



Revista EIA
ISSN 1794-1237
e-ISSN 2463-0950
Año XIX/ Volumen 21/ Edición N.41
Enero - junio de 2024
Reia4104 pp. 1-27

Publicación científica semestral
Universidad EIA, Envigado, Colombia

**PARA CITAR ESTE ARTÍCULO /
TO REFERENCE THIS ARTICLE /**

García, A.; Ángel, E.; Jaramillo, A. y
Ortega, S.

Análisis de la Integración del
Hidrógeno en Sistemas Híbridos de
Energía Renovable en el marco de
Escenarios Energéticos
Revista EIA, 21(41), Reia4104.
pp. 1-27.
<https://doi.org/10.24050/reia.v21i41.1715>

✉ *Autor de correspondencia:*

García, A.
Ingeniería Civil
Universidad EIA
Correo electrónico:
andres.garcia21@eia.edu.co

Recibido: 19-06-2023

Aceptado: 09-11-2023

Disponible online: 01-01-2024

Análisis de la Integración del Hidrógeno en Sistemas Híbridos de Energía Renovable en el marco de Escenarios Energéticos

✉ Andrés García¹
Enrique Ángel¹
Andrés Jaramillo¹
Santiago Ortega¹

1. Universidad EIA

Resumen

El hidrógeno como vector energético puede brindar energía en aplicaciones desde baja hasta gran escala y aporta al impulso de las energías renovables como alternativas de emisiones bajas en carbono. Este trabajo presenta una revisión de literatura sobre los sistemas híbridos de hidrógeno verde. Se encontró que un 23% de los artículos realizan revisiones de diferentes metodologías y comparaciones de tecnologías de hidrógeno, el 15% presentan análisis técnicos, económicos y ambientales de sistemas y proyectos basados en hidrógeno. El 53% de los artículos revisados se concentran metodologías de inteligencia artificial y uso de programas computacionales comerciales para el dimensionamiento, gestión de la energía y optimización de estos modelos sobre los sistemas híbridos de energía renovable con un alto enfoque en sistemas aislados de la red eléctrica. El potencial de modelos de simulación por desarrollar en este tema es bastante amplio por la descarbonización que aporta el hidrógeno. Los modelos deben contemplar aspectos adicionales de toda la cadena de valor del hidrógeno para tener una visión íntegra de su desarrollo en Colombia, teniendo en cuenta las oportunidades de desarrollo en el marco de diferentes escenarios energéticos.

Palabras clave: Energía eólica, Energía hidráulica, Energía solar, Escenarios Energéticos, Hidrógeno Verde, Sistemas Híbridos de Energía Renovable

Analysis of Hydrogen Integration in Hybrid Renewable Energy Systems under Energy Scenarios

Abstract

Hydrogen as an energy vector can provide energy in applications from low to large scale and contributes to the promotion of renewable energies as low-carbon emission alternatives. This paper presents a literature review on hybrid green hydrogen systems. It was found that 23% of the articles review different methodologies and comparisons of hydrogen technologies, 15% present technical, economic and environmental analyses of hydrogen-based systems and projects. Fifty-three percent of the reviewed articles focus on artificial intelligence methodologies and use of commercial software for sizing, energy management and optimization of these models on hybrid renewable energy systems with a high focus on off-grid systems. The potential for simulation models to be developed on this topic is quite large because of the decarbonization brought by hydrogen. The models should consider additional aspects of the entire hydrogen value chain to have a complete vision of its development in Colombia, taking into account the development opportunities in the framework of different energy scenarios.

Keywords: Energy Scenarios, Green Hydrogen, Hybrid Renewable Energy Systems, Hydropower, Solar Energy, Wind Energy

1. Introducción

El hidrógeno fue descubierto en 1671 y fue descrito de distintas formas hasta que en el año 1783 Antoine Lavoisier (1743-1794) reconoció la naturaleza del gas (Abdin *et al.*, 2020). Es el elemento más ligero y abundante en el planeta y entre los combustibles convencionales es el que tiene el máximo contenido energético por unidad de peso comparado con la gasolina, el hidrógeno tiene 3 veces más contenido energético (IEA, 2019). El hidrógeno no se puede obtener de forma directa del ambiente, para ello se deben realizar procesos químicos, térmicos y/o biológicos. Tradicionalmente los procesos más comunes para su producción han sido a partir de fuentes fósiles, como lo son el reformado con vapor de gas y la gasificación a partir del carbón o petróleo que tienen menor consumo

energético comparado con otros procesos como el de electrólisis que requiere más energía o electricidad para su producción (Abdin *et al.*, 2020), siendo este último de bajo impacto en las emisiones de carbono si la electricidad proviene de recursos renovables. La Agencia Internacional de Energía estimó para el 2021 que el hidrógeno producido con gas natural y carbón fue de 78 millones de toneladas de hidrógeno (Mt H₂), correspondiente al 81% de su producción y, por medio de electricidad y agua se tuvo una producción del 0,04% de su producción total (94 Mt H₂) (IEA, 2022).

El hidrógeno es considerado un vector energético por su alta versatilidad en el almacenamiento, transporte y uso de la energía por ser un elemento que permite brindar la energía en diferentes formas (estado gaseoso, líquido y sólido), por medio de las conversiones posibles que existen del hidrógeno a otros químicos, sustancias o elementos, y permite el uso de la energía en momentos y lugares donde se requiera la energía primaria.

Dentro de la cadena de valor del hidrógeno se encuentran muchos sectores involucrados como la industria petrolera, química (fertilizantes, combustibles sintéticos, etc.), generación de energía, movilidad (terrestre, marítima y aérea), industria pesada (cemento, acero, etc.), entre otros, los cuales son intensivos energéticamente y que para el año 2017 fueron responsables de emisiones de alrededor de 11.2 Gt de CO₂ por el uso de productos basados en fuentes fósiles (IRENA, 2020b).

Como lo estipula el Acuerdo de París de 2015 (Naciones Unidas, 2015), a nivel mundial hay compromisos de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar los esfuerzos de mitigación para contribuir con los acuerdos pactados por cada miembro. Con base en ello se están desarrollando mecanismos y proyectos que se enfocan en contribuir a una transición energética para lograr un entorno de carbono neutro en el futuro por medio de la implementación de fuentes de energía renovable (solar fotovoltaica, eólica) como reemplazo de los combustibles fósiles. La intermitencia que presentan este tipo de fuentes de energía hace que sea necesario el almacenamiento de energía para garantizar el suministro y gestión de la energía en los sistemas de energía (Khalid, Dincer y Rosen, 2016). El hidrógeno ha estado tomando un rol muy importante en

esta transición como elemento clave e indispensable para lograr el futuro de carbono neutro (Kovač, Paranos y Marciuš, 2021).

Reportes de diferentes agencias de energía y compañías internacionales han presentado información actual y proyecciones sobre el hidrógeno. La demanda de hidrógeno viene en aumento desde 1980 y para 2021 fue de alrededor de 94 Mt H₂, donde el 82% (alrededor de 70 Mt H₂) corresponde a la producción de hidrógeno puro (IRENA, 2020b; IEA, 2022). Para 2050 esta demanda puede incrementar entre 2 y 4 veces más, con un suministro de dos tercios a partir de hidrógeno verde (fuentes renovables) y un tercio con hidrógeno azul (fuentes fósiles con tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono) (IRENA, 2020a). El costo de producción de hidrógeno varía según las suposiciones realizadas por cada agencia que se basan en ubicaciones geográficas, precios de electricidad, costo de los equipos, etc. Para el año 2020 la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables se encuentra en un rango entre 4,0-7,0 USD/kgH₂ y para el año 2030 y en adelante las diferentes estimaciones definen rangos entre 1,5-3,0 USD/kgH₂ (IRENA, 2020b, 2020a; McKinsey & Company y Hydrogen Council, 2021; IEA, 2022). Esto indica que la producción de hidrógeno aumentará a su vez que sus costos de producción disminuyen, siempre y cuando haya un aumento en los proyectos y una masificación comercial de los equipos para la producción de hidrógeno.

En la alianza interinstitucional *Energética 2030* se definieron 4 escenarios energéticos basados en dos ejes principales: fortaleza de la señal económica y favorabilidad de las políticas para la transición energética (Ortega, Ángel y Jaramillo, 2022). El hidrógeno verde como nueva tecnología en esta transición se convierte en un nuevo elemento para incluir dentro de los estudios para evaluar el rango de posibilidades futuras de acuerdo con el contexto y tendencias en desarrollo.

Este artículo presenta la revisión enfocada en los estudios que tratan sobre los sistemas híbridos de energía renovable (SHER) con el hidrógeno como respaldo y en las estrategias implementadas para la gestión de energía. Luego, presenta una revisión sobre las evaluaciones financieras de proyectos de hidrógeno, y realiza un

análisis sobre la relación entre los sistemas híbridos con hidrógeno y los escenarios energéticos propuestos por Energética 2030. Finalmente, se presenta una discusión y conclusiones sobre los sistemas híbridos de energía renovable con hidrógeno.

2. Revisión de Sistemas Híbridos de Energía Renovable con hidrógeno

Los sistemas híbridos se pueden clasificar según los elementos que integran la generación y el almacenamiento, los cuales pueden ser de cuatro tipos: 1) generación única y sistema de almacenamiento único, 2) generación única y sistema de almacenamiento híbrido, 3) generación híbrida y sistema de almacenamiento único y 4) generación y almacenamiento de forma híbrida. Vivas et al. realizaron una revisión de las estrategias de gestión de energía de sistemas híbridos que involucran el hidrógeno verde que se enfocan en estos tipos de clasificación de los sistemas híbridos (Vivas *et al.*, 2018). En un estudio del año 2021, Ammari et al. realizaron una revisión sobre el dimensionamiento, optimización, control y gestión de la energía en los sistemas híbridos de energía renovable (SHER), donde describen y comparan los diferentes métodos usados en cada uno de los cuatro elementos revisados. En el dimensionamiento están los programas de computación (softwares) y métodos tradicionales (analíticos, iterativos, probabilísticos y de inteligencia artificial); los métodos de optimización los clasifican en clásicos, artificiales e híbridos, con mayor enfoque en los artificiales (algoritmos genéticos, lógica difusa o borrosa, redes neuronales, optimización de enjambre de partículas); los métodos de control se basan principalmente en los parámetros de estabilidad (en términos de voltaje y frecuencia), protección (observando el flujo de energía) y el balance de energía (distribución óptima de cargas), son clasificados en control centralizado, distribuido, híbrido y clásico; y finalmente exponen los métodos o estrategias de gestión de energía que se dividen en objetivos técnicos, económicos y técnico-económicos (Ammari *et al.*, 2021). Los métodos que involucran inteligencia artificial son los de mayor eficiencia y precisión, pero la alta complejidad en sus algoritmos y

de procesamiento requerido es una barrera para que los sistemas híbridos se estén integrando a gran escala o de forma masiva.

En esta sección se presenta la revisión desde la generación solar y/o eólica y la generación hidráulica.

2.1. SHER a partir de generación solar fotovoltaica y/o eólica

Los sistemas híbridos con base en generación solar y/o eólica tienen su sistema de almacenamiento con baterías, hidrógeno o ambos para suplir el problema de la intermitencia y de la posibilidad de almacenar la electricidad cuando hay excedentes. El hidrógeno se produce con el excedente de electricidad del sistema por medio de electrolizadores para ser almacenado y posteriormente usado para generar electricidad con las celdas de combustibles en los momentos en que el sistema lo requiera.

En el artículo que presentaron Vivas et al. En el 2018 (Vivas *et al.*, 2018), se mencionan cuatro tipos de estrategias de gestión de energía que se emplean en las diferentes configuraciones de sistemas híbridos de energía que se mencionan. Las estrategias basadas en suplir la demanda como criterio básico tienen una ventaja de simplicidad en el diseño, porque su algoritmo de control está fundamentado principalmente en tres criterios de diseño: balanceo de energía, estado de carga de las baterías y el inventario de hidrógeno (dependiendo de los elementos que componen el sistema). Las estrategias que adicionalmente incluyen criterios económicos ayudan a determinar una solución óptima desde el punto de vista económico, pero sin tener en cuenta criterios técnicos en la operación del sistema. El tercer tipo de estrategias son las que incluyen criterios técnicos con el objetivo principal de reducir la degradación de los equipos en la operación del sistema como lo son las baterías, electrolizadores y celdas de combustible. Finalmente, las estrategias con criterios técnicos y económicos para aumentar la vida útil de los equipos y reducir los costos de mantenimiento donde las soluciones son basadas en problemas de optimización generalmente no lineales donde se definen funciones multiobjetivo teniendo en cuenta los costos y la depreciación de los equipos. La complejidad de los algoritmos aumenta entre más criterios técnicos y económicos

se integren para permitir una respuesta óptima en los sistemas. Un mayor estudio y entendimiento de algoritmos y de estrategias enfocadas en objetivos múltiples permitiría que se puedan aplicar en sistemas híbridos reales y haya un mayor uso en aplicaciones de energía distribuida.

Kalinci, Hepbasli y Dincer realizaron un análisis técnico-económico en el 2015 para el dimensionamiento óptimo del sistema en la isla de Bozcaada en Turquía por medio del uso de la herramienta de *Hybrid Optimization Model for Electric Renewable* (HOMER) que utiliza el método de costo presente neto. Consideraron dos escenarios de generación, a partir de turbinas eólicas únicamente y un sistema híbrido de turbinas eólicas y de módulos solares. Ambos con el uso de un sistema de almacenamiento de hidrógeno (electrolizador, tanque de hidrógeno y celda de combustible). El análisis indica que el sistema óptimo es el segundo caso propuesto con el menor costo presente neto entre ambos (Kalinci, Hepbasli y Dincer, 2015). Otro estudio que utiliza el software HOMER para el análisis económico de un sistema híbrido de energía aislado en Ardabil, Irán, es realizado por Ahadi y Liang en 2017. El sistema es compuesto por módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas y una combinación de baterías e hidrógeno para el almacenamiento, donde se identifica que hay mayor beneficio con un almacenamiento híbrido que con un almacenamiento únicamente con hidrógeno (Ahadi y Liang, 2017). Estas metodologías que usan softwares comerciales tienen la ventaja de la simplicidad de realizar el dimensionamiento y la optimización, pero a su vez son análisis que no tiene en cuenta muchas variables que pueden ser importantes para obtener soluciones óptimas en los sistemas híbridos.

Hay otros estudios enfocados en aplicaciones estacionarias o para edificaciones residenciales donde el sistema de energía renovable implementa el hidrógeno desde su generación hasta aplicaciones finales. Kalinci, Dincer y Rosen en 2016 presentan análisis energéticos y exergéticos de un sistema diseñado para un edificio ubicado en Oshawa, Canadá que está compuesto por una turbina eólica, un arreglo fotovoltaico, un electrolizador y una celda de combustible. La electricidad generada en exceso, la que sobra después de cubrir los requerimientos energéticos del edificio, se

utiliza para la producción de hidrógeno que se almacena en un tanque y posteriormente se utiliza en la celda de combustible para producir electricidad, y que a su vez produce agua y calor para el edificio (Khalid, Dincer y Rosen, 2016).

Widera presenta el potencial del hidrógeno con base en fuentes renovables, específicamente en su producción a partir de electrólisis combinado con almacenamiento del hidrógeno. Realiza análisis de diferentes proyectos que entregan la energía en forma de hidrógeno para su almacenamiento, como combustible para el sector de movilidad y para sistemas de calefacción en edificaciones, a partir del exceso de la energía renovable que contribuye a la descarbonización de estos sectores (Widera, 2020).

Khan, Pal y Saeed realizaron una revisión de estrategias de optimización para el dimensionamiento y metodologías de análisis de costos de los sistemas híbridos a partir de fuentes solar y eólica. En su artículo presentan los diferentes métodos que van desde los tradicionales (iterativos, probabilísticos, programación lineal, etc.) que han sido los más usados, pero en la última década, los métodos de inteligencia artificial son los que se usan con más frecuencia gracias a su mejor precisión y excelente convergencia en comparación con los métodos convencionales (Khan, Pal y Saeed, 2018).

Una comparación de un dimensionamiento, diseño de estrategia de gestión de energía y análisis económico se realizó para un sistema fotovoltaico aislado con dos configuraciones de almacenamiento, con batería y con batería junto con hidrógeno en Malasia (Nordin y Rahman, 2019). Implementan una técnica iterativa para el algoritmo de optimización que determina la solución óptima para cada una entre todas las posibles combinaciones de los elementos, adicionalmente como criterios técnicos y económicos de evaluación utilizan la probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP en inglés) y el costo nivelado de energía (LCOE en inglés) respectivamente. En este caso la configuración que tiene únicamente baterías es la más apropiada en términos económicos, considerando que la eficiencia de las celdas de combustible es baja en el momento.

HassanzadehFard et al. Presentan una metodología de optimización de enjambre de partículas (PSO) con el fin de

encontrar la solución óptima del dimensionamiento del sistema con la operación y gestión de energía disminuyendo el costo total (HassanzadehFard *et al.*, 2020). El sistema híbrido de la microrred consiste en un conjunto de módulos solares fotovoltaicos, una turbina eólica, sistema de almacenamiento de hidrógeno, un reformador de gas natural y una celda de combustible.

Mills y Al-Hallaj realizaron una simulación de un sistema híbrido basado en hidrógeno compuesto de generación solar fotovoltaica, una turbina eólica y un sistema de hidrógeno (electrolizador, tanque, celda de combustible). El diseño fue realizado en base al modelo de simulación Hybrid2, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL) e integrado con un programa computacional de simulación (Mills, A, Al-Hallaj, 2004).

Xiao *et al.* Presentaron un sistema de generación eólica con electrolizador y tanque de hidrógeno para determinar la operación óptima del sistema en los mercados eléctrico y de hidrógeno (Xiao *et al.*, 2020). Emplean una estrategia de gestión de la energía con el objetivo de maximizar las ganancias por medio de la venta de la electricidad o producción de hidrógeno a partir de los precios de la energía eléctrica en diferentes horas del día. El hidrógeno producido es almacenado durante el día y al final del día es transportado para su venta.

Nicita *et al.* Realizan un estudio sobre hidrógeno verde como insumo, producido en una planta dedicada a la producción de hidrógeno (electrolizador de 180 kW) alimentada por energía solar fotovoltaica (200 kW) en la ciudad de Messina, Italia (Nicita *et al.*, 2020). Encontraron que esta planta a pequeña escala puede ser remunerativa e incluyen la venta de oxígeno en uno de sus escenarios para aumentar los ingresos, considerando que la inversión se realiza únicamente en el sistema de hidrógeno (integración del electrolizador a la planta solar fotovoltaica existente). Posteriormente, realizaron otro estudio donde incluyeron diferentes tamaños de la planta fotovoltaica-electrolizador (entre 100 kW y 10 MW) con la venta de oxígeno que se produce en el proceso de electrólisis para tener en cuenta ingresos adicionales por sus hallazgos en el estudio anterior (Squadrito, Nicita y Maggio, 2021). Concluyeron que la economía de escala tiene un efecto positivo en la

rentabilidad (Valor Presente Neto) y que dependiendo del precio del oxígeno en el mercado definen límites inferiores para la capacidad del electrolizador con el fin de que la producción de oxígeno sea rentable.

En Japón se realizó un análisis de costos de suministros estables de energía eléctrica e hidrógeno a partir de un sistema híbrido con generación solar y eólica, y almacenamiento con baterías e hidrógeno (Yamamoto, Fujioka y Okano, 2021). Formulan el modelo con una técnica de programación lineal minimizando los costos totales del sistema (función objetivo), teniendo en cuenta restricciones de balances de energía y almacenamiento, eficiencias y capacidades de los equipos en cada hora (en un año) de la simulación. Determinan que los sistemas de almacenamiento híbrido (baterías e hidrógeno) pueden reducir los costos para el suministro estable de energía, comparado con almacenamiento únicamente de baterías o de hidrógeno, debido a la cooperación entre las dos tecnologías (operatividad en corto y largo plazo en el almacenamiento).

2.2. SHER a partir de generación hidráulica

Otros sistemas donde el hidrógeno está presente son en las plantas hidráulicas de generación de energía donde la estimación de producción de hidrógeno se ha hecho de dos maneras. La primera es asumiendo que un porcentaje del potencial hidroeléctrico sea usado para la producción de hidrógeno por medio de electrólisis, el estudio de Carvajal, Babativa y Alonso sobre la producción de hidrógeno en la central Amoyá en Colombia plantea que un 12% (9,5 MW) de la capacidad de generación sea dedicada para la planta de hidrógeno por la demanda que se requiere para la ciudadela en estudio (Carvajal, Babativa y Alonso, 2010), allí se definieron los equipos necesarios para su operación, teniendo en cuenta sus factores de eficiencia para obtener la potencia neta del sistema, y los costos de producción y venta del hidrógeno para realizar el análisis económico. En este caso presentan una viabilidad técnica, económica y ambiental con los supuestos definidos para este tipo de proyectos, pero con limitantes importantes como el costo de los equipos para la producción de hidrógeno y sus precios de venta proyectados. En Venezuela cuantifican el potencial de hidrógeno a partir de diferentes

fuentes de energía renovables y en el caso de hidroelectricidad, consideran las centrales hidroeléctricas hasta 50 MW de capacidad de generación donde consideran un total de 4,5 GW que puede ser aprovechada continuamente, a partir de información documentada, que permitiría una producción de hidrógeno de $7,134 \times 10^8$ kgH₂/año (Posso y Zambrano, 2014). Esta estimación del potencial de hidrógeno a partir de diferentes fuentes se realiza de una forma muy general con información de todo el territorio de Venezuela sin tener en cuenta aspectos sociales, ambientales y económicos, pero es un punto de inicio para otros estudios que se realicen con mayor detalle.

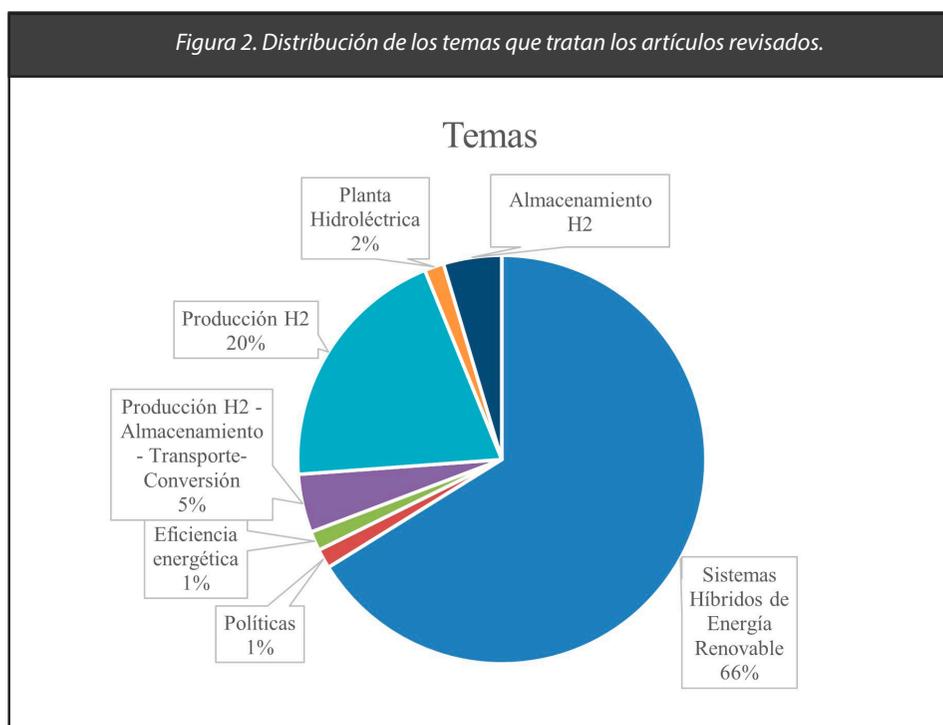
La segunda forma de cuantificar el hidrógeno es por el exceso de hidroelectricidad o la energía turbinable vertida, que se entiende por la energía que se puede generar por los vertimientos turbinables de agua debido a que se excede la capacidad de almacenamiento en el embalse o por razones operativas. En Suramérica se han realizado varios estudios en Brasil, Paraguay y Ecuador a partir del exceso de hidroelectricidad y está tomando interés debido al gran potencial hidroeléctrico de la región. Posso et al. Analizan cuatro plantas hidroeléctricas de Ecuador con la capacidad de regular sus embalses donde procesan la información relacionada con los vertimientos y niveles de los embalses en el período 2007-2013 y con ello obtienen la cantidad de energía disponible y posteriormente el potencial de producción de hidrógeno, estas operaciones las realizan en los casos de promedio anual y promedio mensual para brindar mayor detalle por el hecho de que la energía disponible es altamente dependiente de la hidrología y el mes considerado (Posso *et al.*, 2015). De forma similar, se realizó un estudio en Brasil en la represa de Iguazú para determinar el potencial de hidrógeno a producir a partir del exceso de hidroelectricidad para suplir la demanda del sector de transporte público de la ciudad de Foz do Iguacu (Riveros-Godoy, Cavaleiro y Silva, 2012). Una apropiación masiva de sistemas híbridos que generen hidrógeno a partir de vertimientos turbinables de energía es compleja de alcanzar porque las plantas hidroeléctricas con capacidad de regulación de su embalse tienen características operativas especiales que pueden no coincidir con el uso de la energía para producir hidrógeno.

En Italia, Valente et al. Realizaron una evaluación del ciclo de vida de la producción de hidrógeno por medio de electrólisis en una central hidroeléctrica a filo de agua con capacidad de 7 MW. Se utilizó la metodología de evaluación de ciclo de vida (LCA por sus siglas en inglés) que se usa para evaluar las entradas, salidas y los potenciales impactos ambientales asociados al producto de un sistema a lo largo de su ciclo de vida (Valente *et al.*, 2015). La producción de hidrógeno se plantea para las horas valle, un almacenamiento potencial en hidruros de metal y el uso del hidrógeno en horas pico para la generación de electricidad por medio de celdas de combustible. Este tipo de perspectiva le permite al hidrógeno integrarse a la hidroelectricidad, porque desde el aspecto ambiental se confirma que la producción de hidrógeno para el almacenamiento de energía puede contribuir a descarbonizar el sector eléctrico y de transporte. Se requieren estudios que evalúen los aspectos económicos y sociales con esta metodología para lograr una visión íntegra de los sistemas híbridos de energía y de su rol potencial en la sostenibilidad.

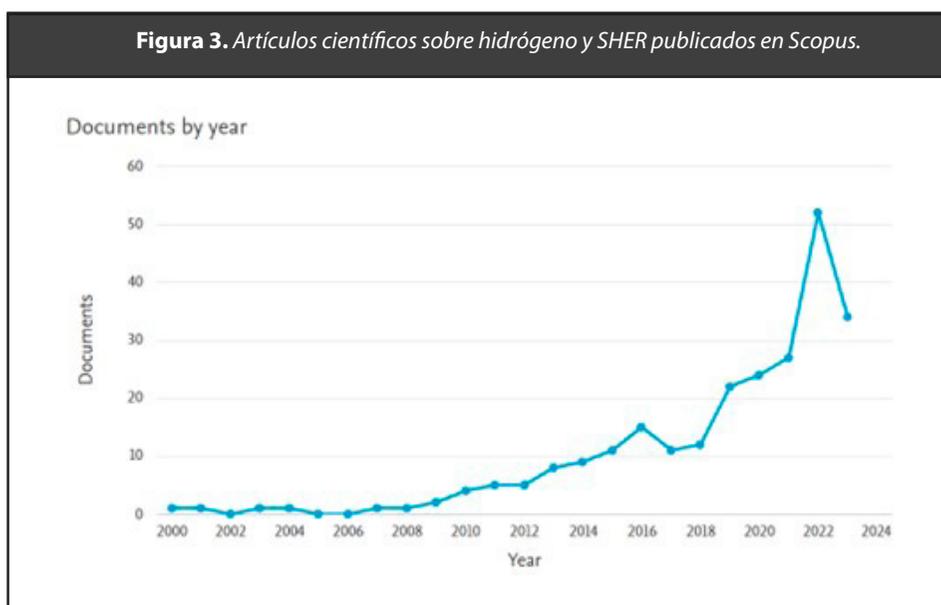
2.3. Resumen estadístico de la revisión bibliográfica

Durante la revisión de la literatura se consultaron 53 artículos científicos relacionados con el hidrógeno y los sistemas híbridos de energía renovable y 10 reportes de agencias y compañías internacionales. En la Figura 1 se observa la distribución en porcentaje de los tipos de estudios en los que se enfocan los artículos científicos, con un mayor porcentaje del 23% se encuentran artículos que realizan una revisión sobre producción de hidrógeno, almacenamiento, políticas y sistemas híbridos, seguido por artículos en donde realizan análisis y casos de estudio de los sistemas híbridos y producción de hidrógeno. En la Figura 2 se puede ver con más detalle los temas que tratan estos tipos de estudios, con mayor énfasis en los sistemas híbridos de energía renovable, seguido por la producción de hidrógeno. En el caso de los estudios en los sistemas híbridos se encuentran temas específicos como el dimensionamiento, control, gestión de la energía, análisis técnico-económicos, optimizaciones, diseño de los sistemas y sus configuraciones de almacenamiento (batería, hidrógeno o combinado). Dentro de estos temas se presentan las distintas metodologías utilizadas para las

simulaciones y análisis realizados que comprenden desde métodos tradicionales hasta métodos de inteligencia artificial.



En la Figura 3 se puede observar que hay un interés creciente de publicaciones por año sobre los temas de *hidrógeno* y de *sistemas híbridos de energía renovable* dentro de cada documento. Esto significa que es un tema de gran importancia con tendencia de tener cada vez más aportes en la investigación a nivel mundial.



3. Evaluación financiera de los proyectos con hidrógeno

Dentro de los artículos revisados, se han realizado evaluaciones financieras de la producción de hidrógeno o de los sistemas híbridos por medio de diferentes metodologías y definiendo suposiciones según los parámetros técnicos y económicos según cada sistema.

En el 2016 el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) realizó un análisis de cinco formas de producción de hidrógeno usando el modelo H2A desarrollado por la agencia que estima el precio nivelado de hidrógeno (USD/kgH₂) al que se debe vender para lograr una determinada tasa de retorno. El costo de producción nivelado con el dólar estadounidense al año 2007 con tecnología de electrolizador PEM (Polymer Electrolyte Membrane - Proton Exchange Membrane) obtuvo un rango entre 4,20 y 5,14 USD/kgH₂ para los casos de estudios de producción central y a menor escala dependiendo de los costos de la electricidad (Abdin *et al.*, 2020).

En el estudio de un sistema para una edificación en Oshawa, Canadá, se estimó un costo nivelado de energía (LCOE) de 0,862 USD/kWh para el sistema para la demanda diaria de energía de 90 kWh (Khalid, Dincer y Rosen, 2016).

El estudio realizado por Posso et al. se encontró que, para Ecuador en los tres escenarios definidos, el costo de producción de hidrógeno es de 2,59, 2,18 y 1,77 USD/kg. El hidrógeno proveniente de energía hidráulica es analizado para ser usado en una flota de transporte urbano por medio de un modelo considerando costos anualizados dentro de todo el sistema (Posso *et al.*, 2015). En el trabajo similar realizado en Brasil, el costo nivelado de hidrógeno producido se encuentra en un rango entre 2,38 y 4,61 USD/kg para los casos de estudio, donde el menor costo está relacionado al modelo centralizado de producción, mientras que el mayor costo se presenta con un modelo descentralizado y un transporte de hidrógeno líquido (Riveros-Godoy, Cavaleiro y Silva, 2012).

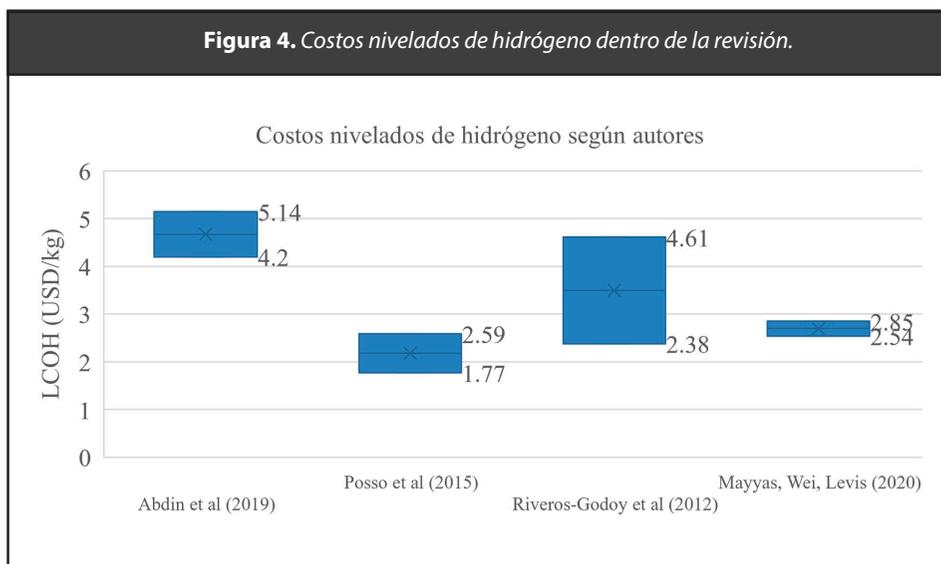
En el estudio realizado en Colombia en la central hidroeléctrica Amoyá, presentan un costo total del sistema de 33.147.572 USD (año 2008) y fijan un precio de venta del hidrógeno de 2 USD/kg para el año 2015, proyectado en ese entonces por el NRC (National Research Council) en el 2004. Definen que como punto de equilibrio para que se den las condiciones de inversión el precio de bolsa sea de 0,0374 USD/kWh (67 pesos colombianos COP/kWh) (Carvajal, Babativa y Alonso, 2010).

La modelación realizada en el software HOMER para la isla de Bozcaada en Turquía arrojó resultados de costo presente neto (CPN) de 11.960.698 USD y un costo de energía (LCOE) de 0,83 USD/kWh para un sistema híbrido con generación solar fotovoltaica y eólica con almacenamiento de hidrógeno por medio de electrolizador, tanque y celda de combustible para abastecer una demanda de 1.875 kWh/día para la isla (Kalinci, Hepbasli y Dincer, 2015). Otro estudio que presenta el costo presente neto (CPN) del sistema arrojó un valor de 939.905 USD con un sistema fotovoltaico de 15 kW, eólico de 112,15 kW, electrolizador de 10 kW, celda de combustible de 30 kW, tanque de hidrógeno con capacidad de 10 kg y un banco de baterías con una capacidad de 115.600 Ah (Ahadi y Liang, 2017).

En (Nordin y Rahman, 2019) se presenta un LCOE de 0,437 USD/kWh para un sistema de 1,23 kW fotovoltaico, un banco de baterías con capacidad de 2.880 Wh y electrolizador de 0,93 kW. En comparación con la configuración de almacenamiento con solo baterías el costo es mayor, puesto que esta última tiene un LCOE de 0,311 USD/kWh .

En el estudio realizado por Mayyas, Wei y Levis analizan y presentan los costos asociados con el almacenamiento de energía en exceso proveniente de la red eléctrica en Estados Unidos en forma de hidrógeno por medio de electrólisis. Con el uso del modelo H2A, del Laboratorio Nacional de Energía Renovable del Departamento de Energía (National Renewable Energy Laboratory - NREL, 2018), calcularon el costo nivelado del hidrógeno según el precio de bolsa en el mercado eléctrico y encontraron que una producción centralizada en Illinois, Estados Unidos, se puede lograr un costo nivelado de hidrógeno entre 2,54 y 2,85 USD/kg (Mayyas, Wei y Levis, 2020).

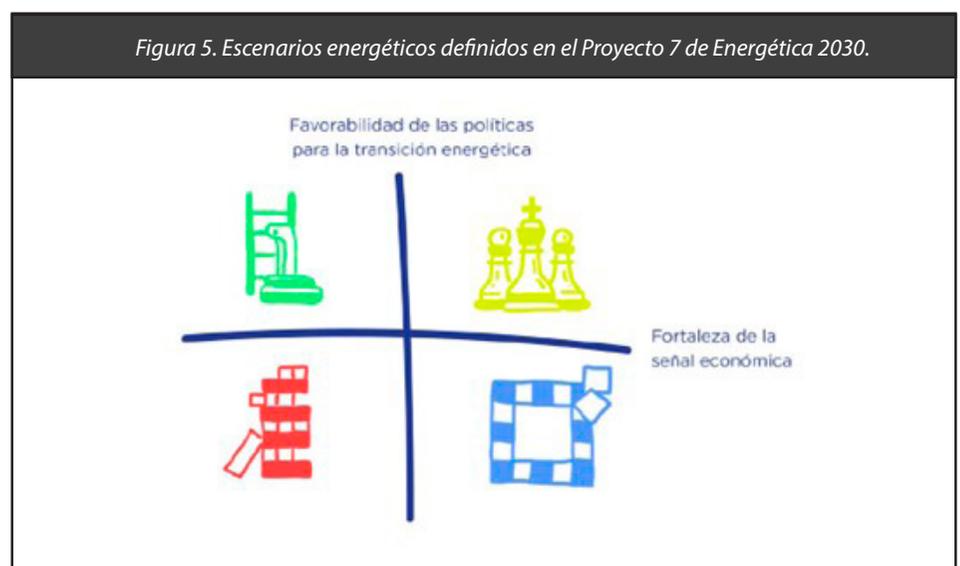
En la Figura 4 se presenta el resumen de los rangos de los costos nivelados de hidrógeno (LCOH) encontrados por los autores revisados.



4. Escenarios Energéticos e hidrógeno verde

En el proyecto de investigación de Energética 2030, específicamente en el Proyecto 7, se plantearon 4 escenarios energéticos (Figura 5) con base en dos incertidumbres críticas que fueron elegidos a partir de un análisis prospectivo usando el método de (Schwartz, 1996) a partir de talleres realizados con participantes del sector eléctrico colombiano. Las dos incertidumbres forman los ejes horizontal y vertical: la fortaleza de la señal económica para la transición energética y la favorabilidad de las políticas para la transición energética. La señal económica puede ser fuerte o débil dependiendo de si las condiciones económicas y del mercado tienen tendencia o no hacia la transición energética, tiene en cuenta aspectos como los precios de los combustibles fósiles, costos de instalación de las energías renovables, etc.

Los 4 escenarios planteados (Jenga, Monopolio, Escaleras y Serpientes, y Ajedrez) consideran distintos niveles de penetración de energías renovables, baterías, electromovilidad, nuevos mercados, etc., en función de los precios internacionales del gas, carbón y petróleo, y las decisiones de política pública que favorezcan o impidan la descarbonización, descentralización, democratización y digitalización del sector energético (Ortega, Ángel y Jaramillo, 2022).



En el escenario *Jenga* no hay favorabilidad política y tampoco una señal económica para la transición energética debido a los precios bajos de los combustibles que representa bajo interés en la inversión para el sector.

El escenario *Monopolio* presenta una fuerte señal económica, pero sin tener políticas favorables para el desarrollo de negocios en favor a la transición. Aquí las grandes empresas son capaces de realizar inversiones, pero la falta de políticas no permite que se realicen inversiones desde los usuarios pequeños del sistema eléctrico.

El escenario *Escaleras y Serpientes* representa una transformación más lenta por la política pública proactiva hacia la transición energética con el obstáculo de que la señal económica no permite un buen desarrollo de los proyectos e inversiones. Hay un gran interés en promover la transición, pero los precios de los combustibles fósiles o de tecnologías convencionales no terminan de convencer a los inversionistas de las nuevas tecnologías.

En el escenario de *Ajedrez* se combina la fuerte señal económica con una política proactiva que permite generar nuevos negocios y mercados de energía, disrupciones aceleradas donde se pueden ver grandes cambios en el sector, como los usuarios siendo agentes del mercado y las empresas tradicionales migrando hacia servicios digitales de energía.

La evaluación de los sistemas híbridos de energía renovable con la inclusión del hidrógeno en los cuatro escenarios planteados, donde *Jenga* es el más desfavorable y *Ajedrez* es el más favorable, se convierte en un punto de partida para los agentes e inversionistas del sector eléctrico colombiano que deseen ser pioneros en la producción de hidrógeno verde en plantas de generación de energía renovable nuevas o existentes. Al tener un rango de posibilidades futuras se puede lograr estimar las bases necesarias, como indicadores o parámetros, para que la tecnología del hidrógeno tenga cabida en el sector de producción de energía eléctrica.

El hidrógeno verde, en conjunto con el almacenamiento por medio de baterías, es considerado un nuevo elemento para aumentar la flexibilidad y tener más opciones para la gestión de la energía

generada de los SHER. El tema de la descarbonización y la transición energética se debe desarrollar de una manera íntegra, considerando factores económicos, políticos y ambientales que estén alineados con los objetivos del país.

Colombia ha planteado la producción de hidrógeno verde a partir de generación solar fotovoltaica y eólica en la Hoja de Ruta presentada en el 2021 (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Se enfoca en estas dos tecnologías de generación por el potencial de recursos disponibles y los beneficios de reducción de costos en estos proyectos dedicados únicamente para la producción de hidrógeno donde proyectan costos nivelados de hidrógeno (LCOH) para el 2030 desde 2,2 USD/kg hasta 3,7 USD/kg de acuerdo con las zonas de producción en el país. Hacen mención de que para ese año se puede complementar la producción de hidrógeno a partir de la energía de la red eléctrica nacional proveniente del recurso hídrico en plantas de producción descentralizada, indicando que se realizarán estudios detallados sobre el uso de las grandes centrales hidroeléctrica como fuente potencial para el hidrógeno. Esta es una importante señal de política pública que sugiere que para el caso del hidrógeno, podremos encontrarnos en el corto o mediano plazo en los Escenarios Ajedrez o Serpientes y Escaleras, según evolucionen las tecnologías de hidrógeno y su demanda (y consecuentemente costo) en el mercado.

5. Discusión

Inicialmente se realizó una revisión de la literatura enfocada en el sector de la generación de energía, específicamente por medio de los sistemas híbridos de energía renovable con hidrógeno a partir de fuentes solares fotovoltaicas, eólicas e hidráulicas que permiten una mayor flexibilidad del uso de la energía por medio del almacenamiento de energía en baterías e hidrógeno.

Para modelar sistemas híbridos de energía se encuentran diferentes tipos de metodologías, las cuales se pueden clasificar en familias de modelos desde puntos de vista de la configuración y optimización de los elementos que componen el sistema, desde un

enfoque operativo con el control y manejo del sistema, y desde un punto de vista de toma de decisiones con las estrategias de gestión de la energía.

Desde el enfoque de dimensionamiento de los sistemas se pueden agrupar las técnicas de inteligencia artificial que son las más destacadas (algoritmos genéticos, optimización de enjambre de partículas (PSO), optimización de colonia de hormigas (ACO), entre otras) junto con métodos iterativos y probabilísticos que tienen más limitantes porque ignoran ciertos parámetros; adicionalmente los métodos que utilizan softwares comerciales son muy comunes para realizar el dimensionamiento, los programas HOMER, H2A y Hybrid2 permiten realizar una optimización y análisis técnicos, financieros y ambientales.

La modelación del control y manejo operativo de los sistemas se basa en la estabilidad, protección y balance de energía con métodos centralizados, distribuidos o híbridos. Estos métodos presentan ventajas según la escala de los sistemas híbridos de energía renovable que representa la simplicidad de la formulación de la optimización en el control del sistema.

Las estrategias de gestión de la energía, basadas en los objetivos y criterios definidos, son un elemento clave para incluir en la modelación cuando se requiere garantizar la demanda e incrementar el desempeño en la operación del sistema. El uso de estas estrategias permite una mayor competitividad de los sistemas híbridos.

Los modelos pueden englobar e integrar estos aspectos anteriores y realizar una simulación mucho más robusta, pero es recomendable establecer las diferencias de cada una de ellas para enfocarse en los objetivos deseados en el modelo a desarrollar.

El dimensionamiento, optimización, control y estrategias de gestión de energía son elementos que contribuyen a una apropiada evaluación de la eficiencia, costos y demás parámetros técnico-económicos de los sistemas híbridos que contemplan el hidrógeno y de esta manera permiten brindar las soluciones con el mayor desempeño posible según las restricciones y condiciones que se presenten para cada caso.

Para evaluar la integración del hidrógeno por medio de electrólisis a los SHER en Colombia se deben tener en cuenta los aspectos mencionados anteriormente. Realizar simulaciones acerca de estos sistemas que involucren estrategias de control y gestión de energía con la optimización del sistema es una parte esencial para tener un acercamiento y entendimiento de esta nueva tecnología. Es importante que estos sistemas se dimensionen a partir de una demanda definida y de unos objetivos o estrategias planteadas en la generación de energía eléctrica para definir una producción de hidrógeno, ya sea con el exceso de electricidad o con la planificación de cada sistema.

Existe mucho potencial de modelos por desarrollar en el contexto colombiano acerca de la integración del hidrogeno en plantas de generación de energía renovable. Desde análisis macro con metodologías agregadas del potencial de producción de hidrógeno hasta análisis micro de la operación de una planta de generación con mayor detalle técnico o de estrategias de la gestión de energía. Estos análisis también deben ser íntegros incluyendo el transporte del hidrógeno por medio de las tuberías nuevas o existentes y estudiar los sectores potenciales de mayor demanda para establecer toda la cadena de valor.

6. Conclusiones

El hidrógeno como vector energético en todas sus aplicaciones dentro de la cadena de valor es un elemento clave para la transición energética que se está dando a nivel mundial. Para lograr esta transición se debe reemplazar las fuentes de combustibles fósiles por las fuentes de energía renovable en los procesos intensivos en emisiones de carbono y el hidrógeno aporta una complementariedad en los sectores de generación y almacenamiento de energía, fertilizantes, industria de alto calor, industria pesada (cemento, acero, etc.) y movilidad.

En la revisión del estado del arte sobre el hidrógeno y los sistemas híbridos que lo integran se encontró que un 23% de los artículos realizan revisiones de diferentes metodologías y

comparaciones de tecnologías de hidrógeno, el 15% presentan análisis técnicos, económicos y ambientales de sistemas y proyectos basados en hidrógeno. El 53% de los artículos revisados se concentran principalmente en metodologías de inteligencia artificial y uso de programas computacionales comerciales para el dimensionamiento, gestión de la energía y optimización de estos modelos sobre los sistemas híbridos de energía renovable con un alto enfoque en sistemas aislados de la red eléctrica.

La modelación de los sistemas híbridos de energía renovable con hidrógeno verde se clasifica en tres familias de modelos para identificar los objetivos de cada modelación que se realice. La primera está enfocada en el dimensionamiento y su optimización, una segunda con un enfoque operativo con el control y manejo de los sistemas, y una tercera familia desde un punto de vista estratégico en la gestión de la energía.

Las configuraciones más comunes que se encuentran en estos sistemas son de generación híbrida fotovoltaica y eólica, debido a que se implementan en sistemas aislados de la red. La configuración del almacenamiento se compone generalmente de baterías de litio y del sistema de hidrógeno (electrolizadores, tanque de hidrógeno y celdas de combustible). En algunos casos el almacenamiento óptimo se compone únicamente de baterías y es debido a los altos costos del sistema de hidrógeno que todavía se tienen hasta ahora. Los sistemas híbridos basados en generación hidroeléctrica utilizan la energía en exceso, vertimientos turbinables, para producir el hidrógeno. Esta complementariedad en la generación y almacenamiento aporta a la robustez de los sistemas.

Desde el punto de vista financiero, el costo de producción de hidrógeno en diferentes estudios varía entre 1,77 USD/kg hasta 5,14 USD/kg en los casos de estudio. Estos valores son muy dependientes de las suposiciones que se realizan en las proyecciones de los costos de cada tecnología, precios de la electricidad, la ubicación geográfica por la cual hay una alta variabilidad de los costos por los contextos geopolíticos y por la escala de los proyectos que se desarrollen. En los sistemas híbridos con hidrógeno verde se encuentran costos nivelados de energía (LCOE) desde 0,437 USD/kWh hasta 0,862 USD/kWh, donde un factor influyente en el costo es el precio de los

sistemas de hidrógeno porque sus equipos (electrolizador) tienen un alto costo que puede disminuirse con la implementación de estos sistemas a gran escala y una masificación comercial de los equipos, lo que permitiría lograr una producción de hidrógeno a un costo menor.

La integración del hidrógeno en los sistemas de energía es una de las diferentes opciones para continuar impulsando el uso de las energías renovables con el fin de aportar en el objetivo de establecer una sociedad de carbono neutral. La transición energética trae consigo la hibridación de diferentes tecnologías desde la generación de energía hasta su uso final y el hidrógeno verde no es la excepción. Es un elemento intermedio el cual requiere que se establezcan plantas dedicadas a su producción y también sistemas híbridos de energía renovable que aporten un porcentaje de su generación para suplir las demandas de hidrógeno que hay en el país y en el mundo.

Los análisis de los SHER con la integración del hidrógeno traen consigo un grado alto de complejidad por el hecho de que las simulaciones se realizan con diferentes parámetros técnicos y económicos, como los períodos de análisis de corto y largo plazo según las estrategias de la gestión de energía que se planteen, los precios de la energía eléctrica y del hidrógeno que representa una competencia entre los dos energéticos para evaluar la viabilidad de los proyectos con hidrógeno en el sector de las energías renovables. La optimización de los modelos agrega otro grado de complejidad por los nuevos métodos de inteligencia artificial existentes que actualmente se usan en estos sistemas.

Los escenarios energéticos son una herramienta adicional para este tipo de análisis de los sistemas híbridos que permiten obtener posibilidades futuras acerca de la viabilidad de la penetración del hidrógeno verde según las condiciones regulatorias y de mercado. Dan cabida a los análisis iniciales para que los inversionistas y tomadores de decisión tengan una base para darle la entrada al hidrógeno en los sectores eléctrico y energético colombiano.

La evaluación de los sistemas híbridos de energía renovable con la inclusión del hidrógeno en los cuatro escenarios planteados, donde Jenga es el más desfavorable y Ajedrez es el más favorable, se convierte en un punto de partida para los agentes e inversionistas del

sector eléctrico colombiano que deseen ser pioneros en la producción de hidrógeno verde en plantas de generación de energía renovable nuevas o existentes. Al tener un rango de posibilidades futuras se puede lograr estimar las bases necesarias, como indicadores o parámetros, para que la tecnología del hidrógeno tenga cabida en el sector de producción de energía eléctrica.

La Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia debe seguirse actualizando por medio de estudios adicionales sobre la producción de este vector energético que contemplen la generación hidroeléctrica como otra fuente habilitadora para la transición energética, y alternativas regulatorias para facilitar su inclusión en el mercado. En los estudios revisados se encontró que el uso del recurso hídrico para la producción de hidrógeno aporta en la descarbonización de sectores como el transporte y en el almacenamiento de energía, adicionalmente a los demás sectores que son intensivos en el uso de combustibles fósiles que pueden ser sustituidos con el hidrógeno verde, lo cual podría dar paso a nuevos negocios de transición energética.

Por tal razón, es importante seguir desarrollando políticas públicas para la transición energética usando hidrógeno, y explorar alternativas y mercados para buscar nichos donde tenga competitividad económica, de tal forma que podamos avanzar hacia los escenarios más favorables para su desarrollo.

7. Agradecimientos

Este trabajo fue apoyado por el proyecto “Estrategia para la transformación del sector energético colombiano en el horizonte 2030” financiado en la convocatoria 778 del Ministerio de Ciencia de Colombia (Minciencias) bajo el programa Colombia Científica. Contrato número FP44842-210-2018.Español.

8. Referencias

- Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W. y Khalilpour, K.R. (2020) "Hydrogen as an energy vector", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120(December 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109620>.
- Ahadi, A. y Liang, X. (2017) "A stand-alone hybrid renewable energy system assessment using cost optimization method", *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, pp. 376–381. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/ICIT.2017.7913260>.
- Ammari, C., Belatrache, D., Touhami, B. y Makhloufi, S. (2021) "Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system- a review", *Energy and Built Environment* [Preprint]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.04.002>.
- Carvajal, H., Babativa, J.H. y Alonso, J.A. (2010) "Estudio sobre producción de H2 con hidroelectricidad para una economía de hidrógeno en Colombia", *Ingeniería Y Competitividad*, 12(1), pp. 31–42. Disponible en: <https://doi.org/10.25100/iyv.12i1.2700>.
- HassanzadehFard, H., Tooryan, F., Collins, E.R., Jin, S. y Ramezani, B. (2020) "Design and optimum energy management of a hybrid renewable energy system based on efficient various hydrogen production", *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(55), pp. 30113–30128. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.040>.
- IEA (2019) *The Future of Hydrogen*. Disponible en: <https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en>.
- IEA (2022) *Global Hydrogen Review 2022*, *Global Hydrogen Review 2022*. Disponible en: <https://doi.org/10.1787/39351842-en>.
- IRENA (2020a) *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf.
- IRENA (2020b) "Reaching zero with renewables: Eliminating CO2 emissions from industry and transport in line with the 1.5°C climate goal", p. 216. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables>.
- Kalinci, Y., Hepbasli, A. y Dincer, I. (2015) "Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options", *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(24), pp. 7652–7664. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.147>.
- Khalid, F., Dincer, I. y Rosen, M.A. (2016) "Analysis and assessment of an integrated hydrogen energy system", *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(19), pp. 7960–7967. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.221>.
- Khan, F.A., Pal, N. y Saeed, S.H. (2018) "Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, pp. 937–947. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.107>.

- Kovač, A., Paranos, M. y Marcuiš, D. (2021) "Hydrogen in energy transition: A review", *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(16), pp. 10016–10035. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.256>.
- Mayyas, A., Wei, M. y Levis, G. (2020) "Hydrogen as a long-term, large-scale energy storage solution when coupled with renewable energy sources or grids with dynamic electricity pricing schemes", *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(33), pp. 16311–16325. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.163>.
- McKinsey & Company y Hydrogen Council (2021) *Hydrogen Insights*.
- Mills, A, Al-Hallaj, S. (2004) "Simulation of hydrogen-based hybrid systems using Hybrid2", *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(10), pp. 991–999. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.01.004>.
- Ministerio de Minas y Energía (2021) *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*.
- Naciones Unidas (2015) *Acuerdo de París*.
- National Renewable Energy Laboratory - NREL (2018) "H2A: Hydrogen analysis production models". Disponible en: <https://www.nrel.gov/hydrogen/h2a-production-models.html>.
- Nicita, A., Maggio, G., Andaloro, A.P.F. y Squadrito, G. (2020) "Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant", *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(20), pp. 11395–11408. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.062>.
- Nordin, N.D. y Rahman, H.A. (2019) "Comparison of optimum design, sizing, and economic analysis of standalone photovoltaic/battery without and with hydrogen production systems", *Renewable Energy*, 141, pp. 107–123. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.090>.
- Ortega, S., Ángel, E. y Jaramillo, A. (2022) *Escenarios Energéticos - Seis posibilidades para la transición en Colombia*.
- Posso, F., Espinoza, J.L., Sánchez, J. y Zalamea, J. (2015) "Hydrogen from hydropower in Ecuador: Use and impacts in the transport sector", *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(45), pp. 15432–15447. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.08.109>.
- Posso, F. y Zambrano, J. (2014) "Estimation of electrolytic hydrogen production potential in Venezuela from renewable energies", *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(23), pp. 11846–11853. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.06.033>.
- Riveros-Godoy, G.A., Cavaleiro, C. y Silva, E. (2012) "Analysis of electrolytic hydrogen production models and distribution modes for public urban transport: study case in Foz do Iguacu, Brazil", *International Journal of Energy Research*, (37), pp. 1142–1150. Disponible en: <https://doi.org/10.1002/er>.
- Schwartz, P. (1996) *The art of the long view: Planning for the future in an uncertain world*. Ed. Currency.
- Squadrito, G., Nicita, A. y Maggio, G. (2021) "A size-dependent financial evaluation of green hydrogen-oxygen co-production", *Renewable Energy*, 163, pp. 2165–2177. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.10.115>.

- Valente, A., Iribarren, D., Dufour, J. y Spazzafumo, G. (2015) "Life-cycle performance of hydrogen as an energy management solution in hydropower plants: A case study in Central Italy", *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(46), pp. 16660–16672. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.09.104>.
- Vivas, F.J., De las Heras, A., Segura, F. y Andújar, J.M. (2018) "A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(April 2016), pp. 126–155. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.014>.
- Widera, B. (2020) "Renewable hydrogen implementations for combined energy storage, transportation and stationary applications", *Thermal Science and Engineering Progress*, 16(September 2019), p. 100460. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2019.100460>.
- Xiao, P., Hu, W., Xu, X., Liu, W., Huang, Q. y Chen, Z. (2020) "Optimal operation of a wind-electrolytic hydrogen storage system in the electricity/hydrogen markets", *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(46), pp. 24412–24423. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.302>.
- Yamamoto, H., Fujioka, H. y Okano, K. (2021) "Cost analysis of stable electric and hydrogen energy supplies derived from 100% variable renewable resources systems", *Renewable Energy*, 178, pp. 1165–1173. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.061>.