

Producción de hidrógeno verde a partir de aguas grises

Production of green hydrogen from greywater

Rangel Jasso Diego¹, Romero Claudio Manuel Enrique¹, Contreras Torres Isis Vanessa¹, Diaz de León Banda Cristobal Rey¹, Martínez Rodríguez Guillermo^{1*}.

¹División de Ciencias Naturales y Exactas, Universidad de Guanajuato, Departamento de Ingeniería Química.
guimarod@ugto.mx¹

Resumen

A nivel mundial se produjeron 97 Mt de hidrógeno en 2023 y el 83 % se obtuvo a partir del método de hidrógeno gris. Por cada kilogramo de hidrógeno gris producido se emiten entre 9 a 12 toneladas de CO₂. Se modeló la producción de hidrógeno verde utilizando aguas grises y energía fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica requerida en la electrólisis. Para el proceso de producción de hidrógeno verde se tomaron los datos del efluente de una industria de lácteos. También se simuló en Aspen HYSYS el proceso de producción de hidrógeno gris. Se analizaron indicadores económicos y ambientales para ambos procesos. El costo estimado para la fuente fotovoltaica para el proceso de producción de hidrógeno verde es de 0.0286 USD/kWh con cero emisiones de CO₂. La propuesta del proceso de producción de hidrógeno verde es competitiva comparada con la de hidrógeno gris.

Palabras clave: electrólisis; emisiones de CO₂; energía fotovoltaica; hidrógeno verde.

Introducción

Importancia y usos del hidrógeno

El gas hidrógeno (H₂) es ampliamente usado en la industria pues se requiere para producir amoníaco (y fertilizantes), petroquímicos, fibras sintéticas, alcoholes, grasas hidrogenadas, etc. También se utiliza en la industria cosmética, llantera, electrónica, en la fabricación de vidrio y acero, en globos meteorológicos, en la fabricación de herramientas de corte y, cada vez más en el transporte terrestre, aéreo y marítimo. El hidrógeno además puede usarse directamente como combustible en un motor de combustión interna, una estufa, o utilizarse en forma eficiente en una celda de combustible. La demanda mundial de hidrógeno alcanzó más de 97 Mt (megatoneladas) en 2020 (Wappler et al., 2022) siendo una materia prima esencial y por sus implicaciones a futuro para lograr una transición energética hacia fuentes limpias.

Impacto ambiental de la producción de hidrógeno

Es necesario limitar el calentamiento global a 1.5 °C, para ello, deben disminuirse las emisiones de gases de efecto invernadero casi a la mitad para 2030. Si se emplea hidrógeno como combustible es posible lograr esta meta, ya que el hidrógeno al ser consumido no genera gases de efecto invernadero. Actualmente, casi todo el hidrógeno que se consume se produce mediante reacciones químicas en donde se usan combustibles fósiles, como por ejemplo gas natural, metano y carbón (Patonia et al., 2024). Estos procesos generan cantidades muy elevadas de CO₂ (Dióxido de carbono), aproximadamente de 9 a 12 kg de CO₂/kg de hidrógeno producido (IEA, 2021). Al hidrógeno obtenido por estos procesos se le llama hidrógeno gris. Dependiendo de los agentes químicos que reaccionen para producir hidrógeno y de las cantidades de CO₂ liberado al ambiente, será el color que se le asigne al hidrógeno (ver Figura 1). El hidrógeno azul utiliza dispositivos para capturar CO₂, por lo que cada kg de H₂ produce una cantidad neta de alrededor de 4 kg de CO₂. Los procesos para obtener hidrógeno azul, rosa y amarillo, en conjunto contribuyen a menos del 1 % de producción y para el caso del hidrógeno verde, su producción es de apenas el 0.03% (IEA, 2021). La electrólisis del agua es la tecnología mediante la cual se produce el llamado hidrógeno verde, y consiste en la descomposición del agua por medio de corriente eléctrica en gases hidrógeno y oxígeno.

Impacto económico de la producción de hidrógeno

Producir hidrógeno renovable suele ser entre 1.5 y 6 veces más costoso que hacerlo mediante el uso de combustibles fósiles. A pesar del bajo impacto que tiene la producción de hidrógeno verde, y derivado de la transición energética hacia su producción mediante fuentes renovables, se pronostica que la obtención de hidrógeno a partir de energías limpias aumente. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) estimó una demanda de aproximadamente 3 EJ (exajoules, 10^{18}) de hidrógeno verde, lo que corresponde a 15 Mt en el año 2023, mientras que se espera un aumento a 19 EJ o 95 Mt para el 2050 (IRENA, 2022).

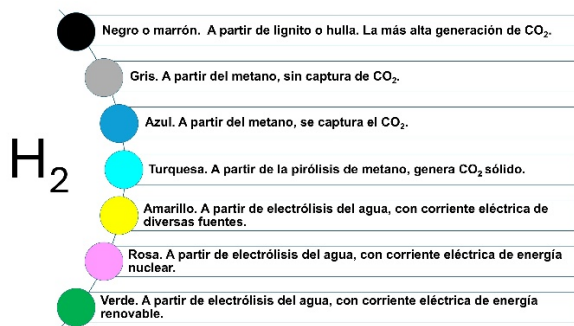


Figura 1. Clasificación por colores del Hidrógeno (H_2), según su método de obtención y la generación o no de dióxido de carbono (CO_2).
Fuente: propia.

Desde el punto de vista económico, el hidrógeno gris sigue siendo el más rentable, con precios entre 0.7 a 2.3 USD/kg H_2 , y le sigue el negro o marrón, 1.3 – 2.5 USD/kg H_2 . Sin embargo, la tendencia, indica que los costos del hidrógeno azul, turquesa, amarillo y verde son más competitivos debido a la innovación tecnológica. Esto dependerá del aumento en los impuestos por generación de CO_2 , la maduración de las tecnologías renovables para producción de hidrógeno mediante electrólisis, los costos de inversión en energías renovables, las políticas públicas, y de los costos de la electricidad. Actualmente, el costo del hidrógeno verde varía de 1.9 a 8.2 USD/kg H_2 (Incer-Valverde et al., 2023).

Potencial energético solar

El Sol es un recurso inagotable que puede ser explotado por tecnologías de captación de radiación solar con el propósito de generar potencia eléctrica para aplicaciones domésticas e industriales (Hassan et al., 2024). El norte de Chile recibe en promedio una radiación solar anual diaria de 8.5 kWh/m² y se emplea para producir hidrógeno verde (Incer-Valverde et al., 2023). México recibe una radiación solar promedio diaria de 6.36 kWh/m² (Ciencia UNAM-DGDC, 2023). En la ciudad de Guanajuato, se recibe en promedio una radiación solar diaria de 5.79 kWh/m² (Martínez-Rodríguez et al., 2024). Esto significa que en gran parte del país como en el estado de Guanajuato tienen potencial solar para aprovecharlo con sistemas solares.

Sistema fotovoltaico para aplicaciones industriales

La IEA destaca el potencial de la energía solar fotovoltaica para generar electricidad para industrias, mediante la implementación de diversas tecnologías que son escalables y versátiles para satisfacer las crecientes demandas de energía limpia a costos competitivos con las fuentes fósiles. Entre 2024 y 2030, se espera que esta tecnología represente el 80 % del crecimiento de la capacidad renovable mundial (IEA, 2024). El costo de la energía solar a gran escala con almacenamiento de energía oscila entre 0.05 y 0.131 dólares por kWh, mientras que, las plantas de gas natural reportan precios que oscilan entre 0.138 y 0.262 dólares por kWh, lo que representa una fluctuación de más o menos el 25 % en los precios actuales del gas (Kennedy, 2025).

La instalación fotovoltaica (PV) proporciona la potencia eléctrica al proceso de producción de hidrógeno verde obtenido de aguas grises tratadas. Hay dos formas de operar las instalaciones PV: interconectado a la red, que abastece y vende su energía a la red externa cuando hay excedentes; y, el autónomo o aislado, diseñado para operar fuera de la red eléctrica, como la propuesta en el presente trabajo. El sistema autónomo consiste en los siguientes componentes: módulos fotovoltaicos, controlador e inversor y el banco de baterías, véase

Figura 2. Las baterías permiten suministrar de forma continua electricidad al proceso en ausencia de luz solar o en días con bajos niveles de irradiancia.

En este trabajo, que contribuye a la Acción por el Clima (Objetivo de Desarrollo Sostenible 13) se simula un proceso de producción de hidrógeno verde a partir del tratamiento de aguas grises provenientes de la industria de lácteos, así como la implementación de sistemas fotovoltaicos para administrar la energía necesaria para su obtención, sin el uso de combustibles fósiles. Con esta propuesta se logró un costo de 0.0286 USD/kWh para un sistema fotovoltaico.

Métodos

La propuesta del estudio consiste en producir hidrógeno verde a partir de aguas grises. Se toma como base cálculo la producción de energía térmica para garantizar la demanda energética del proceso de pasteurización de leche (4,402 kWh). El objetivo es sustituir completamente el uso de gas natural por el hidrógeno verde de un caso de estudio real para eliminar la generación de emisiones de CO₂. También se compara el proceso de producción de hidrógeno verde y de hidrógeno gris por reformado de metano. Finalmente se evalúan indicadores económicos y ambientales de los sistemas estudiados.

Para la producción de hidrógeno verde, se diseñaron e integraron dos procesos: el proceso de producción de hidrógeno mediante electrólisis y el sistema de producción de electricidad. En la Figura 2 se muestra un diagrama general de una instalación fotovoltaica integrada a un proceso de electrólisis de agua para producir hidrógeno verde.

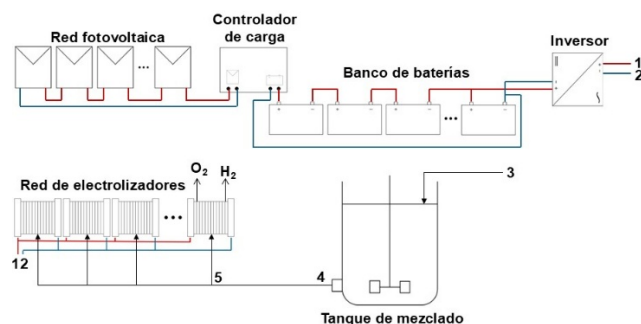


Figura 2. Esquema de una instalación para producir hidrógeno verde mediante electrólisis del agua, en donde la energía eléctrica es generada por una red de paneles fotovoltaicos. Fuente: propia.

Producción de hidrógeno verde

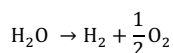
Producción de hidrógeno mediante electrólisis alcalina

El proceso de pasteurización consiste en el tratamiento de 20,000 litros de leche con una carga térmica de 550.2 kW durante 8 h, la energía total es de 4,402 kWh. Para eliminar el consumo de gas natural se propone producir hidrógeno para la operación del pasteurizador. La masa de hidrógeno necesaria para el suministro de la energía térmica se obtiene a partir de la siguiente Ecuación (1):

$$\text{masa H}_2 = \frac{\text{Energía requerida}}{\text{Poder calorífico}} \quad (1)$$

Donde, el poder calorífico del hidrógeno es de $33.33 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ (Melideo y Desideri, 2024).

La reacción de electrolisis del agua es un fenómeno endergónico, es decir, requiere energía. La energía eléctrica cataliza esta reacción permitiendo el rompimiento de los enlaces químicos en la molécula de agua de la siguiente forma:



La ley de Faraday es el modelo que describe el fenómeno de la electrolisis del agua, representada por la Ecuación (2).

$$\dot{n}_i = \frac{P}{V \cdot n \cdot F} \quad (2)$$

Donde, $\dot{n}_i$, es el flujo molar del producto, en mol/s; P, es la potencia de la celda, en W; V, es el voltaje de la celda, en V; y, n es el número de moles equivalentes transferidos por cada mol del producto convertido, en mol eq/mol de producto; y, F, es la constante de Faraday, en 96,485 C/mol eq.

Para la estimación del voltaje de la celda se utiliza el modelo de Ulleberg (2003), Ecuación (3).

$$V = V_{\text{rev}} + \frac{r_1 + r_2 T}{A} I + s \cdot \log \left(\frac{t_1 + \frac{t_2}{T} + \frac{t_3}{T^2}}{A} I + 1 \right) \quad (3)$$

Los parámetros experimentales de la celda se obtuvieron de Sanchez et al. (2020): $r_1=4.45153 \times 10^{-5} \Omega \text{m}^2$, $r_2=6.88874 \times 10^{-9} \Omega \text{m}^2/^{\circ}\text{C}$, $s=0.33824 \text{ V}$, $t_1=-0.01539 \text{ m}^2/\text{A}$, $t_2=2.00181 \text{ m}^2/^{\circ}\text{C}/\text{A}$ y $t_3=15.41178 \text{ m}^2/^{\circ}\text{C}^2/\text{A}$. Se considera una densidad de corriente (I) de 4,200 A/m², un área del electrodo (A) de 0.1 m² y voltaje reversible (Vrev) de 1.229 V, en condiciones ambiente (1 atm y 25 °C).

La eficiencia de cada celda es de 58 % (Sánchez et al., 2020) estimada por la Ecuación (4).

$$\eta_{\text{celda}} = \frac{\dot{n}_{\text{H}_2\text{Oconvertida}} \cdot M_{\text{H}_2\text{O}}}{w_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \dot{m}_{\text{total}}} \quad (4)$$

Donde, η_{celda} , es la eficiencia de la celda; $\dot{n}_{\text{H}_2\text{Oconvertida}}$, es flujo molar, en kmol/h; $M_{\text{H}_2\text{O}}$, es la masa molar, en kg/kmol, $w_{\text{H}_2\text{O}}$, es la fracción másica del agua en la mezcla alimentada; $\dot{m}_{\text{total}}$ es el flujo másico total, en kg/h. La solución alcalina debe tener una proporción de 65 % de agua y 35 % de NaOH en masa, que se incorpora a la red de electrolizadores, y se mantiene constante durante la electrólisis. El agua es el único reactivo en la electrolisis alcalina, para mantener la concentración de NaOH en la solución se debe alimentar el agua convertida para compensar ese consumo y mantener la proporción deseada.

Diseño de la instalación fotovoltaica autónoma

Para diseñar el sistema PV se realiza un estudio de cargas, identificando la parte del proceso que requiere energía eléctrica. En este estudio se considera el consumo demanda por el electrolizador para producir el hidrógeno requerido para generar la carga de calor de un proceso de pasteurización. El electrolizador requiere 9,722 kWh de electricidad para producir hidrógeno. El hidrógeno producido es quemado y produce la carga de calor del proceso de pasteurización. El consumo eléctrico diario es corregido con un factor de protección, se recomienda 20 % para garantizar se cumplan las demandas energéticas (Jiménez, 2019).

El dimensionamiento y arreglo de la instalación fotovoltaica se determina a partir de las especificaciones de los componentes. Los dispositivos seleccionados existen reportados en el mercado internacional, y se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Características de los dispositivos que conforman la red fotovoltaica.

Dispositivo	Características	Marca	Fuente (cita)
Módulo fotovoltaico	2.28 m x 1.13 m, 49.5 V, 540 W, 13 A	EPCOM	https://www.epcom.net/
Batería	0.33m x 0.172 m x 0.238m, 27.7 kg, 12 V	LTH	https://www.lth.com.mx

El diseño del sistema autónomo se realizó con base en la metodología de Rabaza et al. (2025) y Jiménez (2019). Para determinar el número de módulos solares y garantizar el suministro de potencia eléctrica el modelo se basa en la HSP (Hora Solar Pico). También se consideran los factores de reducción de potencia por temperatura (FRT), suciedad (Sus) y eficiencia del inversor (η_{inv}). Los valores son: FRT=0.88, Sus=0.98, η_{inv} =0.95 (Fundación Carlos Slim, 2019). La eficiencia del inversor la reporta el fabricante y varía según el equipo. Para la ciudad de Guanajuato HSP = 6.17 (Guanajuato, 2023). El número de módulos fotovoltaicos, $\#Mod_{PV}$, se calcula con la Ecuación (5).

$$\#Mod_{PV} = \frac{C_D}{HSP \cdot FRT \cdot Sus \cdot \eta_{inv} \cdot P_{mod}} \quad (5)$$

Donde, C_D , es el consumo demandado, en kWh; P_{mod} , es la potencia del módulo, en kW.

El número de baterías en paralelo, $\#Bat_{par}$, de la red PV se calculan con la Ecuación (6). Donde, Pr_D , es la profundidad de descarga recomendable del 50 %, número adimensional; C_{bat} , es la capacidad de la batería, en Ah; y, D_{aut} , son los días de autonomía, d. Los días de autonomía son un factor de sobredimensionamiento que se consideran en caso de que el sistema fotovoltaico sufriera algún desperfecto o falla total, se considera 1 día de autonomía (Jiménez, 2019).

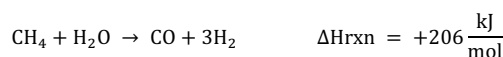
$$\#Bat_{par} = \frac{Ah \cdot D_{aut}}{Pr_D \cdot C_{bat}} \quad (6)$$

Ah, amperio-hora, es la unidad utilizada para indicar la capacidad de almacenamiento de energía de una batería. Es necesario calcular los Ah del proceso como muestra la Ecuación (7). Donde V_{sis} es el voltaje del sistema, en V.

$$Ah = \frac{C_D}{\eta_{inv} \cdot V_{sis}} \quad (7)$$

Producción de hidrógeno gris: reformado de metano con vapor

El reformado de metano con vapor o SMR por sus siglas en inglés (ver Figura 3), es el principal método de obtención de hidrógeno a escala industrial, representando alrededor del 62 % de la producción global (IEA, 2024). El hidrógeno gris se obtiene a partir de gas natural, el cual contiene 96 % CH_4 , junto con otros hidrocarburos ligeros (Faramawy, 2015), el otro reactivo es vapor de agua, que se usa como fuente de oxígeno para la reacción. La mezcla de gas natural y vapor se alimenta a un reactor tubular de lecho empacado. La reacción en la producción de hidrógeno gris es la siguiente (Szablowski, 2025):



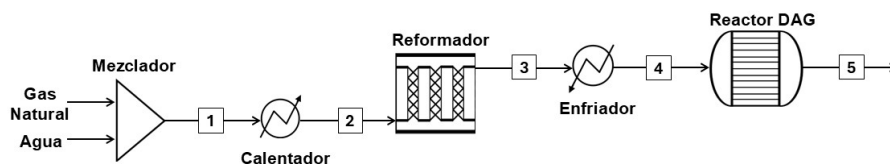
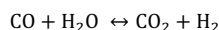


Figura 3. Diagrama simplificado del reformado de metano para la producción de hidrógeno gris. Fuente: propia.

Esta es una reacción endotérmica, por lo que requiere energía para llevarse a cabo. La energía es proporcionada por un calentador que funciona con gas natural como combustible. En Aspen Plus se simula la reacción llevada a cabo en el reformado con el modelo termodinámico Peng-Robinson ya que predice con exactitud el sistema. Las condiciones de operación del reformador de metano son las siguientes (Szablowski, 2025): temperatura de 750 °C y presión de 25 bar. El flujo de alimentación al reformador tiene una proporción de 1:2, de gas natural/agua, respectivamente. Para la simulación del reactor water-gas shift (WGS) se utilizó un reactor de equilibrio, que predice de forma certera el comportamiento de reacciones reversibles. Se usa Aspen HYSYS como software de simulación debido a su amplia base de datos de equilibrio para reacciones de hidrocarburos a 430 °C y 25 bar.



Indicadores económicos y ambiental

Costo nivelizado de energía eléctrica (LCOE_{el}). Este indicador se utiliza para evaluar la rentabilidad de los sistemas energéticos. Relaciona los costos con respecto a la producción neta de energía del sistema a lo largo de su vida útil, en USD/kWh, dado por la Ecuación (8).

$$\text{LCOE}_{\text{el}} = \frac{C_{\text{inv}} \cdot \text{CFR} + C_{\text{O\&M}}}{E_{\text{NET}}} \quad (8)$$

Donde, CFR es el factor de recuperación de capital; C_{inv} es el costo de inversión del sistema, en USD; $C_{\text{O\&M}}$ son los costos de operación y mantenimiento (1 % del costo total de la instalación por año), en USD; y, E_{NET} es la energía neta generada por el sistema, en kWh. La vida útil de la planta es de 25 años; la tasa de descuento del proyecto se considera del 5 % y los precios se ajustan para el año 2024. No se consideran subsidios ni incentivos, ni impuestos ni gravámenes.

Periodo de recuperación de la inversión (payback). El payback es el tiempo (generalmente expresado en años) necesario para generar ahorros suficientes para recuperar la inversión inicial de capital del proyecto. Cuanto más corto sea el periodo de recuperación, más favorable será el proyecto. El payback se puede expresar mediante la Ecuación (9).

$$\text{PAYBACK} = \frac{C_{\text{inv}}}{A_{\text{An}}} \quad (9)$$

Donde A_{An} representa el ahorro anual en USD/año.

Evaluación de las emisiones de CO₂. Las emisiones de CO₂ por la quema de gas natural se calculan tomando el factor de emisiones promedio del gas natural mexicano reportado en 2.69 kgCO₂/kg GN (INECC, 2014).

Resultados y Discusión

Los resultados del proceso de hidrógeno verde mediante la electrólisis alcalina se presentan en la Tabla 2. Para producir la demanda de energía requerida anualmente para la pasteurización de leche (1,606,730 kWh/año) se requieren 48.23 ton/año de hidrógeno para sustituir el uso de gas natural. Para la producción de hidrógeno se necesitan 434.07 m³/año de agua, adicionalmente, se producen 385.8 ton/año de oxígeno, y

son requeridos 1,054 electrolizadores. La demanda de potencia eléctrica anual para operar la red de electrolizadores es de 2,957,282 kW.

Tabla 2. Toneladas de gases producidos y requerimientos de la red de electrolizadores. Fuente propia.

Parámetro	Valor	Unidad
Número de electrolizadores requeridos	1,054	---
Demanda energética anual	2,957,282	kW
Hidrógeno producido	48.23	ton/año
Oxígeno producido	385.84	ton/año
Agua requerida para la operación	434.07	m ³ /año

Los resultados del diseño de la instalación fotovoltaica para suministrar la demanda de potencia eléctrica requerida por la red de electrolizadores se presentan en la Tabla 3. Uno de los criterios para el diseño de la instalación fotovoltaica es cumplir con los requerimientos energéticos para el proceso de electrólisis (9,722.6 kWh/día) con el respaldo de un día mediante el uso de baterías solares. Los equipos principales de la instalación: paneles o módulos fotovoltaicos y baterías solares, se tomaron de datos de equipos disponibles en el mercado. El costo de la instalación fotovoltaica se estima de 6,588,062 USD con un costo nivelizado de energía, $LCOE_{el}=0.0286$ USD/kWh. El periodo de recuperación de la inversión se calcula de 0.7 años. Ambos indicadores económicos señalan que el sistema fotovoltaico es competitivo comparado con las fuentes convencionales de energía.

Tabla 3. Parámetros de diseño la instalación fotovoltaica. Fuente: propia.

Parámetro	Valor	Unidades
Número de módulos o paneles	3,562	---
Número de baterías	2,976	---
Área de captación	9,193	m ²
Costo nivelizado de energía eléctrica ($LCOE_{el}$)	0.0286	USD/kWh
Payback	0.7	años

En la Tabla 4 se compara el uso de gas natural, hidrógeno gris e hidrógeno verde, en la producción de energía térmica para abastecer el proceso de pasteurización. Se determina la cantidad de combustible necesario en la combustión y las emisiones de CO₂ arrojadas a la atmósfera para la operación anual del proceso. Se requiere la misma cantidad de hidrógeno gris y de verde (48.21 ton/año) para abastecer la demanda energética anual comparado con el gas natural que se necesita el doble de cantidad de combustible.

Tabla 4. Toneladas totales de emisiones de CO₂ y de combustible requerido. Fuente: propia.

Combustible	Cantidad de combustible requerido (ton/año)	Factor de emisiones (kgCO ₂ /kg combustible) ¹	Toneladas CO ₂ emitidas al año
Hidrógeno verde	48.21	0	0
Hidrógeno gris	48.21	8.336	401.85
Gas natural	99.64	2.69	268.02

¹ (INECC, 2014)

Sin embargo, el proceso de obtención del hidrógeno gris emite 401.85 toneladas de CO₂ en comparación con el gas natural que es 1.5 veces mayor, mientras que con el hidrógeno verde se tienen cero emisiones. Ya que la energía requerida para el proceso de hidrógeno gris se obtiene por la quema de gas natural. El uso de hidrógeno gris en la industria de lácteos produce 50 % más de emisiones de CO₂ en comparación con el gas natural.

Conclusiones

El LCOE global promedio para sistemas solares fotovoltaicos de eje fijo en 2024 es de 66 USD/MWh, con un rango de entre 28 USD/MWh y 117 USD/MWh. La diferencia de precio se ve afectada por la ubicación del proyecto (con más zonas del mundo que nunca incorporando energía solar fotovoltaica), los avances tecnológicos y las condiciones del mercado regional. El precio global medio de la electricidad es 0.161 USD por kWh. El costo estimado para el proceso es competitivo con un valor de 0.0286 USD por kWh. Para todos los diseños el costo de energía nivelizado es competitivo comparado con el costo usando combustibles fósiles (gas natural = 0.076 USD por kWh promedio global).

La producción de hidrógeno verde propuesto logra cero emisiones por la eliminación de la quema de combustible fósil para la generación de energía térmica.

Trabajo futuro

Profundizar en el estudio del tratamiento de aguas de la industria de lácteos.

Agradecimientos

A las maestras Amanda L. Fuentes Silva y Evangelina Sánchez García, por el soporte en la revisión y edición del artículo.

Bibliografía/Referencias

- Faramawy, S., Zaki, T., & Sakr, A. A.-E. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 34–54. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>
- Fundación Carlos Slim. (2025). *Almacenamiento de energías renovables en baterías*. Fundación Carlos Slim. <https://aprende.org/cursos/view/300>
- Gobierno del estado de Guanajuato. (2023, diciembre 22). *Fortalece SMAOT red de edificios sustentables en Guanajuato*. <https://boletines.guanajuato.gob.mx/2023/12/22/fortalece-smaot-red-de-edificios-sustentables-en-guanajuato>
- Hassan, Q., Tabar, V. S., Sameen, A. Z., Salman, H. M., & Jaszczur, M. (2024). A review of green hydrogen production based on solar energy; techniques and methods. *Energy Harvesting and Systems*, 11(1), 1–28. <https://doi.org/10.1515/ehs-2022-0134>
- Incer-Valverde, J., Korayem, A., Tsatsaronis, G., & Morosuk, T. (2023). “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. *Energy Conversion and Management*, 291, 117294. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático [INECC]. (2014). *Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México*. <https://www.gob.mx/inecc/documentos/factores-de-emision-para-los-diferentes-tipos-de-combustible-fosiles-que-se-consumen-en-mexico>
- International Energy Agency. (2023, junio 29). *Comparison of the emissions intensity of different hydrogen production routes, 2021*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/comparison-of-the-emissions-intensity-of-different-hydrogen-production-routes-2021>
- International Energy Agency. (2024a). *Renewables 2024*. <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>

- International Energy Agency. (2024b). *World Energy Outlook 2024*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf?rev=1cfe49eee979409686f101ce24ffd71a
- Jiménez, A. (2019, octubre 11). *Cálculo y diseño de sistemas autónomos*. Solar Center. <https://www.youtube.com/watch?v=Viqv4th6nkQ>
- Kennedy, R. (2025, julio 1). Solar cost of electricity beats lowest-cost fossil fuel – even without tax credits. *PV Magazine USA*. <https://pv-magazine-usa.com/2025/07/01/solar-cost-of-electricity-beats-lowest-cost-fossil-fuel-even-without-tax-credits/#:~:text=pv%20magazine%20USA-,Solar%20cost%20of%20electricity%20beats%20lowest%20cost%20fossil%20fuel%20%E2%80%93%20even,July%201%2C%202025%20Ryan%20Kennedy>
- Martínez-Rodríguez, G., Silviano-Mendoza, H. H., Fuentes-Silva, A. L., & Baltazar, J.-C. (2024). Continuous Solar Thermal Energy Production Based on Critical Irradiance Levels for Industrial Applications. *Energies*, 17(5), 1087. <https://doi.org/10.3390/en17051087>
- Melideo, D., & Desideri, U. (2024). The use of hydrogen as alternative fuel for ship propulsion: A case study of full and partial retrofitting of roll-on/roll-off vessels for short distance routes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 1045–1055. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.142>
- Patonia, A. (2025). Green hydrogen and its unspoken challenges for energy justice. *Applied Energy*, 377, 124674. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124674>
- Rabaza, O., Pérez-Ocón, F., Aznar-Dols, F., & Gómez-Lorente, D. (2025). Development of a comprehensive model for the design of photovoltaic solar public lighting systems in rural and urban areas. *Cleaner Engineering and Technology*, 27, 101012. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2025.101012>
- Sánchez, M., Amores, E., Abad, D., Rodríguez, L., & Clemente-Jul, C. (2020). Aspen Plus model of an alkaline electrolysis system for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(7), 3916–3929. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.027>
- Santillán, M. L. (2023, julio 12). *Acceso solar y transición energética*. <https://ciencia.unam.mx/leer/1429/acceso-solar-y-transicion-energetica>
- Szablowski, L., Wojcik, M., & Dybinski, O. (2025). Review of steam methane reforming as a method of hydrogen production. *Energy*, 316, 134540. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134540>
- Ulleberg, O. (2003). Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 28(1), 21–33. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00033-2](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00033-2)
- Wappler, M., Unguder, D., Lu, X., Ohlmeyer, H., Teschke, H., & Lueke, W. (2022). Building the green hydrogen market – Current state and outlook on green hydrogen demand and electrolyzer manufacturing. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(79), 33551–33570. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.253>