68 y el SOEC con 3,57. La ventaja del PEM se explica principalmente por su desempeño destacado en integración con energía solar fotovoltaica, criterio de segundo mayor peso en la evaluación, así como por sus puntajes competitivos en producción de hidrógeno y eficiencia energética. El AWE, por su parte, fue superior en los criterios económicos de CAPEX y OPEX, y obtuvo la calificación más alta en madurez tecnológica, mientras que el SOEC, a pesar de su mayor eficiencia, resultó penalizado por sus altos costos de inversión y su baja disponibilidad en el mercado.

Comparación pareada entre tecnologías

Para complementar el análisis multicriterio, se realizó una comparación pareada entre las tres tecnologías en cada uno de los criterios evaluados. Este tipo de análisis permite identificar, criterio por criterio, qué tecnología presenta ventaja sobre las demás, facilitando la interpretación de los resultados globales. La Tabla 17 resume los resultados de la comparación.

Tabla 17.

Comparación pareada entre tecnologías de electrolizadores por criterio

Criterio	AWE vs PEM	AWE vs SOEC	PEM vs SOEC
LCOH	Igual	AWE < SOEC	PEM < SOEC
Integración solar FV	AWE < PEM	Igual	PEM >> SOEC
CAPEX	AWE > PEM	AWE >> SOEC	PEM > SOEC
OPEX	AWE > PEM	AWE >> SOEC	PEM > SOEC
Producción de Hidrógeno	AWE < PEM	AWE < SOEC	Igual
Eficiencia Energética	AWE < PEM	AWE < SOEC	PEM < SOEC
Madurez Tecnológica / TRL	AWE >> PEM	AWE >> SOEC	PEM >> SOEC
Disponibilidad en el Mercado	Igual	AWE >> SOEC	PEM >> SOEC
Cadena de suministro	AWE > PEM	AWE >> SOEC	PEM > SOEC
Requerimientos de Mantenimiento	AWE > PEM	AWE >> SOEC	PEM > SOEC

Nota. Simbología: (>) ventaja; (>>) ventaja fuerte; (=) empate; (<) desventaja.

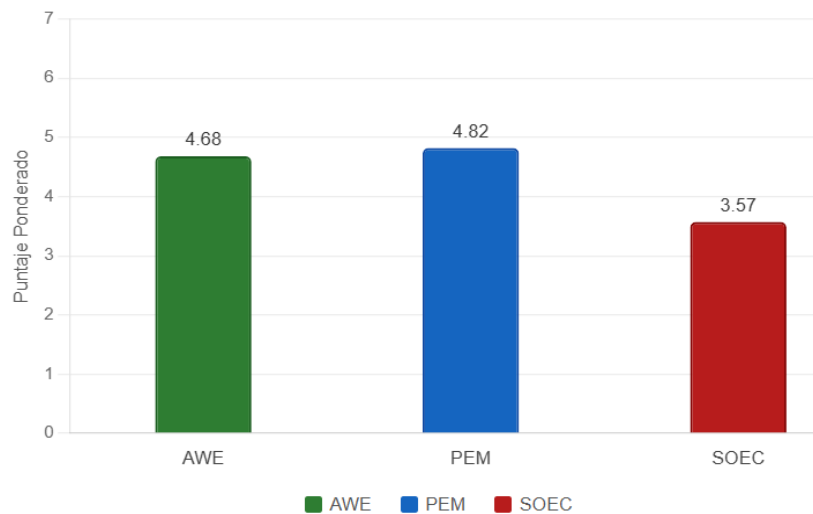
La comparación pareada evidencia que el AWE presenta ventaja sobre las demás tecnologías en los criterios económicos (CAPEX, OPEX, mantenimiento y cadena de suministro), mientras que el PEM domina en integración con energía solar y alcanza empate con el AWE en madurez tecnológica y disponibilidad de mercado. El SOEC únicamente supera a ambas tecnologías en eficiencia energética y presenta un LCOH más bajo según los datos modelados, aunque este valor debe interpretarse con cautela dado el estado de desarrollo de la tecnología.

Resultado final

Se presenta los resultados de la matriz multicriterio MACBETH.

Figura 10.

Gráfica resultados matriz MACBETH



Los resultados obtenidos en la Figura 10 mediante la aplicación de la matriz MACBETH indican que la tecnología de electrolisis tipo PEM es la alternativa más favorecida dentro del análisis multicriterio. Este resultado se encuentra fuertemente influenciado por los pesos asignados a los criterios de evaluación, donde variables como el LCOH (17%), la integración con energía solar fotovoltaica (15%) y el CAPEX (13%) tienen una alta incidencia en la decisión final.

En particular, la tecnología PEM presenta ventajas significativas en términos de eficiencia energética, flexibilidad operativa y facilidad de integración con fuentes renovables intermitentes, lo que le permite obtener una mayor valoración en criterios estratégicos para el desarrollo del proyecto. En consecuencia, el enfoque de ponderación adoptado favorece tecnologías con mejor desempeño en escenarios de transición energética, posicionando a PEM como la opción más adecuada bajo este esquema de evaluación.

4.1.2 Matriz PUGH

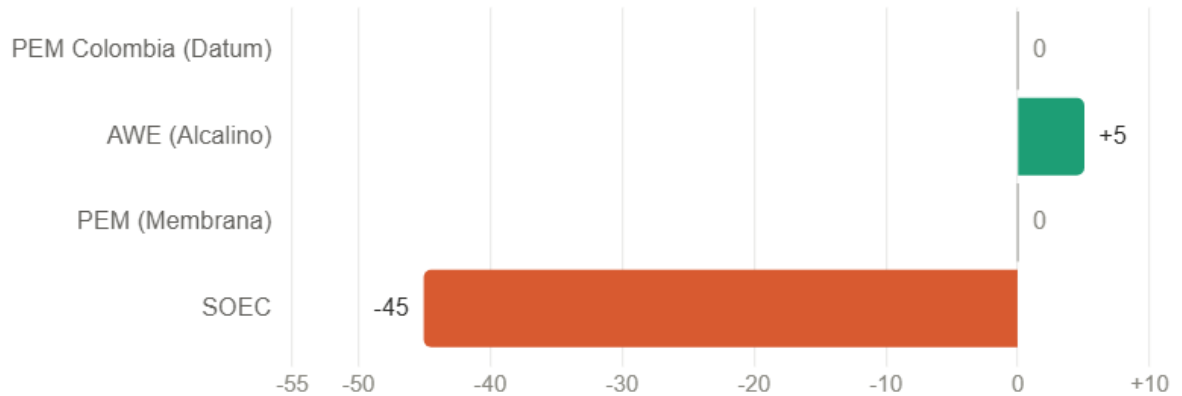
A continuación, se realiza la matriz PUGH con el datum de PEM en el contexto colombiano.

Tabla 18.*Matriz de PUGH para la selección*

Criterio	Peso (%)	PEM Colombia (Datum)	AWE (Alcalino)	PEM (Membrana)	SOEC
LCOH	17%	0	-1	-1	-1
Integración con energía solar FV	15%	0	-1	0	-1
CAPEX	13%	0	+1	0	-1
OPEX	11%	0	0	0	-1
Producción de Hidrógeno	10%	0	-1	0	+1
Eficiencia Energética	9%	0	+1	0	+1
Madurez Tecnológica / TRL	9%	0	+1	+1	0
Disponibilidad en el Mercado	8%	0	+1	+1	0
Desafíos de cadena de suministro	5%	0	+1	0	-1
Requerimientos de Mantenimiento	3%	0	+1	0	-1
Cantidad +1	—	—	6	2	2
Cantidad 0	—	10	1	7	2
Cantidad -1	—	—	3	1	6
Suma ponderada	—	0	+5	0	-45

Nota. Simbología: +1 mejor que el datum, 0 igual al datum, -1 peor que el datum. Los pesos corresponden a los definidos en la evaluación MACBETH (sección 3.2.1).

Los resultados de la Matriz de PUGH en la Tabla 18 muestran que el AWE obtiene la suma ponderada más alta con +5, impulsada principalmente por sus ventajas en CAPEX, eficiencia energética, madurez tecnológica, disponibilidad en el mercado, cadena de suministro y mantenimiento frente al datum PEM Colombia. El PEM (membrana) obtiene una suma ponderada de 0, lo que indica que en términos globales presenta un desempeño equivalente al datum, con ventajas en madurez tecnológica y disponibilidad que compensan su penalización en LCOH. El SOEC, por su parte, acumula la suma ponderada más negativa con -45, reflejo de sus penalizaciones en los criterios económicos de mayor peso, principalmente LCOH, integración solar, CAPEX y OPEX, a pesar de sus ventajas técnicas en producción de hidrógeno y eficiencia energética.

Figura 11.*Gráfica de resultados matriz PUGH*

Al aplicar la matriz de PUGH utilizando los mismos criterios y ponderaciones definidos previamente, se obtiene un análisis comparativo mostrado en la Figura 11 que permite contrastar directamente las fortalezas y debilidades de cada tecnología frente a una referencia.

En este caso, si bien la tecnología PEM mantiene un desempeño competitivo, la electrólisis alcalina (AWE) continúa presentando ventajas importantes en varios criterios clave, especialmente aquellos relacionados con la madurez tecnológica, disponibilidad en el mercado y costos operativos. Esto se debe a que AWE es una tecnología más consolidada, con décadas de desarrollo industrial, lo que se traduce en mayor confiabilidad, menores incertidumbres operativas y una cadena de suministro más estable.

Por lo tanto, aunque PEM resulta favorecida en el análisis ponderado de la matriz MACBETH, la matriz de PUGH evidencia que AWE sigue siendo una alternativa robusta y competitiva, particularmente desde una perspectiva de implementación práctica y riesgo tecnológico. Esta dualidad en los resultados resalta la importancia de considerar múltiples enfoques de evaluación antes de tomar una decisión final.

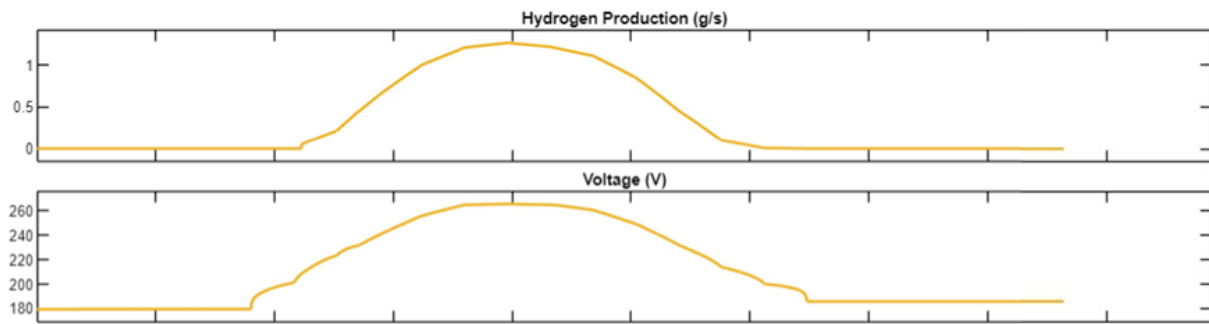
A partir del análisis conjunto de ambas gráficas y en coherencia con el enfoque del proyecto hacia la integración con energías renovables, la tecnología de electrólisis PEM se posiciona como la alternativa más adecuada para la producción de hidrógeno verde

4.2 Resultados de la Simulación del Electrolizador PEM

A continuación, se muestran los resultados obtenidos a partir del simulador donde la Figura 12 y 13 muestra las variables eléctricas y térmicas registradas en los scopes del modelo durante un ciclo de irradiancia solar representativo, con una duración total de simulación de aproximadamente 24 horas (86.400 s).

Figura 12.

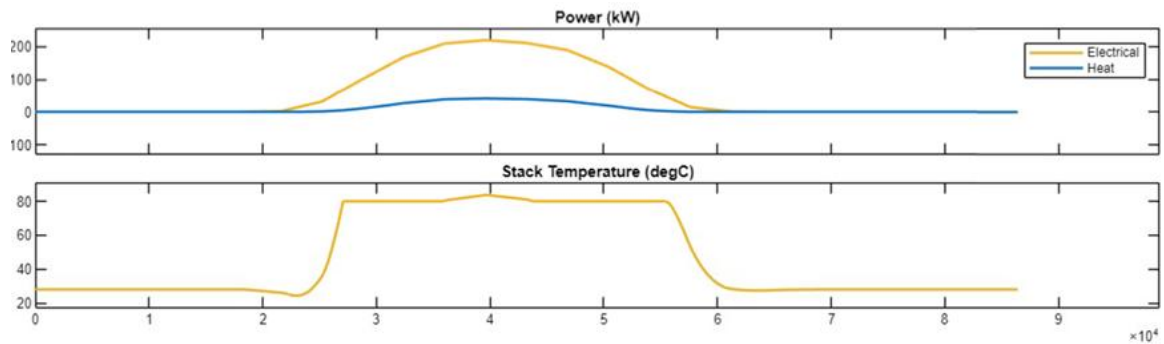
Resultados tasa de producción de H_2 (g/s) y voltaje del stack (V)



Nota. MathWorks (2026).

Figura 13.

Resultados potencia eléctrica y térmica (kW), y temperatura del stack (°C)



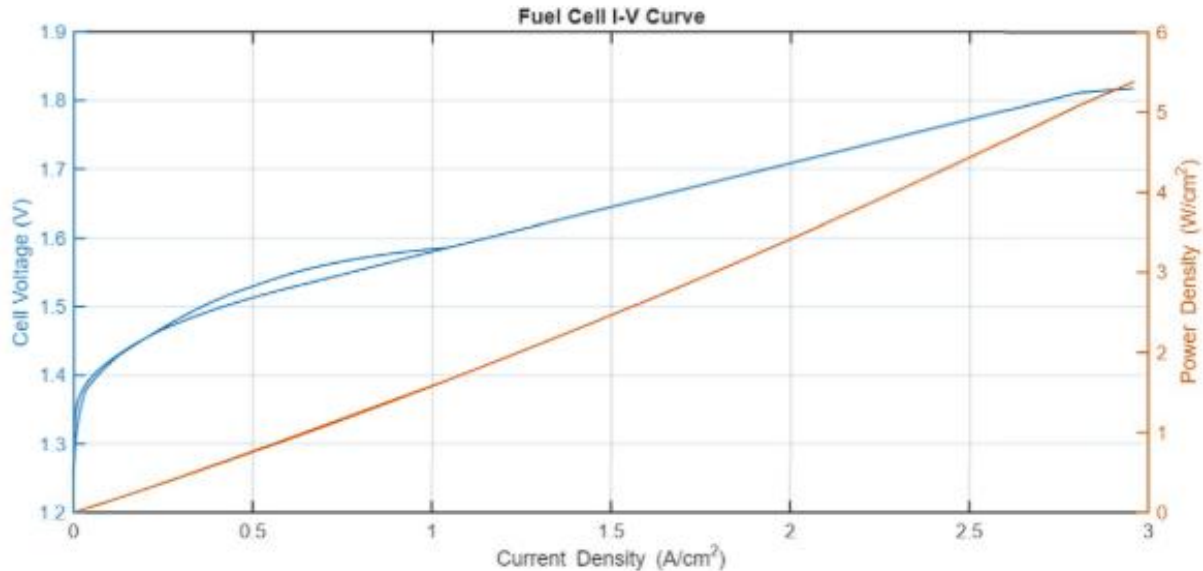
Nota. MathWorks (2026).

La gráfica en la Figura 12 de producción de hidrógeno evidencia que la tasa de generación sigue fielmente el perfil de potencia solar disponible, alcanzando un valor máximo de aproximadamente 1,2 g/s en torno al mediodía ($t \approx 40.000$ s) y retornando a cero fuera del período de irradiancia. El voltaje del stack oscila entre los 180 V en condiciones de baja carga y los 270 V en el pico de operación, lo que refleja el incremento de las pérdidas de activación y óhmicas a mayor densidad de corriente. En cuanto a la potencia, la Figura 13 permite analizar como la componente eléctrica domina sobre la disipación térmica con un pico cercano a los 220 kW, mientras que el calor disipado se mantiene por debajo de los 50 kW durante todo el período activo. Por último, la temperatura del stack se estabiliza rápidamente en los 80 °C y permanece constante a lo largo de toda la ventana de operación, lo cual evidencia la efectividad del sistema de gestión térmica mediante el intercambiador de calor y el agua de recirculación.

En la Figura 14 presenta la curva característica tensión-corriente (I-V) del electrolizador PEM obtenida a partir del registro de Simscape, la cual describe el comportamiento electroquímico de una celda individual del stack.

Figura 14.

Curva I-V: tensión y densidad en función de la densidad de corriente



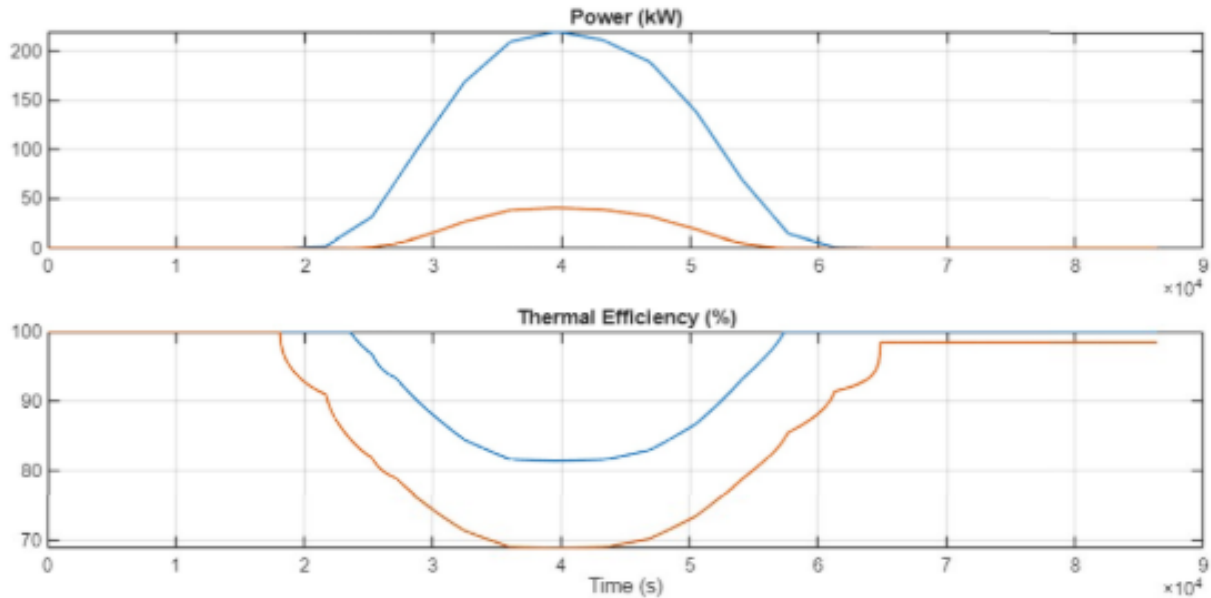
Nota. MathWorks (2026).

La curva reproduce el comportamiento típico de un electrolizador PEM de alta presión. Para densidades de corriente bajas ($< 0,2 \text{ A/cm}^2$) se aprecia un salto inicial de tensión asociado a las pérdidas de activación de los electrodos. En la región intermedia, la relación tensión-corriente es aproximadamente lineal y está dominada por las pérdidas óhmicas de la membrana. El punto de operación máximo se sitúa en torno a $1,81 \text{ V}$ y 3 A/cm^2 , con una densidad de potencia máxima de $\approx 5,4 \text{ W/cm}^2$, valor consistente con la literatura para electrolizadores PEM de alta presión a $80 \text{ }^\circ\text{C}$ (Liso et al., 2018). Las dos trayectorias visibles en la curva de tensión corresponden a las fases de calentamiento y enfriamiento del stack, poniendo de manifiesto la histéresis térmica del sistema.

En la Figura 15 se compara la potencia eléctrica consumida con el calor disipado por el electrolizador, junto con la eficiencia térmica del sistema a lo largo del ciclo de operación.

Figura 15.

Energía consumida electrolizador y eficiencia térmica del electrolizador



Nota. MathWorks (2026).

El panel superior muestra la potencia eléctrica consumida por el electrolizador (curva azul) y el calor disipado por el sistema (curva naranja) a lo largo del ciclo de operación. La potencia eléctrica alcanza un pico de aproximadamente 220 kW en el período de máxima irradiancia solar, mientras que el calor disipado se mantiene en valores considerablemente menores, con un máximo cercano a los 50 kW, confirmando que la mayor parte de la energía suministrada se destina directamente al proceso de electrólisis. Ambas curvas presentan un perfil sinusoidal simétrico, coherente con el comportamiento típico de la irradiancia solar a lo largo del día.

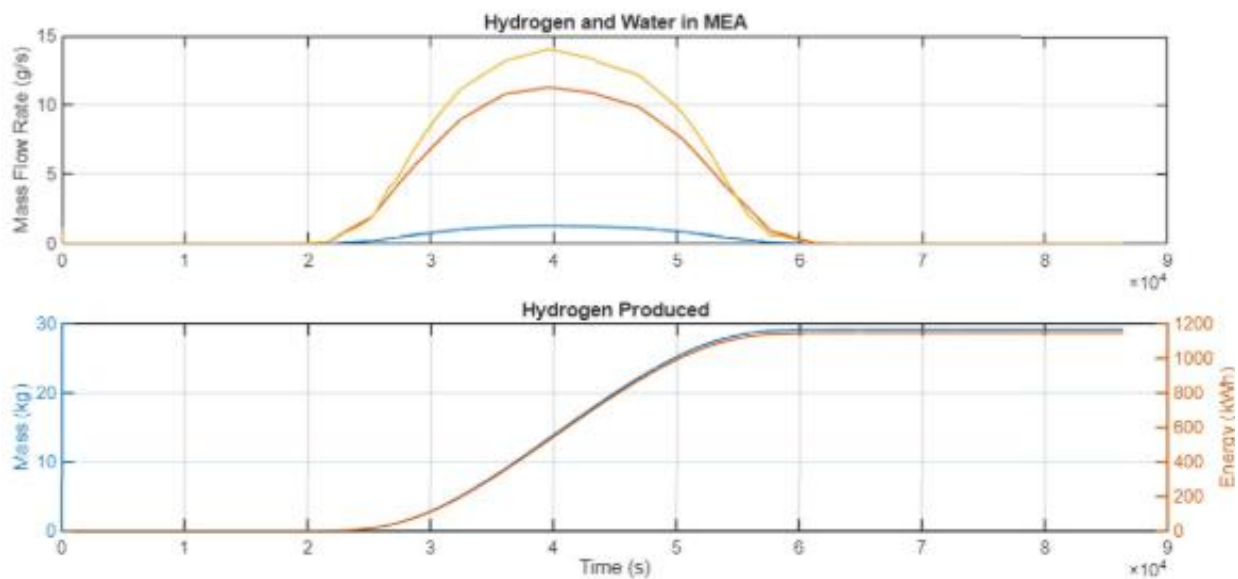
El panel inferior presenta la eficiencia térmica del electrolizador operando a una densidad de corriente de 4 A/cm², evaluada tanto en base al valor calorífico superior (HHV, curva azul) como al valor calorífico inferior (LHV, curva naranja). Durante el período de máxima carga, la eficiencia basada en HHV desciende hasta aproximadamente el 78–80%, mientras que la eficiencia

basada en LHV cae hasta valores cercanos al 65–68%, reflejando las mayores pérdidas asociadas al incremento de densidad de corriente respecto a condiciones de operación más conservadoras. Al inicio y al final del ciclo activo, ambas curvas convergen hacia valores próximos al 95–100%, correspondientes a condiciones de baja carga donde las pérdidas óhmicas y de activación son mínimas. Este comportamiento evidencia el compromiso entre productividad y eficiencia: a mayor densidad de corriente, mayor tasa de producción de hidrógeno, pero con una penalización notable en la eficiencia energética del sistema.

La Figura 16 ilustra los flujos máxicos de hidrógeno y agua en el MEA, así como la masa acumulada de hidrógeno producida y la energía equivalente almacenada a lo largo del día de simulación.

Figura 16.

Flujos máxico en el MEA (g/s) e hidrógeno producido (kg)



Nota. MathWorks (2026).

El panel superior muestra los flujos máxicos instantáneos en el MEA: el caudal de agua consumida en el ánodo es el de mayor magnitud, alcanzando un pico de ≈ 14 g/s, mientras que el hidrógeno generado en el cátodo llega a ≈ 11 g/s en el instante de máxima potencia. El agua transportada hacia el cátodo por electroósmosis y diferencia de presión hidráulica, con un pico de $\approx 1,2$ g/s, justifica la presencia del subsistema de deshumidificación para garantizar la pureza del hidrógeno de salida (MathWorks, 2024). El panel inferior indica que la masa total del hidrógeno producida al final del ciclo diario asciende a ≈ 29 kg, con una energía equivalente de ≈ 1.170 kWh.

Aunque el sistema demuestra viabilidad técnica, el análisis económico preliminar evidencia que, bajo precios actuales de electricidad del orden de 0,10 USD/kWh, la producción de hidrógeno mediante electrólisis presenta márgenes reducidos o incluso negativos cuando la energía proviene de la red (Stargate Hydrogen, 2024). Sin embargo, en el presente caso, el uso de energía solar permite desacoplar el costo operativo del precio del kWh, trasladando el peso económico hacia la inversión inicial (CAPEX). Esto transforma el problema en uno de amortización y escala, más que de costo energético directo.

En este sentido, la rentabilidad del sistema dependerá principalmente de factores como el costo nivelado de la energía (LCOE) del sistema fotovoltaico, el costo del electrolizador y el precio de mercado del hidrógeno verde, el cual aún presenta alta variabilidad, típicamente en el rango de 3–7 USD/kg (International Energy Agency, 2025). Por tanto, aunque el sistema es técnicamente viable, su viabilidad económica está condicionada a escenarios de reducción de costos tecnológicos o a la existencia de incentivos regulatorios.

4.3 Indicadores de Desempeño del Sistema de Producción de Hidrógeno Verde

En esta sección se introducen las ecuaciones resueltas, obtenidas a partir de los datos y supuestos definidos en la metodología. De esta manera, se presentan resultados cuantitativos concretos que facilitan la interpretación del desempeño del sistema y permiten una evaluación directa de cada indicador. La información detallada, incluyendo el desarrollo completo de las ecuaciones y los datos utilizados, se encuentra consignada en el apéndice B.

4.3.1 Indicadores de producción y consumo de recursos

Tasa de producción de hidrógeno verde

Aplicando los parámetros obtenidos de la simulación con una potencia eléctrica nominal de 220 kW y consumo específico de 4,5 kWh/Nm³, derivado de la relación entre la energía total consumida (1.200 kWh) y el volumen de hidrógeno producido, la tasa de producción resulta:

$$Q_{H_2} = \frac{220 \text{ kW}}{4,5 \text{ kWh/Nm}^3} = 48,9 \text{ m}^3/\text{h} \approx 4,4 \text{ kg} \frac{H_2}{\text{h}}$$

Este resultado es consistente con el comportamiento observado en el Scope (Ver Figura 12), donde la señal de producción de H₂ alcanza un pico de aproximadamente 1,2 g/s (\approx 4,68 kg/h) durante la fase de máxima irradiancia.

Producción anual de hidrógeno

Con una irradiación solar representativa de Barrancabermeja de 5,0 kWh/m²/día ($H_{sol,eq}$) y para efectos del análisis, se establece que el electrolizador opera 300 días al año, teniendo en cuenta las detenciones por mantenimiento preventivo y correctivo, paradas programadas y otras condiciones que puedan limitar su disponibilidad, la producción anual de hidrógeno verde se estima en:

$$Q_{H_2, \text{ anual}} = 48,9 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} * 5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * 300 \text{ dias} = 73.333 \text{ m}^3/\text{año}$$

$$m_{H_2, \text{anual}} = 73.333 \frac{m^3}{\text{año}} * 0,0899 \text{kg}/m^3 = 6.593 \text{ kg H}_2/\text{año} = 6,6 \text{ t H}_2/\text{año}$$

La producción diaria de hidrógeno obtenida en la simulación, cercana a 29 kg/día (Figura 12), es consistente con la integración del perfil real de generación fotovoltaica mostrado en la Figura 9. Aunque el electrolizador alcanza su operación nominal únicamente durante las horas cercanas al pico de irradiación, existe un intervalo más amplio de operación parcial que contribuye significativamente a la producción total.

En este sentido, el valor simplificado de operación equivalente a 5 horas a plena carga subestima ligeramente la producción diaria, ya que no considera los periodos de carga parcial. Por tanto, la simulación proporciona una estimación más representativa del comportamiento real del sistema.

Consumo de agua para electrólisis

A partir de la relación estequiométrica real observada en la Figura 12 donde el flujo de agua en la MEA supera al flujo teórico de 9 kg/kg H₂ contemplado por la Agencia Internacional de energía (IEA, 2025), debido a las pérdidas por electroósmosis y arrastre, se opta por emplear un promedio ponderado del consumo basado en los datos extraídos de la gráfica, con el fin de representar de manera más precisa el comportamiento del sistema. En consecuencia, el factor de consumo se expresa como $f_{\text{agua}} = 10,5 \text{ kg H}_2\text{O}/\text{kg H}_2$ (IRENA, 2020). El consumo anual de agua resulta:

$$m_{H_2O} = 6.593 \text{ kg H}_2/\text{año} * 10,5 \frac{\text{kgH}_2\text{O}}{\text{kgH}_2} = 69.223 \text{ kg H}_2\text{O}/\text{año} = 69 \text{ t H}_2\text{O}/\text{año}$$

El consumo anual de agua estimado asciende a 69.223 kg/año ($\approx 69 \text{ t/año}$), valor cercano al consumo estequiométrico mínimo de 68.909 kg/año (factor de 9,0 kg de agua por kg de hidrógeno). Esta proximidad evidencia que el simulador reproduce de manera adecuada el

comportamiento real del proceso; sin embargo, la ligera diferencia observada resalta la importancia de no despreciar las pérdidas operativas inherentes al sistema, tales como purgas, arrastre de agua y requerimientos del tratamiento.

Considerando que el simulador reproduce de manera cercana el comportamiento real del sistema, se plantea la posibilidad de optimizar el uso del recurso hídrico mediante estrategias de recirculación y reutilización. Si bien una fracción del agua no reaccionada puede ser recirculada dentro del proceso, es necesario tener en cuenta que las pérdidas asociadas a purgas, arrastre y control de calidad limitan una recirculación total, requiriendo un aporte continuo de agua de reposición.

En este contexto, y dado que el sistema se propone como un sistema auxiliar a la refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol, resulta viable evaluar la integración con la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales de la instalación. La refinería cuenta con capacidades de tratamiento del orden de 11.000 gal/min en sus sistemas principales, mientras que corrientes específicas tratadas en la planta alcanzan aproximadamente 500 gal/min, lo que representa un potencial significativo como fuente de agua para el proceso de electrólisis (Ecopetrol, 2026).

No obstante, el agua proveniente de la planta requiere etapas adicionales de acondicionamiento, tales como filtración avanzada, ósmosis inversa y deionización, con el fin de cumplir los estrictos requerimientos de pureza del electrolizador. En consecuencia, la reutilización de estas corrientes no solo es técnicamente viable, sino que contribuye a la sostenibilidad del sistema al reducir la demanda de agua fresca, siempre que se garantice un adecuado esquema de tratamiento y control de calidad.

4.3.2 Indicadores de sustitución de hidrógeno convencional e impacto ambiental

Porcentaje de sustitución de hidrógeno convencional

Tomando como referencia la producción convencional de hidrógeno gris de la refinería de Barrancabermeja (La República, 2024), estimada en 21.300 t H₂/año mediante reformado de vapor de metano, el porcentaje de sustitución que lograría el sistema fotovoltaico-PEM propuesto es:

$$S_{H_2} = \frac{6,6 \text{ t/año}}{21.300 \text{ t/año}} * 100 = 0,031\%$$

Si bien este porcentaje es reducido y refleja la magnitud de la demanda industrial de la refinería frente a la escala del sistema piloto de 220 kW, su relevancia radica en demostrar la viabilidad técnica y operativa de la producción de hidrógeno verde en el contexto local. Una escalabilidad lineal del sistema a 100 MW, por ejemplo, elevaría la sustitución a aproximadamente el 17%, cifra coherente con los objetivos de descarbonización progresiva planteados por Ecopetrol para el grupo empresarial.

Emisiones de CO₂ evitadas

Con un factor de emisión del proceso SMR de referencia de $FE_{SMR} = 10 \text{ kg CO}_2/\text{kg H}_2$ (Buttler & Spliethoff, 2018), las emisiones de dióxido de carbono evitadas anualmente por el remplazo de hidrógeno gris se calculan como:

$$E_{evitadas} = 6.593 \text{ kg H}_2/\text{año} * 10 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kg H}_2} = 65.927 \text{ kg CO}_2/\text{año} = 66 \text{ t CO}_2/\text{año}$$

Este ahorro de emisiones equivale aproximadamente al CO₂ capturado anualmente por alrededor de 3 500 árboles maduros, o a las emisiones generadas por cerca de 15 vehículos a gasolina convencionales en un año, de acuerdo con factores de equivalencia de la EPA (2023). En el contexto del mercado voluntario de carbono, estas reducciones podrían representar un ingreso adicional aproximado de 660 USD/año, asumiendo un precio de referencia de 10 USD por tonelada

de CO₂ evitada, valor consistente con rangos típicos del mercado internacional de carbono (World Bank, 2023).

Intensidad de carbono del hidrógeno producido

Un análisis de ciclo de vida completo y riguroso de la intensidad de carbono requeriría cuantificar las emisiones incorporadas en la fabricación de los paneles fotovoltaicos, el electrolizador PEM, el sistema de almacenamiento y el balance de planta, así como las asociadas al transporte, instalación y disposición final de los componentes. Dado que dicho análisis detallado excede el alcance del presente estudio, se adopta un valor de referencia tomado de la literatura especializada.

Estudios recientes para sistemas de producción de hidrógeno mediante electrólisis PEM alimentada con energía fotovoltaica reportan valores de potencial de calentamiento global en el rango de 1,75 – 3,08 kgCO₂/kgH₂, en los que la fabricación de los módulos fotovoltaicos representa la mayor contribución a las emisiones totales del sistema (Mancusi, 2023). Asimismo, un estudio comparativo reciente de tecnologías de electrólisis confirma que, bajo escenarios de electricidad renovable, el potencial de calentamiento global del hidrógeno producido por electrólisis PEM se encuentra por debajo del umbral de clasificación como hidrógeno verde, siempre que se contabilicen adecuadamente las emisiones embebidas en la fabricación y el fin de vida de los componentes del sistema (Haxhiu, 2024).

Tomando el extremo superior de este rango como escenario conservador, el sistema analizado se mantiene dentro de los límites de clasificación como hidrógeno verde conforme a los criterios de la Agencia Internacional de Energías Renovables.

4.3.3 Indicadores de eficiencia energética del sistema

Eficiencia del electrolizador PEM

La simulación en Simscape, cuyo perfil de eficiencia térmica se muestra en la Figura 15, reporta una eficiencia promedio del electrolizador PEM a lo largo del ciclo de operación de:

$$\eta_{PEM} = \frac{4,4 \text{ kg } \frac{H_2}{h} * 33,3 \frac{kWh}{kgH_2}}{220 \text{ kW}} * 100 = 66,5\%$$

Este resultado se sitúa dentro del rango típico reportado en la literatura para electrolizadores PEM (54–69%) (Bukar et al., 2025), ubicándose en el extremo superior de dicho intervalo, lo cual es coherente con la temperatura de operación del stack observada en la simulación (80 °C), condición que favorece la cinética de la reacción electroquímica y contribuye a reducir las pérdidas óhmicas en la membrana. La Figura 11 muestra, además, que la eficiencia térmica se mantiene en torno al 80–100% durante los períodos de operación fuera del pico de irradiancia, confirmando el buen comportamiento del modelo ante variaciones de carga parcial.

Eficiencia total del sistema solar–hidrógeno

El módulo fotovoltaico seleccionado presenta una eficiencia de 23%, ubicándose en el extremo superior del rango evaluado y correspondiendo a tecnología monocristalina de alta eficiencia (AutoSolar, 2026). La fabricación de los módulos fotovoltaicos representa la mayor contribución a las emisiones incorporadas del sistema, lo que subraya la importancia de seleccionar módulos de alta eficiencia para maximizar la producción de hidrógeno por unidad de área instalada (Mancusi, 2023). Respecto a las pérdidas eléctricas, los inversores de escala utilitaria presentan eficiencias típicas entre el 95% y el 98%, valor que varía en función de la temperatura de operación y el nivel de carga (RatedPower, 2022), siendo el factor adoptado de $\eta_{inv} = 0,98$ consistente con inversores modernos y un diseño eléctrico cuidadoso. En cuanto al balance de planta, el U.S. Department of Energy estima el consumo de los equipos auxiliares en aproximadamente 4,2 kWh

por kilogramo de hidrógeno producido sobre un consumo total del sistema de producción de 55,2 kWh/kg (U.S. DOE, 2024), lo que equivale a cerca del 7,6% del consumo total. Este valor es consistente con eficiencias del balance de planta en el rango de 92–96%, por lo que el valor adoptado de $\eta_{BOS} = 0,95$ se considera representativo.

El factor más restrictivo de la cadena es el panel fotovoltaico, cuya eficiencia constituye la mayor fuente individual de pérdidas energéticas del sistema, algo intrínseco a la conversión fotovoltaica. Los tres factores restantes ($\eta_{inv} * \eta_{BOS} * \eta_{PEM} = 61,78\%$) demuestran un aprovechamiento eficiente de la energía eléctrica una vez generada, posicionando al sistema en un nivel de desempeño competitivo dentro del estado del arte para sistemas FV–PEM de pequeña y mediana escala.

Considerando los cuatro factores de conversión que componen la cadena fotovoltaica de hidrógeno la eficiencia global del sistema se obtiene como:

$$\eta_{sistema} = 0,23 * 0,98 * 0,95 * 0,665 = 14,2\%$$

Factor de capacidad del sistema fotovoltaico

Con una irradiación solar equivalente de 5,0 kWh/m²/día, el factor de capacidad del sistema fotovoltaico se calcula como:

$$FC = \frac{5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}}}{24 \text{ horas}} = 0,208$$

Este factor de capacidad de 0,208 se sitúa dentro del rango esperado de 0,18–0,22 para la zona de Barrancabermeja, consistente con los valores reportados para sistemas fotovoltaicos en regiones de alta irradiación solar (IRENA, 2020; IEA, 2025), y es coherente con la irradiación horizontal global de la región. Expresado en horas anuales de operación equivalente, el sistema acumula 1.825 horas solares pico al año.

Factor de conversión energética

Sustituyendo los valores característicos del sistema —432 paneles fotovoltaicos de 637,1 W cada uno, correspondientes a una potencia pico instalada de 275,2 kW, un electrolizador PEM de 220 kW de potencia nominal y una tasa de producción medida de 4,4 kg H₂/h— en la expresión del factor de conversión energética, se obtiene:

$$E_{H_2} = 4,4 \text{ kg } H_2/h * 33,3 \text{ kWh/kg} = 146,5 \text{ kWh/h}$$

$$FCE = \frac{146,5 \text{ kWh/h}}{275 \text{ kW}} = 0,53 \frac{\text{kWh}_{H_2}}{\text{kWh}_{solar}}$$

Este resultado indica que, por cada kilovatio de energía solar entregada al sistema, se obtiene aproximadamente 0,53 kg de hidrógeno, lo que equivale a decir que la mitad de la energía eléctrica generada queda almacenada en forma de energía química en el hidrógeno producido. Dicho de otro modo, el vector energético resultante retiene en su entalpía (poder calorífico inferior, PCI = 33,3 kWh/kg) cerca del 53 % de la energía eléctrica de entrada, cifra coherente con las eficiencias globales reportadas para sistemas fotovoltaico-hidrógeno de escala media en condiciones de operación continua.

Para profundizar en el análisis, el factor de conversión se complementa con el consumo específico del electrolizador (*SEC*, por sus siglas en inglés: *Specific Energy Consumption*), definido como la energía eléctrica requerida para producir un kilogramo de hidrógeno:

$$SEC = \frac{275 \text{ kWh/h}}{4,4 \text{ kg/h}} = 62,5 \frac{\text{kWh}}{\text{kg } H_2}$$

El valor obtenido de 62,5 kWh/kg H₂ se sitúa dentro del rango industrial consolidado en la literatura especializada, que para electrolizadores PEM de escala media establece valores típicos entre 50 y 80 kWh/kg H₂ (IRENA, 2022), con referencias de diseño que apuntan a los 55–65

kW/kg H₂ en condiciones óptimas de temperatura y presión. El hecho de que el sistema opere en el extremo inferior-medio de este intervalo indica un funcionamiento eficiente del electrolizador, sin sobrecalentamiento ni degradación significativa de membrana, y con una gestión adecuada de la potencia de entrada proveniente del campo fotovoltaico.

4.3.4 Indicadores de viabilidad económica

Período de Retorno Simple

En la Tabla 19, se muestran los cálculos económicos del estudio de caso que se encuentran a detalle en el apéndice C y su versión en pesos colombianos en el apéndice D.

Tabla 19.

Parámetros económicos.

Variable	Símbolo	Valor	Unidad
Inversión inicial total	CAPEX	524.974	USD ₂₀₂₄
Producción anual de H ₂ verde	$m_{H_2,verde}$	6.593 6,6	kgH ₂ /año tH ₂ /año
Precio venta ref. H ₂	P_{H_2}	5	USD/kgH ₂
OPEX anual (2,5%)	OPEX	13.124	USD/año

Nota. Tasa de cambio utilizada para las conversiones correspondiente al año 2026.

Cabe destacar que el CAPEX presentado integra múltiples componentes económicos del proyecto, incluyendo la inversión en el parque solar, el electrolizador junto con sus sistemas auxiliares, así como los costos de instalación. En este análisis, se considera que los paneles solares suministrados por Autosolar B tienen una vida útil estimada de 25 años; por esta razón, no se contemplan costos de reposición de los paneles dentro del CAPEX ni gastos asociados en el OPEX. En consecuencia, para el horizonte del proyecto no se prevé el reemplazo de la infraestructura fotovoltaica.

Según la Cámara de Hidrógeno de la ANDI y Naturgas (2023), el costo actual de producción de hidrógeno verde en Colombia se sitúa alrededor de USD 5/kgH₂, con proyecciones de reducción hasta USD 1,7/kgH₂ para 2030 (Ministerio de Minas y Energía, Hoja de Ruta del Hidrógeno, 2021). El informe de La República (2024) reporta que en Colombia el costo estimado se encuentra entre USD 4 y USD 8/kgH₂ para 2030. Se adopta el valor conservador de $P_{H_2} = 5,00$ USD/kgH₂ como precio de sustitución o referencia de mercado.

$$B_{anual} = 6.593 \frac{\text{kgH}_2}{\text{año}} * 5 \frac{\text{USD}}{\text{kgH}_2} = 32.963 \frac{\text{USD}}{\text{año}} = 118.666.800 \frac{\text{COP}}{\text{año}}$$

OPEX anual

Los costos operativos y de mantenimiento (OPEX) se estiman como el 2,5% del CAPEX, correspondiente al punto medio del rango típico del 2% al 3% señalado en la literatura técnica (IEA, 2022):

$$OPEX_{anual} = 2,5\% * 524.974 \text{ USD} = 13.124 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

Obtenido el CAPEX, el beneficio anual y OPEX, calculamos el periodo de retorno simple:

$$P_B = \frac{524.974 \text{ USD}}{(32.963 \frac{\text{USD}}{\text{año}} - 13.124 \frac{\text{USD}}{\text{año}})} = 26,46 \text{ años}$$

El período de retorno calculado de 26,46 años, aunque sigue siendo elevado para un proyecto de generación de hidrógeno verde a escala piloto en Colombia, representa una mejora significativa frente a estimaciones previas, evidenciando una mayor cercanía a condiciones de viabilidad económica. Esta reducción sugiere que el sistema comienza a responder de manera más favorable a optimizaciones en variables clave como el costo de la energía, la eficiencia del electrolizador o la integración con fuentes renovables. No obstante, el resultado continúa

reflejando la realidad actual del mercado: el costo de producción del hidrógeno verde en el país (USD 4–6/kgH₂) aún supera ampliamente el umbral de rentabilidad deseable. Esta situación es consistente con los análisis de la Cámara de Hidrógeno ANDI-Naturgas (2023) y la Asociación Hidrógeno Colombia (2025), que identifican como principales barreras el rezago tecnológico y la falta de incentivos gubernamentales estructurados. En este contexto, la viabilidad económica del proyecto mejoraría significativamente si el precio del hidrógeno verde alcanza la meta de USD 1,7/kgH₂ proyectada por el Ministerio de Minas y Energía para 2030.

Costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH)

Se adoptan los valores de la Tabla 20 para el cálculo:

Tabla 20.

Variables calculo LCOH

Variables	Valor
Tasa de descuento anual	0,10 (10%)
Vida útil del proyecto	20 años
Factor de Recuperación de Capital	0,11746

Teniendo en cuenta las variables obtenidas en la Tabla 20:

$$LCOH = \frac{524.974 * 0,11746 + 13.124}{6.593} = 11,34 \frac{USD}{kgH_2}$$

El LCOH obtenido de 11,34 USD/kgH₂ representa una reducción significativa frente a estimaciones previas, lo que evidencia una mejora en el desempeño económico del sistema. Sin embargo, este valor sigue siendo considerablemente superior al costo de referencia del hidrógeno gris proveniente del reformado con vapor de metano (SMR), que oscila entre 1,5 y 2,5 USD/kgH₂,

y al potencial estimado para Colombia de 1,2 a 1,7 USD/kgH₂ según El Colombiano (2024). Este resultado continúa siendo coherente con el carácter piloto del proyecto a pequeña escala, donde los efectos de economía de escala no son aprovechables y el CAPEX específico por unidad de producción resulta elevado. La escala reducida del sistema (electrolizador de baja potencia y módulos fotovoltaicos de capacidad limitada) incrementa el costo nivelado en comparación con instalaciones industriales de mayor envergadura.

No obstante, la disminución del LCOH sugiere que el sistema responde favorablemente a optimizaciones en variables clave, como la mejora en la eficiencia operativa, la reducción de costos energéticos o ajustes en los parámetros financieros. A largo plazo, la viabilidad del proyecto puede fortalecerse mediante tres estrategias principales: la reducción del costo de los electrolizadores PEM, proyectada por la IEA (2022) en un 50–70% hacia 2030; el acceso a mecanismos de financiamiento verde o incentivos estatales contemplados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno del Ministerio de Minas y Energía (2021); y el escalamiento de la capacidad instalada, lo que permitiría diluir el CAPEX fijo en un mayor volumen de producción anual, acercando el LCOH a los rangos competitivos proyectados de 1,2–1,7 USD/kgH₂.

Para consolidar los resultados obtenidos a lo largo del capítulo, en la Tabla 21 se presenta un resumen de los principales indicadores técnicos, energéticos, ambientales y económicos del sistema propuesto. Estos resultados permiten evaluar de manera integral el desempeño del electrolizador PEM acoplado a un sistema fotovoltaico, y sirven como base para el análisis crítico de su viabilidad en el contexto planteado, estos valores se encuentran a detalle en el apéndice E.

Tabla 21.*Recopilación de resultados.*

RESUMEN DE RESULTADOS		
Indicador	Valor	Unidad
Tasa producción H₂ verde	4,4	<i>kg H₂/h</i>
Producción anual masa	6,6	<i>t H₂/año</i>
Consumo Anual de Agua para Electrólisis	69,2	<i>t H₂O/año</i>
Emisiones de CO₂ Evitadas	65,9	<i>t CO₂/año</i>
Eficiencia del Electrolizador PEM	66,53	<i>%</i>
Eficiencia Total del Sistema Solar–Hidrógeno	14,16	<i>%</i>
Factor Conversión Energética	53	<i>%</i>
CAPEX	\$ 524.974	<i>USD</i>
OPEX	\$ 13.124	<i>USD</i>
Beneficio Anual Bruto	\$ 32.963	<i>USD</i>
Período de Retorno Simple	26,46	<i>años</i>
Costo Nivelado de Producción de H₂	11,34	<i>USD/kg H₂</i>

Los resultados obtenidos evidencian que el sistema propuesto alcanza una tasa de producción de 4,4 kg H₂/h, con una producción anual de 6,6 t H₂/año, lo cual corresponde a una escala piloto coherente con la disponibilidad del recurso solar considerado. En este contexto, la eficiencia del electrolizador PEM, estimada en 66,53%, se encuentra dentro del rango reportado en la literatura para tecnologías comerciales (60–70%), lo que respalda la validez del modelo implementado. No obstante, al analizar el sistema de manera integral, la eficiencia global solar–

hidrógeno se reduce a 14,16%, reflejando las pérdidas acumuladas a lo largo de la cadena de conversión fotovoltaica, eléctrica y electroquímica. Este comportamiento es consistente con sistemas acoplados de este tipo y pone de manifiesto uno de los principales desafíos en la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar.

Desde el punto de vista ambiental, el sistema permite evitar aproximadamente 65,9 t CO₂/año, como resultado del desplazamiento de una fuente fósil equivalente. Este valor es proporcional a la producción de hidrógeno obtenida y al factor de emisión de la red eléctrica de referencia, lo que confirma la coherencia de los resultados y resalta el impacto positivo del sistema en términos de mitigación de emisiones.

Sin embargo, al evaluar la viabilidad económica, se identifican limitaciones importantes. El CAPEX estimado de \$524.974 USD y un OPEX de \$13.124 USD/año son consistentes con proyectos de electrólisis a pequeña escala, pero el período de retorno simple de 26,46 años, junto con un costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) de \$11,34 USD/kg H₂, indican que el sistema no es competitivo bajo las condiciones base analizadas. En comparación, el hidrógeno gris presenta costos del orden de 1–2 USD/kg, mientras que los objetivos de la industria para hidrógeno verde se sitúan alrededor de 4 USD/kg hacia 2030. Este resultado no invalida la propuesta, sino que evidencia que su viabilidad depende en gran medida de factores externos, como la implementación de incentivos económicos, subsidios o una reducción significativa en los costos asociados a la tecnología PEM.

4.3.5 Análisis prospectivo y escenarios futuros

Con el fin de evaluar la evolución potencial de la viabilidad del sistema en el mediano y largo plazo, se realizó un análisis prospectivo considerando escenarios futuros para los años 2030

y 2050. Este análisis incorpora tendencias esperadas en la reducción de costos de la energía fotovoltaica, disminución del CAPEX de electrolizadores y mejoras en la eficiencia tecnológica.

Los escenarios planteados en la Tabla 22 se construyeron bajo supuestos de reducción progresiva en el costo de la energía eléctrica, disminución del CAPEX y OPEX, e incrementos en la eficiencia del electrolizador PEM, en línea con proyecciones reportadas en la literatura y tendencias del mercado energético. Estos escenarios se muestran a detalle en el apéndice F, G y H respectivamente.

Tabla 22.

Análisis prospectivo.

Indicador	BASE 2024	2030	2050
Costo energía (USD/kWh)	\$0,10	\$0,07	\$0,04
CAPEX total (USD)	\$524.974	\$341.233	\$209.990
OPEX anual (USD/año)	\$13.124	\$5.972	\$1.837
Producción H ₂ (kg H ₂ /año)	6.593	7.432	8.423
Consumo energético anual (kWh/año)	390.427	390.427	390.427
Costo anual energía (USD/año)	\$39.043	\$27.330	\$15.617
CRF	0,11746	0,11746	0,11746
LCOH (USD/kg H ₂)	\$11,34	\$9,87	\$5,00
Beneficio anual bruto (USD/año)	\$32.963	\$37.160	\$42.115
Período retorno simple (años)	26,5	10,9	5,2
Eficiencia PEM (%)	66,5	75,0	85,0
Eficiencia total sistema (%)	14	16	18
CO ₂ evitado (t CO ₂ /año)	66	74	84
Consumo agua (t H ₂ O/año)	69	74	80

Los resultados evidencian una mejora progresiva en la viabilidad económica del sistema a medida que evolucionan las condiciones tecnológicas y de mercado. En particular, el costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) muestra una reducción sostenida, pasando de 11,34 USD/kg H₂ en el escenario base a 9,87 USD/kg H₂ en 2030 y alcanzando 5 USD/kg H₂ en el escenario proyectado para 2050. Esta disminución está directamente asociada a la reducción del

costo de la energía eléctrica, que representa uno de los principales componentes del costo total de producción, así como a la disminución del CAPEX y las mejoras en la eficiencia del sistema.

A diferencia de escenarios excesivamente optimistas, los valores obtenidos para 2030 aún se sitúan por encima de los objetivos de competitividad internacional, lo que sugiere que, en el mediano plazo, la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis acoplada a energía fotovoltaica podría requerir mecanismos de apoyo, como incentivos económicos o políticas de subsidio, para competir con fuentes convencionales. No obstante, hacia 2050, el LCOH proyectado de 4,95 USD/kg H₂ se aproxima a los rangos considerados competitivos a nivel global, lo que indica un potencial real de adopción masiva en el largo plazo.

En términos de inversión, la reducción del CAPEX de 524.974 USD a 209.990 USD representa un factor determinante en la mejora de la viabilidad económica. Para el presente análisis prospectivo, se consideró una disminución progresiva del costo de inversión, asumiendo un CAPEX equivalente al 65% del valor actual para el escenario 2030 y al 40% para el escenario 2050. Estos supuestos se encuentran alineados con tendencias reportadas en la literatura, donde se proyectan reducciones significativas en los costos de los electrolizadores como resultado de economías de escala, avances tecnológicos y efectos de aprendizaje, con disminuciones cercanas al 39–50% hacia 2050 en escenarios centrales (Böhm et al., 2022). Este comportamiento, junto con la disminución del OPEX anual, contribuye a una reducción significativa del período de retorno simple, que pasa de 26,5 años en el escenario base a 10,9 años en 2030 y a 5,2 años en 2050. Este último valor sugiere un escenario altamente atractivo desde el punto de vista financiero, consistente con un sistema tecnológicamente maduro y con economías de escala consolidadas.

Desde el punto de vista técnico, se observa una mejora continua en la eficiencia del electrolizador PEM, que aumenta de 66,5% a 85,0% en el horizonte de análisis. Esta mejora

impacta directamente en el rendimiento global del sistema, cuya eficiencia total se incrementa de 14% a 18%. Aunque este aumento puede parecer moderado, resulta significativo considerando las pérdidas inherentes a cada etapa de conversión energética, y refleja avances importantes en la optimización de la tecnología.

Adicionalmente, el incremento en la producción anual de hidrógeno, que alcanza 8.423 kg H₂/año en 2050, contribuye tanto a la dilución de costos fijos como al fortalecimiento del impacto ambiental positivo del sistema. En este sentido, las emisiones de CO₂ evitadas aumentan de 66 a 84 t CO₂/año, lo que refuerza el papel del hidrógeno verde como una alternativa efectiva para la descarbonización y remplazo del hidrógeno gris dentro del sector energético.

El incremento en el consumo absoluto de agua a lo largo de los tres escenarios temporales responde directamente al aumento en la capacidad de producción del electrolizador: a mayor generación de hidrógeno, mayor es el volumen total de agua requerido por estequiometría, dado que la electrólisis del agua exige un mínimo teórico de 9 kg de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido, sin considerar pérdidas del sistema. Sin embargo, la eficiencia específica del proceso mejora progresivamente con el tiempo: mientras que en el caso base se consumen 10,5 kg de agua por kg de H₂, esta relación se reduce a 10 kg/kg H₂ en 2030 y a 9,5 kg/kg H₂ en 2050, acercándose al límite estequiométrico teórico. Esta tendencia refleja las mejoras tecnológicas proyectadas en los electrolizadores, logrando un uso cada vez más eficiente del agua, aunque sin poder afectar el límite termodinámico impuesto por la reacción química fundamental.

En conjunto, los resultados del análisis prospectivo indican que, si bien el sistema presenta limitaciones económicas bajo las condiciones actuales, su desempeño mejora de manera significativa bajo escenarios futuros plausibles. Esto sugiere que la viabilidad del hidrógeno verde no depende únicamente de su desempeño técnico intrínseco, sino de la evolución del entorno

económico, tecnológico y regulatorio, lo que posiciona a esta tecnología como una solución estratégica a largo plazo más que una alternativa inmediata.

5. Conclusiones

La vigilancia tecnológica realizada sobre los principales electrolizadores disponibles en el mercado —alcalino (AWE), membrana de intercambio de protones (PEM) y óxido sólido (SOEC)— permitió establecer una referencia técnica adecuada para la toma de decisiones. La revisión de parámetros como la eficiencia energética, el nivel de madurez tecnológica (TRL), los costos de capital (CAPEX y OPEX) y los requerimientos operativos evidenció que cada tecnología presenta ventajas y limitaciones particulares según su contexto de aplicación. El electrolizador PEM se destacó por su mayor eficiencia, su respuesta dinámica ante fuentes intermitentes y su compatibilidad con energía solar fotovoltaica, aspectos fundamentales para el enfoque del proyecto. Esta conceptualización técnica fue la base necesaria para estructurar un proceso de selección multicriterio objetivo y metódico.

La aplicación del método MACBETH, usando criterios ponderados en las áreas técnica, económica y operativa, permitió cuantificar de forma estructurada las diferencias entre las tecnologías evaluadas. Los criterios de mayor impacto en la decisión fueron el LCOH (17%), la integración con energía solar fotovoltaica (15%) y el CAPEX (13%), orientando la evaluación hacia tecnologías con mejor desempeño en escenarios de transición energética. Con esta metodología, el electrolizador PEM obtuvo la puntuación más alta, respaldada por la matriz de PUGH, confirmando su posicionamiento como la alternativa más adecuada para el contexto del proyecto. La combinación de ambos métodos de análisis multicriterio aportó mayor consistencia al proceso de selección y redujo la influencia de la subjetividad en la toma de decisiones.

Aunque la matriz de PUGH mostró que la electrólisis alcalina (AWE) mantiene ventajas relevantes en criterios de madurez tecnológica, confiabilidad operativa y disponibilidad en el mercado colombiano, el análisis de ambas metodologías multicriterio evidenció que el

electrolizador PEM es la opción más adecuada para proyectos destinados a la integración con fuentes renovables intermitentes. Esta variabilidad en los resultados no contradice la selección final, sino que contribuye a identificar que AWE representaría una alternativa fuerte en contextos donde la estabilidad de suministro energético sea prioritaria, mientras que PEM responde de manera más eficiente a la variabilidad del recurso solar fotovoltaico.

La simulación del sistema fotovoltaico PEM, basada en las condiciones solares de Barrancabermeja, demostró la viabilidad técnica del sistema propuesto. El electrolizador alcanzó una tasa de producción de 4,4 kg H₂/h durante las horas de máxima irradiancia, con una producción anual estimada de 6,6 t H₂/año. La eficiencia del electrolizador PEM se situó en 66,5%, valor típico encontrado en la literatura (54–69%). Asimismo, el consumo anual de agua estimado en 69,2 t H₂O/año evidencia la posibilidad de integrar el sistema con la planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería de Barrancabermeja, aportando a la sostenibilidad operativa del estudio.

Desde el punto de vista ambiental, el sistema evita aproximadamente 65,9 t CO₂/año como resultado de sustituir el hidrógeno gris producido. Aunque el porcentaje de sustitución del hidrógeno convencional consumido en la refinería de Barrancabermeja apenas alcanza el 0,031% a escala piloto, la escalabilidad del sistema a 100 MW elevaría dicha sustitución a aproximadamente el 17%, cifra coherente con los objetivos de descarbonización establecidos por Ecopetrol y con la Hoja de Ruta del Hidrógeno del Ministerio de Minas y Energía.

La evaluación económica del sistema reveló que, bajo las condiciones base analizadas, el proyecto no alcanza competitividad frente al hidrógeno gris. El CAPEX estimado de USD 524 974, combinado con un OPEX anual de USD 13 124 y un beneficio anual bruto de USD 32 963, arroja un período de retorno simple de 26,46 años y un costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) de 11,34 USD/kg H₂. Este valor supera considerablemente el costo del hidrógeno gris

(1,5–2,5 USD/kg) y el potencial estimado para el hidrógeno verde en Colombia (1,2–1,7 USD/kg) para 2030. No obstante, los resultados evidencian que la viabilidad del sistema es altamente susceptible a factores externos: la reducción proyectada por la IEA del 50–70% en el costo de los electrolizadores PEM hacia 2030, la implementación de incentivos regulatorios contemplados en la política energética nacional y el escalamiento de la capacidad instalada, son el futuro que permitirían acercar el LCOH a los rangos competitivos proyectados, transformando este sistema piloto en una alternativa económicamente viable para la descarbonización industrial en el contexto colombiano.

A partir de los resultados obtenidos en este proyecto, se identificaron cinco líneas de trabajo que podrían ampliar y fortalecer el alcance de la investigación:

Los electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM) representan una alternativa prometedora que combina las ventajas de los sistemas alcalinos —bajo costo y uso de materiales no preciosos— con la flexibilidad operativa característica de los sistemas PEM. Esta tecnología reporta eficiencias del 54–64% y costos proyectados inferiores a USD 200/kW para 2030, lo que la posiciona como una opción competitiva a mediano plazo. Sin embargo, su nivel de madurez tecnológica actual (TRL 6–7) implica que aún requiere validación a escala industrial (Samitha, 2025). Se recomienda incluirla en futuras revisiones del proceso de selección multicriterio a medida que avance su desarrollo comercial.

El modelo implementado en este proyecto opera con potencias de hasta 220 kW. Una mejora futura consistiría en ampliar su capacidad para simular rangos de potencia superiores, lo que permitiría obtener nuevas variables de análisis, como las pérdidas de eficiencia en puntos críticos del stack (celda) y el comportamiento térmico bajo distintas condiciones de operación.

Esto contribuiría también a mejorar la reproducibilidad del modelo y su validez para proyectos de mayor escala.

Los resultados económicos del presente proyecto evidencian las limitaciones propias de una instalación piloto a pequeña escala. Según las metas del Ministerio de Minas y Energía indican que proyectos con potencias nominales del orden de 100 MW logran reducciones significativas en el costo del hidrógeno gracias a los efectos de economía de escala. Plantear un escenario de estas características, con la metodología desarrollada en este trabajo como base, generaría un proyecto técnicamente robusto y atractivo para grandes inversionistas del sector energético.

Este proyecto consideró la energía fotovoltaica como única fuente de alimentación del electrolizador, con el objetivo de lograr un sistema autónomo y de bajo impacto ambiental. Como trabajo futuro, se recomienda explorar la combinación de energía solar con energía eólica o con respaldo de la red eléctrica convencional. Esta hibridación mejoraría la continuidad operativa del sistema y aumentaría la producción de hidrógeno, aunque conllevaría un incremento en la huella de carbono del proceso que debería evaluarse con cuidado.

Para fortalecer la dimensión de sostenibilidad del proyecto, se propone desarrollar un análisis de ciclo de vida propio y detallado del sistema, que abarque desde la fabricación de los componentes hasta su disposición final. Este tipo de estudio permitiría cuantificar con mayor precisión el impacto ambiental real del sistema y aportar argumentos sólidos sobre su contribución a la descarbonización industrial, más allá de las emisiones evitadas durante la operación.

Referencias Bibliográficas

Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]. (2020). Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. IRENA.

Alcaldía de Barrancabermeja. (2024, octubre 4). Economía. <https://www.barrancabermeja.gov.co/publicaciones/14/economia/>

Aminaho, E. N., Aminaho, N. S., & Aminaho, F. (2025). Techno-economic assessments of electrolyzers for hydrogen production. *Applied Energy*, 399, 126515. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126515>

Appelbaum, J., & Aronescu, A. (2022). Inter-row spacing calculation in photovoltaic fields: A new approach. *Renewable Energy*, 200, 387–394. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.100>

AutoSolar Colombia. (2026). *Panel solar bifacial 710W N-Type Tensite — ficha técnica y precio*. <https://autosolar.co/paneles-solares-24v/panel-solar-bifacial-710w-n-type-tensite>

Banco de la República de Colombia. (2026). *TRM oficial USD/COP — 16 de abril de 2026*. <https://www.dolarhoy.co/> <https://www.banrep.gov.co/es>

BloombergNEF & pv magazine. (2024). *Electrolyzer prices — what to expect*. <https://www.pv-magazine.com/2024/03/21/electrolyzer-prices-what-to-expect/>

Böhm, H., Goers, S., & Zauner, A. (2022). *Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyzer plant size and technology development*. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.09.188>

Bukar, A. L., Menesy, A. S., Kotb, K. M., Chaitusaney, S., Abido, M. A., Kassas, M., Taura, U. H., & Hamza, M. F. (2026). Modelling, design and techno-economic comparison of

electrolyzer technologies for photovoltaic-wind grid-tied hydrogen refueling infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 199, 152514. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.152514>

Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2440–2454. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>

Cámara de Hidrógeno ANDI-Naturgas. (2023). Estado y perspectivas del hidrógeno en Colombia. *Infobae Colombia*, 15 de octubre de 2023.

De la Ossa Medina, D. (2024). Estudio técnico, económico y ambiental de tecnologías emergentes para la producción de hidrógeno verde [Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio Institucional NOESIS. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/44748>

DOE H2NEW Consortium. (2024). *Clean hydrogen production cost: PEM electrolyzer*. <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf>

El-Shafie, M. I. (2023). Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. *Results in Engineering*, 20, 101426. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101426>

Emergente Energia Sostenible y Renovable Colombia, [En línea]. Available: <https://www.emergente.com.co>

Euro Funding, [En línea]. Available: <https://euro-funding.com/en/blog/what-is-the-technology-maturity-scale-trl/>

Fonseca, F. W. S., Vieira, R. G., & Guerra, M. I. S. (2025). *An investigation into photovoltaic system performance ratio installed in a semi-arid region*. IEEE Access. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3613462>

Fontalvo Gómez, C. A., & Vidal Gamboa, E. A. (2017). Estudio conceptual sobre la generación de gas natural sintético a partir de una fuente de energía renovable mediante tecnología "Power to gas" [Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio Institucional NOESIS. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/37220>

Google Earth, [En línea]. Available: <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>

Haxhiu et al. (2024). *Comparative life cycle analysis of electrolyzer technologies for hydrogen production*. Joule. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024>

Hydrogen Technology Observatory, [En línea]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu>

International Energy Agency (IEA), «Global Hydrogen Review 2025,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>.

Khalil, Y. F. (2025). Scoring and ranking methods for evaluating the techno-economic competitiveness of hydrogen production technologies. *Sustainability*, 17(13), 5770. <https://doi.org/10.3390/su17135770>

La República. (2024, septiembre 18). *Grupo Ecopetrol produce un aproximado de 130.000 toneladas de hidrógeno al año*. <https://www.larepublica.co/especiales/avance-en-el-hidrogeno-verde/grupo-ecopetrol-produce-130-000-toneladas-de-hidrogeno-al-ano-3954736>

Li, F., Liu, D., Sun, K., Yang, S., Peng, F., Zhang, K., Guo, G., & Si, Y. (2024). Towards a future hydrogen supply chain: A review of technologies and challenges. *Sustainability*, 16(5), 1890. <https://doi.org/10.3390/su16051890>

Ma, H., Sun, Z., Xue, Z., Zhang, C., & Chen, Z. (2023). A systemic review of hydrogen supply chain in energy transition. *Frontiers in Energy*, 17, 102–122. <https://doi.org/10.1007/s11708-023-0861-0>

Mancusi et al. (2023). *The Carbon Footprint of Hydrogen Produced with State-of-the-Art Photovoltaic Electricity Using Life-Cycle Assessment Methodology*. *Energies*, 16(13), 5190. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/13/5190>

MathWorks. (2024). *PEM electrolysis system model (Simscape documentation)*. <https://la.mathworks.com/help/simscape/ug/pem-electrolysis-system.html>

Muñoz Fernández, J. A., & Beleño Mendoza, W. A. (2021). Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia [Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio Institucional NOESIS. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/11240>

NASA POWER Project Team. (2026). NASA Worldwide Energy Resources POWER. National Aeronautics and Space Administration. <https://power.larc.nasa.gov/>

Nel ASA & Proton OnSite. (2015/2024). *M-Series PEM megawatt electrolyzer specifications*. <https://www.businesswire.com/news/home/20150114005114/en/>

NREL (Badgett, A., et al.). (2024). *Updated manufacturing cost analysis for PEM water electrolyzers (NREL/TP-6A20-87625)*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf>

RatedPower. (2022). *Ultimate guide to utility-scale PV system losses*. <https://ratedpower.com/blog/utility-scale-pv-losses/>

Samitha.(2025). *Experimental assessment and digital twin modeling of integrated AEM electrolyzer-PEM fuel cell-BESS systems*. *Energies*, 18(23), 6318. <https://doi.org/10.3390/en18236318>

- Stargate Hydrogen. (2024). *Hydrogen price: What determines the cost of green hydrogen?*
Recuperado de: <https://stargatehydrogen.com/blog/hydrogen-price/>
- Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME]. (2026). Recursos energéticos renovables en Colombia. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. <https://www.upme.gov.co/>
- U.S. Department of Energy (DOE). (2024). *Clean hydrogen production cost: PEM electrolyzer*. <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf>
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2024). *Greenhouse Gas Equivalencies Calculator*. <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator>
- Velasquez-Jaramillo, M., García, J.-G., & Vasco-Echeverri, O. (2024). Techno economic model to analyze the prospects of hydrogen production in Colombia. *International Journal of Thermofluids*, 22, 100597. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2024.100597>
- Vennage Inc. (2024, diciembre 4). *Mejora tus decisiones con la matriz de PUGH: Guía práctica y efectiva*. <https://es.venngage.com/blog/matriz-de-PUGH/>
- World Bank. (2023). *State and Trends of Carbon Pricing 2023*. Banco Mundial. <https://openknowledge.worldbank.org/>
- Yoon, K. J., Lee, S., Park, S.-Y., & Minh, N. Q. (2025). Advances in high-temperature solid oxide electrolysis technology for clean hydrogen and chemical production: Materials, cells, stacks, systems and economics. *Progress in Materials Science*, 154, 101520. <https://doi.org/10.1016/j.pmatsci.2025.101520>

Apéndices

Apéndice A. Código del modelo de electrólisis de PEM en MATLAB.

```

% Parámetros para PEMElectrolysisSystem - Tecnología: Proton OnSite

%% Condiciones ambientales

env_p = 0.101325; % [MPa] Presión atmosférica

env_T = 28; % [degC] Temperatura ambiente

solar_profile_time = (0:23)' * 3600; % [s]

solar_profile_power = [0 0 0 0 0 0 1.8 31.4 101.6 168.3 209.7 220.0 211.3 189.4 138.6
69.2 14.3 0.9 0 0 0 0 0]'; % [kW]

%% Parámetros del stack - Proton OnSite

% Voltaje de celda nominal mayor → más celdas en serie para alcanzar 5 V/celda

stack_num_cells = 146; % [-] Número de celdas (escalado a 5.0 V/celda)

stack_area = 280; % [cm^2] Área activa de la celda (estándar)

stack_t_membrane = 125; % [um] Espesor de membrana (Nafion 117 típico)

stack_t_gdl_A = 25; % [um] Espesor GDL ánodo

stack_t_gdl_C = 250; % [um] Espesor GDL cátodo

stack_w_channels = 1; % [cm] Ancho de canales de gas

stack_num_channels = 8; % [-] Número de canales por celda

stack_io = 1e-04; % [A/cm^2] Densidad de corriente de intercambio

stack_alpha = 0.7; % [-] Coeficiente de transferencia de carga

stack_D_gdl_A = 0.07; % [cm^2/s] Difusividad del agua en GDL ánodo

```

stack_D_gdl_C = 0.07; % [cm²/s] Difusividad del agua en GDL cátodo

stack_membrane_rho = 2000; % [kg/m³] Densidad de membrana seca

stack_membrane_MW = 1.1; % [kg/mol] Peso equivalente de membrana seca

stack_me_a_rho = 1800; % [kg/m³] Densidad global del MEA

stack_me_a_cp = 870; % [J/(kg*K)] Calor específico del MEA

water_pipe_D = 0.01; % [m] Diámetro tubería de agua

gas_pipe_D = 0.01; % [m] Diámetro tubería de gas

%% Dimensiones del intercambiador de calor

% Escalado proporcional a la potencia

exchanger_L = 2; % [m] Longitud total del radiador (escalada)

exchanger_W = 0.025; % [m] Ancho total del radiador

exchanger_H = 0.85; % [m] Altura total del radiador (escalada)

exchanger_N_tubes = 45; % [-] Número de tubos (escalado)

exchanger_tube_H = 0.0015; % [m] Altura de cada tubo

exchanger_fin_spacing = 0.002; % [-] Espaciado de aletas

exchanger_eta_fin = 0.7; % [-] Eficiencia de aletas

exchanger_gap_H = (exchanger_H - exchanger_N_tubes*exchanger_tube_H) /
(exchanger_N_tubes - 1);

exchanger_air_area_primary = 2 * (exchanger_N_tubes - 1) * exchanger_W *
(exchanger_L + exchanger_gap_H);

$$\text{exchanger_N_fins} = (\text{exchanger_N_tubes} - 1) * \text{exchanger_L} / \text{exchanger_fin_spacing};$$

$$\text{exchanger_air_area_fins} = 2 * \text{exchanger_N_fins} * \text{exchanger_W} * \text{exchanger_gap_H};$$

$$\text{exchanger_tube_Leq} = 2 * (\text{exchanger_H} + 20 * \text{exchanger_tube_H} * \text{exchanger_N_tubes});$$

Apéndice B. Supuestos y parámetros técnicos y financieros.

Parámetro	Valor	Unidad
— PARQUE SOLAR —		
Número de paneles solares	432	und
Potencia unitaria del panel	710	W
Potencia total FV instalada (kWp)	275	kWp
Eficiencia del panel	22.86%	%
Dimensiones panel (m ²)	3.11	m ²
Temperatura de operación	-40 a +85	°C
Coficiente de temperatura (Pmax)	0.00	%/°C
Vida útil paneles	25.00	años
Garantía de producto	10.00	años
Degradación anual	0.40%	%/año
Precio unitario panel (COP)	600,000.00	COP
— ELECTROLIZADOR —		
Marca / Modelo	Nel Hydrogen (ex-Proton OnSite)	—
Potencia nominal electrolizador	220.00	kW
Tecnología	PEM	—
Número de celdas en stack	146.00	celdas
Área activa de celda	280.00	cm ²
Corriente nominal (I _{nom})	342.00	A
Voltaje nominal de celda	1.71	V/celda
Espesor membrana Nafion-117	125.00	µm
Espesor GDL ánodo	25.00	µm
Espesor GDL cátodo	250.00	µm
Ancho de canales de gas	1.00	cm
Eficiencia del electrolizador	67.00%	%
Producción H ₂ a plena carga	0	kg H ₂ /h
Vida útil stack (horas)	80,000.00	h
Vida útil electrolizador (sistema)	20.00	años

CAPEX PEM electrolizador (\$/kW)	1,400.00	USD/kW
— INTERCAMBIADOR DE CALOR —		
Longitud total del radiador	2.00	m
Ancho total del radiador	0.03	m
Altura total del radiador	0.85	m
Número de tubos	45.00	—
Altura de cada tubo	0.00	m
Espaciado de aletas	0.00	m
Eficiencia de aletas	0.70	—
— FINANCIERO —		
Tasa de cambio USD/COP	3,603.00	COP/USD

Apéndice C. CAPEX del proyecto en USD.

#	Ítem / Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unit. (USD)	Subtotal (USD)	% del Total
A PARQUE FOTOVOLTAICO						
A1	Paneles solares bifaciales 710W N-Type Tensite	432	und	195.54	84,474.04	14.7%
A2	Inversor solar trifásico On-Grid / Híbrido 250 kVA	1	und	13,000.00	13,000.00	2.5%
A3	Infraestructura y Mano de obra instalación parque solar	1	global	9,000.00	9,000.00	1.7%
B SISTEMA ELECTROLIZADOR PEM 220 kW — NEL / PROTON ONSITE						
B1	Electrolizador PEM 220 kW (stack + BOP — sistema completo)	220	kW	1,400.00	308,000.00	59.6%
B2	Rectificador AC/DC de alta eficiencia (>97%)	1	global	28,000.00	28,000.00	5.4%
B3	Sistema de purificación y secado de H ₂ (PSA/desiccant)	1	global	18,000.00	18,000.00	3.5%
B4	Intercambiador de calor (dimensiones Tabla 14)	1	und	8,500.00	8,500.00	1.6%
B5	Sistema de agua des-ionizada (DI Water) + osmosis inversa	1	global	15,000.00	15,000.00	2.9%
B6	Tanque buffer H ₂ (presión 30 bar)	1	und	12,000.00	12,000.00	2.3%
B7	Sistema de compresión H ₂ (30→200 bar para almacenamiento)	1	global	20,000.00	20,000.00	3.9%
B8	Tuberías, válvulas y accesorios	1	global	9,000.00	9,000.00	1.7%
CAPEX TOTAL DEL PROYECTO (USD)					524,974.04	
CAPEX específico electrolizador (USD/kW instalado)					2,386.25	

Apéndice D. CAPEX del proyecto en COP.

#	Ítem / Descripción	Subtotal (COP)	% del Total
A PARQUE FOTOVOLTAICO			
A1	Paneles solares bifaciales 710W N-Type Tensite	304,359,984	14.7%
A2	Inversor solar trifásico On-Grid / Híbrido 250 kVA	46,839,000	2.5%
A3	Mano de obra instalación parque solar	32,427,000	1.7%
B SISTEMA ELECTROLIZADOR PEM 220 kW — NEL / PROTON ONSITE			
B1	Electrolizador PEM 220 kW (stack + BOP — sistema completo)	1,109,724,000	59.6%
B2	Rectificador AC/DC de alta eficiencia (>97%)	100,884,000	5.4%
B3	Sistema de purificación y secado de H ₂	64,854,000	3.5%
B4	Intercambiador de calor (Tabla 14)	30,625,500	1.6%
B5	Sistema de agua des-ionizada + osmosis inversa	54,045,000	2.9%
B6	Tanque buffer H ₂ (presión 30 bar)	43,236,000	2.3%
B7	Sistema de compresión H ₂ (30→200 bar)	72,060,000	3.9%
B8	Tuberías, válvulas y accesorios	32,427,000	1.7%
CAPEX TOTAL DEL PROYECTO (COP)		1,891,481,484	
CAPEX específico (COP/kW instalado)		8,597,643	

Apéndice E. Indicadores de desempeño.

Indicador / Parámetro	Ecuación de Referencia	Resultado	Unidad
3.6.1 Indicadores de Producción y Consumo de Recursos			
Potencia nominal electrolizador PEM (P_ELZ)	220.00	220	kW
Consumo energético específico electrolizador (E_esp)	4.5	4.5	kWh/Nm ³
Tasa de Producción de Hidrógeno Verde (Q_H2) [Ec. 9]	$Q_{H2} = P_{ELZ} / E_{esp}$	48.9	m ³ /h
→ Equivalente en masa (ρ_H2 = 0.0899 kg/Nm ³)	$Q_{H2} \times \rho_{H2}$	4.4	kg H ₂ /h
Horas Solares Equivalentes diarias (H_sol,eq)	5	5.0	h/día

Días de operación al año	300	300	días/año
Producción Anual de H ₂ Verde — Volumen (Q_H2,anual)	$Q_{H2} \times H_{sol,eq} \times 300$	73,333	m ³ /año
Producción Anual de H ₂ Verde — Masa (m_H2,anual)	$Q_{H2,anual} \times \rho_{H2}$	6,593	kg H ₂ /año
→ Equivalente en toneladas	$m_{H2,anual} / 1000$	6.6	t H ₂ /año

Consumo de Agua para Electrólisis

Factor consumo específico de agua (f_agua)	10.5	10.5	kg H ₂ O/kg H ₂
Consumo Anual de Agua para Electrólisis (m_H2O)	$m_{H2,anual} \times f_{agua}$	69,223	kg H ₂ O/año
→ Equivalente en toneladas	$m_{H2O} / 1000$	69.2	t H ₂ O/año

3.6.2 Indicadores de Sustitución de Hidrógeno Convencional e Impacto Ambiental

Producción total anual H ₂ convencional refinería (m_H2,total)	21,300,000	21,300,000	kg H ₂ /año
Porcentaje de Sustitución de H ₂ Convencional (S_H2%)	$(m_{H2,verde} / m_{H2,total}) \times 100$	0.031%	%
Factor de emisión SMR con gas natural (FE_SMR)	10	10	kg CO ₂ /kg H ₂
Emisiones de CO ₂ Evitadas (E_evitadas)	$m_{H2,verde,anual} \times FE_{SMR}$	65,927	kg CO ₂ /año
→ Equivalente en toneladas de CO ₂	$E_{evitadas} / 1000$	65.9	t CO ₂ /año
→ Ingreso potencial mercado de carbono (@ 10 USD/t CO ₂)	$E_{evitadas}[t] \times 10 \text{ USD/t}$	USD 659.27	USD/año

3.6.3 Indicadores de Eficiencia Energética del Sistema

PCI del hidrógeno (PCI_H2)	3.00	3.00	kWh/Nm ³
Tasa de producción Q_H2	48.9	48.9	m ³ /h
Potencia nominal electrolizador (P_ELZ)	220.00	220	kW
Eficiencia del Electrolizador PEM (η_{PEM})	$(Q_{H2} \times PCI_{H2}) / P_{ELZ} \times 100$	66.53%	%
Eficiencia panel fotovoltaico (η_{panel})	0.23	22.86%	%

Eficiencia inversor (η_{inv})	0.98	98.00%	[adim]
Eficiencia balance de planta (η_{BOS})	0.95	95.00%	[adim]
Eficiencia Total del Sistema Solar-Hidrógeno ($\eta_{sistema}$)	$\eta_{panel} \times \eta_{inv} \times \eta_{BOS} \times \eta_{PEM}$	14.16%	%

3.6.4 Factor de Capacidad del Sistema Fotovoltaico

Horas solares equivalentes diarias promedio ($H_{sol,eq}$)	5	5.0	h/día
Factor de Capacidad del Sistema FV (FC)	$H_{sol,eq} / 24$	0.208	[adim]
→ Horas solares pico anuales equivalentes	$FC \times 8760 \text{ h/año}$	1,825	$h_{pico}/año$

3.6.5 Indicadores de Viabilidad Económica

CAPEX total del proyecto	\$ 524,974.04	USD 524,974.04	USD
Producción anual de H₂ verde ($m_{H2,verde,anual}$)	6,593	6,593	kg H ₂ /año
Precio de referencia H₂ verde (P_{H2})	5	USD 5.00	USD/kg H ₂
Beneficio Anual Bruto (B_{anual})	$m_{H2,verde,anual} \times P_{H2}$	USD 32,963.33	USD/año
OPEX anual (2.5% del CAPEX)	\$ 13,124.35	USD 13,124.35	USD/año
Período de Retorno Simple (PB)	$CAPEX / (B_{anual} - OPEX_{anual})$	26.46 años	años
Tasa de descuento anual (r)	10%	10%	%
Vida útil del proyecto (n)	20	20	años
Factor de Recuperación de Capital (CRF)	$r \times (1+r)^n / ((1+r)^n - 1)$	0.11746	[adim]
Costo Nivelado de Producción de H₂ — LCOH	$(CAPEX \times CRF + OPEX_{anual}) / m_{H2,anual}$	USD 11.34	USD/kg H ₂

Apéndice F. Escenario base 2026.

ESCENARIO BASE		
Parámetro	Valor	Unidad
Año de referencia del escenario	2024	—
Costo energía eléctrica (USD/kWh)	0.1000	USD/kWh
Factor ajuste CAPEX vs. base 2024	1.0000	adim.
Eficiencia electrolizador PEM (η_{PEM})	0.6653	adim.
Factor ajuste OPEX vs. base 2024	1.0000	adim.
Precio venta H₂ verde (P_H2)	\$5.00	USD/kg H ₂
Tasa de descuento anual (r)	0.1000	adim.
Vida útil proyecto (n)	20	años

Apéndice G. Supuestos escenario 2030.

SUPUESTOS DEL ESCENARIO 2030		
Parámetro	Valor	Unidad
Año de referencia del escenario	2030	—
Costo energía eléctrica (USD/kWh)	0,0700	USD/kWh
Factor ajuste CAPEX vs. base 2024	0,6500	adim.
Eficiencia electrolizador PEM (η_{PEM})	0,7500	adim.
Factor ajuste OPEX vs. base 2024	0,7000	adim.
Precio venta H₂ verde (P_H2)	\$5,00	USD/kg H ₂
Tasa de descuento anual (r)	0,1000	adim.
Vida útil proyecto (n)	20	años

Apéndice H. Supuestos escenario 2050.

SUPUESTOS DEL ESCENARIO 2050		
Parámetro	Valor	Unidad
Año de referencia del escenario	2050	—
Costo energía eléctrica (USD/kWh)	0,0400	USD/kWh
Factor ajuste CAPEX vs. base 2024	0,4000	adim.
Eficiencia electrolizador PEM (η_{PEM})	0,8500	adim.
Factor ajuste OPEX vs. base 2024	0,3500	adim.
Precio venta H₂ verde (P_H2)	\$5,00	USD/kg H ₂
Tasa de descuento anual (r)	0,1000	adim.
Vida útil proyecto (n)	20	años