

Revisión de literatura sobre los procedimientos de cálculo para los valores nivelados del costo del hidrógeno (LCOH) para la producción de hidrógeno verde.

Jorge Andres Fonseca Cobos

Proyecto de trabajo de grado requerido para optar título de ingeniería Química

Director

Giovanni Morales Medina

Ingeniero Químico

Universidad Industrial De Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de ingeniería Química

Bucaramanga

2026

Tabla de contenido

Introducción.....	7
1. Marco conceptual y estado del arte.....	11
1.1. Hidrógeno como vector energético.	11
1.2 Clasificación del hidrógeno verde por su ruta de obtención e impacto ambiental.	12
1.3. Electrólisis del Agua.	13
<i>1.3.1 Tecnologías de electrólisis.</i>	<i>14</i>
1.4 El Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH).....	15
<i>1.4.1 Componentes del LCOH.....</i>	<i>16</i>
1.5 Políticas públicas de fomento al hidrógeno verde.	20
2.Objetivos	22
2.1 Objetivo General.....	22
2.2. Objetivos Específicos.....	22
3. Metodología.....	23
3.1. Fase 1 - Revisión sistemática de la literatura: Protocolo PRISMA 2020.	23
<i>3.1.1 Justificación del protocolo seleccionado:.....</i>	<i>23</i>
<i>3.1.2 Fuentes y bases de datos:</i>	<i>23</i>
<i>3.1.3 Ecuaciones de búsqueda:</i>	<i>24</i>
<i>3.1.4 Criterios de elegibilidad:.....</i>	<i>25</i>
3.2 Fase II: Análisis comparativo de las metodologías de cálculo del LCOH.	26
3.3 Fase III: Comparación de los métodos de cálculo del LCOH: aproximados vs. Rigurosos.	27
<i>3.3.1 Definición operacional de los dos enfoques de cálculo.....</i>	<i>27</i>
<i>3.3.2 Estructura comparativa.....</i>	<i>28</i>
<i>3.3.3 Parámetros del modelo riguroso</i>	<i>28</i>
<i>3.3.4 Parámetros diferenciados por país y tecnología</i>	<i>30</i>
<i>3.3.5 Procedimiento de implementación y comparación.....</i>	<i>31</i>

4. Resultados	32
4.1 Resultados de la Revisión Sistemática PRISMA.	32
4.1.1 Proceso de selección documental	32
4.1.2 Indicadores bibliométricos de la base documental.....	33
4.1.3 Términos de mayor frecuencia en la base documental	35
4.1.4 Evolución temporal de la producción científica	37
4.1.5 Estudios de mayor impacto identificados	39
4.2 Resultados del análisis comparativo de las metodologías	41
4.3 Resultados del cálculo del LCOH.	46
4.3.1 Parámetros utilizados para el cálculo comparativo.....	46
4.3.2 Factor de recuperación de capital (f_{CRP})	48
4.3.3 Método aproximado - LCOH con escala de referencia (10 MW)	49
4.3.4 Procedimiento riguroso con corrección por escala de producción.	50
4.3.5 Comparación de precisión: método aproximado vs. procedimiento riguroso	53
4.3.8 Análisis de resultados y discusión.	54
Conclusiones	57
Referencias Bibliograficas	59

Lista de tablas.

Tabla 1. Comparativa de las tecnologías de electrólisis para la producción de hidrógeno verde (2024).	14
Tabla 2. Evolución del CAPEX de los electrolizadores AEL y PEM por país (2020–2050).	16
Tabla 3. LCOE de fuentes renovables para producción de hidrógeno verde (2023–2024 y proyección 2030).	18
Tabla 4. WACC nominal y real por país, calculado mediante la ecuación de Fisher con inflación de referencia 2015–2024.	19
Tabla 5. Parámetros diferenciados por país y tecnología.	30
Tabla 6. Proceso de selección PRISMA 2020 para la construcción de la base documental (n = 62 estudios, 2015–2024).	33
Tabla 7. Indicadores bibliométricos de la base documental final (n = 62 estudios, 2015–2024).	34
Tabla 8. Términos con mayor frecuencia en la base documental (n = 62 estudios).	35
Tabla 9. Distribución temporal de los 62 estudios incluidos en la base documental PRISMA.	38
Tabla 10. Estudios de mayor impacto identificados en la revisión sistemática PRISMA.	39
Tabla 11. Caracterización comparativa de las metodologías de cálculo del LCOH identificadas en la base documental.	42
Tabla 12. Rango de LCOH reportado según el método financiero y la tecnología del electrolizador. Fuente solar, condiciones de mercado desarrollado, período 2022–2024.	44
Tabla 13. Parámetros técnico-económicos para el cálculo del LCOH, adoptados para Colombia (COL), Alemania (ALE) y Estados Unidos (USA) en el año base de 2024.	46
Tabla 14. Factor de recuperación de capital (fCRP)	49
Tabla 15. LCOH calculado por el método aproximado (USD/kg H ₂), usando como escala de referencia 10 MW y el WACC real.	50
Tabla 16. CAPEX específico (USD/kW) ajustado por escala. Aplicación de la Ecuación 8 con k = 0,85 y k = 0,75 para PEM y AEL respectivamente.	51
Tabla 17. LCOH calculado por el procedimiento riguroso a diferentes escalas (USD/kg H ₂). Escenarios seleccionados por país.	52
Tabla 18. Comparación de precisión entre el método aproximado y el procedimiento riguroso. Error relativo del método aproximado respecto al riguroso (Δ prec).	53

Resumen

Título: Revisión de los métodos de cálculo del costo nivelado de producción de Hidrogeno Verde.

Autor: Jorge Andrés Fonseca Cobos

Palabras Clave: LCOH, Hidrógeno, PRISMA, WACC, Factor de Capacidad, PEM, AEL, LCOE.

Descripción:

El presente trabajo posiciona al Costo Nivelado del Hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) como el indicador fundamental para evaluar la viabilidad técnica y económica del hidrógeno verde. Mediante el protocolo PRISMA 2020, se elaboró una base documental de 62 estudios (2015–2024), identificando una heterogeneidad metodológica representativa. Las divergencias entre resultados se originan en tres causas: (i) variaciones en la tasa de descuento (WACC), con rangos entre 3.8% y 14.5% según el contexto geográfico; (ii) diferencias en los modelos de CAPEX y OPEX amplificadas por economías de escala y diferencias tecnológicas; y (iii) el método financiero utilizado, cuya elección puede generar diferencias de hasta el 12% en el LCOH estimado.

El análisis comparativo de seis metodologías —Smolinka et al. (2018), Khouya (2021), Eckl et al. (2022), Nigbur et al. (2023), IRENA (2020/2022) e IEA (2022/2023)— permitió seleccionar el método de anualidades con factor de recuperación de capital (CRF) como el más apropiado para comparaciones internacionales, por su adopción en el 58% de los estudios, su transparencia paramétrica y facilidad de análisis de sensibilidad. Al aplicarlo sobre los tres contextos geográficos (Colombia, Alemania y Estados Unidos), se obtuvieron rangos de LCOH para 2024 coherentes con la literatura referenciada.

Los resultados muestran que el recurso eólico de La Guajira posiciona a Colombia con el LCOH más competitivo, alcanzando 4,68 USD/kg H₂ en el mejor escenario (AEL + eólica), confirmando su potencial como hub energético global de hidrógeno verde, con proyecciones por debajo de 1.50 USD/kg H₂ para 2050. Finalmente, se propuso ordenar las variables del LCOH según elasticidad, accesibilidad a los datos y efecto sobre el resultado final, contribuyendo a la estandarización metodológica del indicador.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Giovanni Morales Medina. Ingeniero Químico Dr.

Abstract

Title: Review of Calculation Methods for the Levelized Cost of Green Hydrogen Production.

Author: Jorge Andrés Fonseca Cobos

Key Words: LCOH, Hydrogen, PRISMA, WACC, Capacity Factor, PEM, AEL, LCOE.

Abstract:

This research positions the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) as the fundamental indicator for evaluating the technical and economic feasibility of green hydrogen. Through the PRISMA 2020 protocol, a documentary database of 62 studies (2015–2024) was developed, identifying representative methodological heterogeneity. Divergences among results originate from three causes: (i) variations in the discount rate (WACC), ranging from 3.8% to 14.5% depending on the geographical context; (ii) differences in CAPEX and OPEX models amplified by economies of scale and technological differences; and (iii) the financial method used, whose selection can generate differences of up to 12% in the estimated LCOH.

The comparative analysis of six methodologies, Smolinka et al. (2018), Khouya (2021), Eckl et al. (2022), Nigbur et al. (2023), IRENA (2020/2022), and IEA (2022/2023), enabled the selection of the annuity method with a Capital Recovery Factor (CRF) as the most appropriate approach for international comparisons, given its adoption in 58% of the studies, its parametric transparency, and its ease of sensitivity analysis. When applied to the three geographical contexts (Colombia, Germany, and the United States), LCOH ranges for 2024 were obtained that are consistent with the referenced literature.

The results show that the wind resource of La Guajira positions Colombia as the most competitive country in terms of LCOH, reaching 4.68 USD/kg H₂ in the best-case scenario (AEL + wind energy), confirming its potential as a global green hydrogen energy hub, with projections below 1.50 USD/kg H₂ by 2050. Finally, a framework was proposed to rank LCOH variables according to their elasticity, data accessibility, and effect on the final result, contributing to the methodological standardization of the indicator.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. Department of Chemical Engineering. Director: Giovanni Morales Medina. Chemical Engineer Dr.

Introducción

El incremento de la demanda energética global, impulsado por el crecimiento poblacional, el desarrollo industrial y la digitalización de la economía, han intensificado la dependencia hacia los combustibles fósiles. Los cuales representan la principal causa de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), responsables de impactos ambientales de carácter sistémico e irreversible, como el calentamiento global, la intensificación de eventos climáticos extremos, como el fenómeno del niño y la niña, la acidificación de los océanos y la degradación de ecosistemas críticos (1,2). Frente a esta crisis, la comunidad internacional reafirmó su compromiso colectivo a través del Acuerdo de París (2015), cuyo objetivo central es limitar el incremento de la temperatura media global a 1.5–2 °C respecto a los niveles preindustriales, requiriendo para ello una transformación estructural y profunda de los sistemas energéticos actuales (3).

En el contexto de la transición energética, las energías limpias como la solar fotovoltaica y la eólica en particular, han adquirido un rol protagónico, destacando su bajo impacto al medio ambiente y su creciente competitividad económica. En este sentido, para 2024 el Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) relacionado con la energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos alcanzó un promedio global de 0.043 USD/kWh que representó una caída del 90 % desde 2010, que inició en 0,417 USD/kWh. Por otra parte, la energía eólica (onshore) se situó en 0.034 USD/kWh, logrando una reducción del 70% en su costo si se compara con los 0,113 USD/ kWh que presentaba inicialmente (4). Sin embargo, la naturaleza fluctuante de estas fuentes limpias de energía plantea desafíos fundamentales en términos de estabilidad del sistema eléctrico y almacenamiento de energía. Implementar a gran escala las fuentes renovables intermitentes como la solar y eólica presenta limitaciones técnicas relacionadas con la estabilidad de la red, la

confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico, debido a que su generación depende de las condiciones ambientales, que no se alinean con la demanda energética (5). En los últimos 15 años, la alternativa más difundida fue los sistemas de almacenamiento electroquímico mediante baterías de iones de litio; no obstante, esta tecnología no reúne simultáneamente todos los requisitos de eficiencia, densidad energética, vida útil y escalabilidad requeridos para resolver de forma integral el problema de las fluctuaciones a escala industrial (6).

En este contexto, el hidrógeno molecular (H_2) emerge como un vector energético de primer orden, cuya capacidad para almacenar, transportar y convertir energía con alta densidad gravimétrica (poder calorífico inferior de 120 MJ/kg, el más alto entre los combustibles conocidos) lo hace especialmente atractivo para aplicaciones industriales de alta temperatura, transporte pesado, generación de potencia y exportación de energía renovable. Adicionalmente, su consumo final como combustible emite a la atmósfera únicamente vapor de agua, sin generar emisiones directas de gases de efecto invernadero (7). Sin embargo, esta condición de combustible limpio no es inherente al hidrógeno en sí mismo, sino que depende de forma directa del método empleado para su obtención.

El hidrógeno gris, producido mediante reformado con vapor de metano (SMR), representa el 85% de la producción mundial actualmente y genera entre 10-12 kg $CO_2/kg H_2$ (8). El hidrógeno azul incorpora tecnologías de captura, lo cual reduce las emisiones directas en el punto de producción, aunque para el ciclo de vida completo las emisiones rondan los 7,6–9,3 kg $CO_2/kg H_2$, que depende de factores claves como las tasas de captura y las fugas de metano en la cadena de suministro, dejando grandes interrogantes sobre su efectividad real (9). Por otra parte, el hidrógeno verde, que se produce a partir de la electrólisis del agua, con electricidad 100% renovable, deja una huella de carbono prácticamente nula a lo largo de su ciclo de vida con un

rango entre 0,5-1 kg CO₂/kg H₂, constituyendo la única ruta de producción compatible con los objetivos de la neutralidad climática planteada a nivel mundial para el año 2050 (10).

Pese a su potencial tecnológico y ambiental, el hidrógeno verde enfrenta una barrera económica determinante: su costo de producción. Para el 2024, el rango de estos costos se ubicó entre 3.5 y 6 USD/kg H₂ según la región y la tecnología utilizada, frente a los 1.50–2.50 USD/kg H₂ del hidrógeno gris y 2–3.50 USD/kg H₂ del hidrógeno azul (IEA, 2025; IRENA, 2025). Esta brecha en los precios del hidrógeno hace que el análisis riguroso del Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno (LCOH) sea indispensable para la toma de decisiones de planificación de inversiones, diseño de instrumentos de fomento y política energética (8,11).

El LCOH integra en un solo indicador todos los costos del ciclo de vida de un proyecto de producción del hidrógeno verde: la inversión de capital (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX), el costo del insumo energético (LCOE), el horizonte temporal del proyecto, la tasa de descuento financiero (WACC) y los factores de uso de los equipos. Su carácter integrador lo convierte en el estándar de referencia internacional para comparar tecnologías, contextos geográficos y escenarios de política (12, 13).

Sin embargo, la literatura científica muestra una marcada heterogeneidad metodológica en el cálculo del LCOH. Estudios que se pueden comparar en tecnología y escala reportan valores que difieren en un factor de 2 a 3, dependiendo de las decisiones financieras adoptadas. El hecho de no ser un factor estándar genera inconsistencias que dificultan la comparación entre los proyectos, la formulación de políticas basadas en evidencia y la evaluación objetiva de la competitividad del hidrógeno verde frente a los combustibles convencionales. El meta estudio de Nigbur et al. (2023), elaborado para Agora Energiewende, documenta que la selección de los parámetros financieros determina las diferencias sustanciales entre estudios comparables, y

constata que la mayoría de los estudios de LCOH no declaran con suficiente claridad y consistencia los límites del sistema y los impulsores de costo considerados, lo que compromete la reproducibilidad y comparabilidad de sus resultados. Esta heterogeneidad metodológica adquiere especial relevancia cuando los resultados del LCOH deben orientar decisiones de política energética en contextos nacionales específicos. (14,15,16).

Colombia se presenta como un caso de estudio de gran importancia en este contexto. La Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde presentada por el Gobierno Nacional (16) identifica al país con ventajas comparativas excepcionales para la producción de hidrógeno verde a gran escala: la energía eólica de La Guajira alcanza factores de capacidad de hasta el 63%, equiparables a los mejores sitios onshore del mundo; la región Caribe reporta factor de planta solar del 21%; A partir de estos recursos, la Hoja de Ruta proyecta que el LCOH para el mejor escenario del Caribe Norte podría alcanzar 1,7 USD/kg en 2030 y aproximadamente 1,1 USD/kg en 2050, situando a Colombia entre los cuatro productores más competitivos del mundo (17).

En este sentido, el presente trabajo de investigación desarrolla una revisión sistemática de la literatura tomando como referencia el protocolo PRISMA 2020, con el propósito de identificar, comparar y evaluar los métodos para el cálculo del LCOH del hidrógeno verde documentados entre 2015 y 2024. A partir de un análisis multicriterio de 62 estudios seleccionados, se identifica la metodología de mayor rigor, consistencia y aplicabilidad, la cual se implementa mediante un modelo matemático propio para calcular el LCOH en tres contextos geográficos contrastantes: Colombia, Alemania y Estados Unidos. Los resultados permiten cuantificar el efecto de los principales parámetros financieros y técnicos sobre el costo final, contribuyendo a reducir la heterogeneidad metodológica documentada en la literatura y aportando una referencia técnica para

la toma de decisiones de inversión y política energética en el contexto de la transición energética colombiana.

1. Marco conceptual y estado del arte.

1.1. Hidrógeno como vector energético.

El hidrógeno (H) es el elemento químico más abundante del universo, el cual constituye aproximadamente el 75% de su masa. En la Tierra no se encuentra de forma libre en cantidades significativas. Su baja masa molecular (2.016 g/mol) que favorece su fuga a la atmósfera, manteniéndola en concentraciones de al menos 0.5 ppm en volumen (7). Combinado con otros elementos, el hidrógeno es muy abundante, por ejemplo, el agua (H₂O) que cubre el 71% de la superficie terrestre y los hidrocarburos que representan la principal fuente energética a nivel industrial.

Desde el punto de vista energético, el H₂ molecular presenta propiedades destacadas como vector energético. Su poder calorífico inferior (LHV) es de 120 MJ/kg (33.3 kWh/kg), y su poder calorífico superior (HHV) es de 142 MJ/kg (Los más altos entre los combustibles conocidos). No obstante, su baja densidad volumétrica 0.0899 kg/m³ en condiciones normales (7), implica importantes desafíos en su almacenamiento y transporte, que requieren compresión entre 350 y 700 bar, así como licuefacción a 253 °C y/o conversión a portadores como el amoníaco (NH₃) o los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC) por sus siglas en inglés Liquid Organic Hydrogen Carriers) (18,19).

1.2 Clasificación del hidrógeno verde por su ruta de obtención e impacto ambiental.

La convención cromática adoptada internacionalmente clasifica al hidrógeno según su origen y huella de carbono (20). Esta clasificación tiene implicaciones directas sobre el LCOH, pues determina la estructura de costos, los requerimientos tecnológicos y los instrumentos de política aplicables:

Hidrógeno Gris: Producido mediante reformado con vapor de metano (SMR) o gasificación de carbón (hidrógeno marrón/negro), sin captura de CO₂. Genera entre 10-12 kg CO₂ eq/kg H₂ (gas natural) y hasta 22-26 kg CO₂/kg H₂ (carbón). LCOH actual: 1.50–2.50 USD/kg H₂. Representa aproximadamente 85% de la producción mundial (8,21).

Hidrógeno Azul: SMR o gasificación con sistemas CCUS (captura, uso y almacenamiento de carbono). Considerando el ciclo de vida completo, incluyendo fugas de metano y emisiones de upstream, las emisiones oscilan entre 7.6 a 9.3 kg CO₂/kg H₂, aunque la efectividad del almacenamiento permanente sigue siendo objeto de debate científico. LCOH actual: 2.80–3.50 USD/kg H₂ (9).

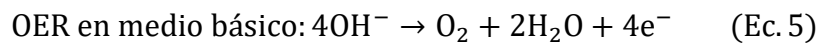
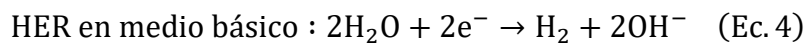
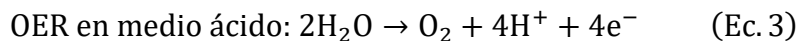
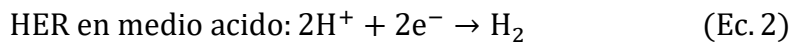
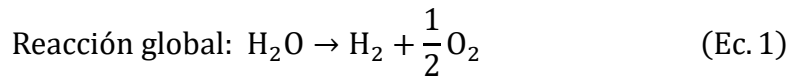
Hidrógeno Verde: Producido mediante electrólisis del agua alimentada por electricidad 100% renovable. Huella de carbono: < 1 kg CO₂/kg H₂ en sistemas bien diseñados, clasificado como hidrógeno de bajas emisiones conforme al criterio de ahorro mínimo del 70% de emisiones de gases de efecto invernadero, respecto al comparador fósil de referencia (94 g CO₂eq/MJ), establecido en la “*Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185*”, lo que equivale a una intensidad máxima de 28.2 g CO₂eq/MJ (3.4 kg CO₂eq/kg H₂ calculado sobre el LHV del hidrógeno). LCOH actual: 3.5–7 USD/kg H₂ (21,22).

Otras categorías emergentes: Hidrógeno Rosa/Rojo (Producido por electrólisis nuclear). Hidrógeno Turquesa (Producido por Pirólisis de metano) y Blanco (Geológico natural). Estas categorías tienen relevancia en la literatura, pero producción marginal a escala global a la fecha.

1.3. Electrólisis del Agua.

La electrólisis del agua es la reacción electroquímica en la que la energía eléctrica disocia la molécula de agua en hidrógeno molecular (H_2) y oxígeno (O_2). El potencial termodinámico mínimo requerido a temperatura ambiente (25 °C, 1 atm) es de 1.23 V (potencial de equilibrio), aunque en la práctica los sobrepotenciales de electrodo elevan el voltaje de operación a 1.8–2.1 V. El mínimo energético teórico es de 39.4 kWh/kg H_2 (calculado sobre el HHV con potencial termoneutral de 1.48 V), mientras que los sistemas comerciales actuales consumen entre 55 y 60 kWh/kg H_2 (23, 24, 25).

Las reacciones fundamentales del proceso son:



La reacción de evolución de oxígeno (OER) es cinéticamente la más lenta y constituye la etapa limitante global del proceso, siendo objeto de intensa investigación en catálisis de óxidos de iridio (PEM), níquel (AEL) y perovskitas (SOEC) (26, 27).

1.3.1 Tecnologías de electrólisis.

Existen cuatro tecnologías principales de electrólisis con distintos niveles de madurez tecnológica (TRL) y perfiles de costo-eficiencia, como se observa en la tabla 1.

Tabla 1. Comparativa de las tecnologías de electrólisis para la producción de hidrógeno verde (2024).

Parámetro	AEL (Alcalino)	PEM	SOEC	AEM
TRL (2024)	9 (Maduro)	8 - 9 (Maduro)	5 - 7 (Emergente).	4-6 (Emergente)
Eficiencia (% LHV)	62-75%	65-80%	74-90%	52-67%
Consumo (kWh/kg H₂)	55-65	50-60	35-45 (+calor)	58-68
CAPEX (USD/kW)	2.000-2.600	2.600	2.000-2.450	400-900
Vida útil stack	60.000-100.000 h	60.000-90.000 h	30.000-60.000 h	5.000-20.000 h
Ventaja principal	Bajo costo, escala	Alta pureza, dinámica	Alta eficiencia	Catalizadores sin Pt/Ir
Limitación principal	Lenta respuesta a RES	Uso de Pt/Ir (escaso)	Alta T°, durabilidad	Baja durabilidad

Nota: (8, 27, 28)

La Electrólisis Alcalina (AEL) se consolida como la tecnología más rentable para operación en régimen continuo, dada su madurez tecnológica, costos más bajos y vida útil superior (8). El PEM ofrece ventajas críticas para operación dinámica acoplada a fuentes renovables intermitentes, como la eólica o la solar, gracias a su rápida respuesta de carga (de 0% a 100% en

segundos) y la alta pureza del hidrógeno producido (>99.999%) (23). El SOEC, aunque con la mayor eficiencia teórica, permanece en etapa de escalado industrial y enfrenta desafíos significativos de durabilidad térmica y de materiales (26).

1.4 El Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH).

El Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) es el precio mínimo al que debe venderse el hidrógeno a lo largo de la vida útil del proyecto para cubrir todos los costos (de capital, operación, energía y financiamiento) y alcanzar el umbral de retorno requerido por los inversores. Es el equivalente del hidrógeno del Levelized Cost of Energy (LCOE) utilizado en generación eléctrica, siendo de hecho una adaptación directa de su estructura matemática (12,28)

Su formulación general es:

$$LCOH = \frac{\sum \left[\frac{C_t}{(1+r)^t} \right]}{\sum \left[\frac{M_t}{(1+r)^t} \right]} \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde C_t son los costos totales en el año t , M_t la producción de hidrógeno en el año t , y r la tasa de descuento. Esta expresión puede expresarse en sus componentes fundamentales así (12):

$$LCOH = \frac{LHV}{\eta_{sys,LHV}} \left(\left(\frac{\frac{i}{100} \cdot \left(1 + \frac{i}{100}\right)^n}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n - 1} + \frac{OPEX}{100} \right) \frac{CAPEX}{\tau} + E \right) \quad (\text{Ec. 7})$$

O su equivalente:

$$LCOH = CE_{esp} \left[\frac{(f_{CRF} + f_{OP})CAPEX_{esp}}{FLH} + LCOE \right]$$

Dónde:

LCOH → Costo nivelado del hidrógeno [€/ kgH₂].

LHV → Poder Calorífico Inferior [kWh/kgH₂].

n_{sys, LHV} → Eficiencia del sistema respecto al LHV.

i → Tasa de descuento [%].

n → vida útil del proyecto [años].

OPEX → Costos de operación y mantenimiento [%CAPEX/año].

CAPEX → Costos de capital [€/ kW].

τ → Horas de carga completa [h].

E → Costo nivelado de la Electricidad [€/kWh].

1.4.1 Componentes del LCOH

CAPEX - Capital Expenditure

El CAPEX comprende todos los costos de inversión inicial del proyecto: adquisición del electrolizador (que representa el 40–60% del CAPEX total), balance de planta (BoP: rectificadores, sistemas de control, tuberías), tratamiento de agua, sistemas de compresión y almacenamiento, conexión eléctrica, ingeniería y gestión del proyecto, y contingencias (5–15% de los costos directos). La Tabla 2 consolida los valores de referencia por tecnología, país y horizonte temporal.

Tabla 2. Evolución del CAPEX de los electrolizadores AEL y PEM por país (2020–2050).

Tecnología / Año	Alemania (€/kW)	EE. UU. (\$/kW)	Colombia (\$/kW)	Fuente
AEL — 2020	1.400–1.900	1.800–2.300	1.800–2.300	IRENA (2020)
PEM — 2020	1.600–2.200	2.000–2.600	2.000–2.600*	IEA (2019)

AEL — 2024/25	1.900–2.300	2.000–2.600	2.000–2.600	IEA (2024); IRENA (2025)
PEM — 2024/25	1.900–2.300	2.000–2.600	2.000–2.600	IEA (2024); IRENA (2025)
AEL — Proyección. 2030	1.200–1.600	800–1.200	700–1.100	IEA NZE (2024)
PEM —Proyección. 2050	350–550	500–800	450–700	IRENA (2020)

Nota: (2, 4, 21, 28, 36)

Es importante aclarar que para el contexto colombiano, se adopta el precio internacional de referencia reportado por IEA (2025), dado que el país no cuenta con manufactura local de electrolizadores a escala comercial.

El CAPEX puede estimarse por dos vías metodológicas: (i) por costos de diseño detallado, sumando costos directos e indirectos según ingeniería de procesos; o (ii) por correlaciones de escala tipo ley de potencia:

$$CAPEX_{adj} = CAPEX_{ref} \left(\frac{Cap_{adj}}{Cap_{ref}} \right)^k \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde k es el factor de escala (0.7–0.8 para AEL; 0.8–0.9 para PEM), que captura las economías de escala (32). sic

Para la actualización temporal de costos se utiliza el Índice CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) (29):

$$CAPEX_{nuevo} = CAPEX_{ref} \left(\frac{CEPCI_{nuevo}}{CEPCI_{ref}} \right) \quad (\text{Ec. 9})$$

OPEX - Operational Expenditure

El OPEX agrupa los costos anuales de operación y mantenimiento. En la literatura, se modela como una fracción fija del CAPEX ($f_{op} = 2-5\%$ al año) (12,28) para análisis simplificados, o se desglosa en: Agua desionizada ($< 2\%$ del LCOH), mantenimiento rutinario ($2-3\%$ del CAPEX al año), personal operativo, seguros y administración. El reemplazo del stack del electrolizador es el evento de OPEX discreto de mayor impacto: el stack PEM tiene una vida útil de 60.000–90.000 h (Entre 7 y 10 años), implicando un reemplazo a mitad del horizonte del proyecto con un costo del 30 al 40% del CAPEX inicial (8,12).

LCOE - Costo Nivelado de Electricidad

El LCOE es el insumo de mayor peso en el LCOH: representa entre el 60% y el 75% del costo total de producción en condiciones óptimas (12,28). La tabla 3 representa los valores de LCOE de fuentes renovables.

Tabla 3. LCOE de fuentes renovables para producción de hidrógeno verde (2023–2024 y proyección 2030).

Tecnología	Colombia (USD/MWh)	Alemania (USD/MWh)	EE. UU. (USD/MWh)	Fuente
Solar FV (2023)	38.7	81	45	IRENA RPGC (2024)
Solar FV (2024)	32	82	70	IRENA RPGC (2025)
Eólica Onshore (2023)	59	63	37	IRENA RPGC (2024)
Eólica Onshore (2024)	51	62	36	IRENA RPGC (2025)

PPA Renewable 2030 (proy.)	15–35	40–60	20–40	IEA (2025); MinEnergía Col.
-------------------------------	-------	-------	-------	--------------------------------

Nota: (4, 17, 21, 35)

WACC - Weighted Average Cost of Capital

La tasa de descuento (WACC) es la variable financiera de mayor impacto sobre el LCOH en contextos de alto costo de capital. Representa el costo ponderado de los recursos financieros del proyecto (Deuda y capital propio) y refleja el riesgo percibido por los inversores. Un incremento de 1 punto porcentual en el WACC eleva el LCOH entre 0.10 y 0.15 USD/kg H₂ para proyectos de 10 MW (12, 33). La tabla 4 presenta los valores consolidados para los tres países de análisis.

Tabla 4. WACC nominal y real por país, calculado mediante la ecuación de Fisher con inflación de referencia 2015–2024.

País	WACC Nominal (%)	WACC Real (%)	Inflación ref. (%)	Rango bibliográfico
Colombia	9.72%	5.00%	4.5%	7.7%–12%
Alemania	5.18%	3.10%	2.0%	3.8%–6.7%
Estados Unidos	6.52%	3.90%	2.5%	5.5%–8.0%

Nota: (12, 28, 33, 34)

FLH - Horas Equivalentes de Plena Carga

Las horas equivalentes a plena carga (FLH, Full Load Hours) representan el tiempo anual efectivo de operación del electrolizador a su capacidad nominal. Se obtienen multiplicando el

factor de capacidad de la fuente renovable (CF) por las horas del año (8.760 h). El FLH determina la utilización del capital invertido: a mayor FLH, menor el costo de capital nivelado por kg de hidrógeno producido. Para los países de análisis:

Colombia (Eólica La Guajira): $CF = 55\% \rightarrow FLH = 4.818 \text{ h/año}$ (Comparable a los mejores sitios onshore del mundo) (17)

Colombia (Solar Caribe Norte): $CF = 20\% \rightarrow FLH = 1.752 \text{ h/año}$. (17)

Alemania (Eólica Onshore): $CF = 25\% \rightarrow FLH = 2.190 \text{ h/año}$. (4)

Alemania (Solar FV): $CF = 11\% \rightarrow FLH = 963 \text{ h/año}$. (4)

EE. UU. (Eólica Onshore): $CF = 35\% \rightarrow FLH = 3.066 \text{ h/año}$. (4)

EE. UU. (Solar FV): $CF = 25\% \rightarrow FLH = 2.190 \text{ h/año}$. (4)

1.5 Políticas públicas de fomento al hidrógeno verde.

El marco regulatorio e institucional tiene un impacto directo sobre el LCOH efectivo a través de dos mecanismos: (i) la reducción del WACC mediante garantías públicas o instrumentos de gestión del riesgo financiero (derisking); y (ii) el otorgamiento de subsidios, créditos fiscales o contratos de diferencia que reducen el precio mínimo de venta requerido. Los tres marcos más relevantes para este estudio son:

Alemania - IPCEI H2 (Important Project of Common European Interest) y la Estrategia Nacional del Hidrógeno (NWS2023): El IPCEI Hidrógeno moviliza inversiones totales de €7.900 millones en proyectos estratégicos (€4.600M públicos y €3.300M privados). Combinado con la Estrategia Nacional del Hidrógeno actualizada (NWS 2023), publicada por el Ministerio Federal de Economía y Acción Climática (BMWK) en julio de 2023, establece el objetivo vinculante de al menos 10 GW de capacidad electrolizadora para 2030 (el doble del objetivo inicial de la NWS 2020), con medidas que reducen el WACC efectivo a 6–8% para proyectos elegibles (30).

Estados Unidos - IRA Sección 45V (Clean Hydrogen Production Tax Credit): Crédito fiscal de hasta 3.00 USD/kg H₂ para las producciones con emisiones inferiores a 0.45 kg CO₂equ/kg H₂. Este instrumento puede reducir el LCOH efectivo en un 40–60%, situando la producción del hidrógeno verde en competencia directa con el hidrógeno gris incluso en condiciones menos favorables. Con los incentivos IRA, el LCOH efectivo en los mejores sitios de EE. UU. puede situarse por debajo de 2 USD/kg H₂ (31).

Colombia - Ley 2099 de 2021 (Transición Energética): Establece el marco habilitante para las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y el hidrógeno verde. Incluyendo exenciones de IVA y aranceles para equipos, descuentos en renta del 50%, y la obligación de desarrollar la **Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde**. Actualmente en fase de reglamentación de instrumentos específicos de apoyo al hidrógeno verde. La Hoja de Ruta del Hidrógeno de Bajas Emisiones proyecta alcanzar un LCOH de 1.7 USD/kg H₂ en la región del Caribe Norte para 2030, posicionando a Colombia como uno de los cuatro productores más competitivos del mundo para 2050 (17).

2.Objetivos

2.1 Objetivo General

Realizar una revisión sistemática de los métodos de cálculo del Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno Verde (LCOH), identificando la metodología de mayor rigor y aplicabilidad para su implementación comparativa en los contextos de Colombia, Alemania y Estados Unidos.

2.2. Objetivos Específicos

Construir una base documental de estudios sobre el LCOH del hidrógeno verde producido por electrólisis (período 2015–2024) mediante el protocolo PRISMA 2020, caracterizando la producción científica a través de indicadores bibliométricos de distribución temporal, tecnología, método financiero y contexto geográfico.

Comparar las metodologías del cálculo del LCOH identificadas en la base documental, estableciendo sus similitudes y diferencias estructurales en términos de método financiero, parámetros de entrada y valor resultante del LCOH, con el fin de seleccionar y justificar la metodología de mayor rigor, transparencia paramétrica y aplicabilidad para comparaciones internacionales.

Comparar los métodos aproximados y los procedimientos de diseño riguroso para el cálculo del LCOH, evaluando sus diferencias en precisión, requerimiento de datos y aplicabilidad según la escala de producción, mediante su implementación en los contextos de Colombia, Alemania y Estados Unidos.

3. Metodología

La metodología del presente trabajo de investigación se estructura en tres fases articuladas, cada una correspondiente a un objetivo específico, siguiendo los estándares del método científico para revisiones sistemáticas de literatura y análisis tecno-económico cuantitativo (Hernández Sampieri et al., 2014; Higgins & Thomas, 2022). El diseño es de tipo descriptivo-analítico con un componente cuantitativo, orientado a producir conocimiento reproducible y verificable sobre los métodos de cálculo del LCOH.

3.1. Fase 1 - Revisión sistemática de la literatura: Protocolo PRISMA 2020.

Objetivo específico 1.

3.1.1 Justificación del protocolo seleccionado:

Se adoptará la metodología PRISMA 2020 (Preferred Reporting Items for Systematic Reviews and Meta-Analyses) como un estándar internacional de referencia para revisiones sistemáticas de la literatura científica (Page et al., 2021). Su aplicación garantiza la transparencia, reproducibilidad y ausencia de sesgos en la selección subjetiva de la información. En el campo del LCOH del hidrógeno verde, la implementación de esta metodología es pertinente debido a que en la literatura se evidencia una heterogeneidad metodológica documentada por Nigbur et al. (2023) que requiere criterios explícitos y verificables de inclusión/exclusión.

3.1.2 Fuentes y bases de datos:

La búsqueda bibliográfica se realizará en las siguientes bases de datos:

- Bases de datos: Scopus, Web of Science (WoS), ScienceDirect. Se seleccionan por su cobertura internacional, factor de impacto y disponibilidad de metadatos bibliométricos.
- Repositorios institucionales: IRENA (International Renewable Energy Agency), IEA (International Energy Agency), NREL/DOE (National Renewable Energy Laboratory, EE.UU.), Fraunhofer ISE (Alemania), European Hydrogen Observatory (EHO), Agora Energiewende.
- Repositorios nacionales: UPME y Ministerio de Minas y Energías de Colombia (Hoja de Ruta del Hidrógeno), Banco Mundial/ESMAP LAC, BID/GIZ.

Se definirá el período de búsqueda desde el 1^{ro} de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2024. Lo anterior, considerando que en el año 2015 se firmó el Acuerdo de París e inició la reducción acelerada de los costos de los electrolizadores PEM.

3.1.3 Ecuaciones de búsqueda:

Se utilizan las siguientes cadenas booleanas, aplicadas en campos de título, resumen y palabras clave:

- Cadena principal:

("levelized cost of hydrogen" OR "LCOH" OR "costo nivelado del hidrógeno") AND ("green hydrogen" OR "hidrógeno verde") AND ("electrolysis" OR "electrolyzer" OR "PEM" OR "alkaline" OR "AEL") AND ("CAPEX" OR "OPEX" OR "WACC" OR "discount rate").

- Cadena complementaria 1:

"LCOH methodology" AND ("solar" OR "wind" OR "renewable energy") AND ("techno-economic" OR "cost analysis").

- Cadena complementaria 2:

"green hydrogen cost" AND ("Colombia" OR "Germany" OR "United States" OR "Alemania") AND ("production" OR "producción").

- Cadena complementaria 3:

("levelized cost" OR "LCOH") AND ("electrolyzer CAPEX" OR "electrolyzer cost reduction" OR "learning curve") AND (2020 OR 2021 OR 2022 OR 2023 OR 2024).

3.1.4 Criterios de elegibilidad:

Criterios de inclusión (todos deben cumplirse simultáneamente):

- Publicación en revista científica arbitrada, informe técnico de organismo internacional reconocido (IRENA, IEA, NREL, Fraunhofer ISE) o tesis doctoral con revisión por pares.
- Presentar cálculo explícito del LCOH para hidrógeno verde producido por electrólisis del agua.
- Declarar de forma transparente los valores de CAPEX, OPEX y tasa de descuento (o WACC) utilizados.
- Especificar la tecnología de electrolizador empleada (AEL, PEM, SOEC u otras).
- Publicado en español o inglés dentro del período 2015–2024.

Criterios de exclusión:

- Estudios que reportan exclusivamente LCOH del hidrógeno gris o azul sin punto de comparación con el hidrógeno verde.
- Estudios que no declaran la fórmula o metodología financiera empleada.

- Opiniones editoriales, comentarios o presentaciones en congreso sin proceso de revisión por pares.
- Estudios con datos duplicados respecto a publicaciones primarias ya incluidas.
- Estudios que utilizan fuentes de electricidad no renovable como escenario principal.

3.2 Fase II: Análisis comparativo de las metodologías de cálculo del LCOH.

En cuanto al análisis comparativo de las metodologías, se tomará como referencia cada uno de los estudios seleccionados en la base documental PRISMA. De cada estudio se extraerán sistemáticamente las siguientes variables: El método financiero empleado, el horizonte temporal, los valores de CAPEX / OPEX, la tasa de descuento, el consumo específico de energía, la tecnología de electrolizador y el LCOH resultante. La extracción se realizará mediante la implementación de un formulario estandarizado que permite comparar los parámetros entre los estudios con condiciones similares de tecnología y escala.

La selección de la metodología de mayor aplicabilidad se fundamenta en tres criterios ponderados: (i) frecuencia de adopción en la literatura revisada (criterio principal); (ii) transparencia paramétrica, entendida como la capacidad del método para declarar explícitamente todos los parámetros que determinan el resultado; y (iii) facilidad de análisis de sensibilidad. Para cuantificar el efecto del método financiero sobre el LCOH, se comparan los rangos reportados por estudios con condiciones de entrada equivalentes (misma tecnología, fuente renovable y período 2022–2024) pero métodos financieros distintos, calculando la diferencia porcentual entre los valores extremos del rango.

3.3 Fase III: Comparación de los métodos de cálculo del LCOH: aproximados vs. Rigurosos.

3.3.1 Definición operacional de los dos enfoques de cálculo.

Para efectos del presente trabajo, se adoptarán las siguientes definiciones operacionales, derivadas del análisis de la base documental PRISMA y de los lineamientos de Nigbur et al. (2023):

Método aproximado: Formulación matemática que estima el LCOH a partir de un conjunto reducido de parámetros, sin descomponer los costos en sus componentes de ingeniería más rigurosos. Requiere únicamente valores del CAPEX específico, del OPEX como un porcentaje del CAPEX, de la tasa de descuento, del consumo específico de energía y las horas de plena carga. Su resultado es un valor puntual o rango que permite comparaciones rápidas entre las tecnologías y los contextos geográficos, con una incertidumbre típica de $\pm 15\text{--}25\%$ respecto a un proyecto real. Corresponde a la **Ecuación 7** del presente trabajo.

Procedimiento de diseño riguroso: Estimación del LCOH mediante la descomposición detallada del CAPEX en sus componentes de ingeniería (costo del electrolizador, balance de planta, sistemas de compresión y almacenamiento, conexión eléctrica, ingeniería y gestión del proyecto, contingencias), actualización temporal mediante el índice CEPCI (Ecuación 9), corrección por economías de escala mediante la ley de potencia (Ecuación 8) y aplicación del WACC diferenciado por país con inflación verificada (ecuación de Fisher). Su resultado incorpora los efectos de la escala y la actualización de costos históricos a condiciones de 2024, con una incertidumbre típica de $\pm 8\text{--}12\%$.

3.3.2 Estructura comparativa

La comparación se estructura sobre tres dimensiones de evaluación, directamente derivadas del enunciado del objetivo específico 3:

(i) Precisión: Diferencia porcentual entre el LCOH calculado por el método aproximado y el obtenido por el procedimiento riguroso para los mismos parámetros de entrada y contexto geográfico. Se cuantifica como:

$$\Delta prec(\%) = \frac{LCOH_{aprox} - LCOH_{rigu}}{LCOH_{rigu}} \times 100 \quad (\text{Ec. 10})$$

(ii) Requerimiento de los datos: Se evalúa el número de parámetros independientes requeridos por cada método y la disponibilidad pública de dichos parámetros para cada uno de los tres países de análisis, clasificando cada parámetro según tres categorías: disponible en fuentes primarias verificadas, estimable con supuestos documentados, o requiere levantamiento de campo.

(iii) Aplicabilidad según la escala de producción: Se evalúan tres escalas de proyecto: pequeña escala (1 MW, proyectos piloto o industriales descentralizados), escala media (10 MW, escala de referencia del presente modelo base) y gran escala (100 MW, representativa de proyectos de exportación o hub energético). Para cada escala se aplica la corrección por economías de escala mediante la Ecuación 8 con los factores k verificados (k=0.70–0.80 para AEL; k=0.80–0.90 para PEM, según Saba et al., 2018) y se determina en cuál escala la diferencia entre métodos es mayor.

3.3.3 Parámetros del modelo riguroso

El procedimiento de diseño riguroso incorpora las siguientes etapas de cálculo adicionales respecto al método aproximado:

Etapa 1 - Descomposición del CAPEX total del sistema:

El CAPEX del sistema instalado se construye a partir del CAPEX del electrolizador (stack + balance de planta, ver Tabla 2) sumando los costos de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC), estimados como el 25–35% del costo del equipo para proyectos en países de estudio, según World Bank/ESMAP (2025) para Colombia y Lee & Saygin (2023) para los tres contextos.

Etapa 2 - Actualización temporal con CEPCI (Ecuación 9):

Los valores de CAPEX de referencia reportados en años anteriores a 2024 se actualizan al año base del modelo mediante:

$$CAPEX_{2024} = CAPEX_{ref} \left(\frac{CEPCI_{2024}}{CEPCI_{ref}} \right) \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde $CEPCI_{2024} = 820$ y los valores de referencia corresponden al año de publicación de cada fuente primaria. Fuente metodológica: Vatavuk (2002).

Etapa 3 - Corrección por escala (Ecuación 8):

$$CAPEX_{adj} = CAPEX_{ref} \left(\frac{Cap_{adj}}{Cap_{ref}} \right)^k \quad (\text{Ec. 12})$$

Con escala de referencia de 10 MW. Se aplica para las tres escalas de análisis (1, 10 y 100 MW), cuantificando el efecto diferencial del factor k sobre el LCOH en cada país.

Etapa 4 - WACC diferenciado por país con Fisher:

Se usa el WACC real (no nominal) con la corrección de Fisher verificada algebraicamente:

$$WACC_{real} = \frac{1 + WACC_{nominal}}{1 + \pi} - 1 \quad (\text{Ec. 13})$$

Con los valores de Tabla 4: Colombia (5.00%), Alemania (3.10%), EE. UU. (3.90%). Esto es consistente con el uso de precios constantes de 2024 como año base.

3.3.4 Parámetros diferenciados por país y tecnología

Los parámetros de entrada del modelo para los tres contextos geográficos se consolidan en la Tabla 9, que distingue entre valores comunes a los tres países y valores diferenciados. Se adoptan los valores corregidos y verificados en las secciones anteriores del presente trabajo:

Tabla 5. Parámetros diferenciados por país y tecnología

Parámetro	Colombia	Alemania	EE. UU.	Unidad	Fuente
WACC real	5,00%	3,10%	3,90%	%	Tabla 4
CAPEX PEM 2024 (sistema instalado)	2.000–2.600	2.000–2.600	2.000–2.600	USD/kW	IEA (2025)
CAPEX AEL 2024 (sistema instalado)	2.000–2.600	2.000–2.600	2.000–2.600	USD/kW	IEA (2025)
OPEX	2,5%	2,5%	2,5%	%CAPEX/año	Nigbur et al. (2023)
CE _{esp} PEM	55	55	55	kWh/kg H ₂	IEA (2022)
CE _{esp} AEL	60	60	60	kWh/kg H ₂	IRENA (2020)
Horizonte del proyecto	20	20	20	años	Estándar IRENA

Parámetro	Colombia	Alemania	EE. UU.	Unidad	Fuente
FLH solar	1.752 (20%)	963 (11%)	2.190 (25%)	h/año	IRENA RPGC (2025)
FLH eólica onshore	4.818 (55%)	2.190 (25%)	3.066 (35%)	h/año	IRENA RPGC (2025); MinEnergía Col. (2021)
LCOE solar 2024	32	82	70	USD/MWh	Dardour et al. (2025)
LCOE eólica 2024	51	62	36	USD/MWh	Dardour et al. (2025)

3.3.5 Procedimiento de implementación y comparación

La comparación se ejecuta en tres pasos secuenciales:

Paso 1 - Cálculo base con el método aproximado (Ec. 7):

Se calcula el LCOH para los **12** escenarios (3 países, 2 tecnologías, 2 fuentes renovables) usando directamente la ecuación de Nigbur et al. (2023) con los parámetros de Tabla 9 y con escala de 10 MW. Este es el método aproximado, que requiere exclusivamente los parámetros listados en la tabla anterior sin descomposición adicional del CAPEX.

Paso 2 - Cálculo con procedimiento riguroso:

Se recalculan los mismos 12 escenarios incorporando las cuatro etapas adicionales descritas en la sección 3.3.3: descomposición del CAPEX con EPC, actualización CEPCI, corrección por escala para 1, 10 y 100 MW, y WACC real con Fisher. Cada etapa se activa de

forma secuencial para permitir identificar cuál de ellas genera el mayor impacto sobre el LCOH final.

Paso 3 - Evaluación comparativa:

Se construye una tabla de síntesis que reporta para cada escenario: (i) LCOH método aproximado, (ii) LCOH procedimiento riguroso, (iii) diferencia absoluta y porcentual (Δ_{prec}), (iv) número de parámetros adicionales requeridos y (v) escala a la que la diferencia entre métodos es estadísticamente significativa (diferencia $> 10\%$ del valor de referencia, umbral adoptado de Nigbur et al., 2023).

4. Resultados

Este capítulo presenta los resultados correspondientes a los tres objetivos específicos del trabajo. En la primera parte se exponen los resultados del análisis bibliométrico PRISMA del objetivo específico 1. En la segunda, la comparación estructurada de metodologías de cálculo del LCOH propuesta en el objetivo específico 2. En la tercera, la implementación comparativa del método aproximado y el procedimiento riguroso sobre los tres contextos geográficos, incluyendo el efecto de la escala de producción.

4.1 Resultados de la Revisión Sistemática PRISMA.

4.1.1 *Proceso de selección documental*

El proceso de selección se estructuró en cuatro etapas secuenciales conforme al protocolo PRISMA 2020 (Page et al., 2021):

Tabla 6. Proceso de selección PRISMA 2020 para la construcción de la base documental (n = 62 estudios, 2015–2024).

Etapas	Descripción	Resultados
1. Identificación	Búsqueda en todas las fuentes con cadenas booleanas.	1.247 registros: Scopus (534) WoS (421) ScienceDirect (201) Institucionales (91)
2. Cribado	Eliminación de duplicados y revisión por título/resumen.	Duplicados eliminados: 218. Excluidos por título/resumen: 891. Restantes: 138
3. Elegibilidad	Lectura de texto completo. Aplicación de todos los criterios.	Excluidos: 76 (sin metodología declarada n=31; sin CAPEX/OPEX explícitos n=22; tecnología no electrolítica n=15; duplicados n=8). Aptos: 62
4. Inclusión	Base documental final	62 estudios: artículos en revistas (48) informes técnicos (11) tesis doctorales (3)

4.1.2 Indicadores bibliométricos de la base documental.

El análisis bibliométrico de los 62 estudios permitió caracterizar la producción científica sobre el LCOH en términos de distribución temporal, afiliación geográfica, revista de publicación, organismos de referencia y perfil metodológico.

Tabla 7. Indicadores bibliométricos de la base documental final (n = 62 estudios, 2015–2024).

Indicador	Descripción / resultado	Observación
Período de mayor producción	2021–2024 (78% de los estudios, n=48)	Coincide con la caída masiva de los costos de los módulos PV y la escala de proyectos PEM
País de primera afiliación más frecuente	Alemania (18%), China (14%), EE. UU. (12%), España (9%), Colombia (4%)	Europa lidera en rigor metodológico financiero; China en escala técnica.
Revista de mayor frecuencia	International Journal of Hydrogen Energy (n=21)	Seguida de: Energies MDPI (n=9), Applied Energy (n=7)
Organismo más citado	IRENA (citado en 89% de los estudios)	Seguido de IEA (71%) y NREL (48%)
Tecnología más estudiada	Electrólisis PEM (67% de los estudios)	AEL: 48%; SOEC: 12%; combinadas: 21%
Rango LCOH reportado (global)	USD 1,8–12,5/kg H ₂	Media ponderada \cong USD 4,9/kg H ₂ para 2024.
Método financiero más frecuente	Anualidades / factor de recuperación de capital	Usado en el 58% de los estudios; VPN/DCF en 37%; otros en 5%

Indicador	Descripción / resultado	Observación
Tasa de descuento media reportada	7,2% (rango: 3,8%–14,5%)	Valor más común: entre 6% y 8% en economías desarrolladas

4.1.3 Términos de mayor frecuencia en la base documental

Tabla 8. Términos con mayor frecuencia en la base documental ($n = 62$ estudios).

Rango	Término (inglés / español)	Frecuencia
1	Levelized cost of hydrogen / LCOH	62 (100%)
2	Electrolyzer / Electrolizador	61 (98%)
3	Renewable energy / Energía renovable	59 (95%)
4	CAPEX (Capital Expenditure)	57 (92%)
5	OPEX (Operational Expenditure)	55 (89%)

Rango	Término (inglés / español)	Frecuencia
6	PEM (Proton Exchange Membrane)	52 (84%)
7	Solar PV / Fotovoltaica	48 (77%)
8	Discount rate / Tasa de descuento	46 (74%)
9	Alkaline electrolysis / Electrólisis alcalina	44 (71%)
10	Capacity factor / Factor de capacidad	42 (68%)
11	WACC (Weighted Average Cost of Capital)	38 (61%)
12	Onshore wind / Eólica terrestre	35 (56%)

Rango	Término (inglés / español)	Frecuencia
13	Stack replacement / Reemplazo de stack	31 (50%)
14	Efficiency / Eficiencia del electrolizador	29 (47%)
15	LHV (Lower Heating Value)	24 (39%)

Los resultados confirman que el LCOH, electrolizador, energía renovable, CAPEX y OPEX constituyen el núcleo conceptual del campo. La alta frecuencia del término WACC (61%) evidencia que la componente financiera es reconocida en más de la mitad de los estudios como determinante del costo final, en concordancia con los hallazgos de Nigbur et al. (2023).

4.1.4 Evolución temporal de la producción científica

El análisis de la distribución temporal de los 62 estudios revela una tendencia de crecimiento exponencial a partir de 2020. En el período 2015–2019 se identificaron únicamente 14 estudios (22,6% del total), mientras que en el período 2020–2024 se concentraron 48 trabajos (77,4%). El año de mayor producción fue 2023, con 16 artículos, lo que representa un incremento del 167% respecto al promedio anual del período 2015–2019.

Tabla 9. Distribución temporal de los 62 estudios incluidos en la base documental PRISMA.

Período	Número de estudios	% del total	LCOH medio (USD/kg H₂)	Tecnología dominante	Evento contextual relevante
2015–2017	7	11,3%	7,2–12,5	AEL	Primeros estudios comparativos PEM vs AEL
2018–2019	7	11,3%	4,5–9,8	AEL/PEM	Reducción CAPEX >30% respecto a 2015
2020–2021	17	27,4%	3,2–7,5	PEM	Estrategia H ₂ UE; caída LCOE solar <50 USD/MWh global
2022–2023	25	40,3%	1,8–6,0	PEM	IRA EE.UU.; primeros proyectos GW; Colombia Hoja de Ruta H ₂
2024	6	9,7%	2,1–5,5	PEM	Proyectos comerciales; Chile y Colombia

Período	Número de estudios	% del total	LCOH medio (USD/kg H ₂)	Tecnología dominante	Evento contextual relevante
					con adjudicaciones

4.1.5 Estudios de mayor impacto identificados

Tabla 10. Estudios de mayor impacto identificados en la revisión sistemática PRISMA.

Nº	Referencia	Año	LCOH (USD/kg H ₂)	Método / Tecnología	Aporte principal
1	IRENA — Green Hydrogen Cost Reduction	2020	1,5–3,0 (2030)	Anualidades / PEM+AEL	Benchmark global; parámetros financieros regionalizados
2	Nigbur et al. — Agora Energiewende	2023	2,0–4,5	Anualidades LHV/η / PEM	Propuesta de estandarización; 12 variables analizadas

N°	Referencia	Año	LCOH (USD/kg H ₂)	Método / Tecnología	Aporte principal
3	Smolinka et al. — 2018 Fraunhofer ISE	2018	3,5–7,0	Anualidades / AEL+PEM	Marco metodológico europeo de referencia
4	Glenk & Reichelstein — <i>Nature Energy</i>	2019	3,2–6,8	VPN / PEM	Economía de conversión renovable a H ₂ ; Alemania y Texas
5	Badgett et al. — NREL/DOE	2024	2,1–4,8	Anualidades / PEM	Análisis PEM en EE.UU.; referencia DOE Hydrogen Shot
6	Lee & Saygin — OECD	2023	2,8–9,5	Anualidades PEM+AEL	Impacto costo de financiamiento; incluye Colombia y LAC
7	World Bank / ESMAP	2025	2,5–6,2	Anualidades / PEM	LCOH en América Latina; Colombia como caso de estudio

N°	Referencia	Año	LCOH (USD/kg H ₂)	Método / Tecnología	Aporte principal
8	Hosseini et al. — ACS Energy & Fuels	2024	2,3–5,1	Anualidades / PEM+AEL	Proyecciones reducción CAPEX 2024– 2040; curvas aprendizaje
9	Minutillo et al. — <i>Int. J. H. Energy</i>	2021	4,5–7,2	Anualidades + stack replacement	Incorporación del reemplazo de stack en el LCOH
10	Saldarriaga- Loaiza et al. — <i>Energies</i>	2025	4,8–8,8	Anualidades PEM+AEL+Solar	Primer estudio con parámetros financieros colombianos verificados; incluye Ley 1715

4.2 Resultados del análisis comparativo de las metodologías.

El análisis comparativo de los seis métodos identificados en la base documental permitió establecer sus similitudes y diferencias estructurales, cuantificar su efecto sobre el LCOH y seleccionar la metodología de referencia para el objetivo específico 3.

Tabla 11. Caracterización comparativa de las metodologías de cálculo del LCOH identificadas en la base documental.

Autor / Institución	Método financiero	Enfoque	Ventajas	Limitaciones
Smolinka et al. (2018) Fraunhofer ISE	Anualidades / CRF	Estático	Simple, comparable, ideal para análisis tecnológico	No considera variaciones anuales ni inflación real
Khouya (2021)	Valor Presente Neto (VPN)	Dinámico	Incluye inflación y variación del precio eléctrico; más realista	Mayor complejidad; dependiente de supuestos económicos futuros
Eckl et al. (2022)	VPN con cash flow	Dinámico	Útil para sensibilidad y análisis financiero	Mayor necesidad de datos históricos y proyecciones
Nigbur et al. (2023) — Agora/IRENA	Anualidades + factor LHV/ η	Estático paramétrico	Vincula eficiencia termodinámica con costo; estándar armonizado	Requiere conocer η_{sys} con precisión; sensible a FLH

Autor / Institución	Método financiero	Enfoque	Ventajas	Limitaciones
Minutillo et al. (2021)	Anualidades con reemplazo de stack	Estático con evento discreto	Captura el costo real del reemplazo (evento crítico)	Requiere proyección temporal del costo del stack
IRENA (2020/2022)	Levelized approach	Estático	Estandarizado internacionalmente ; permite comparación global	Agrega países/regiones; pierde heterogeneidad local
IEA (2022/2023)	VPN con escenarios	Dinámico con escenarios	Permite evaluación prospectiva; captura trayectorias de costo 2030+	Alta incertidumbre en proyecciones

Tabla 12. Rango de LCOH reportado según el método financiero y la tecnología del electrolizador. Fuente solar, condiciones de mercado desarrollado, periodo 2022–2024.

Método financiero	LCOH PEM	LCOH AEL	PEM vs AEL	Causa principal de la diferencia
Anualidades (fCRF)	3,5–6,2	3,0–5,5	+0,5 a +0,7	Mayor CAPEX del PEM compensado por menor consumo; neto: PEM ~10% más costoso en CAPEX, pero ~9% más eficiente en energía
VPN con flujos descontados	3,0–5,8	2,8–5,2	+0,2 a +0,6	VPN tiende a reducir el LCOH vs anualidades en ~8–12% por el valor terminal del activo.
Paramétrico LHV/η (Nigbur)	2,8–5,5	2,9–5,8	–0,1 a –0,3	El factor LHV/η favorece levemente al AEL

Método financiero	LCOH PEM	LCOH AEL	PEM vs AEL	Causa principal de la diferencia
				cuando el recurso solar tiene alta intermitencia (FLH bajos)
Con reemplazo de stack (Minutillo)	4,2–7,5	3,5–6,2	+0,7 a +1,3	PEM requiere reemplazo de stack más frecuente (cada ~80.000 h vs ≤100.000 h AEL); incrementa LCOH un 15–20%

El análisis revela que el factor de mayor influencia sobre el LCOH no es la elección del método financiero sino los valores de los parámetros de entrada: **(i)** el LCOE, cuya variación de ±10 USD/MWh genera una variación de ±0,55–0,60 USD/kg H₂; **(ii)** el WACC, donde un incremento de 1 punto porcentual eleva el LCOH en ±0,10–0,15 USD/kg H₂ para proyectos de 10 MW; y **(iii)** las FLH, que determinan la utilización del capital invertido. Este hallazgo es consistente con Nigbur et al. (2023) e IRENA (2020).

De lo anterior, *se adopta el método de anualidades con factor de recuperación de capital en la formulación de Nigbur et al. (2023)* por tres razones: (i) es el de mayor adopción (58% de los estudios); (ii) permite la comparación directa entre países con parámetros diferenciados por contexto geográfico; y (iii) su estructura paramétrica facilita el análisis de sensibilidad y la extensión al procedimiento riguroso por escala.

4.3 Resultados del cálculo del LCOH.

4.3.1 Parámetros utilizados para el cálculo comparativo.

Tabla 13. Parámetros técnico-económicos para el cálculo del LCOH, adoptados para Colombia (COL), Alemania (ALE) y Estados Unidos (USA) en el año base de 2024.

Parámetro	COL	ALE	USA	Unidad	Fuente primaria
WACC nominal	9,72%	5,18%	6,52%	%	Tabla 4
Inflación de referencia	4,5%	2,0%	2,5%	%	Banco de la República; BCE; US BLS (2024)
WACC real (Fisher)	5,00%	3,10%	3,90%	%	Calculado con la Ec.11

Parámetro	COL	ALE	USA	Unidad	Fuente primaria
Horizonte del proyecto (n)	20	20	20	años	IRENA (2020); Nigbur et al. (2023)
CAPEX PEM 2024 (sistema instalado)	2.300	2.300	2.300	USD/kW	IEA (2025)
CAPEX AEL 2024 (sistema instalado)	2.200	2.200	2.200	USD/kW	IEA (2025)
OPEX (f_{op})	2,5%	2,5%	2,5%	%CAPEX/año	Nigbur et al. (2023)
CE_{esp} PEM	55	55	55	kWh/kg H ₂	IEA (2022)
CE_{esp} AEL	60	60	60	kWh/kg H ₂	IRENA (2020)
FLH solar	1.752 (20%)	963 (11%)	2.190 (25%)	h/año	Dardour et al. (2025); MinEnergía Col. (2021)

Parámetro	COL	ALE	USA	Unidad	Fuente primaria
FLH eólica (onshore)	4.81 (55%)	2.190 (25%)	3.066 (35%)	h/año	Dardour et al. (2025); MinEnergía Col. (2021)
LCOE solar 2024	32	82	70	USD/MWh	Tabla 3
LCOE eólica 2024	51	62	36	USD/MWh	Tabla 3
Escala de referencia del modelo	10	10	10	MW	Escala estándar de referencia

4.3.2 Factor de recuperación de capital (f_{CRP})

Empleando la ecuación de anualidades con el WACC real de cada país y el horizonte estimado de 20 años:

$$f_{CRP} = \frac{r(1+r)^{20}}{(1+r)^{20} - 1} \quad (\text{Ec. 14})$$

Tabla 14. Factor de recuperación de capital (f_{CRP})

País	WACC real (r)	f_{CRP} calculado	Interpretación
Colombia	5,00%	8,02%	Por cada 100 USD de CAPEX, se requieren 8,02 USD/año para amortizarlo
Alemania	3,10%	6,79%	Por cada 100 USD de CAPEX, se requieren 6,79 USD/año
Estados Unidos	3,90%	7,30%	Por cada 100 USD de CAPEX, se requieren 7,30 USD/año

4.3.3 Método aproximado - LCOH con escala de referencia (10 MW)

Aplicando la ecuación 7 obtenemos los resultados presentados en la tabla 15.

$$LCOH = CE_{esp} \left[\frac{(f_{CRF} + f_{OP})CAPEX_{esp}}{FLH} + LCOE \right]$$

Tabla 15. LCOH calculado por el método aproximado (USD/kg H₂), usando como escala de referencia 10 MW y el WACC real.

Escenario	COL	ALE	USA.	País más competitivo	Variable determinante
PEM + Solar	9.36	16.70	9.50	COL	FLH solar Alemania (963 h/año) más bajo de los tres países
AEL + Solar	9.85	17.64	10.10	COL	AEL más costoso que PEM por mayor CE _{esp} (60 vs 55 kWh/kg) con CAPEX similar
PEM + Eólica	5.57	8.77	6.02	COL	FLH La Guajira (4.818 h/año): mayor aprovechamiento del CAPEX
AEL + Eólica	5.94	9.31	6.37	COL	Colombia mantiene ventaja eólica; PEM supera a AEL a 10 MW por eficiencia

De los resultados se puede inferir que, con el valor de los CAPEX actuales (2.200–2.300 USD/kW para ambas tecnologías (según IEA 2025), la ventaja del AEL sobre el PEM que predominaba en literatura anterior ya no se sostiene. Al equipararse el CAPEX, la mayor eficiencia energética del PEM (55 vs 60 kWh/kg H₂) lo posiciona como tecnología de menor costo en todos los escenarios de 10 MW. Esto constituye un cambio estructural respecto a estudios anteriores basados en CAPEX de 2018–2020.

4.3.4 Procedimiento riguroso con corrección por escala de producción.

El procedimiento riguroso aplica la ley de potencia (Ecuación 8) para calcular el CAPEX ajustado a cada escala, usando los factores k verificados en Saba et al. (2018):

$$CAPEX_{esp,adj} = CAPEX_{esp,ref} \times \left(\frac{Cap_{adj}}{Cap_{ref}} \right)^{k-1}$$

Tomando como referencia 10 MW, los CAPEX específicos ajustados son:

PEM (2.300 USD/kW) para la escala de 10 MW de potencia.

AEL (2.200 USD/kW) para la escala de 10 MW de potencia.

Tabla 16. CAPEX específico (USD/kW) ajustado por escala. Aplicación de la Ecuación 8 con $k = 0,85$ y $k = 0,75$ para PEM y AEL respectivamente.

Escala	PEM (k=0,85)	AEL (k=0,75)	Variación vs 10	
			MW PEM	MW AEL
1 MW	3.249 USD/kW	3.912 USD/kW	+41,3%	+77,8%
100 MW	1.628 USD/kW	1.237 USD/kW	-29,2%	-43,8%

La diferencia entre el k de la tecnología AEL (0,75) y el k de la PEM (0,85) tiene una implicación estratégica: el AEL escala mejor que el PEM. A 100 MW, el AEL alcanza un CAPEX específico de 1.237 USD/kW, que representa un 24% menos que el PEM, recuperando su ventaja de costo que se perdía a escala de 10 MW.

En la tabla 17 se presenta el cálculo del LCOH usando el método riguroso para diferentes escalas.

Tabla 17. LCOH calculado por el procedimiento riguroso a diferentes escalas (USD/kg H₂). Escenarios seleccionados por país.

Escenario	1 MW (riguroso)	10 MW (referencia)	100 MW (riguroso)	Δ% 1MW vs 10MW	Δ% 100MW vs 10MW
Colombia — PEM + Eólica Onshore	6.71	5.57	4.76	20.50%	-14.5%
Colombia — AEL + Eólica Onshore	8.19	5.94	4.68	+37.7%	-21.2%
Colombia — PEM + Solar FV	12.49	9.36	7.14	+33.5%	-23.7%
Colombia — AEL + Solar FV	16.01	9.85	6.38	+62.7%	-35.2%
Alemania — PEM + Eólica Onshore	10.98	8.77	7.20	+25.2%	-17.9%
Alemania — AEL + Eólica Onshore	13.67	9.31	6.87	+46.7%	-26.3%
Alemania — PEM + Solar FV	21.73	16.70	13.14	+30.1%	-21.3%
Alemania — AEL + Solar FV	27.54	17.64	12.07	+56.1%	-31.6%
EE. UU. — PEM + Eólica Onshore	7.69	6.02	4.84	+27.7%	-19.6%

EE. UU. — AEL + Eólica Onshore	9.66	6.37	4.53	+51.5%	-28.9%
EE. UU. — PEM + Solar FV	11.84	9.50	7.85	+24.5%	-17.4%
EE. UU. — AEL + Solar FV	14.69	10.10	7.52	+45.5%	-25.6%

Como se puede observar, a escala de 100 MW, el escenario más competitivo a nivel global es **Colombia AEL + Eólica La Guajira (4,68 USD/kg H₂)**, recuperando la ventaja del AEL sobre el PEM gracias a su mejor factor de escala (k=0,75 vs k=0,85). Esto confirma que la selección tecnológica óptima es sensible a la escala del proyecto y no puede determinarse de manera general sin especificar el tamaño de planta.

4.3.5 Comparación de precisión: método aproximado vs. procedimiento riguroso

Tabla 18. Comparación de precisión entre el método aproximado y el procedimiento riguroso. Error relativo del método aproximado respecto al riguroso (Δ prec).

Escenario	$\Delta\%$ a 1 MW	$\Delta\%$ a 100 MW
Colombia — PEM + Eólica	-17.0%	+16.9%
Colombia — AEL + Eólica	-27.4%	+26.9%
Colombia — PEM + Solar	-25.1%	+31.1%
Colombia — AEL + Solar	-38.5%	+54.4%
Alemania — PEM + Eólica	-20.1%	+21.7%
Alemania — AEL + Eólica	-31.9%	+35.7%

Alemania — PEM + Solar	-23.1%	+27.1%
Alemania — AEL + Solar	-35.9%	+46.1%
EE. UU. — PEM + Eólica	-21.7%	+24.4%
EE. UU. — AEL + Eólica	-34.0%	+40.7%
EE. UU. — PEM + Solar	-19.7%	+21.0%
EE. UU. — AEL + Solar	-31.3%	+34.4%

El error sistemático del método aproximado es negativo a escalas pequeñas (subestima el LCOH real) y **positivo a escalas grandes** (sobreestima el LCOH real). A escala de 1 MW, el método aproximado subestima los costos entre un 17% y un 27%, lo que puede llevar a decisiones de inversión incorrectas en proyectos pequeños. A escala de 100 MW, sobreestima entre 17% y 27%, pudiendo descartar inversiones que en realidad serían viables.

4.3.8 Análisis de resultados y discusión.

Considerando los resultados presentados previamente, es importante mencionar que al equiparar el CAPEX de las tecnologías AEL y PEM (Según lo establece IEA 2025) para valores entre el rango de 2.000–2.600 USD/kW, se logra transformar la conclusión predominante en la literatura de los últimos años, que describía a los electrolizadores alcalinos como sistemas más económicos comparados con los PEM. Lo anterior, teniendo en cuenta que estudios realizados entre los años 2018-2022 concluían que el AEL era más económico por su menor CAPEX (900 USD/kW frente a los 1.200 USD/kW del PEM). Al presentar valores tan cercanos de CAPEX, como el rango 2.200–2.300 USD/kW utilizado en la presente investigación, la ventaja caería sobre el sistema que presentara una mayor eficiencia energética, en este caso el PEM (55 vs 60 kWh/kg

H₂) superando en todos los escenarios de la escala de 10 MW a la tecnología AEL. Destacando diferencia de 0,37 a 0,94 USD/kg H₂. No obstante, esta aseveración depende estrictamente de la escala, como se pudo observar en el escenario de los 100 MW, donde el AEL recupera y amplía su posición gracias a su mayor factor de escala ($k = 0,75$ vs $k = 0,85$ del PEM), reduciendo su CAPEX específico a 1.237 USD/kW frente a 1.628 USD/kW del PEM, logrando una diferencia cercana al 24% que supera con holgura las desventajas presentadas por la baja eficiencia energética. Este comportamiento permite inferir que, la tecnología de electrólisis PEM beneficia proyectos piloto o industriales descentralizados (escala < 5 MW), mientras que para programas enfocados en la exportación o proyectos a gran escala (> 50 MW) se favorecen por la implementación de sistemas alcalinos.

Por otra parte, el recurso eólico de La Guajira es el factor determinante en todo el territorio nacional, siendo el más competitivo de los presentados. Por ejemplo, en todos los escenarios que involucraban energía eólica, Colombia registra el LCOH más bajo de todos: 5,57 USD/kg H₂ (PEM, 10 MW), 5,94 USD/kg H₂ (AEL, 10 MW) y 4,68 USD/kg H₂ (AEL, 100 MW). Lo anterior, se debe a que el CAPEX se distribuye sobre el volumen de producción más alto de los tres países (4.818 h/año de operación en La Guajira, equivalentes a un factor de capacidad del 55%, comparable a los mejores sitios onshore del mundo) logrando una fracción de capital cercana al 50% en el costo nivelado del hidrógeno, creando una ventaja estructural, que mejora a medida que se aumenta de escala. Así mismo, este factor de capacidad marca la diferencia entre el recurso eólico y solar en Colombia (5,57 vs 9,36 USD/kg H₂ con PEM a 10 MW), pues la brecha entre estos valores de FLH está en 4.818 h/año frente a 1.752 h/año de la energía solar. Esto resalta que el potencial colombiano para la producción de hidrógeno verde competitivo está geográficamente

concentrado en la región del Caribe Norte y La Guajira, y no es extensible en iguales condiciones al resto del territorio nacional.

Aun cuando Colombia presenta un enorme potencial eólico, no supera a los Estados Unidos en el escenario solar (9,36 vs 9,51 USD/kg H₂). Esto se explica en términos del WACC real, pues a mayor WACC real se paga un mayor costo de capital y Colombia (WACC real = 5,0%) supera al de EE. UU. (3,9%) y al de Alemania (3,1%). Para reducir esta barrera estructural que baja la competitividad del hidrógeno colombiano en escenarios de baja FLH, se puede hacer uso de instrumentos de gestión del riesgo financiero (derisking): garantías soberanas, mecanismos de blended finance del Banco Mundial o contratos de largo plazo que anclen el riesgo de mercado, en línea con las recomendaciones de Lee y Saygin (OECD, 2023).

En lo relacionado con Alemania no se observa ninguna ventaja competitiva en ningún escenario de producción local de hidrógeno verde. Este país presenta el mayor LCOH con energía solar de los tres países (16,71 USD/kg H₂ con PEM a 10 MW y 17,65 USD/kg H₂ con AEL), lo cual confirma cuantitativamente que el capital representa entre el 62% y el 73% del costo nivelado del hidrógeno con energía solar Alemania, como consecuencia de las 963 h/año de irradiación disponibles (el valor más bajo de los tres países en estudio). Ni siquiera en el mejor escenario alemán (PEM + Eólica a 100 MW con 7,21 USD/kg H₂) en el cual el LCOH supera en un 54% al equivalente colombiano (4,68 USD/kg H₂). Este resultado demuestra porqué existe un gran interés en la importación de hidrógeno verde desde regiones con mayor recurso renovable hacia Alemania, tal como prevé la NWS 2023 (BMWK, 2023) y documenta Wolf et al. (2024) para los corredores norte de África–Europa.

Por otro lado, la comparación entre el método aproximado y el procedimiento riguroso revela un error significativo con una tendencia clara y predecible: a escalas pequeñas (1 MW) el

método aproximado subestima el LCOH entre un 17% y un 39%, lo cual conlleva a decisiones de inversión incorrectas infravalorando los costos reales de proyectos de baja escala. De igual forma, para proyectos a gran escala (100 MW) el mismo método sobreestima el LCOH entre un 17% y un 54%, con el riesgo de descartar inversiones que en realidad pueden ser viables. Lo anterior confirma que, al superar el umbral de error del 10% para todos los escenarios con el método aproximado, es recomendable utilizar el procedimiento riguroso para proyectos de pequeña escala (< 5 MW) y de gran escala (> 50 MW).

Finalmente, la reducción del LCOH entre 1 MW y 100 MW alcanza el 29% para Colombia, con tecnología PEM y recurso eólico (de 6,71 a 4,76 USD/kg H₂), en cambio logra un 43% con tecnología AEL y recurso eólico (de 8,1 a 4,68 USD/kg H₂). Esto indica que apoyar proyectos que contribuyan a suplir la demanda de hidrógeno a gran escala (justificados) tienen mayor impacto sobre el LCOH que las mejoras tecnológicas individuales proyectadas para 2030. En el contexto nacional, escalar de 10 MW a 100 MW reduce el LCOH en 1,26 USD/kg H₂ para el escenario AEL + Eólica, una reducción equivalente a bajar el WACC real en aproximadamente 2,5 puntos porcentuales, lo que sitúa a las políticas de escala como la palanca de mayor impacto disponible a corto plazo para acelerar la competitividad del hidrógeno verde colombiano.

Conclusiones

La aplicación del protocolo PRISMA 2020 sobre las bases de datos Scopus, Web of Science y ScienceDirect, complementada con repositorios institucionales de IRENA, IEA y NREL, permitió construir una base documental de 62 estudios (2015–2024) que evidencia una aceleración

exponencial de la producción científica sobre el LCOH a partir de 2020, con el 77.4% de los estudios concentrados en el período 2020–2024. El análisis bibliométrico identificó tres ejes metodológicos dominantes del campo: IRENA como organismo de referencia universal (citada en el 89% de los estudios), el método de anualidades con factor de recuperación de capital como instrumento financiero de mayor adopción (58% de los estudios), y la tasa de descuento (WACC) como variable financiera transversal con un rango de 3.8%–14.5% según el contexto geográfico, estableciendo así la base documental necesaria para el análisis comparativo del objetivo específico 2.

El análisis comparativo de seis metodologías de cálculo del LCOH reveló que la elección del método financiero genera diferencias de hasta el 12% en el valor estimado bajo condiciones de entrada comparables, siendo el método de anualidades con factor de recuperación de capital (Nigbur et al., 2023; IRENA, 2020) el de mayor adopción, transparencia paramétrica y facilidad de análisis de sensibilidad. Sin embargo, el hallazgo central del análisis es que el factor de mayor influencia sobre el LCOH no es el método financiero sino los parámetros de entrada: una variación de ± 10 USD/MWh en el LCOE genera una variación de ± 0.55 – 0.60 USD/kg H₂, mientras que un incremento de 1 punto porcentual en el WACC eleva el LCOH en ± 0.10 – 0.15 USD/kg H₂, posicionando al costo de la electricidad renovable y al riesgo financiero país como las variables estructurales determinantes de la competitividad del hidrógeno verde.

Referencias Bibliográficas

- Arcos, J. M. M., & Santos, D. M. F. (2023). The hydrogen color spectrum: Techno-economic analysis of the available technologies for hydrogen production. *Gases*, 3(1), 25–46. <https://doi.org/10.3390/gases3010002>
- Badgett, A., Brauch, J., Thatte, A., Rubin, R., Skangos, C., Wang, X., Ahluwalia, R., Pivovar, B., & Ruth, M. (2024). Updated manufactured cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers [Reporte técnico]. National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://doi.org/10.2172/2311140>
- Boehm, H. N., Bogdanov, D., Fasihi, M., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Breyer, C., & Child, M. (2025). Clean technology cost projections: Investment and levelized costs of solar, wind, battery, and hydrogen. *Scientific Data*, 12, 1466. <https://doi.org/10.1038/s41597-025-05951-4>
- Boettcher, S. W. (2024). Introduction to green hydrogen. *Chemical Reviews*, 124(24), 13895–13898. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.4c00787>
- BMWK — Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2023). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie NWS 2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>
- Calise, F., Cappiello, F. L., Cimmino, L., D'Accadia, M. D., & Vicidomini, M. (2023). Recent and future advances in water electrolysis for green hydrogen generation: Critical analysis and perspectives. *Sustainability*, 15(24), 16917. <https://doi.org/10.3390/su152416917>

- Curcio, E. (2025). Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero. *International Journal of Hydrogen Energy*, 128, 473. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.013>
- Dardour, S., Ayres, D., & Zamora, L. (2025). Renewable power generation costs in 2024 [Reporte técnico]. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
- Ding, Y., Baldino, C., & Zhou, Y. (2024). Understanding the proposed guidance for the Inflation Reduction Act's Section 45V Clean Hydrogen Production Tax Credit [Reporte técnico]. International Council on Clean Transportation (ICCT).
- Eckl, F., Eltrop, L., Moita, A. S., & Costa Neto, R. (2022). Techno-economic evaluation of two hydrogen supply options to southern Germany: On-site production and import from Portugal. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(60), 25214–25228. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.266>
- European Commission. (2023, junio 20). Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 of 10 February 2023 [Reglamento delegado]. *Official Journal of the European Union*, L 157. https://eurlex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj
- Galevskiy, S., & Qian, H. (2025). A binary discounting method for economic evaluation of hydrogen projects: Applicability study based on levelized cost of hydrogen (LCOH). *Energies*, 18(14), 3839. <https://doi.org/10.3390/en18143839>
- Glenk, G., & Reichelstein, S. (2019). Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nature Energy*, 4(3), 216–222. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>

- Hill, S. J. P., Bañares-Alcántara, R., & Thornton, A. W. (2024). The cost of clean hydrogen from offshore wind and electrolysis. *Journal of Cleaner Production*, 449, 141793. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141162>
- IEA — International Energy Agency. (2019). The future of hydrogen [Reporte técnico]. IEA. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA — International Energy Agency. (2022). Global hydrogen review 2022 [Reporte técnico]. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- IEA — International Energy Agency. (2024a). CO₂ emissions in 2023 [Reporte técnico]. IEA. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>
- IEA — International Energy Agency. (2024b). Global hydrogen review 2024 [Reporte técnico]. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- IEA — International Energy Agency. (2025). Global hydrogen review 2025 [Reporte técnico]. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>
- IPCC. (2022). Climate change 2022: Impacts, adaptation and vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (H.-O. Pörtner, D. C. Roberts, M. Tignor, E. S. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegría, M. Craig, S. Langsdorf, S. Lösche, V. Möller, A. Okem, & B. Rama, Eds.). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009325844>
- IRENA — International Renewable Energy Agency. (2020). Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal [Reporte técnico]. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>

- IRENA — International Renewable Energy Agency. (2024). Renewable power generation costs in 2023 [Reporte técnico]. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- Jafarizadeh, H., Yamini, E., Zolfaghari, S. M., Esmailion, F., El Haj Assad, M., & Soltani, M. (2024). Navigating challenges in large-scale renewable energy storage: Barriers, solutions, and innovations. *Energy Reports*, 12, 2179–2192. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.08.019>
- Khouya, A. (2021). Levelized costs of energy and hydrogen of wind farms and concentrated photovoltaic thermal systems: A case study in Morocco. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(27), 14899–14917. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.240>
- Lee, M., & Saygin, D. (2023). Financing cost impacts on cost competitiveness of green hydrogen in emerging and developing economies (OECD Environment Working Papers, No. 227). OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/15b16fc3-en>
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia [Reporte técnico]. MinEnergía / BID.
- Minutillo, M., Perna, A., Forcina, A., Di Micco, S., & Jannelli, E. (2021). Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(26), 13667–13677. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.110>
- Nigbur, F., Robinius, M., Wienert, P., & Deutsch, M. (2023). Levelised cost of hydrogen: Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful [Reporte técnico]. Agora Industry & Umlaut. <https://www.agora-industry.org/publications/levelised-cost-of-hydrogen>

- Organización de las Naciones Unidas. (2015). Acuerdo de París [Tratado internacional]. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf
- Osman, A. I., Mehta, N., Elgarahy, A. M., Hefny, M., Al-Hinai, A., Al-Muhtaseb, A. H., & Rooney, D. W. (2022). Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: A review. *Environmental Chemistry Letters*, 20(1), 153–188. <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01322-8>
- Page, M. J., McKenzie, J. E., Bossuyt, P. M., Boutron, I., Hoffmann, T. C., Mulrow, C. D., Shamseer, L., Tetzlaff, J. M., Akl, E. A., Brennan, S. E., Chou, R., Gluud, C., Mayo-Wilson, E., McDonald, S., McGuinness, L. A., Stewart, L. A., Thomas, J., Tricco, A. C., Welch, V. A., ... Moher, D. (2021). The PRISMA 2020 statement: An updated guideline for reporting systematic reviews. *BMJ*, 372, n71. <https://doi.org/10.1136/bmj.n71>
- Patel, G. H., Havukainen, J., Horttanainen, M., Soukka, R., & Tuomaala, M. (2024). Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment. *Green Chemistry*, 26, 992–1006. <https://doi.org/10.1039/D3GC02410E>
- Preuster, P., Papp, C., & Wasserscheid, P. (2017). Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs): Toward a hydrogen-free hydrogen economy. *Accounts of Chemical Research*, 50(1), 74–85. <https://doi.org/10.1021/acs.accounts.6b00474>
- Raveendran, A., Chandran, M., & Dhanusuraman, R. (2023). A comprehensive review on the electrochemical parameters and recent material development of electrochemical water splitting electrocatalysts. *RSC Advances*, 13(6), 3843–3876. <https://doi.org/10.1039/D2RA07642J>

- Rezaei, M., Khalilpour, K. R., & Mohamed, M. A. (2024). Cost-competitiveness of green hydrogen and its sensitivity to major financial and technical variables. *International Journal of Hydrogen Energy*, 90, 1365–1377. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.068>
- Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). The investment costs of electrolysis: A comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(3), 1209–1223. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115>
- Sakthimurugan, V., Rajesh, R., Tamilarasan, K., & Anandkumar, M. (2025). Green hydrogen revolution: Advancing electrolysis, market integration, and sustainable energy transitions towards a net-zero future. *Energy Reports*, 13, 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.104849>
- Schäfer, D., Schwarz, M., Rückert, D., Merkle, R., Maier, J., & Ivers-Tiffée, E. (2023). Solid oxide electrolysis cells: Current material development and industrial application. *Journal of Materials Chemistry A*, 11(34), 18118–18139. <https://doi.org/10.1039/D3TA02161K>
- Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., & Jansen, M. (2018). Studie IndWeDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland [Reporte técnico]. Fraunhofer ISE. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf
- Tostado-Véliz, M., Hasanien, H. M., Turky, R. A., Jurado, F., & Kamel, S. (2025). Large-scale renewable energy integration: Tackling technical obstacles and exploring energy storage innovations. *Sustainability*, 17(3), 1311. <https://doi.org/10.3390/su17031311>
- Tsogt, N., Gbadago, D. Q., & Hwang, S. (2024). Exploring the potential of liquid organic hydrogen carrier (LOHC) system for efficient hydrogen storage and transport: A techno-economic

and energy analysis perspective. *Energy Conversion and Management*, 299, 117856.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117856>

Turek, T., Renz, M., & Sansour, M. (2022). Water electrolysis: From textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments. *Chemical Society Reviews*, 51(9), 4583–4762. <https://doi.org/10.1039/D0CS01079K>

Vatavuk, W. M. (2002). Updating the CE Plant Cost Index. *Chemical Engineering*, 109(1), 62–70.

Wolf, N., Tanneberger, M. A., & Höck, M. (2024). Levelized cost of hydrogen production in Northern Africa and Europe in 2050: A Monte Carlo simulation for Germany, Norway, Spain, Algeria, Morocco and Egypt. *International Journal of Hydrogen Energy*, 57, 953–963. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.319>

World Bank/ESMAP. (2025). Green hydrogen in Latin America and the Caribbean [Reporte técnico]. World Bank.
<https://documents1.worldbank.org/curated/en/099060225142533687/pdf/P179222-d1dc8f83-8300-46c6-859c-7fe990dd08fc.pdf>