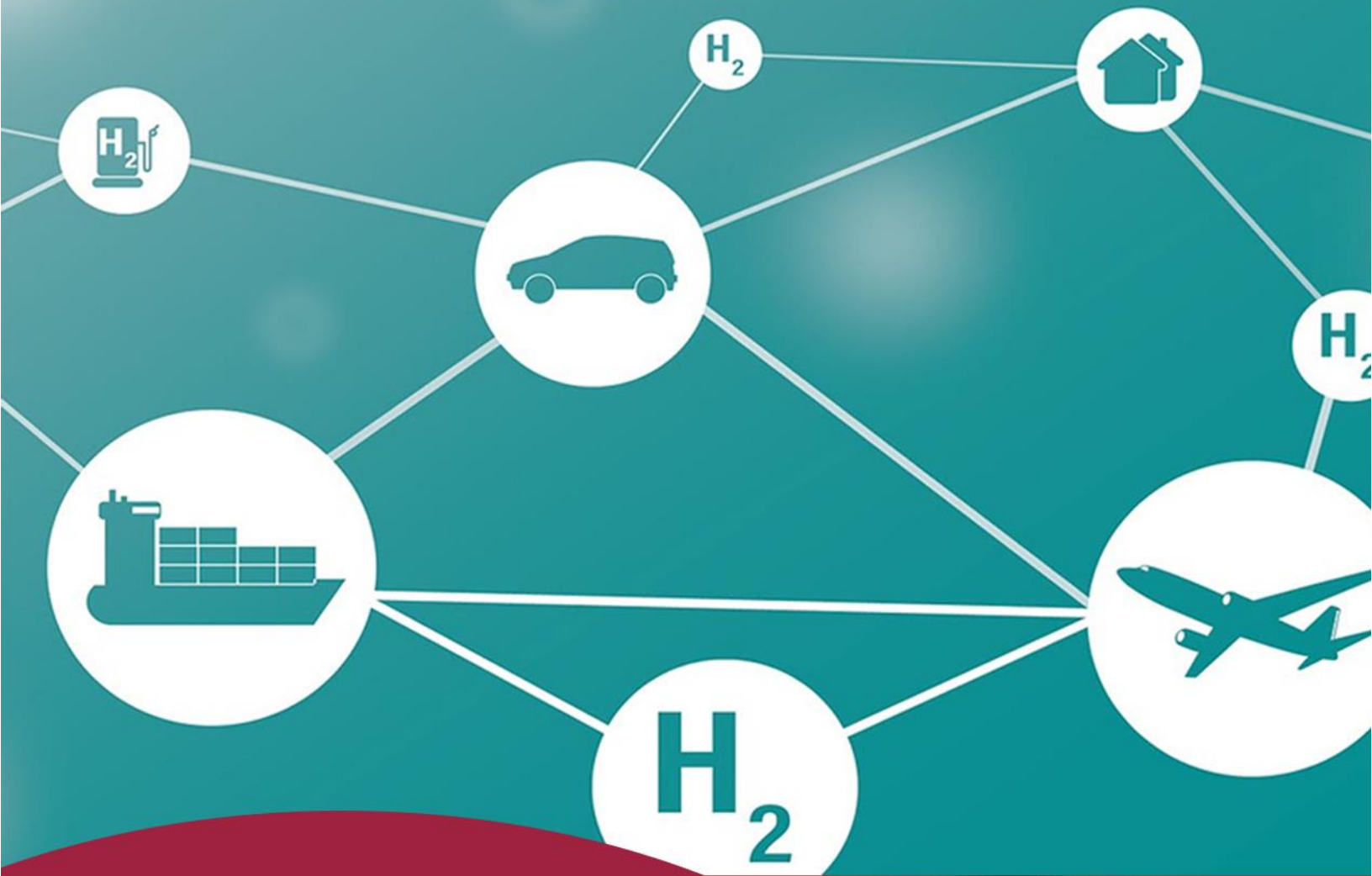




INECC

INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Almacenamiento de energía con
hidrógeno a escala de servicios
como facilitador de la mitigación
de CO_2

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Elaboración: 2022

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático.
Dirección de investigación para Estrategias de Desarrollo Bajo en
Carbono

Directorio

Dr. Agustín Ávila Romero

Dirección General de Políticas para la Acción Climática, SEMARNAT
Encargado del Despacho de la Dirección General del INECC.

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Dra. Claudia Alejandra Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Preparado por:

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Mariana Morales Cuevas

Servicio social

Aprobado por:

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

D.R. © 2022 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209, Jardines en la Montaña,
Ciudad de México. C.P. 14210

Este informe se puede descargar en:

<https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico>

Imágenes de portada: Pixabay. Libres de derechos

Contenido

Contenido	5
Figuras	6
Resumen Ejecutivo	9
Introducción	11
Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios	13
Descripción tecnológica breve	13
Principio	16
Componentes del sistema	16
Entrada/Salida	21
Eficiencia y pérdidas de energía	22
Características y capacidades típicas	27
Periodo de almacenamiento típico	30
Capacidad de regulación	33
Ejemplos de tecnología estándar en el mercado	34
Ventajas y desventajas	41
Ventajas	41
Desventajas	42
Ambiente	44
Investigación y desarrollo	45
Predicción de desempeño y costos	48
Costos de producción	48
Costos de inversión	54
Desempeño	57
Incertidumbre	58
Conclusiones y resultados	60
Referencias	62
Referencias para datos de costos	65
Apéndice 1. Datos de Tecnología	67
Apéndice 2. Emisiones de la producción	70

Figuras

Figura 1. Esquema de los componentes básicos de un electrolizador PEM...	14
Figura 2. Descripción esquemática de un sistema PEM.	14
Figura 3. Principios de funcionamiento y tipos de celdas de electrólisis (electrolizadores) disponibles.	15
Figura 4. Ejemplo de las etapas de la cadena de valor para el caso de hidrógeno o su conversión a amoníaco o metanol.....	18
Figura 5. Ejemplo de la producción de hidrógeno a partir de energías renovables.	18
Figura 6. Ejemplo de planta de producción de hidrógeno.....	19
Figura 7. Diagrama de flujo de planta de producción de hidrógeno con electrolizadores PEM.....	20
Figura 8. Diagrama de densidad de potencia entrante y saliente y voltaje en los componentes de eficiencia de una instalación.....	25
Figura 9. Componentes y límites de un sistema ideal a considerar en la determinación de eficiencia de la instalación.....	27
Figura 10. Relación capacidad y tasa de producción.....	29
Figura 11. Relación presión y tasa de producción.....	29
Figura 12. Densidad volumétrica y gravimétrica de distintos combustibles.	31
Figura 13. Usos finales probables del Hidrógeno-verde.	41
Figura 14. Proyección de costo de producción de hidrógeno verde en función del despliegue de electrolizadores, utilizando un precio de electricidad promedio (USD 65/MWh) y bajo (USD 20/MWh), constante durante el período 2020-2050.	42
Figura 15. Proyección de producción de hidrógeno por ruta de producción.	43
Figura 16. Panorama general de la agenda (SRIA).	46
Figura 17. Costos de producción de Hidrógeno en USD 2019/kg.....	49
Figura 18. Costos de producción de Hidrógeno en USD 2019/MW H ₂	49
Figura 19. Capacidad acumulada de producción de hidrógeno verde en el periodo 2010-2030.....	51
Figura 20. Capacidad acumulada de producción de hidrógeno verde para electrolizadores PEM y ALK en el periodo 2010-2030 y tendencia 2030 a 2050....	51
Figura 21. Costo de producción de Hidrógeno verde para electrolizadores PEM y ALK.....	52

Figura 22. Capacidad acumulada y costo de producción de Hidrógeno verde para electrolizadores PEM y ALK (USD 2017/MWeI) en el periodo 2010-2030.	52
Figura 23. Costo de inversión (CAPEX) de Hidrógeno verde en (USD/kW) para electrolizadores PEM y ALK en el periodo 2020-2050. A partir de datos recopilados.....	56
Figura 24. Costo de inversión (CAPEX) de Hidrógeno verde en (USD/kW) para electrolizadores PEM y ALK en el periodo 2020-2050, A partir datos (Lazard, 2021).	57
Figura 25. Costos tendenciales para distintos parámetros.....	59

Tablas

Tabla 1. Tipos de electrolizadores.....	15
Tabla 2. Componentes de un sistema de electrólisis que consumen energía y que presentan pérdidas o consumo energético y por ello tienen un nivel de eficiencia propio.....	20
Tabla 3. Rangos de eficiencias en electrolizadores PEM y ALK.	26
Tabla 4. Ejemplos de empresas manufactureras de electrolizadores de agua. .	28
Tabla 5. Densidad energética de combustibles convencionales, hidrógeno y portadores de hidrógeno.....	30
Tabla 6. Otras empresas manufactureras de celdas de combustibles y electrolizadores.....	38
Tabla 7. Temas y campos específicos de investigación y desarrollo.	46
Tabla 8. Capacidad acumulada de electrólisis en el periodo 2010-2030.	50
Tabla 9. Tasas de aprendizaje estimadas 2010-2030:.....	53
Tabla 10. Costos actuales de producción.....	53
Tabla 11. Costos de inversión de electrolizadores.....	54
Tabla 12. Eficiencia de distintas tecnologías.....	57
Tabla 13. Máximos, mínimos y desviación estándar entre 2020 a 2050.	58

Abreviaturas y Acrónimos

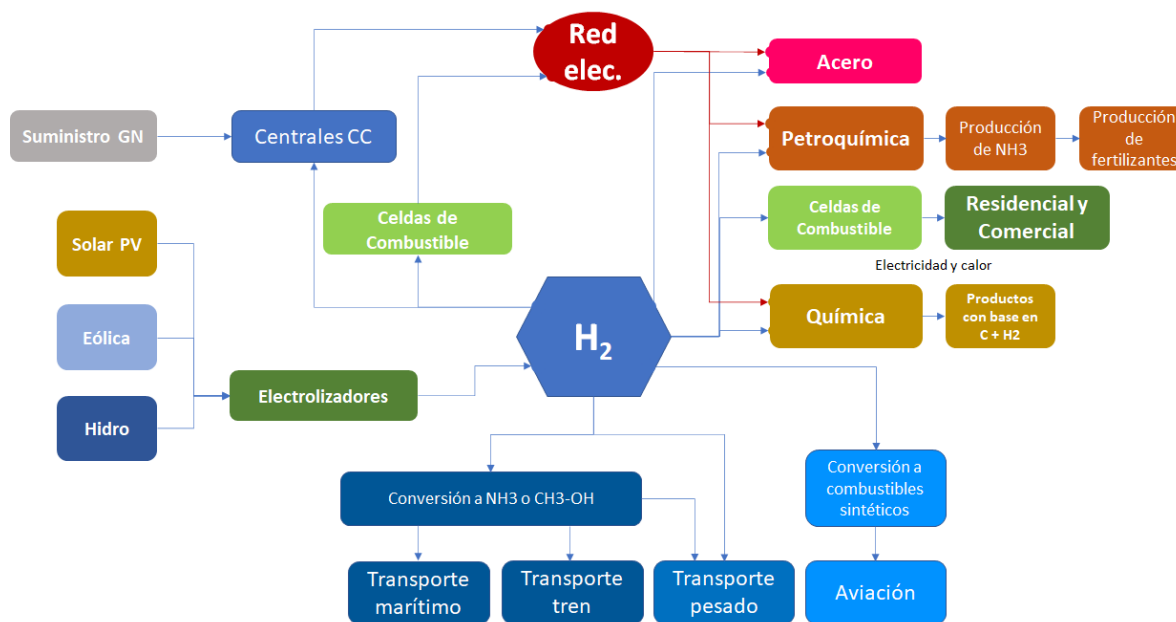
ACV	Análisis de Ciclo de Vida
AEM	Electrolizador con membranas de intercambio aniónico
ALK	Electrolizador con membranas electrolíticas alcalinas
CCS	Captura y Almacenamiento de Carbono
CG	Gasificación de carbón
COP	Coefficiente de Operación
CSL	Combustibles Sintéticos Líquidos
DBT	Dibenciltolueno
<i>E_{Sistema}</i>	Eficiencia del sistema
Ein	Energía requerida para la producción de hidrógeno
Eout	Energía química producida con enlaces de hidrógeno
ER	Energías Renovables
GN	Gas Natural
H₂	Hidrógeno
QB	Calor absorbido en el evaporador
LCOE	Costo Nivelado de Energía, por sus siglas en ingles
LCSA	Life-Cycle Sustainability Assessment
LOHC	Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno
LR	Tasa de aprendizaje, por sus siglas en ingles
MWh	Mega watt hora
O₂	Oxígeno
OI	Osmosis Inversa
PEM	Electrolizador con membranas electrolíticas poliméricas
PtL	Energía a líquidos (Power-to-Liquids)
PSA	Adsorción por oscilación de presión (Pressure Swing Adsorption)
SOEC	Electrolizador con celdas de óxido sólido
SMR	Reformado a vapor de metano
SR	Reformado a Vapor
SRIA	Agenda estratégica de investigación y desarrollo, por sus siglas en ingles
USD	Dólares de los Estados Unidos, por sus siglas en ingles
<i>\dot{V}_{H_2}</i>	Flujo de hidrógeno por unidad de tiempo a la salida del sistema
<i>PCI</i>	Poder Calorífico Inferior del Hidrógeno
<i>P_{EL,AC}</i>	Potencia Eléctrica suministrada por la red AC

Resumen Ejecutivo

El objetivo principal de este informe es proporcionar datos para el análisis a largo plazo de sistemas energéticos para la producción de hidrógeno verde, incluyendo datos económicos, una descripción cualitativa de su funcionamiento y un resumen de las tendencias de aplicación más relevantes relacionadas con esta tecnología que puede servir tanto para el almacenamiento de energía como para suministrar “transportadores de energía” en otras aplicaciones como son la producción de combustibles, como la turbosina sintética utilizada en aviación; como metanol o amoníaco que se emplea en para el transporte marítimo y el transporte en vehículos pesados; como insumo para la producción de amoníaco y con ello de fertilizantes u otros usos en la industria del acero, petroquímica o química.

Esta multiplicidad de aplicaciones se resume en el concepto “**Power to X**”, que significa que la energía renovable se transforma en un vehículo energético (en este caso el hidrógeno) para diversas utilidades ya sea como combustible o insumo.

Figura. Usos finales probables del hidrógeno-verde



Fuente: Elaboración propia con base (Siemens, 2022)

Este informe se basa en la información disponible de la recopilación de capacidades instaladas entre el año 2010 y 2022 y extrapolada a 2030, 2040 y 2050, una recopilación de costos de producción deflactados a 2017 por ser el año con más datos disponibles, cabe destacar que estos datos se pueden actualizar a cualquier año debido a la elaboración de un procedimiento en el marco de este

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

trabajo que permite actualizar capacidades instaladas y el Índice de Precios al Consumidor por año. Para el procedimiento se aplicó el método señalado por (Schmidt, Melchior, Hawkes, & Staffell, 2019), (Schmidt, Hawkes, Gambhir, & Staffell, 2017) para estimar la tasa de aprendizaje¹ que refleja la tasa anual a la que los costos de las tecnologías se podría reducir en el horizonte 2050 contemplado en el presente análisis.

Algunas consideraciones en el procedimiento en cuanto a los datos de costos se encuentran en precios constantes en dólares americanos de 2017 a partir de aplicar las variaciones del Índice de Precios de los Estados Unidos. Los datos de capacidad se obtuvieron de la Agencia Internacional de Energía se han anualizado, se consideraron capacidades esperadas a instalar entre 2025 a 2030 y para años sin datos se ha extrapolado el valor entre datos existentes.

En el presente reporte se da una breve descripción de los principios de funcionamiento de la hidrólisis de agua a través de las principales opciones tecnológicas de la electrólisis en la actualidad: con membranas electrolíticas alcalinas (ALK); con membranas electrolíticas poliméricas (PEM); con celdas de óxido sólido (SOEC) y con membranas de intercambio aniónico (AEM).

Asimismo, se presentan ejemplos de electrolizadores de diversas empresas y los datos característicos de los equipos en el mercado, al final se muestra el resultado de una recopilación de costos de producción y el análisis de estos datos para realizar una proyección preliminar de los costos a 2030, 2040 y 2050 con base en datos de la capacidad acumulada instalada de la Agencia Internacional de Energía, los costos de producción de ALK y PEM en dólares por kilowatt (USD/kW).

Se identificaron tasas de aprendizaje (LR) de -7.3% para PEM y de 15.8% para ALK. La incertidumbre de la estimación es mayor a 5% ya que los datos de capacidad instalada y de costos varían o no se cuenta con ellos a lo largo del periodo examinado que va de 2010 a 2022. Asimismo, la estimación se proyecta con una capacidad acumulada (resultado de una proyección lineal a 2050 con los datos de 2010 a 2030) de 12 TW en el caso de PEM y de 9.5 TW en el caso de ALK.

Es posible que el costo por kW sea de un poco más de 1,082 USD 2017/kW para electrolizadores PEM en 2050 y de 674 USD 2017/kW para electrolizadores ALK.

Con base en lo anterior, un precio alto en los próximos años del gas natural, el principal insumo para la producción de hidrógeno gris contribuiría a que la producción de hidrógeno verde tenga un costo de producción similar alrededor para el año 2030. Las predicciones de equilibrio en el costo entre el hidrógeno gris y verde de diversas agencias se ubican entre el periodo 2035-2040.

Actualmente, existe una expansión significativa en la elaboración de mapas de ruta y planes de implementación a nivel mundial.

¹ Tasa de aprendizaje: Relación entre el número acumulado de unidades producidas y el tiempo promedio por unidad (o costo de mano de obra), que resulta en una pendiente descendente convexa. (Wright, 1936). Ver: <https://policonomics.com/learning-curve/>

Introducción

La transición energética en sectores difíciles de descarbonizar como la aviación, el transporte de carga marítimo, el transporte de carga pesado terrestre, la producción de amoníaco y fertilizantes y en buena medida, ciertas ramas industriales como la industria del acero, la industria química o la minería, requieren un cambio tecnológico que sustituya sus insumos y combustibles fósiles por otros asociados a una economía baja en carbono. Así mismo en el sector de transporte los motores de grandes dimensiones, turbinas y celdas de combustible para vehículos de carga que hasta la fecha no han sido susceptibles de electrificar de una forma viable económicamente requieren este cambio tecnológico.

Es por ello por lo que el hidrógeno generado a través de electrólisis con energías renovables (hidrógeno verde), es probablemente la vía que permita abordar las dificultades de la descarbonización de estos sectores tanto como combustible en sí mismo, como portador de energía (energy carrier), como insumo en procesos industriales (fertilizantes, química, acero) y como insumo para producir combustibles sintéticos (metanol, etanol, amoníaco, turbosina sintética).

Es por este motivo que en este informe se da a conocer a detalle la tecnología, identificando las alternativas tecnológicas actuales para la producción de hidrógeno verde, por ejemplo a través de electrolizadores con membranas electrolíticas alcalinas (ALK) o con membranas electrolíticas polimérica (PEM), los costos de su producción y la proyección de cómo estos costos se reducirán en el futuro para estimar cuando su producción será competitiva frente a la producción actual de hidrógeno a partir de gas natural (GN), conocido como hidrógeno gris.

En México la producción del hidrógeno gris está ligada a la producción petroquímica en PEMEX de amoníaco, este es la base e insumo primario de la producción de fertilizantes. Para dar una idea de la magnitud de lo que esto representa en el país, en promedio en el periodo de 2010 a 2021 se produjeron 102.6 miles de toneladas anuales de hidrógeno gris a partir de gas natural (PEMEX, 2022) lo cual representa el 99.8% de la producción nacional y repercute en una generación promedio anual de emisiones de gases de efecto invernadero de 1.21 MtCO₂e.

A partir de la producción de hidrogeno gris se produjeron 552.9 miles de toneladas anuales de amoníaco y 136.7 miles de toneladas anuales de metanol. De acuerdo con la información de la Base de Datos Institucional de PEMEX, la producción de amoníaco y metanol generaron anualmente en promedio 0.9 MtCO₂. Esto nos da una idea del potencial de mitigación que podría alcanzarse al sustituir la producción de hidrogeno gris por hidrogeno verde.

Es de remarcarse que, en México, la investigación relacionada con hidrógeno verde se lleva a cabo en diversas universidades e instituciones y tiene ya un largo camino recorrido que se ve reflejado en la formación y trabajos de la Sociedad

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Mexicana de Hidrógeno² la cual agrupa a aproximadamente 160 investigadores desde 1999, quienes elaboraron un Plan Nacional de Hidrógeno (PNH) en 2016³. Este Plan permitió identificar tecnologías, productos y mercados clave para el desarrollo del hidrógeno como combustible y fuente de energía sustentable en el país, a través de la investigación, formación de recursos humanos especializados, transferencia de tecnología, producción de bienes, servicios y aplicaciones en el sector productivo. Recientemente se ha formado también una Asociación Nacional de Hidrógeno⁴ que ha publicado una hoja de ruta desde el punto de vista de la industria⁵.

La versatilidad del hidrógeno verde en sus usos se ha enmarcado en el concepto de “**Power to X**” que describe cómo se transforma la energía renovable a través del hidrógeno a una gran variedad de posibles usos adecuados a diversos sectores y a distintas tecnologías disruptivas por ejemplo, en Convenios internacionales como el de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), en el marco del Sistema de Compensación y Reducción de Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA) en aviación civil y en el Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL) cuya más reciente actualización se enfocó a prevenir las emisiones de los buques en el transporte marítimo.

A la fecha, aproximadamente 30 países han elaborado o están en proceso de elaborar estrategias y mapas de rutas para implementar las tecnologías alrededor de la producción de hidrógeno verde. Una de las ideas centrales en muchos de los documentos es el acoplamiento de diversas tecnologías en “concentradores (hub) industriales”, donde se integran la generación de energía eléctrica renovable, la desalinización de agua marina, la generación de hidrógeno verde, la producción de amoníaco y de combustibles sintéticos para embarcaciones y aviación y, la infraestructura de transporte para su exportación en los puertos ubicados en regiones con excelentes potenciales de energía renovable (ER).

Por lo anterior, el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático pone a disposición del público interesado el resultado de este estudio relacionado con las tecnologías que sustentan la producción de hidrogeno verde y los costos de su producción.

² <https://hidrogeno.org.mx/>

³ https://petroquimex.com/PDF/SepOct16/Plan_Nacional_de_Hidrogeno.pdf

⁴ <https://h2mex.org/>

⁵ <https://h2mex.org/project/hidrogeno-verde-el-vector-energetico-para-descarbonizar-la-economia-de-mexico/>

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios

Descripción tecnológica breve

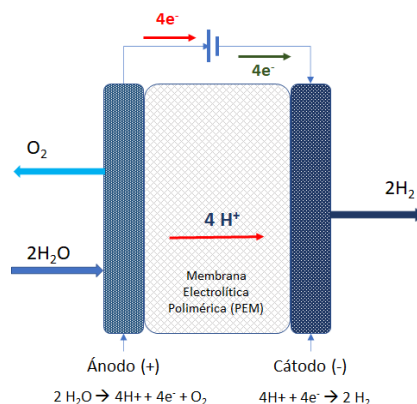
El principio de la descomposición electroquímica del agua en una celda de electrólisis ya se conocía desde hace más de 230 años, en 1789 por van Troostwijk y Deiman utilizando un generador electrostático como fuente de corriente continua generaron hidrógeno con electricidad. Carlisle y Nicholson utilizaron una pila voltaica (inventada por Volta en 1800) para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Alrededor de 1890, Charles Renard construyó una unidad de electrólisis de agua para generar hidrógeno para las aeronaves militares francesas. Se estima que alrededor de 1900, más de 400 electrolizadores industriales de agua alcalina estaban en funcionamiento en todo el mundo y con ello comenzó el despliegue a gran escala del proceso de cloro-álcali (Smolinka, Bergman, Grarche, & Kusnesoff, 2021).

El proceso llamado electrólisis se puede resumir de la siguiente manera:



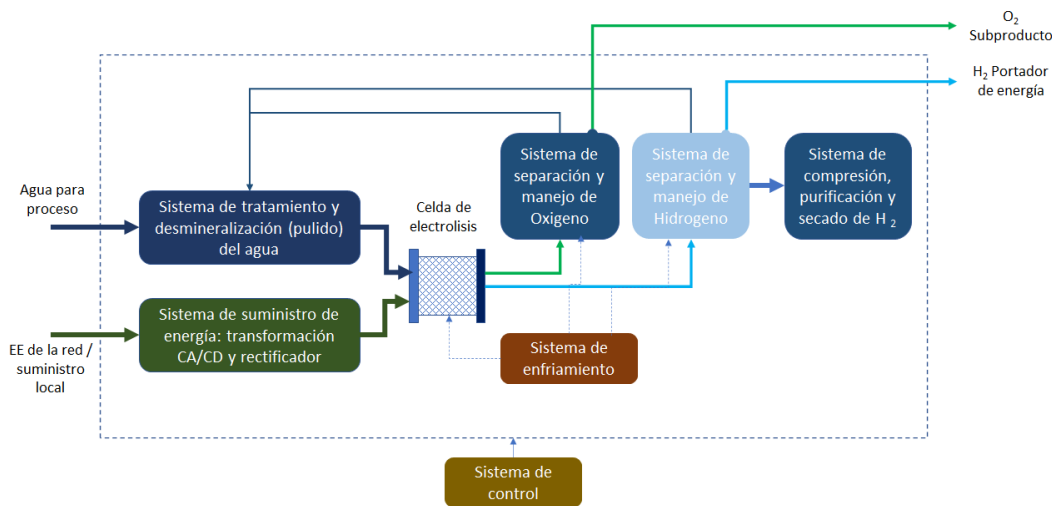
Un electrolizador es un sistema que usa electricidad para descomponer agua en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂). El hidrógeno es el portador de energía deseado de la descomposición y el oxígeno, como subproducto, puede liberarse a la atmósfera o se puede almacenar para abastecer otros procesos industriales. En su forma más básica, un electrolizador comprende: (i.) un cátodo (carga negativa), (ii.) un ánodo (carga positiva) y (iii.) una membrana (ver Figura 1). El sistema completo también contiene bombas, respiraderos, tanques de almacenamiento, una fuente de alimentación, un separador y otros componentes (Figura 2).

Figura 1. Esquema de los componentes básicos de un electrolizador PEM.



Fuente: Elaboración propia con base en (IRENA, 2019)

Figura 2. Descripción esquemática de un sistema PEM.



Fuente: Elaboración propia con base en (FCH JU, 2016)

El gas de hidrógeno puede almacenarse como gas comprimido o licuado, y dado que es un portador de energía, puede usarse para alimentar cualquier aplicación eléctrica de celda de combustible de hidrógeno, ya sean trenes, autobuses, camiones o aplicaciones in-situ.

Los tipos de celdas de electrólisis (electrolizadores) disponibles comercialmente se muestran en la Tabla 1. Existen muchas variaciones dentro de cada tecnología, y las diferencias están relacionadas con el diseño de la celda, la variación dentro de los componentes y el grado de madurez.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Tabla 1. Tipos de electrolizadores.

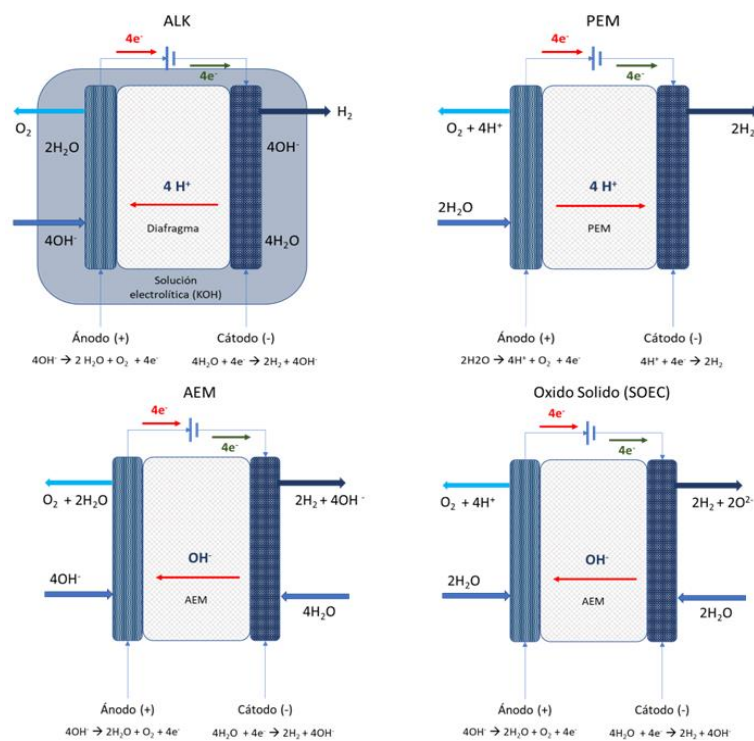
Abr.	Electrolizadores	Desarrollo
(ALK)	Con membranas electrolíticas alcalinas	Comerciales
(PEM)	Con membranas electrolíticas poliméricas	Comerciales
(SOEC)	Con celdas de óxido sólido	Comerciales o escala de laboratorio
(AEM)	Con membranas de intercambio aniónico	Comerciales o escala de laboratorio.

Nota: PEM = Polymer Electrolyte Membrane (commercial technology); AEM = Anion Exchange Membrane (lab-scale today); SOEC = Solid Oxide Electrolyser Cells (lab-scale today).

Fuente: IRENA (2021), Green hydrogen supply: A guide to policy making.

Los principios de funcionamiento de los distintos tipos de electrolizadores se muestran en la Figura 3.

Figura 3. Principios de funcionamiento y tipos de celdas de electrólisis (electrolizadores) disponibles.



Fuente: Elaboración propia con base en IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Principio

El principio fundamental de la electrólisis lo constituyen las leyes de Faraday.

La primera Ley señala que “La cantidad de sustancia depositada o liberada en un electrodo es directamente proporcional a la cantidad de electricidad (carga) que pasa por él. A través de la ecuación de esta ley se puede calcular la cantidad de metal que se ha corroído o depositado uniformemente sobre otro, mediante un proceso electroquímico durante cierto tiempo, lo cual se expresa en el siguiente enunciado: “La cantidad de cualquier elemento (radical o grupo de elementos) liberada ya sea en el cátodo o en el ánodo durante la electrólisis, es proporcional a la cantidad de electricidad que atraviesa la solución” (ROYMAPLAST, 2022), (Ayala Corona, 2015).

La electrólisis es entonces, el proceso mediante el cual se logra la disociación de una sustancia llamada electrolito, en sus iones constituyentes (aniones y cationes), gracias a la administración de corriente eléctrica. Este proceso se lleva a cabo en un aparato llamado celda electrolítica.

El principio de la electrólisis del agua es simple, y permite la construcción de diferentes variaciones tecnológicas basadas en diversos aspectos fisicoquímicos y electroquímicos. Los electrolizadores se dividen típicamente en cuatro tecnologías principales y se distinguen en función del electrolito y la temperatura de funcionamiento, que a su vez guiarán la selección de diferentes materiales y componentes.

En el caso de la electrólisis del agua se lleva a cabo mediante una fuente de energía eléctrica conectada a dos electrodos hechos con platino o acero inoxidable que representan el polo positivo y el polo negativo. Dichos electrodos se colocan en el agua, de tal forma, que el lado positivo se encarga de extraer el oxígeno, mientras que el negativo extrae el hidrógeno. De este modo se produce la descomposición de la molécula.

La electrólisis del agua es una reacción electroquímica que tiene lugar dentro de las pilas de celdas. Se aplica electricidad al ánodo y al cátodo a través de la membrana por ejemplo de intercambio de protones (PEM) y hace que el agua (H₂O) se divida en sus moléculas componentes, hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂).

Componentes del sistema

Existen tres niveles que se pueden observar en la cadena de valor de la producción de hidrógeno y en los sistemas que la integran, a continuación, se enlistan: el nivel completo o integral (ver Figura 4); el nivel que solo incluye la etapa de producción del hidrógeno (H₂) (ver Figura 5); el nivel de planta (ver Figura 6 y Figura 7):

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

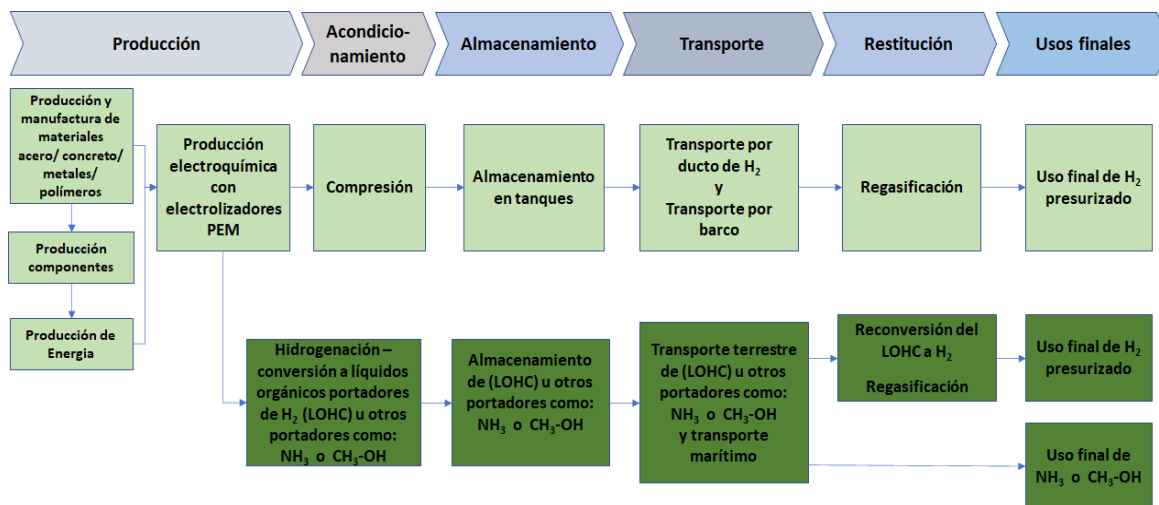
- **El nivel completo o integral de la cadena de valor:** que incluye desde la producción de los materiales y manufactura de componentes con los que se construyen los sistemas individuales como son la planta de generación de H₂, las centrales de generación de energía y otras, e incluye las etapas de la generación de energía, la de producción (por ejemplo por electrólisis) de H₂, el acondicionamiento/compresión o conversión del producto y subproductos, el manejo de residuos, así como el almacenamiento, el transporte, la restitución y los usos finales del hidrógeno.
- **El nivel para certificación o de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) dentro de la cadena de valor,** que incluye la producción de los materiales y manufactura de componentes con los que se construyen los sistemas individuales como son la planta de generación de H₂, las centrales de generación de energía y otras, e incluye las etapas de la generación de energía y la producción (p. e. con electrólisis) de H₂. A este nivel se han enfocado un gran número de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) de esta tecnología y a través del cual se han determinado, entre otros impactos, el potencial de calentamiento global expresado en kgCO₂e/kgH₂ o en kgCO₂e/MJH₂ (las emisiones de la producción). Estos ACV´s se relacionan con una certificación de origen del hidrógeno, para determinar si es hidrógeno “verde” o no.
- **El nivel de planta de producción de H₂ específica** que permite ver los componentes de la planta de generación, por ejemplo, con electrólisis e identificar los consumos energéticos y las eficiencias de los componente y equipos específicos.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo **de la cadena de valor completa** que abarca desde la producción de materiales y manufactura de componentes de las centrales, la construcción y operación de plantas para la generación de energía hasta la entrega del hidrógeno, y su posible transformación para sus usos finales.

Este diagrama se incluye para ejemplificar todas las etapas desde la producción y manufactura de materiales y componentes, por ejemplo, los equipos de una planta de generación de energía eléctrica, pasando por la producción de hidrógeno, su compresión o licuefacción, su almacenamiento en sitio o su conversión a otros portadores como lo son **líquidos orgánicos portadores de H₂ (LOHC), amoníaco o metanol**, posteriormente su transporte terrestre o por ducto ya sea para consumo doméstico, como insumo en otro proceso o para ser vuelto a almacenar en puerto para exportación, el transporte marítimo (ya sea nacional o internacional), su descarga y almacenamiento en el puerto de desembarco (importación), su reconversión en caso de estar como líquido portador (deshidrogenación) o su regasificación(en caso de estar licuado), su posterior almacenamiento y el transporte (terrestre o por ducto), y su distribución en el punto de uso final. Como se puede ver este nivel puede incluir muchas variantes.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

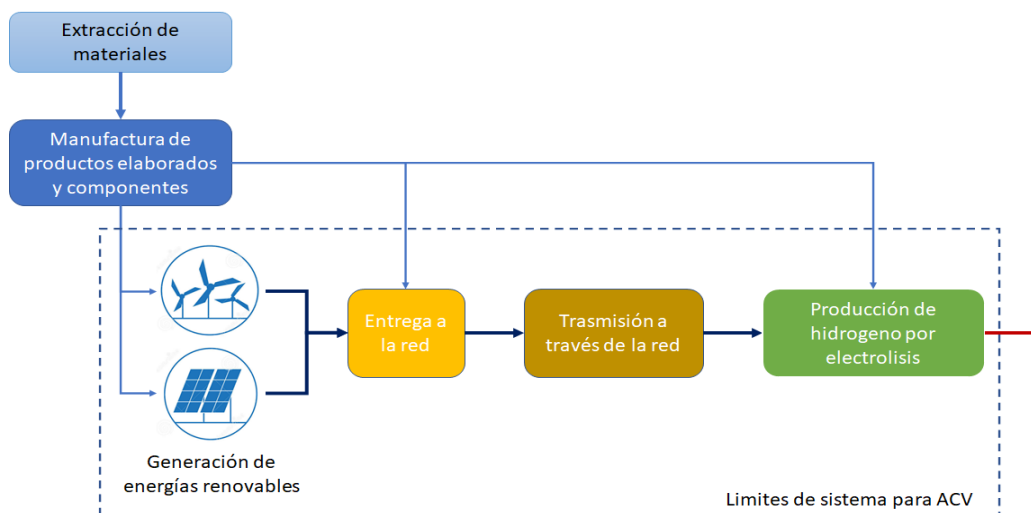
Figura 4. Ejemplo de las etapas de la cadena de valor para el caso de hidrógeno o su conversión a amoníaco o metanol.



Fuente: Elaboración propia con base en (GIZ, 2021a)

El siguiente diagrama muestra los límites de sistema que considera el esquema de certificación **CertiFy**⁶ y que concluye con la generación del hidrógeno. Las etapas incluidas en los análisis de ciclo de vida y que influyen decisivamente en el nivel de emisiones de la tecnología son la generación de la energía eléctrica necesaria y el proceso de producción de hidrógeno.

Figura 5. Ejemplo de la producción de hidrógeno a partir de energías renovables.



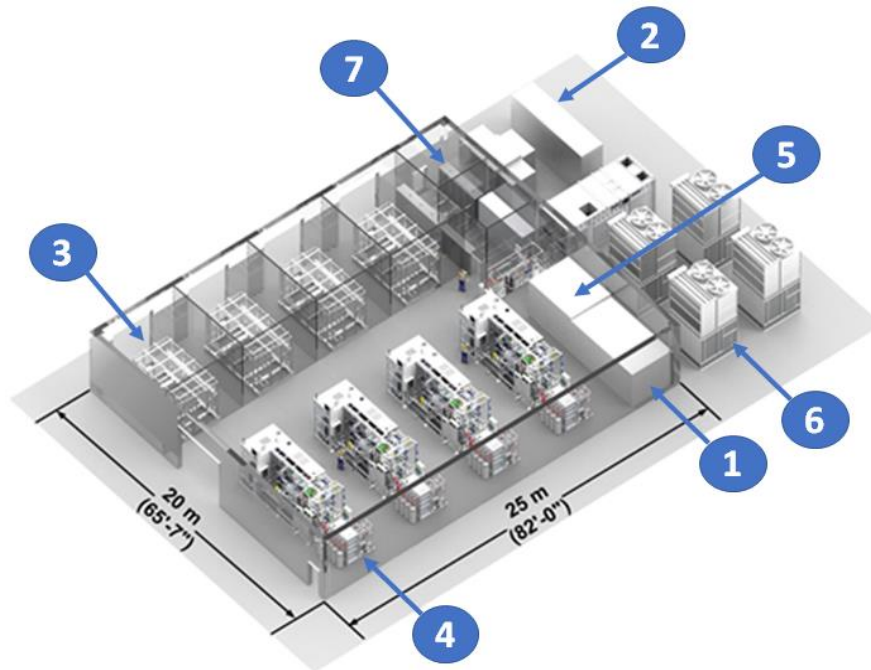
Fuente: Elaboración propia con base en (FCH JU, 2016)

⁶ <https://www.certify.eu/>

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Un sistema para la electrólisis del agua incluye los electrolizadores (las celdas de generación de gases) y otros equipos como los rectificadores de corriente, los paneles de control, sistemas de purificación y pulido de agua, sistemas de enfriamiento del gas y de los electrolizadores, los compresores y los sistemas de purificación del hidrógeno.

Figura 6. Ejemplo de planta de producción de hidrógeno.



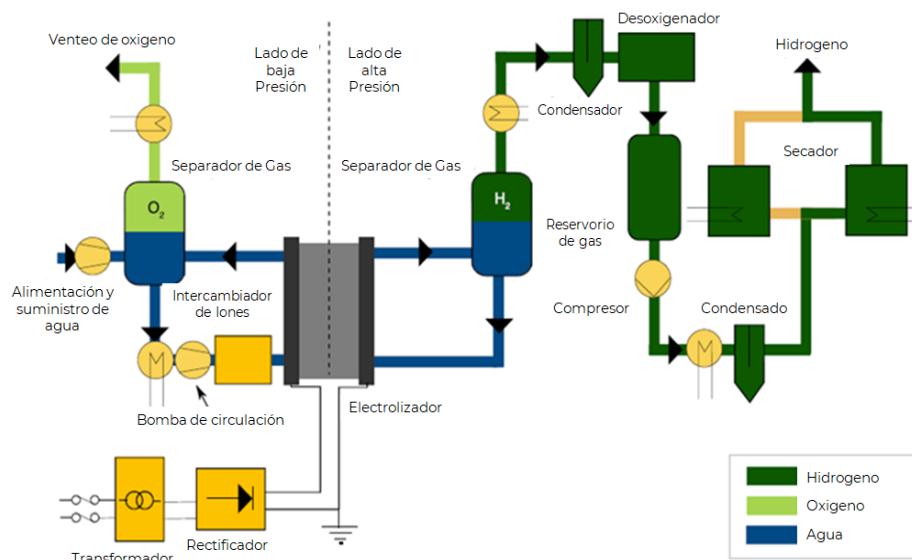
Notas: (1.) Sistema de purificación de agua; (2.) Subestación eléctrica, (3.) Transformador y rectificador; (4) Electrolizadores; (5) Sistema de purificación de hidrógeno; (6.) Sistema central de enfriamiento; (7.) Cuarto de control.

Fuente: modificado de (Cummins, 2021)

En la siguiente Figura se muestra el diagrama de flujo esquemático de una planta típica con electrolizadores PEM

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Figura 7. Diagrama de flujo de planta de producción de hidrógeno con electrolizadores PEM.



Fuente: Traducido de (IRENA, 2020)

Tabla 2. Componentes de un sistema de electrólisis que consumen energía y que presentan pérdidas o consumo energético y por ello tienen un nivel de eficiencia propio.

Parte del sistema	Perdidas / Eficiencia	El consumo energético
(1.) Sistema de purificación de agua:		
(1.i.) planta de desalinización o tratamiento	Si / Si	2.9 a 3.1 kWh/m ³ con ósmosis inversa (1) 4.0 kWh/m ³ con ósmosis inversa (6) 40 m ³ /h permeado /100 m ³ /h agua salada
(1.ii.) planta de pulido de agua (agua desmineralizada)	Si / Si	5- 7 kWh/m ³ (2.) 4 m ³ /h agua desm. / 8 m ³ /h agua sum.
(2.) Subestación eléctrica	Si / Si	Transformador <ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas en el núcleo (en vacío o sin carga). • Pérdidas en los devanados (con carga). • Pérdidas por reactivos (Sin cargas debidas a la componente reactiva de la magnetización y con carga producidas por la carga). NOM-002-SEDE-2010 (3.) Eficiencia(η)=(Ps/Pe) x 100 y Pe=(Ps+pc+pv) donde: Ps es la potencia de salida en W (capacidad nominal); Pe es la potencia de entrada en W pc son las pérdidas debidas a la carga en W; pv son las pérdidas en vacío en W.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Parte del sistema	Perdidas / Eficiencia	El consumo energético
(4) Electrolizadores	Si / Si	
(5) Sistema de purificación de hidrógeno	Si / Si	<p>Pressure Swing Adsorption (PSA). Actualmente es el proceso más ampliamente extendido en cualquier tipo de refinería para la purificación de H₂ en un proceso de steam reforming debido a la alta pureza con la que se obtiene.</p> <p>El PSA es un proceso cíclico complejo que utiliza lechos fijos de adsorbente sólido para eliminar las impurezas del gas. Estas impurezas quedan retenidas en el adsorbente.</p> <p>Recuperación de H₂ = 76 -84% (4)</p>
(6) Sistema central de enfriamiento	Si / Si	<p>La eficiencia en sistemas de enfriamiento o coeficiente de operación (COP) es el cociente entre la potencia de calefacción (enfriamiento) o calor absorbido en el evaporador (QB) y la potencia eléctrica absorbida o trabajo ejercido por el compresor sobre el fluido refrigerante (W) en unas condiciones específicas de temperatura con la unidad a plena carga (5).</p>
(7.) Cuarto de control	Si/Si	Muy reducido
<p>(1.) https://www.lennotech.es/procesos/mar/ro/general/osmosis-inversa-desalacion-proceso.htm, https://hispaqua.cedex.es/documentacion/articulo/58574</p> <p>(2.) http://ingsiri.com.ar/desmineralizacion-agua-osmosis-inversa-alimentacion-calderas/</p> <p>(3.) https://www.essa.com.co/site/Portals/clientes/Norma_Tecnica_Vigente/Normas_Complementarias_Dise%C3%B1o/GM-02%20GUIA%20METODOLOGICA%20CALCULO%20DE%20PERDIDAS%20DE%20ENERGIA.pdf</p> <p>(4.) https://www.ingenieriaquimica.net/articulos/353-recuperacion-y-purificacion-de-hidrogeno y http://www.oepm.es/pdf/ES/0000/000/02/45/59/ES-2455992_T3.pdf</p> <p>(5.) http://www.energianow.com/Articulos/sistema_refrigeracion_eficiencia.pdf</p> <p>(6.) https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmTIPO=DOCUMENTOCOMUNICACIONCUENTA&prmlD=13207</p>		

Fuente: Elaboración propia con base en (Cummings, 2021)

Entrada/Salida

Los insumos de la electrólisis son: el agua de proceso desmineralizada y la electricidad los cuales serán aplicados en los electrolizadores para la separación del agua en oxígeno (O₂) e hidrógeno (H₂). El proceso de producción de agua de

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

proceso desmineralizada requiere a su vez del suministro de la electricidad y de una fuente de agua. Las fuentes posibles pueden ser: el agua dulce de un cuerpo de agua superficial o subterráneo, aguas residuales o aguas salinas. Cada tipo de fuente de agua requerirá de un proceso de tratamiento específico para lograr producir el agua con la calidad necesaria para ser utilizada en la electrólisis. Por ejemplo, si se utiliza agua de mar, esta tendrá que ser sometida a un proceso de desalinización (por ejemplo, a través de ósmosis inversa). Si se trata de agua residual previamente tratada se requerirá de un proceso para separar restos de materia orgánica, sales u otros compuestos o purificación, dependiendo del origen del agua, y pulido (desmineralización) del agua de proceso. El residuo del tratamiento del agua es la salmuera (que es la solución con sales concentradas) y los productos de salida son: el hidrógeno y el oxígeno. El consumo promedio de agua varía en un muy amplio rango entre 2 a 25 L/kgH₂ (los promedios típicos se ubican entre los 10 a los 17 L/kgH₂), esto de acuerdo con los datos de las empresas que producen electrolizadores (Ver Tabla 4). El amplio rango de consumo de agua depende en primer lugar del tipo de fuente y en segundo lugar del tipo de tecnología, por ejemplo, si la fuente es agua de mar o aguas residuales, los procesos para adecuarlas a la electrólisis harán que aumente su demanda, esto debido a que los tratamientos de estas aguas conllevan la generación de residuos (salmuera o lodos) con un alto contenido de agua y flujos secundarios no utilizables, incluso el agua de pozo requiere de ser tratada y desmineralizada para hacerla apropiada al proceso de electrólisis. La calidad del agua es una de las razones principales de fallos en electrolizadores, muchos de sus componentes como las membranas, las capas de catalizadores son sensibles a impurezas, por ello la calidad del agua afecta sensiblemente la vida útil de los electrolizadores y sus componentes.

Eficiencia y pérdidas de energía

En la producción de hidrógeno a partir de electrolizadores se puede identificar la eficiencia a nivel de la pila o celda, a nivel de sistema y a nivel de planta. Cada una de ellas es el producto de las eficiencias individuales de subprocesos que ocurren dentro de estos niveles de operación. La eficiencia de la pila o celda es el producto de la eficiencia de Faraday (también conocida como eficiencia de corriente) y la eficiencia del voltaje, que a menudo se usa como una curva característica para un proceso de electrólisis debido a las pérdidas dominantes. En una celda ideal, el voltaje define la eficiencia en el rango de densidades de corriente (Siemens, 2022).

De acuerdo con (Scheepers, y otros, 2020) la eficiencia en un electrolizador PEM se describe de la siguiente manera:

“Para la división del agua para producir hidrógeno y oxígeno, se requiere energía, ya que la reacción es un proceso endotérmico. La cantidad de energía está determinada por el cambio de entalpía (ΔH), que es la suma de la energía libre de Gibbs (ΔG), y la energía térmica (ΔTS). Si bien el calor

puede disiparse en el medio ambiente, la energía libre de Gibbs define el potencial de descomposición mínimo necesario para una reacción electroquímica. En el caso de la electrólisis del agua PEM, el agua se suministra en forma líquida, lo que requiere energía adicional para su vaporización. En condiciones estándar ($T = 298 \text{ K}$, $p = 1,013 \text{ bar}$, $\text{pH} = 7$), el cambio de la entalpía para la división del agua líquida es $\Delta H = 286 \text{ kJ mol}^{-1}$ y la energía libre de Gibbs es $\Delta G = 237 \text{ kJ mol}^{-1}$. La energía libre de Gibbs se puede convertir en el potencial de electrodo estándar de $1,23 \text{ V}$ y la entalpía en el voltaje termoneutro de $1,48 \text{ V}$. En un electrolizador, el voltaje aplicado excede el voltaje reversible para mejorar la transferencia de carga en el conjunto de electrodos de membrana, ya que la densidad de corriente es directamente proporcional a la tasa de producción de hidrógeno”.

“La diferencia entre el voltaje observado experimentalmente y el valor determinado termodinámicamente se denomina sobrepotencial. **Esto significa que la producción de energía química con enlaces de hidrógeno (E_{out}), es menor que la energía requerida para su producción (E_{in}). La relación de estos valores se define como la eficiencia de voltaje de la celda $\eta_{H_2,el}^p$** . Las energías también pueden ser expresadas como la potencia de Entrada (P_{in}) y la potencia de Salida (P_{out})”.

“La eficiencia del sistema se reduce por otras influencias. Una vez que el gas producto atraviesa la membrana (permeación de hidrógeno), se produce una pérdida directa de portadores de energía almacenables. Por el contrario, cuando el oxígeno atraviesa la membrana, se produce agua por el consumo del hidrógeno producido electroquímicamente. En total, **(n_x)** denota la cantidad de portadores de energía que se pierden por permeación. De acuerdo con la ley de Faraday, las tasas de pérdida se pueden expresar como una densidad de corriente (**(j_x)**). Por lo tanto, la cantidad almacenable de hidrógeno es menor que la densidad actual (**(j)**), sugiere. Esta desviación se puede expresar mediante la **eficiencia de Faraday $\eta_{H_2,el}^F$** ”.

“En contextos industriales, el hidrógeno restante debe almacenarse a ciertas presiones de almacenamiento que varían según la aplicación prevista. No está claro si esta presurización debe lograrse electroquímicamente dentro de la celda, fuera de la celda mediante compresión posterior o mediante una combinación de ambos. En el caso de una compresión posterior, se debe realizar un trabajo de presión-volumen (**(W_c)**). El trabajo adicional de presión-volumen se puede relacionar con el poder calorífico del hidrógeno almacenable. Entonces, la eficiencia total se reduce por el siguiente **factor debido a la compresión $\eta_{H_2,el}^c$** ”.

Por lo anterior la eficiencia de un sistema de electrólisis PEM sería:

$$\eta_{H_2,el}^T = \eta_{H_2,el}^P * \eta_{H_2,el}^F * \eta_{H_2,el}^C$$

Donde:

Eficiencia de voltaje de la celda:

$$\eta_{H_2,el}^P = \frac{1.25 V}{U_{cell}}$$

Eficiencia de Faraday:

$$\eta_{H_2,el}^F = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{(\dot{n}_{H_2}^P - \dot{n}_x) * \Delta H_{LHV}}{\dot{n}_{H_2}^P * \Delta H_{LHV}} = \frac{j - j_x}{j} = \frac{j - j_x}{j}$$

Reducción de eficiencia debida a compresión:

$$\eta_{H_2,el}^C = 1 - \frac{W_c}{(\dot{n}_{H_2} - \dot{n}_x) * \Delta H_{LHV}} * \frac{1}{\eta_c}$$

E_{out}	Energía de Entrada, como la suma de la potencia eléctrica de entrada ($P_{el} = U_{cell} \times I_{cell}$) más la cantidad de calor suministrado al sistema (Q)
E_{In}	Energía de Salida
$\dot{n}_{H_2}^P$	Producción de hidrógeno por unidad de tiempo (flujo)
\dot{n}_x	Perdida de hidrógeno por unidad de tiempo debida a permeación (flujo)
\dot{n}_{H_2}	Flujo de hidrógeno por unidad de tiempo (que entra a compresión)
\dot{n}_x	Perdida de flujo de hidrógeno por unidad de tiempo (en la compresión)
ΔH_{LHV}	Cambio de entalpía considerando el Poder Calorífico Inferior
j	Densidad de corriente
j_x	Densidad de corriente por permeación
W_c	Trabajo de compresión para reducir el volumen
η_c	Eficiencia del compresor

(Scheepers, y otros, 2020) representan gráficamente los componentes de la eficiencia en una instalación como se señala a continuación:

“En la Figura siguiente se muestra el voltaje de la celda en función de la densidad de corriente. Las áreas simbolizan las densidades de potencia

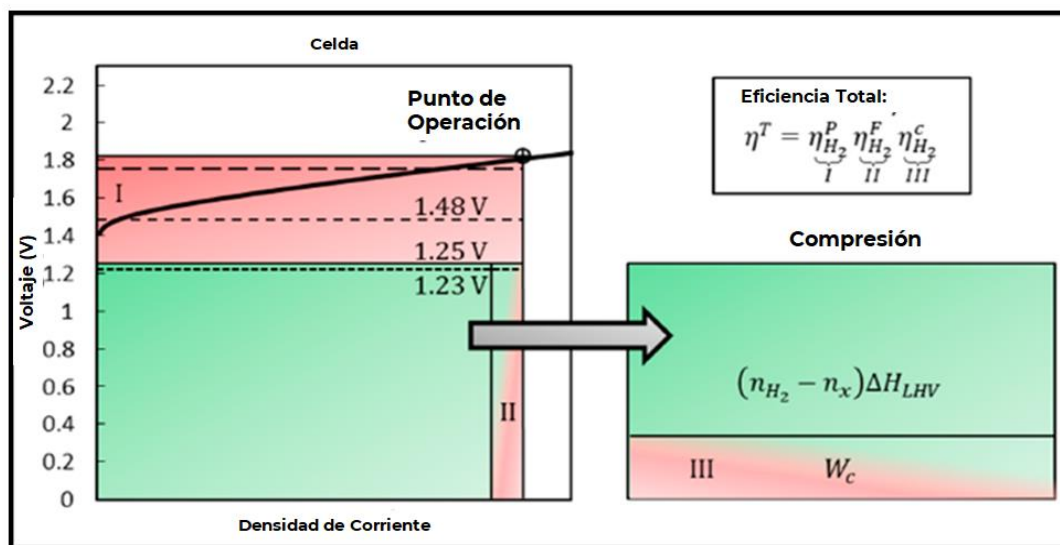
Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

entrantes y salientes. El círculo marca el punto de operación que se establece de manera ejemplar en 1,82 V.

El área verde, incluida el área II, es la densidad de potencia que se convierte en energía química (hidrógeno). Para su generación se requiere una densidad de potencia adicional que se suministra como energía eléctrica y calor (área I). A 1,48 V, el calor liberado por la operación es igual al calor de combustión requerido de la reacción química.

En este ejemplo, el calor necesario para saturar los gases del producto con agua se alcanza en 1,78 V, que se simboliza con una línea discontinua. Mientras el voltaje de la celda de 1,82 V esté por encima de este valor, no se debe suministrar calor externo; en cambio, se necesita enfriamiento para eliminar el calor del sistema. El área II marca la fracción de densidad de potencia que se pierde debido a la penetración de los gases del producto a través de la membrana, lo que reduce la cantidad de hidrógeno generado originalmente. Derecha: La energía química del hidrógeno producido se da como el área verde. El área III marca la cantidad de energía requerida para la compresión del gas."

Figura 8. Diagrama de densidad de potencia entrante y saliente y voltaje en los componentes de eficiencia de una instalación.



Eficiencia del sistema/planta. Las definiciones de eficiencia anteriores representan la base para considerar la eficiencia de la producción de hidrógeno, pero respecto de la eficiencia de un sistema o de una planta específica, no existe un estándar ya que los límites de un sistema pueden ser definidos arbitrariamente debido a que una planta puede tener distintos fines y usos.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

En función del alcance del suministro se pueden incluir las **pérdidas y eficiencia por:**

- **La conversión y transformación CA/CD de media tensión,**
- **El tratamiento de aguas,**
- **Los sistemas de refrigeración,**
- **La provisión de energía eléctrica para edificios y**
- **Los paquetes auxiliares o la compresión y depuración de hidrógeno.**

Los límites del sistema respectivo deben establecerse en detalle para permitir la comparación de los datos de eficiencia. En general, se puede considerar que la eficiencia dependerá de la potencia eléctrica que entra al sistema ($P_{EL,AC}$) y la cantidad de energía que sale de los límites del sistema en la interfaz con otro sistema ($\dot{V}_{H_2} * PCI_{H_2}$), en este caso la energía contenida en el hidrógeno.

$$\eta_{Sistema} = \frac{\dot{V}_{H_2} * PCI_{H_2}}{P_{EL,AC}}$$

Donde

- \dot{V}_{H_2} Flujo de hidrógeno por unidad de tiempo a la salida del sistema
- PCI Poder calorífico Inferior del hidrógeno
- $P_{EL,AC}$ Potencia eléctrica suministrada por la red AC

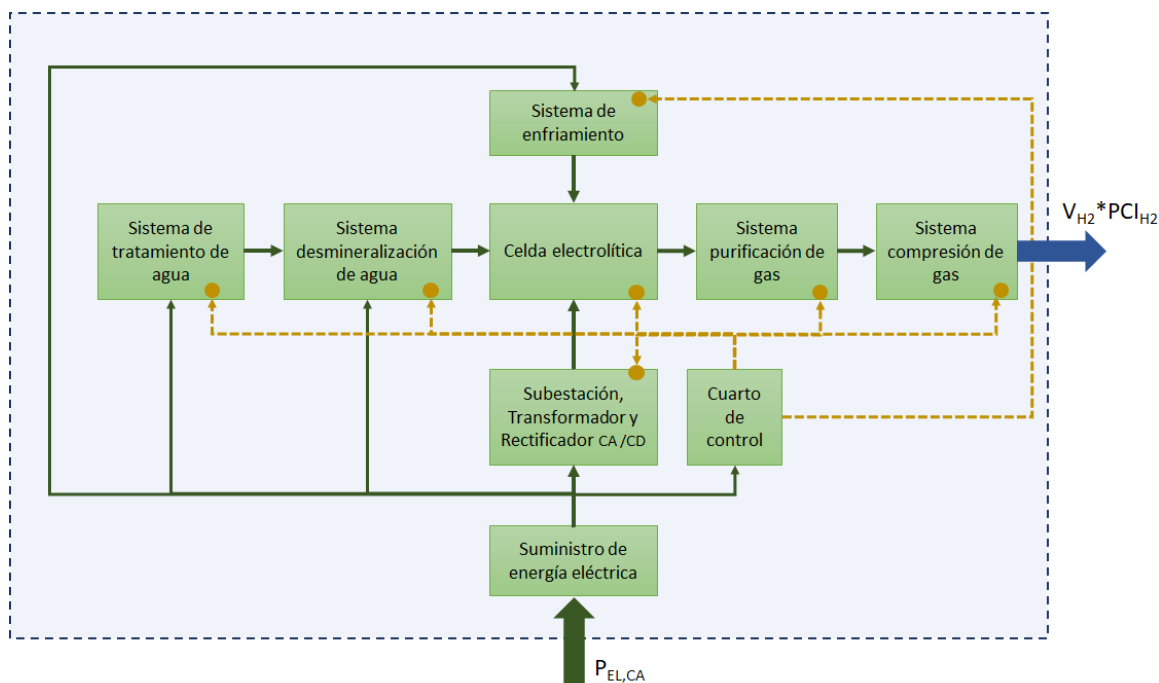
En la siguiente tabla 3 se muestran los intervalos de la eficiencia promedio de las celdas y de la eficiencia de planta.

Tabla 3. Rangos de eficiencias en electrolizadores PEM y ALK.

Parámetro	Rangos	
	ALK	PEM
Eficiencia promedio de celdas (kWh/kg)	55-60	44-49.9
Eficiencia de planta (%)	64-84%	68-79%

Fuente: Elaboración propia con base en recopilación de datos de empresas (ver Tabla 4).

Figura 9. Componentes y límites de un sistema ideal a considerar en la determinación de eficiencia de la instalación.



Fuente: Elaboración propia

Características y capacidades típicas

La capacidad de las celdas de electrólisis varía ampliamente dependiendo del tipo de tecnología del electrolizador y la concepción de los equipos. Las capacidades actuales van típicamente de 0.5 a 10 MW, y por ello mismo la producción varía de algunas decenas hasta el orden de miles de litros o kilogramos por día. Por ejemplo, un sistema de Siemens puede tener una producción de entre 2,400 - 48,000 kg/día, los sistemas de la empresa NEL pueden tener tasas de generación de los 108 a los 8,374 kg/día, los sistemas de SUNFIRE pueden ir de los 18,000 Nm³/día (electrolizador SOEC) a de 53,520 Nm³/día (electrolizador alcalino). En lo que se refiere a los consumos de agua estos dependen del tipo de tecnología, con rangos típicos de consumo entre los 10 a los 17 Litros de H₂O/kg H₂ producido. Las diferencias observadas en las tasas de producción diarias se deben a los rangos de presión y temperatura a la cual trabaja cada tecnología de electrólisis. La cantidad de agua tratada y desmineralizada (agua para proceso) es un rango teórico señalado por las empresas, por lo que los requerimientos reales pueden ser mayores dependiendo del origen y tratamiento necesario (por ejemplo, desalinización). Para identificar las características y capacidades típicas se ha revisado la información de los equipos de algunas empresas manufactureras de electrolizadores (ver siguiente Tabla).

Tabla 4. Ejemplos de empresas manufactureras de electrolizadores de agua.

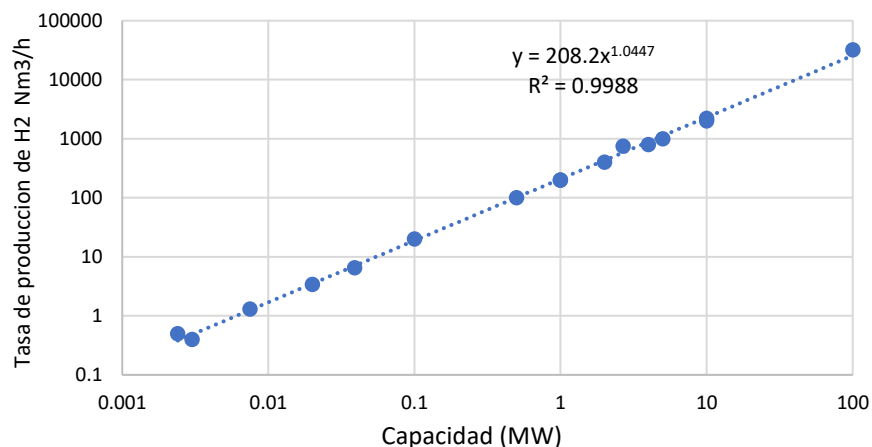
Empresa	Tecnologica	Denominación o tipo del equipo
PlugPower	PEM	1 MW; 5 MW; 10 MW
Siemens	PEM	Silyzer 300 Escalable
Cummings	ALK	HySTAT® 10; HySTAT® 15; HySTAT® 30
	PEM	HySTAT® 60; HySTAT® 70; HySTAT® 100 HyLYZER 200 & 250; HyLYZER 400 & 500 HyLYZER 1000
ITM-Power	PEM	HGAS1SP; HGAS3SP; 3MEP CUBE; 2 GEP Skid.
Sunfire	ALK	HYLINK-ALK
	SOEC	HYLINK SOEC
Nel	ALK	A150; A300; A485; A1000; A3880
	PEM	MC250 ; MC500
TOPSOE	SOEC	100 MW
ENAPTER	PEM	AEM EL 4.0
ZXD POWER's	ALK	ZXD-800; ZXD-900; ZXD-1000; ZXD-250/H-0.8; ZXD-500/H-0.8; ZXD-1000/H-0.8; ZXD-150; ZXD-175; ZXD-180; ZXD-100/H-0.8; ZXD-200/H-0.8; ZXD-250/H-0.8; ZXD-5/X-3.0; ZXD-10/X-3.0; ZXD-15/X-3.0
McPhy	ALK	Piel & McLyzer Small Line Piel range: 0.4 to 10 Nm ³ /h 1 to 8 bar McLyzer "Small Line": 20 Nm ³ /h at 30 bar McLyzer 100-30; McLyzer 200-30 McLyzer 400-30; McLyzer 800-30 McLyzer 800-30 Augumented

Fuente: Elaboración propia

El consumo de energía en la celda de electrólisis (power consumption at stack) va de 3.1 a 4.8 y el promedio es de 4.2 (kWh/Nm³). Con los datos disponibles se puede decir que la eficiencia promedio de la celda de electrólisis (average stack efficiency) va de 44 a 57.5 y el promedio es de 47.6 (kWh/kg). El promedio de la tasa de producción de H₂ (net production rate) o tasa volumétrica de producción de H₂ va de 0.4 a 32,000 con un promedio de 1,078 (Nm³/h). En la siguiente figura se observa la relación de la capacidad (stack power consumption) y la tasa de producción. Se analizaron los datos recopilados de electrolizadores para identificar una relación entre la capacidad en MW y la tasa de producción (Figura 10) y entre la presión y la tasa de producción (Figura 11).

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

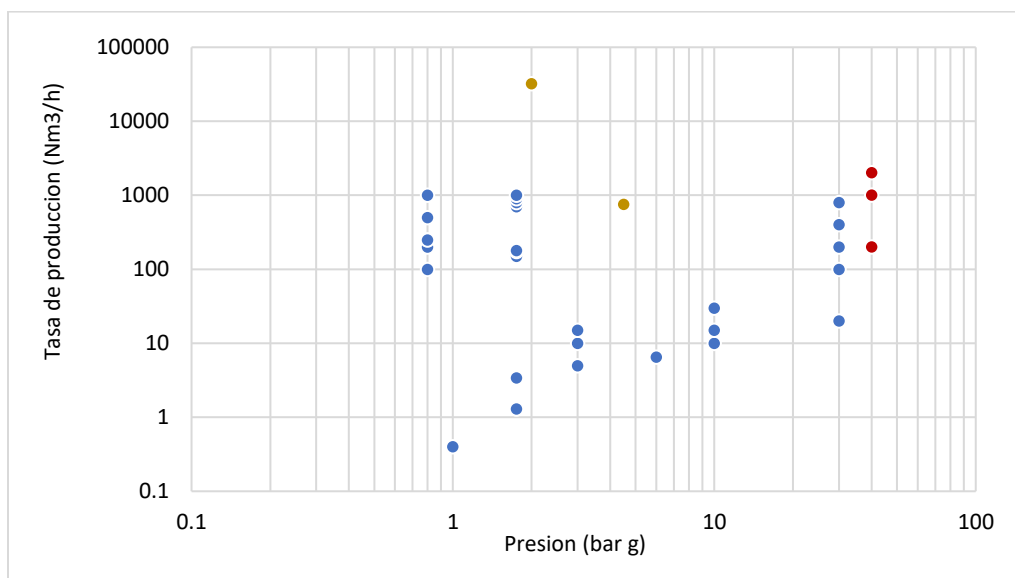
Figura 10. Relación capacidad y tasa de producción.



Fuente: Elaboración propia con base en datos recopilados (de las empresas señaladas en la Tabla 4, Apéndice 1)

La pureza del H₂ que se produce ronda los 99.998% con ciertos contenidos de humedad (H₂O = < 5 ppm), O₂ (< 5 ppm) y N₂ (12 ppm), si se incluyen sistemas de purificación es posible alcanzar purezas de 99.999%, de acuerdo con los datos disponibles la tasa de producción del H₂ parece estar relacionada con la presión de trabajo como se observa en la siguiente figura. Solo en 3 casos se ha identificado la eficiencia del sistema: Siemens (PEM) = 75.5%, SUNFIRE (ALK) = 64% y SUNFIRE (SOEC) = 84%.

Figura 11. Relación presión y tasa de producción.



Nota: Se identifican electrolizadores en azul: ALK; en rojo PEM y en marrón SOEC
Fuente: Elaboración propia con base en datos recopilados (de las empresas señaladas en la Tabla 4, Apéndice 1)

Periodo de almacenamiento típico

El tiempo de almacenamiento del hidrógeno verde va a depender de la forma en que se almacene, las pérdidas de estas formas de almacenamiento y los costos que conlleve el tipo de almacenamiento. Hoy en día existen las siguientes opciones para almacenarlo:

- Comprimido, requiere trabajo de compresión.
- Licuado, requiere trabajo de compresión y enfriamiento.
- Líquido en forma de amoníaco (NH₃) requiere conversión previa (síntesis de Haber-Bosh) y suministro de nitrógeno (N₂) por separación criogénica.
- Líquido en forma de metanol CH₃-OH, requiere conversión previa (p.e, síntesis Fisher -Thopsh).
- Como Portadores de Hidrógeno Orgánico Líquido (LOHC, por sus siglas en inglés), requiere conversión previa.
- Como Combustibles Sintéticos Líquidos (CSL), requiere conversión y aporte de carbono.

La forma de almacenamiento y en consecuencia la manera de transporte que se elija dependerá de la distancia a la que se transportará, el uso final del hidrógeno (H₂) o su portador y de la tecnología que se aplique para su uso final. En la tabla y figura siguientes se muestra la densidad de energía del hidrógeno y de sus distintos portadores. Los portadores de energía líquida convencionales, como, por ejemplo, el diésel, el petróleo crudo o la gasolina son atractivos para el comercio y transporte internacional de energía debido a su alta densidad de energía volumétrica (kWh/l) y gravimétrica (kWh/kg).

Tabla 5. Densidad energética de combustibles convencionales, hidrógeno y portadores de hidrógeno.

Combustible	En condiciones normales (15 °C, 0,1 MPa),	Comprimido Presión (MPa)	Densidad de energía volumétrica	Densidad de energía gravimétrica
Diésel	Líquido		10 kWh/l	11,9 kWh/kg
Metano				14 kWh/kg
Hidrógeno	gaseoso		< 0,003 kWh/l	
Hidrógeno		10 MPa	0,26 kWhLHV/l.	
		35	0.6	1.8
		50 MPa	1,06 kWhLHV/l	
		70	0.8	1.5
Licuefacción de hidrógeno	Líquido a una temperatura de -253°C.		2.36 – 2.54 kWhLHV/l	

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

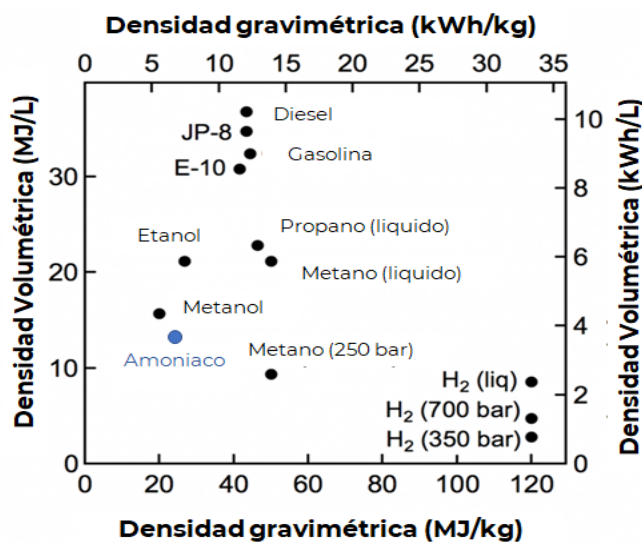
Combustible	En condiciones normales (15 °C, 0,1 MPa),	Comprimido Presión (MPa)	Densidad de energía volumétrica	Densidad de energía gravimétrica
LOHC Dibenciltolueno (DBT). Hydrazine hydrate	Líquido		1,7 kWh/l	
Amoníaco	Líquido		3,7 - 4.3 kWh/l	5,9 kWh/kg
Metanol			4.67	31.1 MJ/kg 22.7 MJ/kg
Etanol			6.30	
Combustibles sintéticos líquidos:			4	5.5
• Gasolina sintética			= 9.7	
• Biodiesel			= 9.2	
• Diésel sintético, Queroseno sintético.				

<https://hypertextbook.com/facts/2005/JennyHua.shtml>

https://www.energy.gov/sites/prod/files/13010_onboard_storage_performance_cost.pdf

Fuentes: (US DOE, 2016), (WEC, 2020)

Figura 12. Densidad volumétrica y gravimétrica de distintos combustibles.



Fuente: Traducido y modificado de Hydrogen Storage. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

En condiciones normales (15 °C, 0,1 MPa), el hidrógeno es gaseoso y tiene una densidad de energía volumétrica significativamente menor de 0,003 kWh/l, lo que lo hace menos favorable para el transporte de energía, para reducir este inconveniente, se puede acondicionar de varias maneras para aumentar la densidad de su energía volumétrica. Para el transporte por tuberías, el hidrógeno se puede comprimir a unos 10 MPa lo que la densidad de energía a 0.26 kWh_{LHV}/l. Un mayor aumento de la presión (p. ej., para la distribución por carretera) aumenta la densidad, p. a 1.06 kWh_{LHV}/L a 50 MPa.

Debido al factor de compresibilidad desfavorable del hidrógeno, un aumento de presión tiene un efecto algo menor sobre la densidad de energía volumétrica en comparación, por ejemplo, con el metano.

El hidrógeno se vuelve líquido a una temperatura de -253°C. Se puede lograr un cambio significativo en la densidad de energía durante la licuefacción, pues ésta aumenta a 2.36 kWh_{LHV}/l en estado líquido.

La densidad de energía es una de las propiedades más relevantes por las que el hidrógeno licuado se considera una opción prometedora para su futuro transporte a gran escala. Para evitar la necesidad de temperaturas criogénicas, se analizan otras tecnologías que aumenten la densidad de energía volumétrica con fines de transporte, una de ellas es el uso de Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno (LOHC, por sus siglas en inglés) como, por ejemplo, el Dibenciltolueno (DBT). Los LOHC pueden absorber y liberar hidrógeno y permanecer líquidos en condiciones ambientales. Con DBT, la densidad volumétrica del hidrógeno transportado se puede aumentar a aproximadamente 1.7 kWh/L; sin embargo, al mismo tiempo, la densidad gravimétrica del portador hidrogenado es significativamente menor que la del hidrógeno puro.

En su forma líquida, el amoníaco tiene una densidad de energía de hidrógeno volumétrica y gravimétrica de alrededor de 3.7 kWh/l y 5.9 kWh/kg, respectivamente. Otra opción para transportar energía a base de hidrógeno es la producción de combustibles líquidos sintéticos (por ejemplo, diésel sintético, queroseno sintético, metanol). Esos combustibles basados en energía (o en inglés "Power-to-Liquids" - PtL) tienen la misma ventaja con respecto a la densidad de energía volumétrica y gravimétrica, por lo tanto, de la capacidad de transporte que sus contrapartes basadas en combustibles fósiles. No obstante, los combustibles sintéticos no son directamente comparables con los portadores de hidrógeno mencionados anteriormente, ya que el esfuerzo, en términos de energía invertida, para reconvertirlos en hidrógeno puro es mayor (hay una pérdida de la energía transportada si se quisiera reconvertirlos en hidrógeno) y, por esa razón, generalmente están destinados a ser utilizados como hidrocarburos verdes (es decir se deben utilizar directamente como combustible por ejemplo en aviones) y no como portadores para un uso final en otras aplicaciones como hidrógeno puro (WEC, 2020).

Capacidad de regulación

Los sistemas electrolíticos de producción de hidrógeno verde conectados a la red pueden absorber energía eléctrica rápidamente. El tiempo de respuesta de las instalaciones conectadas puede depender en gran medida de los componentes de control, del sistema de conversión de energía y en particular del suministro de agua.

En lo que respecta a la generación de energía eléctrica a partir del hidrógeno verde (producido a partir de electrolizadores y energías renovables) podría ser útil para mantener el control en la red eléctrica, descongestión de la misma y para realizar arbitraje (transferencia de la energía de un periodo a otro). La tecnología puede apoyar la integración de energías renovables variables, ya que estas no pueden programarse para satisfacer la demanda y su producción depende de las condiciones climáticas. La operación de la producción de hidrógeno verde puede adaptarse al arbitraje, y así contribuir a reducir la necesidad de capacidad “pico” que generalmente es más costosa y contaminante, por ejemplo, en las plantas de turbinas de gas natural.

Las plantas de energía renovable variable, como la solar y la eólica, también pueden utilizar el almacenamiento a través de hidrógeno verde y su posterior reconversión a energía para mantener su producción en un nivel comprometido durante un período específico (es decir, como entrega “firme” o constante durante un período de tiempo), lo que les permite ofrecer productos basados en capacidad. Aumentar el valor de la capacidad (MW) de los proyectos renovables a través del almacenamiento de energía podría allanar el camino hacia una mayor diversificación de la matriz y una menor dependencia de la generación de combustibles fósiles para fines de confiabilidad.

Una vez que el costo de instalación se vuelva competitivo, puede hacer que el hidrógeno verde (como sistema de almacenamiento de energía) conectado a la red sea adecuado para una gama limitada de aplicaciones respecto del sector de generación de energía.

Por ejemplo:

- Integración renovable, a través de transferencia temporal de carga de energía renovable intermitente.
- Recorte de picos de carga, donde celdas de combustible proporcionan energía para reducirlos en un sistema de energía.
- Ahorros de costos energéticos, por reducir la generación/compras de energía pico fósil o cambiar la generación eólica/solar de “fuera del pico” al “pico”.
- Alivio de la congestión de transmisión, localmente reduce la carga en el sistema de transmisión y distribución.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

En cambio, si se utiliza como vector transportador de energía el hidrógeno verde en otros sectores (transporte, industria, residencial y comercial) puede tener una gama más amplia de usos finales:

- Sustituye la ruta de producción de hidrógeno gris evitando el uso de gas natural en la producción de amoníaco y metanol.
- El amoníaco o el metanol pueden aplicarse como combustibles para transportación a gran escala marítima y terrestre.
- Como base para combustibles sintéticos en la aviación.
- Como hidrógeno de bajo carbono puede utilizarse en la industria de fertilizantes (con base en amoníaco), en la producción de acero de bajo carbono en conjunción con hornos de arco eléctrico o como base de productos químicos que lo utilizan en la producción de intermediarios o productos finales.

Ejemplos de tecnología estándar en el mercado

Se han revisado los electrolizadores que manufacturan las siguientes empresas.

PlugPower

La empresa manufactura electrolizadores PEM de 1, 5 y 10 MW modulares que pueden escalarse. Sus sistemas son plug and play y también se venden específicos al cliente. Ver: <https://www.plugpower.com/hydrogen/hydrogen-electrolyzers/>

Siemens

La empresa manufactura electrolizadores PEM bajo la marca Silyzer 300 que es un sistema escalable que puede llegar a capacidades de dos dígitos de MW.

Ver: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions.html>

El proyecto “Salzgitter Hydrogen” tiene como objetivo generar hidrógeno en la ciudad Salzgitter en Alemania mediante electrólisis y electricidad a partir de energía eólica. Estas actividades tienen como objetivo sentar las bases para aprovechar mayores volúmenes de hidrógeno en el futuro para reducir las emisiones directas de CO₂ en la producción de acero. Ver: <https://salcos.salzgitter-ag.com/en/windh2.html>

Cummings

La empresa manufactura tanto electrolizadores PEM como electrolizadores alcalinos bajo dos marcas: HySTAT™ (electrolizadores Alcalinos) and HyLYZER™ (electrolizadores PEM), con un rango de producción de 10 a 1,000 Nm³/h y que

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

son escalables. Ver: <https://www.cummins.com/new-power/applications/about-hydrogen>

Electrolizadores Cummins HyLyzer se instalaron en una planta de producción de hidrógeno de Air Liquide existente en Bécancour, Quebec, Canadá. - Fuente: <https://www.airliquide.com/group/press-releases-news/2021-01-26/air-liquide-inaugurates-worlds-largest-low-carbon-hydrogen-membrane-based-production-unit-canada>

ITM-Power

La empresa manufactura electrolizadores tipo PEM de cuatro tipos: HGAS1SP (pequeño), HGAS3SP (mediano), 3MEP CUBE (Sistema modular para mayor producción) y 2 GEP Skid. Ver: <https://itm-power.com/products>

La empresa tiene iniciativas de hidrógeno verde con Shell y Linde. Shell eligió un electrolizador de 10 MW para su instalación de hidrógeno verde en la refinería Energy and Chemicals Park Rheinland en Wesseling, Alemania, con fondos de Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) de la Comisión Europea. Ver: <https://itm-power.com/projects/refhyne>. Linde ha formado una empresa conjunta en la que se centra en el negocio del gas de hidrógeno verde, **ITM-Power** facilita el proceso mediante el diseño y la fabricación del electrolizador PEM modular. Ver: <https://www.power-technology.com/news/deal-news/linde-itm-power-joint-venture/>

Sunfire

La empresa manufactura 2 tipos de electrolizadores: PEM y SOEC con tasas de producción de 2,230 (a una presión de 30 bar(g) con un consumo de energía de 4.7 kWh/Nm³) y 750 Nm³/h (con un consumo de energía de 3.6 kWh/Nm³) y capacidades de 10 y 2.68 MW respectivamente. Los equipos son modulares por lo que se puede escalar la producción. Las eficiencias de estos equipos están en el orden de 64% y 84% respectivamente. Ver: <https://www.sunfire.de/en/>

Nel

La empresa manufactura electrolizadores tipo PEM (Serie M) y tipo alcalino (Serie A) y además en distintas dimensiones: Serie H y Serie S y la serie M en construcción contenirizada (todos los equipos en contenedores para aplicaciones outdoor).

Los electrolizadores de la serie A presentan un consumo de energía de pila de celdas de 3,8 kWh/Nm³ de gas hidrógeno producido, hasta 2,2 MW por pila. Los electrolizadores de la Serie A pueden producir hasta 3.88 Nm³/h de hidrógeno o poco más de 8 toneladas por día. Los electrolizadores de la serie M pueden producir hasta 4,000 Nm³/h de gas hidrógeno con una pureza del 99,9998 % bajo demanda. Con un diseño modular escalable que se puede transportar en contenedores, estos sistemas ofrecen soluciones que se adaptan bien a una

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

variedad de aplicaciones industriales, de abastecimiento de combustible y de energía renovable. Los electrolizadores de la serie H ofrecen soluciones llave en mano para aplicaciones a pequeña escala que requieren hasta 6 Nm³/h de gas hidrógeno con una pureza del 99,9995 %. Estas unidades tienen un impacto mínimo en el espacio del piso de las instalaciones, son fáciles de mantener y se pueden instalar en cuestión de horas. Los electrolizadores de la Serie S, que producen hidrógeno de alta pureza del 99.9995 % a hasta 1.05 Nm³/h, reemplazan la necesidad de cilindros de hidrógeno presurizados en una variedad de procesos industriales. Cada unidad es de bajo mantenimiento, compacta, silenciosa y se puede instalar en cuestión de horas prácticamente en cualquier lugar de una instalación. Ver: <https://nelhydrogen.com/water-electrolysers-hydrogen-generators/>

Haldor Topsoe

La empresa manufactura electrolizadores Solid Oxide Electrolyzer Cell (SOEC) de alta temperatura. El electrolizador SOEC de Topsoe es una unidad modular construida principalmente con materiales cerámicos encerrados en un marco de metal. Ver: <https://www.topsoe.com/processes/green-hydrogen>

Enapter

La empresa manufactura electrolizadores AEM EL 4.0 para proyectos/demostraciones a pequeña escala/escala de laboratorio/escala piloto. Enapter proporciona electrolizadores de membrana de intercambio aniónico que son escalables (apilables) y están disponibles en escalas pequeñas como kg/hr y tamaños como peso modular de 55 kg (sin agua). Ver: <https://www.enapter.com/aem-electrolyser>

ZXD Power

Xiamen Zhongxinda Hydrogen Technology Co., Ltd. (ZXD-Power) es una empresa manufacturera de electrolizadores de China, la empresa manufactura electrolizadores alcalinos. La capacidad de producción de hidrógeno de los equipos oscila entre 2 Nm³/h y 1500 Nm³/h. Ver: <https://www.electrolyser.com/>

McPhy

La empresa manufactura electrolizadores alcalinos de alta presión. Su capacidad va de 0,4 a 800 Nm³/h como estándar. EN soluciones multi-MW el rango de presión es de 1 a 30 bar. La empresa presenta 3 tipos de electrolizadores: pequeño, grande y ampliado. Electrolizadores "Piel & McLyzer Small Line" de 3 a 60 kW tiene dos subtipos: (i.) de 0.4 a 10 Nm³/h con 1 a 8 bar de presión y (ii.) de 20 Nm³/h y presión de 30 bar. Los de escala grande van de 100 kW a 4 MW. Basados en un diseño con módulos de 4 MW pueden ser escalables para

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

soluciones de 20 a 100 MW y más (a 30 bar g de presión) de acuerdo con las necesidades de sus actividades. Ver: <https://mcphy.com/en/>

Hydrogen Pro

La empresa manufactura plantas personalizadas llave en mano para la producción a gran escala de hidrógeno verde para grandes clientes industriales. Ver: <https://hydrogen-pro.com/solutions/>

Tabla 6. Otras empresas manufactureras de celdas de combustibles y electrolizadores.

Empresa	Fundación	País	Descripción	Enlace
AFC Energy	2006	Reino Unido	AFC Energy es una empresa manufacturera de pilas o celdas de combustible alcalinas que funcionan mediante la combinación electroquímica de hidrógeno y oxígeno en un proceso sin combustión. Al hacerlo, produce electricidad de forma continua, calor y agua. Las celdas de combustible de la empresa cuentan con una fuente continua de hidrógeno y oxígeno (del aire) para sustentar la reacción de la celda de combustible: HydroX-Cell(L)TM, HydroX-Cell(S)TM. Además, produce membrana aniónica de intercambio (AEM).	http://www.afcenergy.com/
Amalyst	2012	Reino Unido	Amalyst Limited, una spin-out de UCL, está desarrollando catalizadores sin platino para celdas de combustible y electrolizadores que deberían reducir significativamente el costo total de estas fuentes de energía. Manufactura actualmente pilas de combustible AMCAT H con catalizadores sustitutos directos de los ánodos basados en platino con una amplia gama de soportes, con un alto rendimiento catalítico y una mayor tolerancia a venenos y eventos transitorios. Así mismo manufactura electrolizadores PEM.	http://www.amalyst.com/
Bulane	2009	Francia	Bulane pretende sustituir los combustibles fósiles por un combustible propio compuesto por Hidrógeno y Oxígeno procedente de la electrólisis del agua. Bulane produce equipos de quema o combustión de hidrógeno	https://bulane.fr/
Clean Power Hydrogen Group Limited	2016		Clean Power Hydrogen (CPH) es una empresa que manufactura electrolizadores sin membrana. La tecnología combina nuestro Electrolizador sin membrana (MFE) con separación criogénica para entregar hidrógeno y oxígeno puros como gases separados. La solución CPH2 es un conjunto de procesos, sistemas y tecnologías escalables que se han desarrollado para la electrólisis, el secado, la purificación y la separación eficientes del hidrógeno del oxígeno.	https://www.cph2.com/
Elogen GmbH	2014 as Areva	Francia	Elogen (comprada como Areva por GTT) manufactura electrolizadores llave en mano, completamente integrados, en contenedores, para producir hidrógeno verde. Características de los electrolizadores en contenedores llave en mano de Elogen: Hasta 10 MW (de 0.05 a 2.5 MW y escalables)	https://elogenh2.com/en/our-products/electrolyseurs-containerises/

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Empresa	Fundación	País	Descripción	Enlace
Evolve Hydrogen	2020	USA	La empresa manufactura electrolizadores escalables, está basado en polímeros. A diferencia de las membranas de intercambio de protones y la electrólisis de agua alcalina, Evolve™ utiliza estructuras únicas de polímeros electroconductores con nanotecnologías de carbono. Esto nos permite producir Evolve™ con moldeo por inyección preciso, lo que reduce en gran medida el costo y el tiempo de fabricación. Evolve™ está diseñado para usar fuentes de agua naturales como agua del grifo, agua subterránea, agua de formación, aguas residuales tratadas y, lo que es más importante, agua de mar; la fuente de agua más abundante del planeta.	https://evolvehydrogen.com/
Green H₂ Systems		Alemania	La empresa manufactura electrolizadores PEM escalables de 1 a 10 MW, la empresa es parte de FEST Group. La empresa ofrece desde el diseño hasta la construcción, así como el almacenamiento.	https://www.green-h2-systems.de/en/
Greenway Energy LLC	2006	USA	Greenway Energy (GWE), se dedica a la investigación y desarrollo en los siguientes campos: Almacenamiento de energía termoquímica; Compresor EC/MH; Soporte de catalizador; Desarrollo de materiales de hidruro metálico; Nano-catalizador; Tecnologías de proceso de azufre híbrido Ofrece sistemas para separar isótopos de hidrógeno, protium, deuterio y tritio.	http://www.greenway-energy.com
Horizon Fuel Cell Technologies	2003	Singapur	Horizon Fuel Cell Technologies es una empresa fundada en 2003 en Singapur, que presta servicios a una amplia gama de industrias con diversas soluciones y productos de energía eléctrica de celdas de combustible. Manufactura módulos electrolizadores PEM de 10W a 5 kW; de 30 a 100 kW, y también manufactura motores para vehículos pesados	http://www.horizonfuelcell.com
Hydrox Holdings	2003	Sudáfrica	Hydrox Holding's manufactura electrolizadores alcalinos avanzados que es competitiva con electrolizadores alcalinos actuales y puede lograr eficiencias de 70%, aplica la tecnología - Electrode-Flow-Through (DEFTTM)	https://hydroxholdings.co.za/
Hystar	2021	Noruega	Hystar es una empresa que manufactura electrolizadores PEM Es un spin-off de SINTEF con capacidades de 0.9 a 5.5 MW	https://www.hystar.com/

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Empresa	Fundación	País	Descripción	Enlace
IGasEnergy		Alemania	La empresa iGas manufactura electrolizadores "Proton Exchange Membrane" (PEM), están diseñados para funcionar sin tripulación y en gran medida no requieren mantenimiento, suministra los sistemas listos para la conexión (en interiores y exteriores en contenedores), incluido el circuito cerrado de refrigeración, toda la tecnología de medición y control y todas las unidades auxiliares. Gracias a las pilas PEM, los sistemas son excepcionalmente compactos y escalables dentro de amplios límites. A pedido, se suministra procesamiento de gas aguas abajo que logra una calidad de gas de hasta 5.0.	https://igas-energy.de/
IPS / AASD		Alemania	La empresa suministra cajas de potencia para electrólisis de hidrógeno y rectificadores, desde unos pocos KW hasta más de 30 MW. Las cajas de alimentación contienen todo, desde el suministro de voltaje medio hasta el suministro de CC de las pilas.	https://www.ips-fest.de/en/home.html
P2X Solutions Oy	2020	Finland	La empresa manufactura electrolizadores y plantas, tiene en proceso una planta de 20 MW que se operara con energía renovable.	https://p2x.fi/
Supercritical	2020	United Kingdom	Supercritical está desarrollando el primer electrolizador ultra eficiente de alta presión del mundo para la producción de hidrógeno y oxígeno a partir del agua, con cero emisiones. Mediante el uso de calor y presión, nuestro diseño patentado nos permite aprovechar los beneficios del agua supercrítica y suministrar gases a más de 200 bares de presión, sin los gastos ni los desafíos de los compresores de hidrógeno.	https://www.supercritical.solutions/
Thiozen	2020	USA	La empresa cuenta con un proceso para elimina el sulfuro de hidrógeno de gas amargo y con ello producir hidrógeno y azufre.	http://thiozen.com/
Thor Hydrogen	2020	Canadá	La empresa suministra servicios de ingeniería en lo que se refiere a hidrógeno	https://www.thorhydrogen.com/

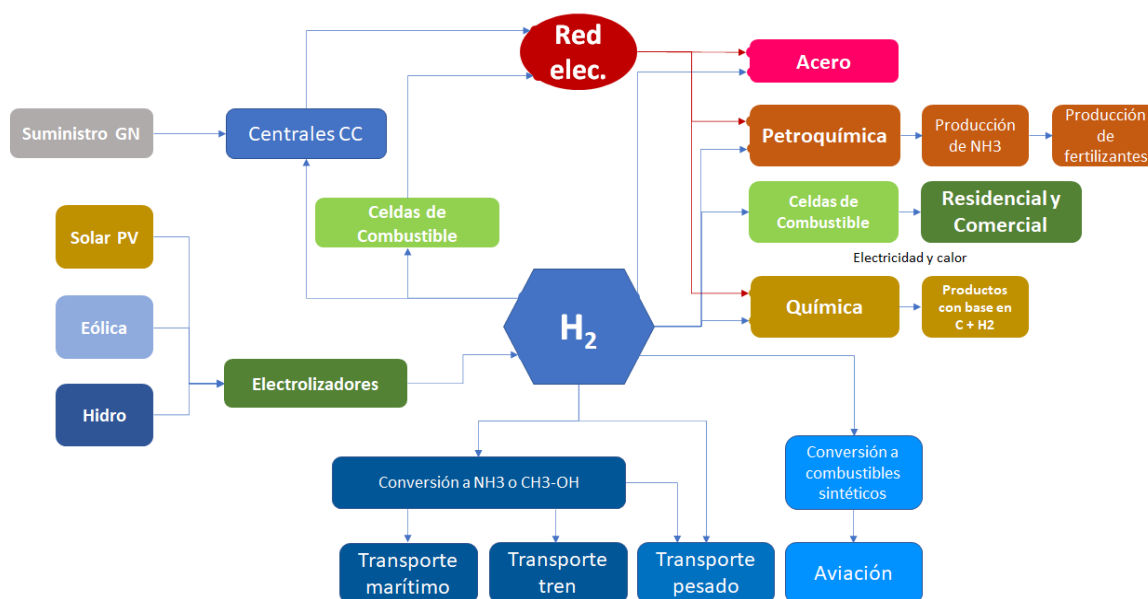
Fuente: Elaboración propia con base en datos recopilados (ver apéndice) o fuentes consultadas

Ventajas y desventajas

Ventajas

Una de las principales ventajas del hidrógeno es su versatilidad para adaptarse a distintos usos finales. En la figura se muestran los usos finales más probables del hidrógeno verde. Uno de estos es que puede ayudar a distintas industrias que a la fecha son muy difíciles de descarbonizar, por ejemplo, la industria del acero y la industria de los fertilizantes. Ambas actualmente dependen del suministro de combustibles fósiles (coque y gas natural, respectivamente). Otro sector complicado es el transporte de carga de grandes dimensiones (transporte marítimo, aviación y transporte pesado en la agricultura y la minería) que sería difícil de descarbonizar a través de vehículos eléctricos a baterías.

Figura 13. Usos finales probables del Hidrógeno-verde.



Fuente: Elaboración propia con base (Siemens, 2022)

Al substituir combustibles fósiles por hidrógeno como insumo en otras industrias (acero, química, fertilizantes) puede contribuir a reducir la huella de carbono en los productos y reducir sus necesidades de derechos de emisiones. Es de considerarse que la huella de carbono en productos destinados a su exportación puede representar un riesgo a su comercialización, esto debido a que en el futuro próximo los aranceles o los impuestos podrán estar basados o diseñados con el criterio de contenido embebido de carbono⁷.

⁷ Ver: Democrats Propose a Border Tax Based on Countries' Greenhouse Gas Emissions <https://www.nytimes.com/2021/07/19/climate/democrats-border-carbon-tax.html>
The EU's Carbon Border Tax Will Redefine Global Value Chains

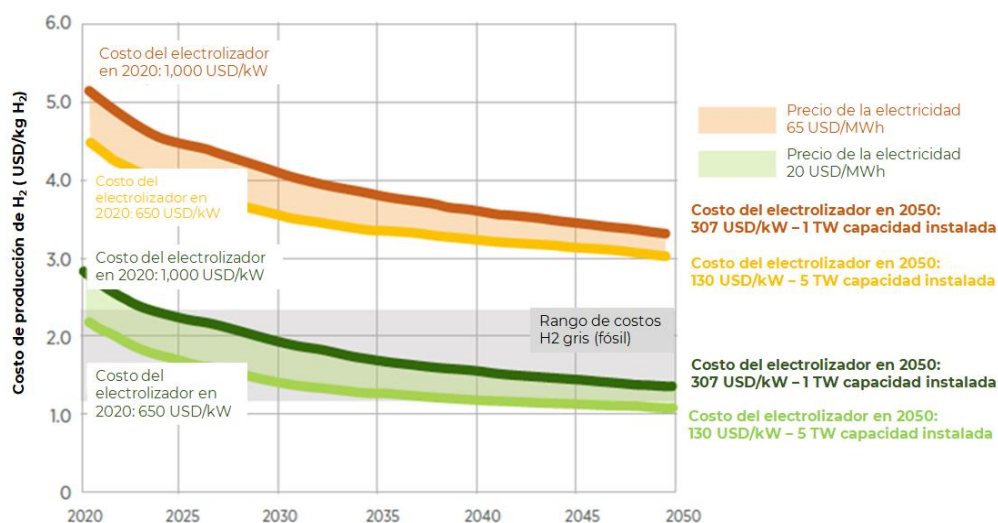
Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Este tipo de aranceles climáticos serán previsiblemente aplicados en el marco de sistemas de comercio de emisiones o de impuestos al carbono. Asimismo, se considera que son instrumentos para valorar importaciones e influyen en las políticas, en la competitividad climática y en el valor intangible de empresas (por ejemplo, su imagen). Otra ventaja se encuentra en la reducción de las emisiones de contaminantes atmosféricos en las zonas urbanas lo que representa un co-beneficio adicional a la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Desventajas

Actual y aproximadamente hasta el periodo 2035-2040 la principal desventaja del hidrógeno verde es su costo de producción, el cual actualmente es superior al costo del hidrógeno-gris a partir del reformado con vapor utilizando gas natural. A continuación, se muestran proyecciones de la posible reducción de costos en el periodo 2020-2050 de IRENA y el Hydrogen Council.

Figura 14. Proyección de costo de producción de hidrógeno verde en función del despliegue de electrolizadores, utilizando un precio de electricidad promedio (USD 65/MWh) y bajo (USD 20/MWh), constante durante el período 2020-2050.



Note: La eficiencia a capacidad nominal es del 65 %, con un LHV de 51.2 (kWh/kg H₂) en 2020 y del 76 % (a un LHV de 43,8 kWh/kg H₂) en 2050, una tasa de descuento del 8 % y una vida útil de la pila de 80 000 horas. **El costo de inversión del electrolizador para 2020 es de USD 650-1000/kW.** Irena estima que **los costos del electrolizador alcancen los 130-307 USD/kW como resultado de 1-5 TW de capacidad implementada para 2050.**

Fuente: (IRENA, 2020)

<https://www.bcg.com/publications/2021/eu-carbon-border-tax>

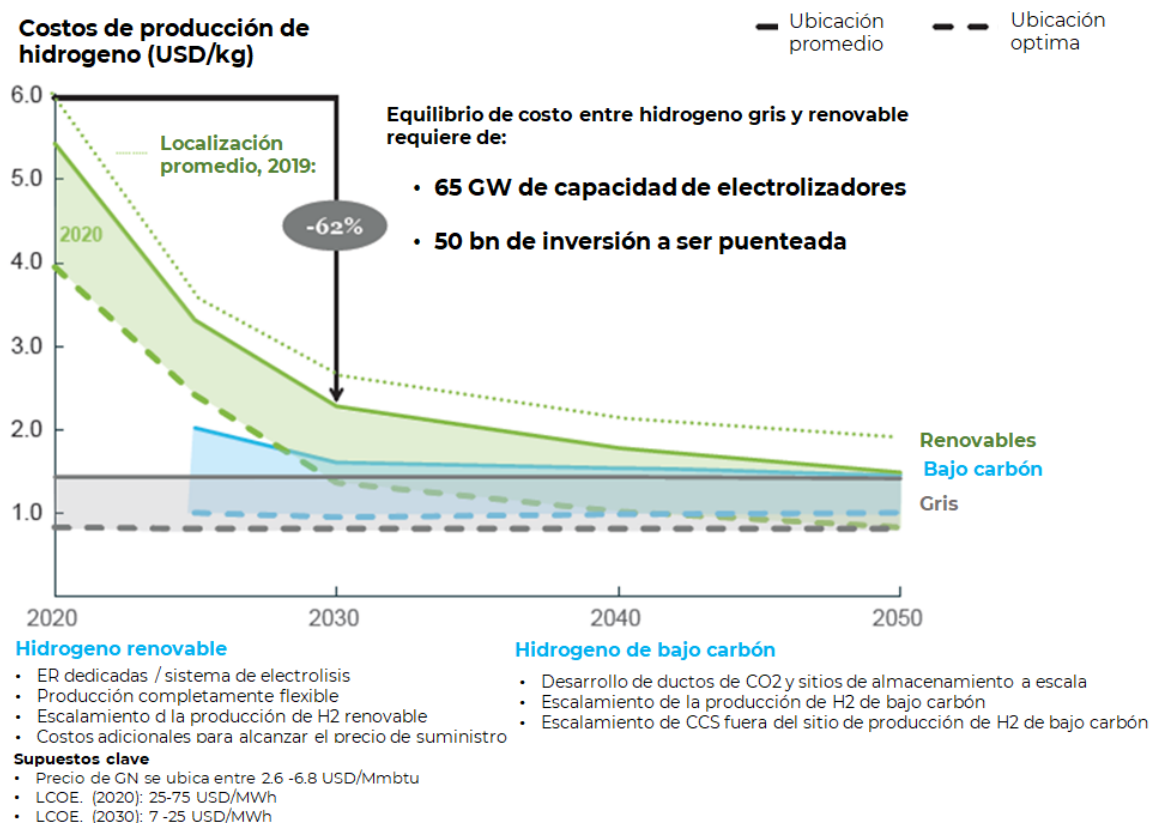
How The EU's Carbon Border Tax Will Work

<https://www.wbur.org/hereandnow/2021/08/10/carbon-border-tax-eu>

Carbon Border Adjustment Mechanism

https://ec.europa.eu/taxation_customs/green-taxation-0/carbon-border-adjustment-mechanism_en

Figura 15. Proyección de producción de hidrógeno por ruta de producción.



Fuente: (Hydrogen Council, 2021)

Algunas de las principales desventajas que se han podido identificar se relacionan con:

- (i.) **La ubicación y logística.** Varios aspectos influyen a este respecto, por ejemplo, el potencial local de energías renovables (solar, eólica o hidroeléctrica), la disponibilidad de las superficies necesarias para la instalación de centrales, los requerimientos de líneas de trasmisión entre la central y la planta productiva, la disponibilidad de medios de transporte (ductos de gas natural) para su distribución, y su cercanía a un puerto de exportación.
- (ii.) **Los aspectos ambientales.** A este respecto se puede mencionar que se debe considerar la disponibilidad de suministro de agua (estrés hídrico) en la región donde se ubicará la planta productiva ya que este el competirá con otros usos finales de este líquido. y en el caso de aplicar la desalinización de agua de mar como tecnología para proveer al proceso se deberá considerar que se genera salmuera y su manejo no está regulado en México de forma específica. Por lo que se requiere considerar el posible impacto de la forma de disponer de la salmuera, por ejemplo, si se emitirá nuevamente al mar en la costa, si se depositará en tierra o en el marco de economía circular si

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

se destinará como insumo para otros procesos o usos. La implicación ambiental de la generación de salmuera como residuo es que usualmente se devuelve al mar y las zonas alrededor de los emisores se convierten en áreas “muertas” por el enorme gradiente salino.

- (iii.) **Subproductos.** se estima que por cada tonelada de hidrógeno se producen 8 toneladas de oxígeno, por lo que es importante considerar si se almacenará como gas al igual que el hidrógeno o se liberará al ambiente.

Ambiente

Como se ha mencionado previamente, la instalación de plantas para la producción de hidrógeno verde requiere del “consumo” de superficies que se dedicarán a la instalación de centrales de energías renovables (ER). De acuerdo con una revisión de 161 Manifestaciones de Impacto Ambiental (versiones públicas divulgadas por SEMARNAT) de centrales fotovoltaicas, de 2012 a 2019, la intensidad de uso de suelo promedio es de 2.7 (ha/MW) con un rango entre 0.6 a 6.2 (ha/MW).

La producción compite básicamente con el suministro de agua por lo que parece requerir la localización de un nicho donde no compita o bien que contribuya al suministro humano⁸. La desalinización de agua marina puede ser una alternativa para contribuir al suministro de agua potable local, sin embargo, esto puede representar una fuente de impactos locales. Con base en la recopilación de datos de electrolizadores se estima que el nivel de consumo de agua para la generación de hidrógeno puede variar en un amplio rango entre los 3 a 25 litros /kgH₂. Se estima que en la desalinización por Osmosis Inversa (OI) por cada litro de agua potable producido se generan alrededor de 1.5 litros de salmuera⁹ y la generación de esta podría estar entre los 4.5 a 25.5 litros de salmuera por cada kg de hidrógeno producido.

La eliminación de salmuera puede representar un problema medioambiental que debe ser considerado y estudiado a la hora de proceder a la instalación de una planta desalinizadora. En la mayoría de los casos, la manera más sencilla de eliminar el flujo más importante (70 a 55% del flujo de entrada) es descargarlo al mar mediante una tubería de salida. La concentración de la salmuera varía entre 50 y 75 g/L (el contenido de sales es relativamente constante en el océano, oscilando en un estrecho rango de 34,6 a 34,8 gramos por litro en el 50% del océano¹⁰) y tiene una densidad mucho mayor que el agua de mar. Por lo tanto, tiende a sedimentar en el suelo marino cercano a la salida de la tubería (efecto de penacho), creado una capa con alto contenido salino que afecta

⁸ De acuerdo con datos de IRENA (2020) el manejo de agua se ubica entre el 13% (10 MW) al 10% (1 GW) de los costos para los electrolizadores PEM. De acuerdo con datos de Lazard (2021) el costo de suministro de agua (en PEM o ALK) se encuentra en los 0.021 USD/kg H₂. Según datos de DOE (2020) los costos de operación y mantenimiento, entre los cuales esta principalmente el suministro de agua representa entre el 3% al 7% del costo total en sus escenarios examinados.

⁹ Ver: <https://www.iagua.es/noticias/cordis/estudio-europeo-explora-impacto-ambiental-desalinizacion-isla-chipre> donde se señala que las plantas de desalinización de Chipre produjeron 69.9 millones de metros cúbicos de agua desalinizada en 2018 y que se generaron 103 millones de metros cúbicos de efluentes de salmuera = 1.48

¹⁰ https://www.chvnoticias.cl/alerta-climatica/desalinizacion-agua-impacto-medio-ambiente_20220325/

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

negativamente a la flora y fauna marinas, así como a cualquier actividad humana relacionada (LENNTECH, 2022).

Esto está relacionado con la decisión de si un proyecto de producción de hidrógeno con una planta de desalinización considera un emisor submarino el cual es susceptible de causar impacto ambiental. Si el residuo no se diluye y dispersa adecuadamente, puede formar una columna densa de salmuera tóxica que, de no tratarse, puede degradar los ecosistemas costeros y marinos. El aumento de la salinidad y la temperatura pueden provocar una disminución en el contenido de oxígeno disuelto y contribuir a la formación de “zonas muertas”, donde muy pocos animales marinos pueden vivir.

Por otra parte, si se considera agua residual como fuente de suministro se deberá planear cómo se dispondrán los biosólidos producto del tratamiento que también pueden emitir GEI en el proceso de tratamiento y disposición.

Investigación y desarrollo

La tecnología de la electrólisis que actualmente existe se puede considerar como madura, a pesar de ello se continúa realizando investigación respecto de los materiales de las membranas para mejorar los que se utilizan actualmente en los electrolizadores PEM que influyen en su costo de manufactura. Como por ejemplo la investigación acerca membrana de intercambio aniónico (AEM)¹¹

Recientemente el Programa de la Asociación Conjunta de Hidrógeno Limpio (Clean Hydrogen Joint Undertaking, CHJU-EU, 2022) ha publicado la agenda estratégica de investigación y desarrollo (SRIA por sus siglas en inglés), que está estructurada de modo que abarca todos los aspectos de la cadena de valor del hidrógeno.

¹¹ <https://www.eurekaalert.org/news-releases/941661>

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Figura 16. Panorama general de la agenda (SRIA).

Producción de H ₂ con renovables	Almacenamiento y distribución de H ₂	Usos finales de H ₂
<ul style="list-style-type: none"> • Electrolisis • Otras rutas de producción de H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento de H₂ • H₂ en la red de gas natural • Portadores líquidos de H₂ • Mejora de medios de transporte de H₂ • Compresión, purificación y soluciones de monitoreo y medición • Estaciones de llenado de H₂ 	<p>Aplicaciones de transporte</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bloques de construcción • Vehículos pesados • Aplicaciones a base de agua • Aplicaciones ferroviarias • Aplicaciones aeronáuticas <p>Energía y calor limpios</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pilas de combustible estacionarias • Turbinas, calderas y quemadores
Cuestiones transversales		
<ul style="list-style-type: none"> • Sostenibilidad, LCSA, reciclaje y ecodiseño • Educación y conciencia pública • Seguridad, investigación • Normativa y reglamentos, códigos y normas 		
Valles o Hub's de hidrógeno		
Cadena de suministro		
Desafíos de investigación estratégica		

Fuente: Elaboración propia con base en (CHJU-EU, 2022)

En la siguiente tabla se comparan los temas y campos específicos de investigación de la Agenda SRIA y la reciente publicación de la convocatoria de financiación “Ofensiva Tecnológica del Hidrógeno” del gobierno alemán de 2021 (BMWK, 2021).

Tabla 7. Temas y campos específicos de investigación y desarrollo.

SRIA	Ofensiva Tecnológica del Hidrógeno
<p>Producción de hidrógeno con renovables</p> <ul style="list-style-type: none"> • Electrólisis • Otras rutas de producción de hidrógeno renovable <p>Almacenamiento y distribución de hidrógeno</p> <ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento de hidrógeno • Hidrógeno en la Red de Gas Natural • Portadores de hidrógeno líquido • Mejora de los medios de transporte de hidrógeno existentes 	<p>Tema 1: Generación de hidrógeno y derivados</p> <ul style="list-style-type: none"> • Producción de hidrógeno verde: electrólisis de agua, electrólisis de alta temperatura, plasmólisis, electrólisis de agua de mar, coelectrólisis, producción bioquímica y termoquímica, producción de biohidrógeno y otros procesos • Producción de hidrógeno azul: separación de CO₂ después del reformado con vapor • Producción de hidrógeno turquesa: pirólisis de metano utilizando energías renovables y unión/uso del carbono resultante • Fabricación de combustibles sintéticos: procesos basados en hidrógeno verde para el transporte, en particular para el transporte pesado, aéreo y marítimo • Producción de productos secundarios para aumentar la capacidad de almacenamiento y transporte: metano, metanol, amoníaco y otros

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

SRIA	Ofensiva Tecnológica del Hidrógeno
<ul style="list-style-type: none">● Soluciones de compresión, purificación y medición● Estaciones de Repostaje de Hidrógeno (HRS)	<ul style="list-style-type: none">● Producción de materiales básicos a base de hidrógeno: Producción de materiales químicos básicos para su uso en procesos químicos e industriales● Integración de plantas de generación, almacenamiento e infraestructura de transporte al sistema energético para implementar el acoplamiento sectorial

Usos finales del hidrógeno:

Aplicaciones de transporte

- Bloques de construcción
- vehículos pesados
- Aplicaciones a base de agua
- Aplicaciones ferroviarias
- Aplicaciones aeronáuticas

Usos finales del hidrógeno:

Energía y calor limpios

- Pilas de combustible estacionarias
- Turbinas, calderas y quemadores

Cuestiones transversales

- Sostenibilidad, LCSA, reciclaje y ecodiseño
- Educación y conciencia pública
- Seguridad, investigación
- Normativa y reglamentos, códigos y normas
- Valles de hidrógeno
- Cadena de suministro
- Desafíos de investigación estratégica

Tema 2: Infraestructura de hidrógeno: almacenamiento y transporte

- Almacenamiento: almacenamiento de hidrógeno en diversas situaciones de aplicación, p. B. Tanques para uso móvil o estacionario, almacenamiento en cavernas, formaciones geológicas porosas, conversión de instalaciones de almacenamiento de gas natural, materiales portadores como LOHC o hidruros metálicos, almacenamiento de hidrógeno descentralizado en distritos
- Infraestructura ligada a la línea: Conversión de redes de gas natural existentes, compatibilidad de mezclas de hidrógeno en la red de gas natural (implementación del conjunto de reglas DVGW) y procesos de separación, nueva construcción de redes de hidrógeno y líneas de larga distancia, redes de distribución de hidrógeno
- Métodos de transporte no cableados: licuefacción y regasificación de hidrógeno, enlace químico temporal de baja pérdida de hidrógeno, infraestructuras de importación de hidrógeno líquido y distribución posterior, integración de infraestructuras de tuberías con modos de suministro en vías navegables interiores, ferrocarril y carretera.

Tema 3: Uso

- Celda de combustible: celdas de combustible basadas en hidrógeno (a nivel de componentes y sistemas), tecnologías de transición que incluyen reformadores de gas natural y combustible líquido, sistemas reversibles (hidrógeno ↔ electricidad), accionamientos de celdas de combustible, celdas de combustible estacionarias para generar electricidad y calor, desarrollo de procesos adecuado para la producción en masa para la producción de pilas de pilas de combustible y agregados con el objetivo de soluciones estándar rentables.
- Uso de hidrógeno en motores y turbinas para aplicaciones estacionarias o móviles
- Uso de hidrógeno en procesos industriales: Reducción de las emisiones de CO₂ relacionadas con el proceso mediante el desarrollo/establecimiento de tecnologías alternativas con emisiones de CO₂ nulas o muy bajas en varias ramas de la industria (por ejemplo, extracción y procesamiento de metales, ingeniería de procesos químicos, eliminación y desechos térmicos tratamiento, producción de productos químicos básicos/intermedios)
- Uso de hidrógeno en distritos: Uso sistémico de hidrógeno en el distrito con una consideración integral de electricidad, calor, frío, movilidad; Aumentar el grado de utilización mediante el uso orientado al consumidor del calor residual de la electrólisis o la pila de combustible; Generación y almacenamiento de hidrógeno como elemento estabilizador en la red eléctrica

Tema 4: Normalización y gestión de la calidad

- Interfaces uniformes, por ejemplo, para componentes, plantas, transporte y sistemas de línea a nivel nacional e internacional
- Evaluación de la eficiencia y calidad de la planta para la comparabilidad y transparencia en el mercado
- Armonización de garantías de origen y certificación para hidrógeno
- Conceptos de seguridad y conceptos de protección para infraestructura de hidrógeno, operación y uso de tecnologías de hidrógeno
- Metrología adecuada: tecnología de monitorización y seguridad, medición del consumo de H₂ y posibles emisiones
- Compresión y purificación de hidrógeno, separación de mezclas de gases
- Propiedades de combustión con fluctuaciones de gas de proceso (acondicionamiento dinámico de gas)

Tema 5: Aspectos del análisis del sistema

- Los estudios de análisis de sistemas específicos (incluidas evaluaciones tecno-económicas, LCA, evaluación de tecnología, problemas de aceptación, efectos en el mercado laboral) que acompañan el trabajo de investigación en las áreas temáticas 1 a 4 son elegibles como subproyecto en las redes técnicas.

Fuente: elaboración propia con base en (CHJU-EU, 2022) y (BMWK, 2021)

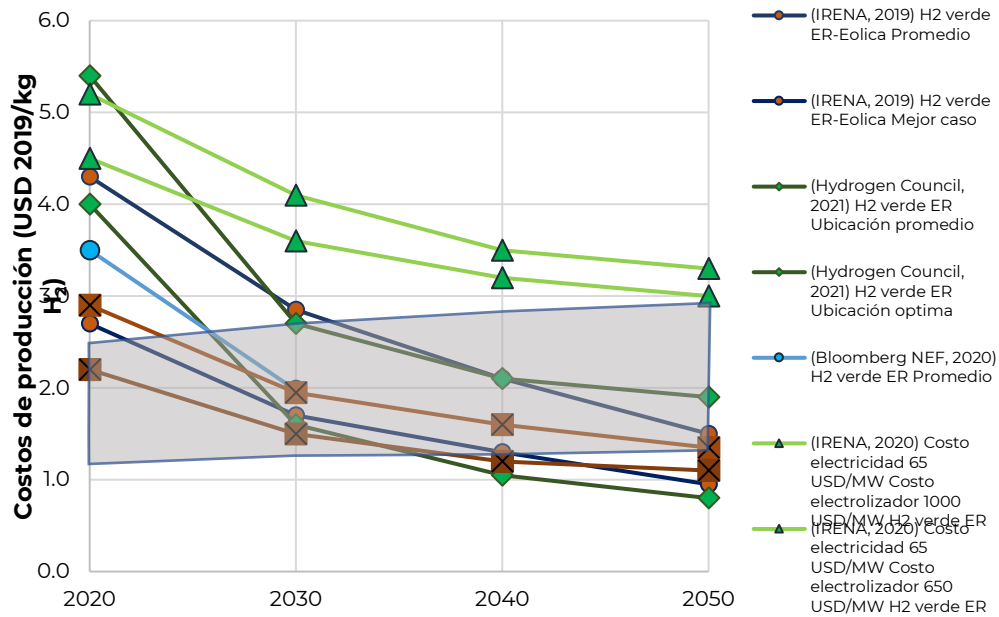
Predicción de desempeño y costos

Costos de producción

En las siguientes Figuras se muestran las proyecciones de los costos de producción de hidrógeno en USD 2019/kg de hidrógeno o en USD2019/MW de distintas organizaciones y considerando distintos aspectos como lo son el costo de la energía, el costo de los electrolizadores o la ubicación (p. e. Bloomberg, IRENA, EU, Hydrogen Council).

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

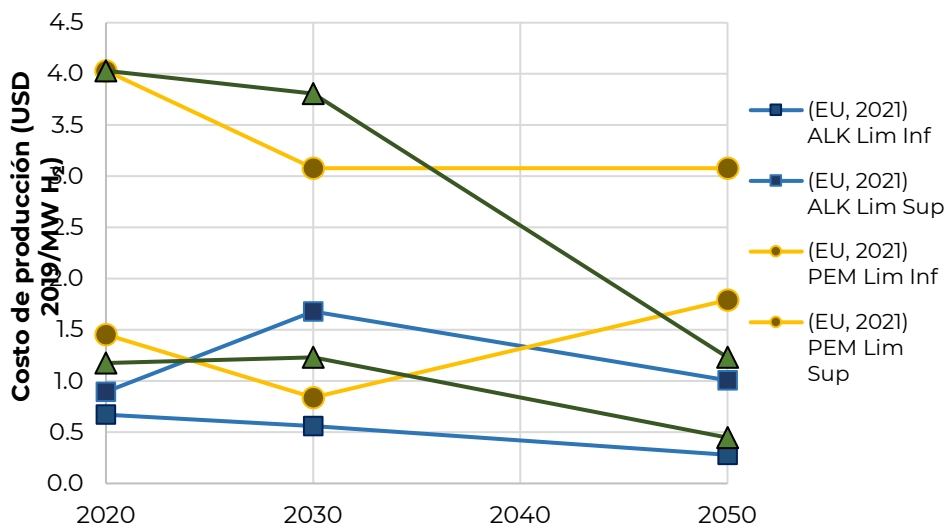
Figura 17. Costos de producción de Hidrógeno en USD 2019/kg.



Nota: el área gris refleja la banda de costos proyectados del hidrógeno gris de IRENA y el Hydrogen Council

Fuentes: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2019), (IRENA, 2020), (Hydrogen Council, 2021), (Bloomberg NEF, 2020)

Figura 18. Costos de producción de Hidrógeno en USD 2019/MW H₂.



Fuentes: Elaboración propia con datos de (EU, 2021)

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

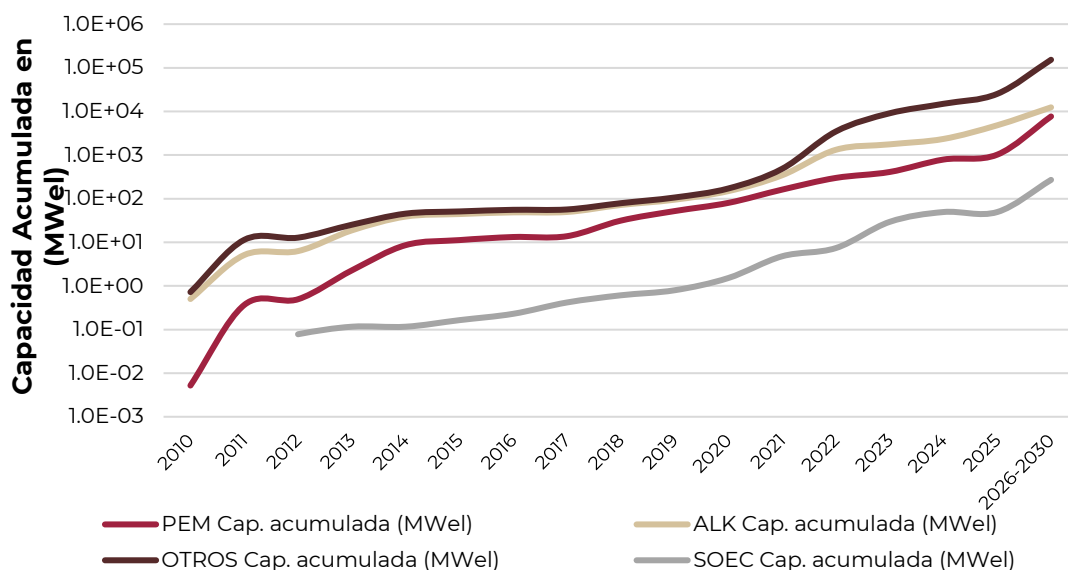
Para tener una base de estimación de la curva de aprendizaje se han consultado distintas bases de datos para identificar el número de proyectos. A partir de la información de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) (IEA, 2022) se ha estimado para el periodo 2010 a 2030 la cantidad de capacidad por tipo de tecnología de producción de hidrógeno verde. Para esto se consideró toda la capacidad de proyectos cuyo estatus es: *Concepto; Demo; Estudio de Factibilidad; FID; En Construcción y en Operación*. Además de los proyectos con las tecnologías de Electrolizadores PEM, ALK y SOEC se tomaron en cuenta, bajo el rubro de “Otros” proyectos para los cuales no se publica el tipo de electrólisis utilizada para la producción de hidrógeno.

Tabla 8. Capacidad acumulada de electrólisis en el periodo 2010-2030.

Tecnología Electrolizador	PEM	ALK	SOEC	OTROS
Año	Capacidad Acumulada (MWel)	Capacidad Acumulada (MWel)	Capacidad Acumulada (MWel)	Capacidad Acumulada (MWel)
2010	0.01	0.50	0.00	0.22
2011	0.37	4.74	0.04	6.27
2012	0.49	5.79	0.08	6.48
2013	2.27	16.47	0.12	6.48
2014	8.59	30.23	0.12	6.48
2015	11.21	33.14	0.16	6.60
2016	13.19	35.29	0.23	6.97
2017	13.78	35.72	0.42	7.02
2018	31.35	40.20	0.61	7.14
2019	51.84	42.75	0.79	11.53
2020	79.98	69.00	1.51	22.11
2021	161.03	182.90	4.77	138.72
2022	298.71	1,019.45	7.37	2,151.33
2023	408.71	1,348.45	29.37	7,297.98
2024	787.45	1,550.45	49.37	12,609.11
2025	1,020.32	3,789.52	49.37	20,424.48
2026-2030	7,658.66	4,723.78	269.37	140,289.20

Fuente: Elaboración propia con base en datos de (IEA, 2022)

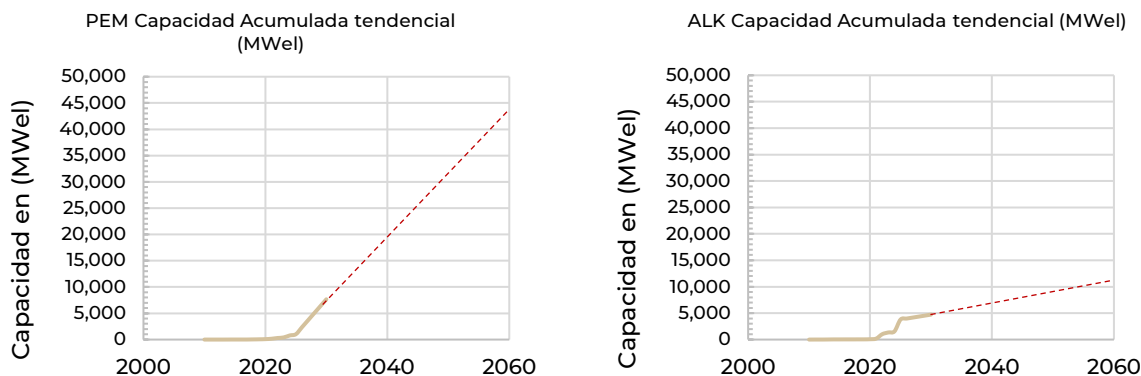
Figura 19. Capacidad acumulada de producción de hidrógeno verde en el periodo 2010-2030.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de (IEA, 2022)

Asimismo, se ha recabado el costo por tecnología a partir de (Saba, Müller, Robinius, & Stolten, 2017) y se ha aplicado el método descrito por (Schmidt, Melchior, Hawkes, & Staffell, 2019) y (Schmidt, Hawkes, Gambhir, & Staffell, 2017) para estimar la tasa de aprendizaje y la proyección de costos a 2050.

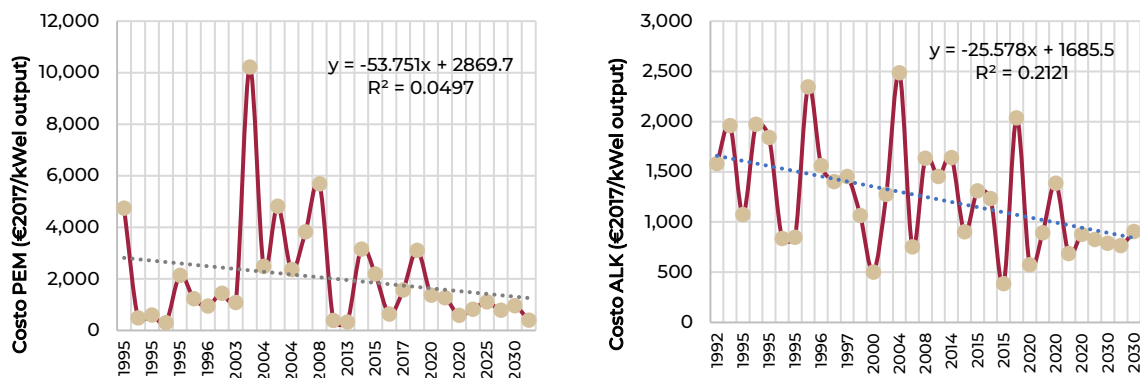
Figura 20. Capacidad acumulada de producción de hidrógeno verde para electrolizadores PEM y ALK en el periodo 2010-2030 y tendencia 2030 a 2050.



Fuente: Elaboración propia con datos de (IEA, 2022)

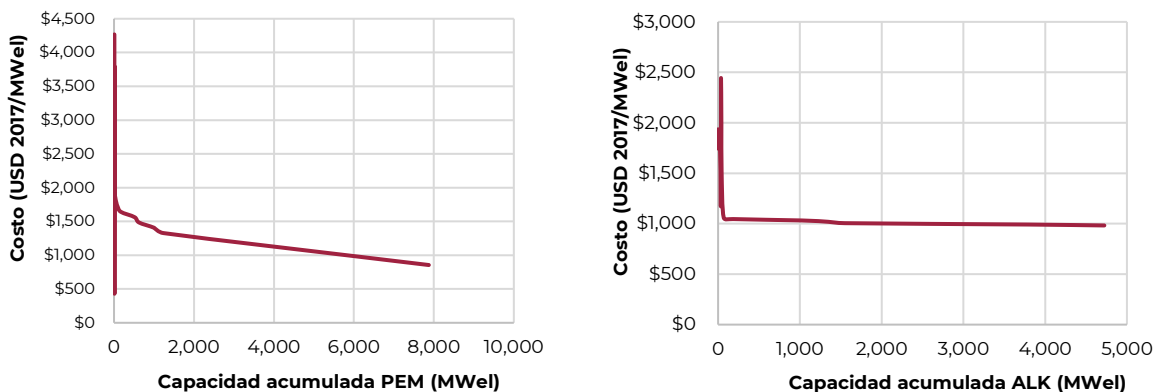
Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Figura 21. Costo de producción de Hidrógeno verde para electrolizadores PEM y ALK.



Fuente: Elaboración propia con datos de (Saba, Müller, Robinius, & Stolten, 2017)

Figura 22. Capacidad acumulada y costo de producción de Hidrógeno verde para electrolizadores PEM y ALK (USD 2017/MWh) en el periodo 2010-2030.



Fuente: Elaboración propia con datos de (IEA, 2022), (Saba, Müller, Robinius, & Stolten, 2017)

Con los datos antes mencionados de la (IEA, 2022) se ha estimado una tasa de aprendizaje, para ello se han convertido los costos identificados en USD de 2017 y se ha aplicado el IPC de USA (US BLS, 2022) utilizando el método señalado en (Schmidt, Melchior, Hawkes, & Staffell, 2019), (Schmidt, Hawkes, Gambhir, & Staffell, 2017). La estimación se proyecta con una capacidad acumulada (resultado de una proyección lineal a 2050 con los datos de 2010 a 2030) de 12 TW en el caso de PEM y de 9.5 TW en el caso de ALK.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Tabla 9. Tasas de aprendizaje estimadas 2010-2030¹².

Tasa de Aprendizaje	PEM	ALK
LR	-0.073 -7.3%	-0.158 -15.8%

Fuente: se ha aplicado la ecuación $LR = 1 - 2^b$ como se indica en (Saba, Müller, Robinius, & Stolten, 2017), b se ha estimado según (Schmidt, Hawkes, Gambhir, & Staffell, 2017)

Tabla 10. Costos actuales de producción.

Costo de producción (\$USD/kgH ₂)	Fuente
Hidrógeno gris	
\$1.66 /kg H ₂ mediana (SMR)	(Longden et Al., 2021)
\$0.75-\$2.25 Rango de valores Sin CCS	
\$2.09 /kg H ₂ mediana (SMR)	
\$1.25-\$2.9 Rango de valores Con CCS	
\$1.84 /kg H ₂ mediana (GC)	
\$1.2-\$3.2 Rango de valores Sin CCS	
\$2.23 /kg H ₂ mediana (GC)	
\$1.5-\$3.3 Rango de valores Con CCS	
1-2 USD/KgH ₂	(IRENA, 2021)
1.29 USD/kgH ₂	(Ochu et Al., 2021)
1.05-1.5 USD/KgH ₂ (SMR) sin CCS	
1.93 USD/KgH ₂	
1.71-2.15 USD/KgH ₂ (SMR) con CCS	
LCOE: 1.4-3.4 USD 2019/kg H ₂	(Bloomberg NEF, 2020)
\$22-46/tCO ₂ e	(Longden et Al., 2021)
Estos precios del carbono serían necesarios para que el hidrógeno a partir de combustibles fósiles con CCS sea competitivo con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles sin CCS.	
Hidrógeno verde	
\$3.64 /kg H ₂ mediana (Electrólisis)	(Longden et Al., 2021)
\$2.1-\$7.8 Rango de valores 2021	
1\$.86/kg H ₂ mediana (Electrólisis con bajos costos de inversión y de electricidad)	
\$0.8-\$4.2 Rango de valores	
4-6 USD/kg H ₂	(IRENA, 2021)
6.64 USD/kg H ₂	(Ochu et Al., 2021)
6.02-7.25 USD/KgH ₂ (E+EO)	
7.5 USD/kg H ₂	
6.7-8.35 USD/Kg H ₂ (E+PV)	
5.57 USD/kg H ₂	
4.8-6.34 USD/Kg H ₂ (E+HIDRO)	
LCOE: 2.5-4.6 USD 2019/kg H ₂	(Bloomberg NEF, 2020)

¹² De acuerdo con Irena (2020) las tasas de aprendizaje en varios estudios muestran que las tasas de aprendizaje potenciales para celdas de combustible y electrolizadores son similares a las de la energía solar fotovoltaica y pueden alcanzar valores entre el 16 % y el 21 %.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

\$14.94/kg Precios en Europa (Países Bajos)	(Burgess, 2021)
\$4.71/kg Australia (Nuevo Gales del Sur).	
\$9.30/kg. Japon	

Fuentes: (Longden et Al., 2021), (IRENA, 2021), (Ochu et Al., 2021), (Bloomberg NEF, 2020), (Burgess, 2021)

Costos de inversión

Tabla 11. Costos de inversión de electrolizadores.

Costos promedio de producción por kg de hidrógeno		Fuente
Electrolizadores Alcalinos (ALK)	Electrolizadores de Membrana de Intercambio de Protones (PEM) o óxidos Sólidos (SOEC)	
750 – 2000 (€/ kWel)	1000 – 2000 (€/ kWel)	(Hydrogen TCP, 2020)
Disminución de costo en el período 2031 a 2050.	Disminución de costo en el período 2031 a 2050.	
AEL valor medio de: 640 (€/ kWel)	PEM valor medio de: 440(€/ kWel)	
Costo de Capital \$500-1400/kW en 2019	Costo de Capital \$1100-1800/kW en 2019	Se espera que los costos de fabricación de electrolizadores caigan sustancialmente a medida que aumenta el despliegue de electrolizadores. (Bloomberg NEF, 2020) (Longden et Al., 2021)
Reducción Proyectada a 2030 \$400-850/kW.	Reducción Proyectada a 2030 \$650-1500/kW.	
Sin embargo, se han informado menores costos de capital. La empresa productora de electrolizadores NEL ha informado de un costo de electrolizadores alcalinos de \$700/kW para 2015 y una proyección de un poco por arriba de \$490/kW para el futuro próximo.		
Costo de Capital Estimado para celdas grandes (Solo celda > 1 MW) 2020	Costo de Capital Estimado para celdas grandes (Solo celda > 1 MW) 2020	(IRENA, 2020)
Electrolizador alcalino 270 USD/kWel	Electrolizador PEM 400 USD/kWel	
	Electrolizador SOEC > 2 000 USD/kWel	

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Costos promedio de producción por kg de hidrógeno		Fuente
Electrolizadores Alcalinos (ALK)	Electrolizadores de Membrana de Intercambio de Protones (PEM) o óxidos Sólidos (SOEC)	
2050 Electrolizador alcalino <100 USD/kWeI	2050 Electrolizador PEM <100 USD/kWeI Electrolizador AEM <100 USD/kWeI Electrolizador SOEC <200 USD/kWeI	
	En 2020 costo de Electrolizadores PEM 750-800 USD/kW	(IRENA, 2021)
Electrolizadores Alcalinos 45 euros/kWe (57.3 euros/kW H ₂)	Electrolizadores PEM 69 euros/ kWe (106 euros/kW H ₂)	(EU, 2021)
Sistema PEM 306 - 4,748 USD /kW		(Saba, Müller, Robinius, & Stolten, 2017)
Otros costos		
Licuefacción 0.4-0.9 USD/kg		(IRENA, 2021)
Compresión y EE 2-3 USD /kgH ₂		(DOE, 2019) Mencionado en (IRENA, 2021)
Conversión a Amoniaco en 2030 1-1.5 USD/kgH ₂		(Parks, Boyd, Cornish, & Remick, 2014) mencionado en (IRENA, 2021)

Fuente: elaboración propia con base en datos de (Parks, Boyd, Cornish, & Remick, 2014), (DOE, 2019), (Saba, Müller, Robinius, & Stolten, 2017), (EU, 2021), (IRENA, 2020), (IRENA, 2021), (IRENA, 2020), (Longden et Al., 2021), (Hydrogen TCP, 2020)

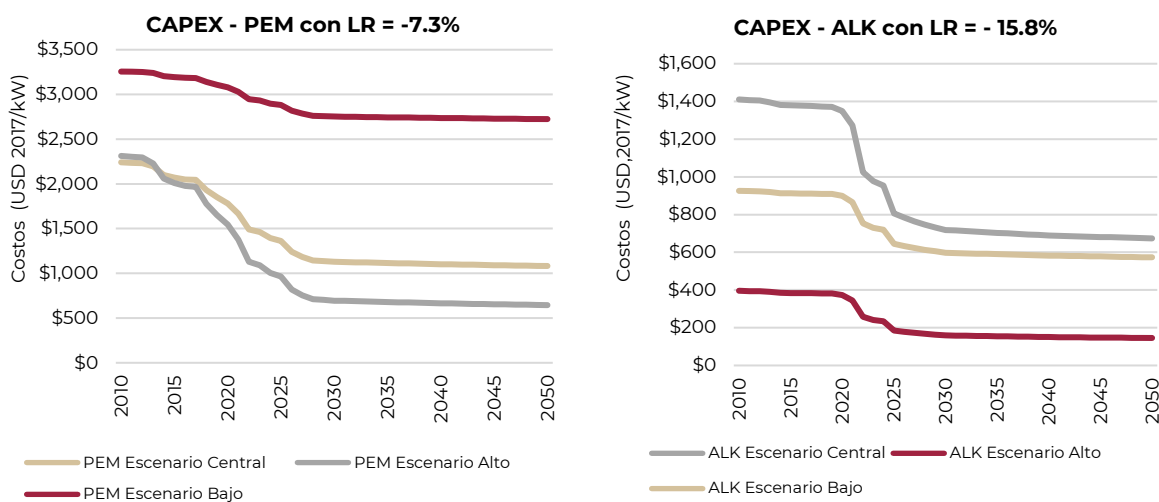
Según el informe "**Hydrogen competitiveness. A cost prospect. 2020**" (Hydrogen Council, 2020) y (Power, 2020) el suministro de hidrógeno de carga a base de carbono solo será "relevante en regiones con un potencial de energías renovables limitado y situaciones en las que las alternativas como los combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) directa o biomasa (astillas de madera o biogás) no son una opción". En tales casos, señala que las empresas podrían importar hidrógeno y usarlo para impulsar turbinas de hidrógeno. Para un precio de importación supuesto de \$3/kg de hidrógeno, la energía producida a partir de turbinas podría costar alrededor de \$140/MWh. En comparación, el análisis del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de noviembre de 2019 de Lazard sugiere que la generación de ciclo combinado de gas natural sin subsidio cuesta hoy entre \$ 44 / MWh y \$ 68 / MWh.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

De acuerdo con una recopilación de datos (ver referencias al final) se pueden estimar y proyectar los costos de inversión (CAPEX) a 2050 considerando las tasas de aprendizaje (LR) estimadas. En la figura 23, se muestra la proyección a 2050 para la producción de hidrógeno verde con electrolizadores PEM y ALK. La reducción de costos para electrolizadores PEM es de 38% en 2040 y 39% en 2050 y para electrolizadores ALK es de 49% en 2040 y 50% en 2050.

En esta estimación se consideraron las capacidades acumuladas que se identificaron a partir de datos públicos de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2022), los costos fueron estimados con referencia a precios de 2017 con el CPI de USA (US BLS, 2022).

Figura 23. Costo de inversión (CAPEX) de Hidrógeno verde en (USD/kW) para electrolizadores PEM y ALK en el periodo 2020-2050. A partir de datos recopilados.



Fuente: Elaboración propia con base en datos recopilados

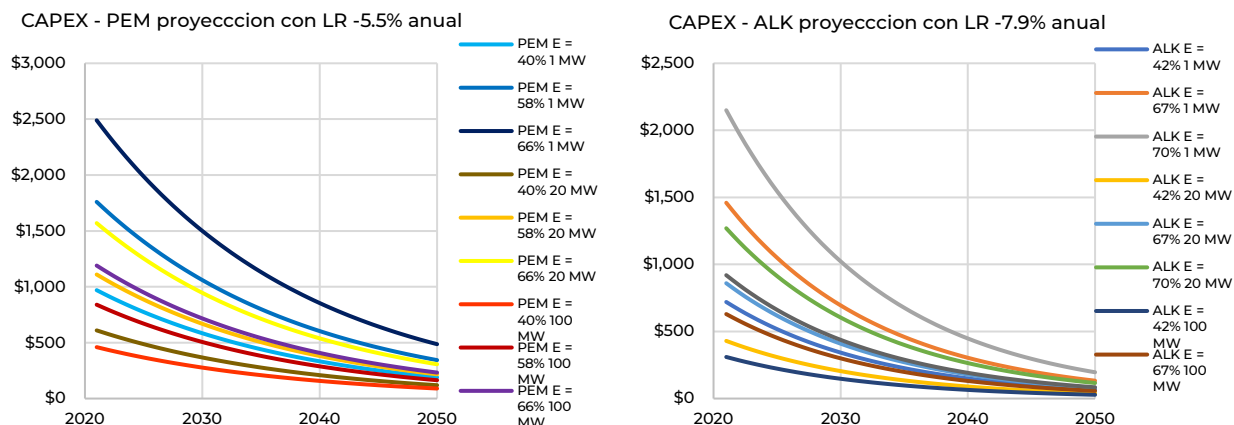
Se realizó una segunda proyección de los costos de inversión (CAPEX) a 2050 con base en los datos publicados en 2021 (Lazard, 2021) y considerando un porcentaje de las tasas de aprendizaje (LR) estimadas (75% para PEM y 50% ALK). En la figura 24, se muestra la proyección para centrales de producción de hidrógeno verde con electrolizadores PEM y ALK.

Respecto al costo de inversión en 2021, para la producción con electrolizadores PEM, el CAPEX podría reducirse entre 84% a 15% en 2030, entre 91% a 51% en 2040 y entre 95% a 72% en 2050 dependiendo de la capacidad y la eficiencia de la central y para la producción de hidrógeno verde con electrolizadores ALK, el CAPEX podría reducirse entre 93% a 42% en 2030, entre 97% a 79% en 2040 y entre 99% a 91% USD 2021/kW en 2050, ambos dependiendo igualmente de la capacidad y la eficiencia.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

La eficiencia oscila para los electrolizadores PEM en el reporte (Lazard, 2021) entre el 40 y el 66% y para los electrolizadores ALK entre 42% y 70%. Asimismo, la capacidad de las instalaciones consideradas en los datos analizados es de 1 MW, 20MW y 100 MW. En esta estimación no se considera una capacidad instalada a 2050.

Figura 24. Costo de inversión (CAPEX) de Hidrógeno verde en (USD/kW) para electrolizadores PEM y ALK en el periodo 2020-2050, A partir datos (Lazard, 2021).



Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Lazard, 2021)

El rango de costos de PEM en 2050 se encuentra entre los 486 y los 90 USD/kW y para ALK entre 196 y los 28 USD/kW, estos resultados se ubican en un rango similar a las estimaciones de (IRENA, 2020) que sitúan los costos de inversión de electrolizadores para 2050 entre los 130-307 USD/kW como resultado de una capacidad implementada de 1-5 TW.

Desempeño

Tabla 12. Eficiencia de distintas tecnologías.

Tipo de hidrógeno	Gris	Azul	Verde
Fuente de Energía e insumos	Combustibles fósiles: - GN, CH ₄ , Carbón	Combustibles fósiles: - GN	Energía (ER) - Agua
Tecnología de producción	- Reformado a vapor (SMR) con Gas Natural (GN) - Gasificación de carbón (CG)	- Reformado a Vapor (SR) - Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)	Electrólisis

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Tipo de hidrógeno	Gris	Azul	Verde
Eficiencia	71.9% SMR con GN sin CCS (ANL, 2019)	74% SMR con CCS con una tasa de captura de 90% 63%-69% SMR con CCS con una tasa de captura de 90% (Longden et Al., 2021)	Eficiencia promedio de celda (kWh/kg) ALK = 55 – 60 PEM = 44 – 50 Eficiencia de planta ALK = 64-68% PEM = 68-79% Fuente de datos se encuentra en el Apéndice

Fuente: Elaboración propia con base en datos de (ANL, 2019), (Longden et Al., 2021), Apéndice (datos de empresas)

Incertidumbre

El pronóstico del precio de producción de hidrógeno verde depende de la mejora en la eficiencia de los electrolizadores, de la forma de almacenarlo (comprimido, amoniaco, metanol o un Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno - LOHC) y de las tecnologías periféricas (almacenamiento, transporte y distribución) y por ello requerirá una combinación de éstas para lograr reducciones de costo. En la siguiente Tabla se muestran los rangos (Max. y Min.) y desviación estándar (DS) por año en el horizonte a 2050.

Tabla 13. Máximos, mínimos y desviación estándar entre 2020 a 2050.

Año	Max.	Min	DS
	USD2019/kg H ₂		
2020	5.4	0.8	1.43
2030	4.1	0.9	0.93
2040	3.5	0.9	0.87
2050	3.3	0.8	0.86

Fuente: Elaboración propia con datos de (Bloomberg NEF, 2020), (Hydrogen Council, 2021), (IRENA, 2019), (IRENA, 2020)

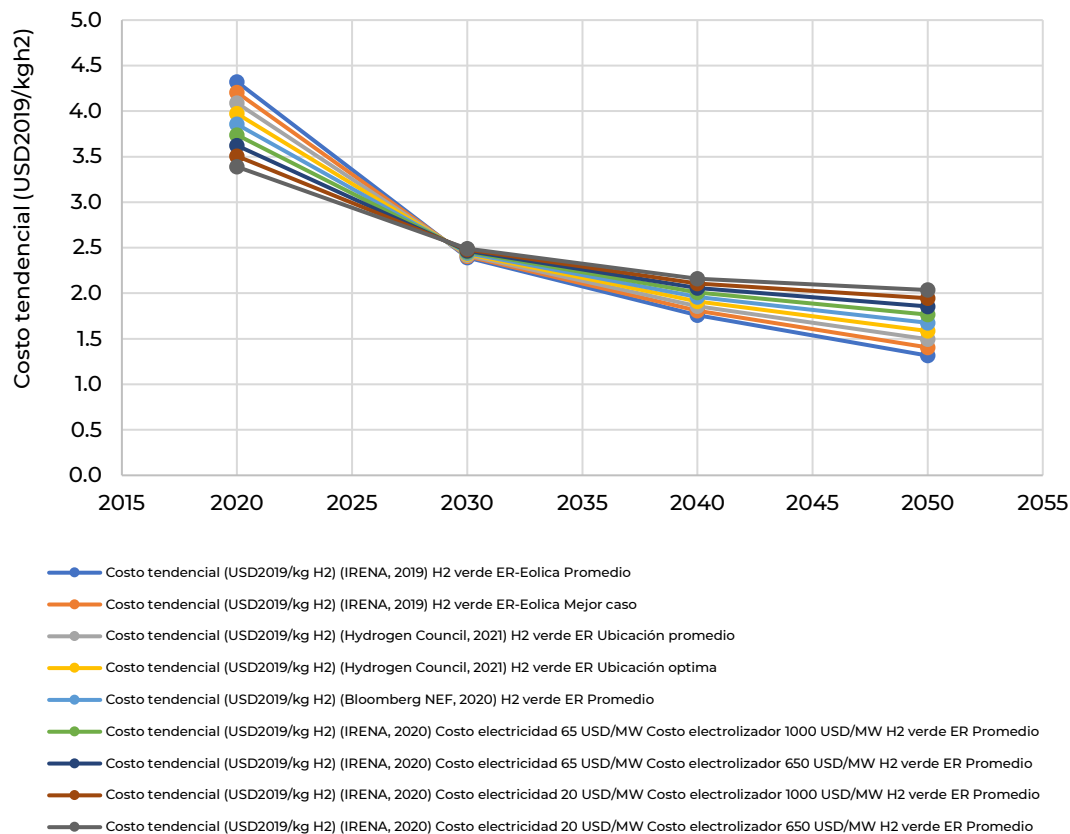
Por lo tanto, los pronósticos de precios implican un amplio rango de incertidumbres debidas **a factores internos** (por ejemplo, costo del tipo de almacenamiento o el posible acondicionamiento o transformación a un líquido portador) y **a factores exógenos** (costo de la electricidad, precio del carbono, distancia hasta el punto de consumo (transporte), mejoras tecnológicas en las distintas etapas de la cadena productiva).

La tasa de aprendizaje anual muestra amplias variaciones dependiendo del parámetro examinado, por ejemplo, en el periodo de 2020 a 2030 el costo se reduce 51% para la electrólisis con energía eólica (tasa anual de 5.1%). Para todas las variantes examinadas las tasas varían entre el 2.5% al 15% en 2030, 2.2% a 13% en 2040 y 0.9% a 11.9% en 2050.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Las variaciones de las tasas más altas son las relacionadas con la ubicación óptima y las más bajas con un costo de los electrolizadores. La siguiente figura muestra estos costos tendenciales y como las proyecciones son menos inciertas a corto plazo y más inciertas a mediano plazo.

Figura 25. Costos tendenciales para distintos parámetros.



Fuente: Elaboración propia con datos de (Bloomberg NEF, 2020), (Hydrogen Council, 2021), (IRENA, 2019), (IRENA, 2020)

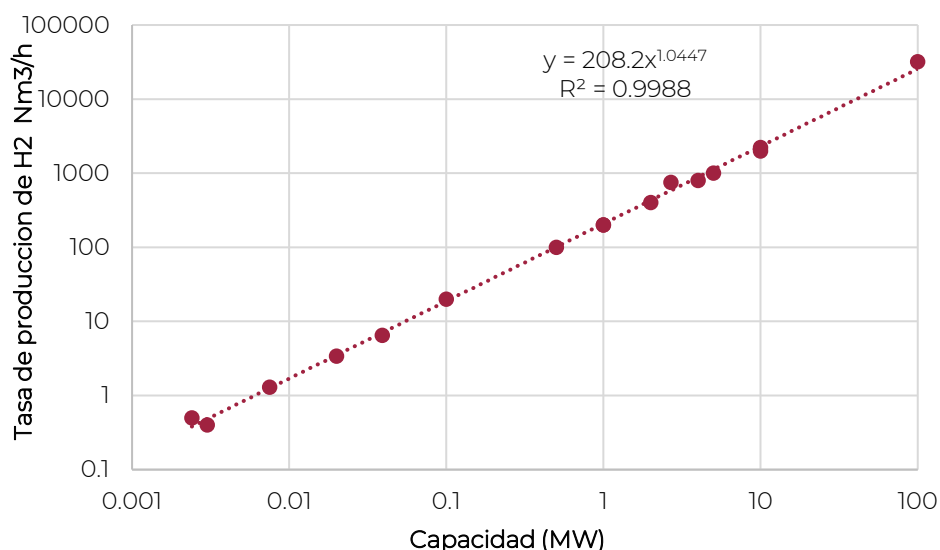
Las reducciones pronosticadas de precios alcanzan entre 0.9 a 3.5 USD 2019/kgH₂ en 2040 y entre 3.3 a 0.8 USD 2019/kgH₂ para 2050, con las tasas de aprendizaje estimadas (ver Tabla 8), mismas que de acelerarse, alcanzarán las tasas de aprendizaje de las baterías de litio (12-18%) o las de los paneles solares que son mayores es posible que los costos de la producción de hidrógeno verde alcancen la banda de precios del hidrógeno gris antes de 2040.

Conclusiones y resultados

En este trabajo se ha realizado una búsqueda exhaustiva de información que proporcione un panorama amplio con respecto a las ventajas y desventajas que conllevan la utilización de hidrógeno verde, tanto como portador de energía como insumo en procesos industriales (Power to X), debido a sus múltiples aplicaciones, y con ello visualizar como puede contribuir con la mitigación de gases de efecto invernadero.

Con el objetivo de comprender las tecnologías para la generación de hidrógeno verde, se han ejemplificado el uso de dos tipos de electrolizadores: ALK (membrana electrolítica alcalina) y PEM (membrana electrolítica polimérica), los principios del funcionamiento de las celdas de óxido sólido (SOEC) y las membranas de intercambio aniónico (AEM).

Así, con base en los datos recopilados de las empresas identificadas que publican información de los equipos que ofrecen en el mercado actual, se identificó una relación casi lineal entre la tasa de producción en Nm³/h y la capacidad de los equipos o con la presión de operación en el caso de electrolizadores ALK.



Las capacidades instaladas identificadas por tipo de tecnología apuntan a que para 2030 es posible que haya alrededor de 7.6 GW de electrolizadores PEM, 4.7 GW de electrolizadores ALK, 0.26 GW de electrolizadores SOEC y posiblemente otros 140 GW de electrolizadores para tecnologías no especificadas como se indica en la Tabla 8.

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

La producción de hidrógeno verde, y su viabilidad de su implementación dependen de la evolución de los costos de inversión y producción. Tanto **Irena** como el **Hydrogen Council** predicen en sus estudios que la tecnología será competitiva con la producción de hidrógeno gris entre 2030-2040 dependiendo de las condiciones de instalación, las dimensiones, la ubicación, la tecnología y el costo de la energía renovable.

Se lograron identificar tasas de aprendizaje (LR) de -7.3% para PEM y de 15.8% para ALK. La incertidumbre de la estimación es significativa (> 5%) ya que los datos de capacidad instalada y de costos varían o presentan “huecos” a lo largo del periodo examinado de 2010 a 2022. La estimación se realizó con una capacidad acumulada de 12 TW (resultado de una proyección lineal a 2050 con los datos de 2010 a 2030) en el caso de PEM y de 9.5 TW en el caso de ALK.

Es posible que el costo por kW sea de un poco más de 1,082 USD 2017/kW para electrolizadores PEM en 2050 y de 674 USD 2017/kW para electrolizadores ALK.

Se considera que, de continuar la tendencia a precios más altos del gas natural, producto del alza en la demanda de gas natural licuado (GNL) como principal insumo para la producción del hidrógeno gris podría influir en los próximos años a que la producción de hidrógeno verde tenga antes de 2030 un costo de producción competitivo o similar al del hidrógeno gris. Las proyecciones de diversas agencias internacionales ubican la zona de equilibrio de costos de ambas tecnologías entre 2035-2040.

Actualmente existe una expansión significativa en la elaboración de mapas de ruta y planes de implementación de producción de hidrógeno verde a nivel mundial, identificándose alrededor de 20 países con documentos de política en este tema, destacando que en Latinoamérica países como Chile, Brasil, Colombia y Perú han trabajado en documentos al respecto.

Referencias

- ANL. (2019). *Updates of Hydrogen Production from SMR Process in GREET 2019*. Argonne National Laboratory. Recuperado el 22 de abril de 2022, de https://greet.es.anl.gov/publication-smr_h2_2019
- Ayala Corona, A. (2015). *Electrolisis*. Departamento de Física, Universidad de Sonora UNISON. Recuperado el 18 de marzo de 2022, de <http://paginas.fisica.uson.mx/armando.ayala/cursos/moderna2/Electrolisis.pdf>
- Bloomberg NEF. (2020). *Hydrogen Economy Outlook*. Bloomberg NEF Finance. Recuperado el 7 de marzo de 2022, de <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
- BMWK. (2021). *Förderaufruf Technologieoffensive Wasserstoff*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Recuperado el 6 de abril de 2022, de <https://www.energieforschung.de/antragsteller/foerderangebote/technologieoffensive-wasserstoff>
- Burgess, J. (2021). *COP26: UAE targets 25% of global low-carbon hydrogen market by 2030*. S&P Global Commodity Insights. Recuperado el 7 de marzo de 2022, de <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/market-insights/latest-news/electric-power/110421-cop26-uae-targets-25-of-global-low-carbon-hydrogen-market-by-2030>
- CHJU-EU. (2022). *Strategic Research and Innovation Agenda (SRIA) 2021–2027. Annex to GB decision no. CleanHydrogen-GB-2022-02*. Clean Hydrogen Joint Undertaking. Clean Hydrogen Partnership. EU. Recuperado el 6 de abril de 2022, de https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en
- Cummings. (2021). *Hydrogen: The next generation*. Cummings Inc. Recuperado el 18 de marzo de 2022, de <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hydrogen-generation-brochure-20210603.pdf>
- DOE. (2019). *Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs. Record #: 19001*. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record. U.S. Department of Energy (DOE). doi:https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19001_hydrogen_liquefaction_costs.pdf
- EU. (2021). *ASSET Study on Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*. Publications Office of the European Union. Recuperado el 7 de marzo de 2022, de <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/c4000448-b84d-11eb-8aca-01aa75ed71a1/language-en>
- FCH JU. (2016). *CertifHy - developing a European Framework for the generation of guarantees of origin for green hydrogen*. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). Recuperado el 18 de marzo de 2022, de https://www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2021/10/CertifHy_-_definition_outcome_and_scope_LCA_analysis.pdf
- GIZ. (2021a). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo I*. Deutsche Gesellschaft fuer Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Alianza Energética entre México y Alemania (AE) y del Programa Apoyo a la Transición

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

- Energética en México (TrEM). Recuperado el 18 de marzo de 2022, de <https://www.energypartnership.mx/es/elementos-multimedia/>
- Hydrogen Council. (2020). *Hydrogen competitiveness. A cost prospect. 2020*. Hydrogen Council. Recuperado el 14 de julio de 2022, de https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. Hydrogen Council McKinsey & Company. Recuperado el 9 de marzo de 2022, de <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
- Hydrogen TCP. (2020). *Power-to-Hydrogen and Hydroge-to-X: System Analisis of the Techno-Economic, legal and Regulatory Conditions*. Task 38. Technology Collaboration Programme (Hydrogen TCP). doi:<https://www.ieahydrogen.org/download/17/task-reports/3572/final-report-af-web.pdf>
- IEA. (2022). *Hydrogen Projects Database - Base de Datos de proyectos de Hidrogeno*. International Energy Agency (IEA). Recuperado el 12 de mayo de 2022, de <https://www.iea.org/reports/hydrogen>
- IRENA. (2019). *Hydrogen: A Renewable Energy Prespective*. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meetingi n Tokyo, Japan. International Renewable Energy Agency (IRENA).
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. Recuperado el 8 de marzo de 2022, de <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
- IRENA. (2021). *Green hydrogen supply: A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. Recuperado el 7 de marzo de 2022, de <https://www.irena.org/publications/2021/May/Green-Hydrogen-Supply-A-Guide-To-Policy-Making>
- Lazard. (2021). *lazard´s Levelized Cost of Hydrogen*. Lazard. Recuperado el 11 de octubre de 2022, de <https://www.lazard.com/media/451779/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-vf.pdf>
- LENNTECH. (2022). *Desalinización mediante Ósmosis Inversa: Eliminación de Salmuera*. Lenntech. Recuperado el 6 de abril de 2022, de <https://www.lenntech.es/procesos/mar/general/-brine-disposal.htm>
- Longden et Al., T. B. (2021). *Clean' hydrogen? An analysis of the emissions and costs of fossil fuel based versus renewable electricity based hydrogen*. Zero-Carbon Energy for the Asia-Pacific ZCEAP Working Paper ZCWP02-21. Australian National University. Recuperado el 7 de marzo de 2022, de https://ccep.crawford.anu.edu.au/sites/default/files/publication/ccep_crawford_anu_edu_au/2021-03/ccep_2103_clean_hydrogen_0.pdf
- Ochu et Al., E. B. (2021). *Hydrogen FactT Sheet: Production of Low-Carbon Hydrogen*. Columbia-SIPA-Center on Global Energy Policy. Recuperado el 7 de marzo de 2022, de https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/pictures/HydrogenProduction_CGEP_FactSheet_052621.pdf

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

- Parks, G., Boyd, R., Cornish, J., & Remick, R. (2014). *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs: Systems Integration*. National Renewable Energy Lab. (NREL), technical report NREL/BK-6A10-58564. Recuperado el 17 de mayo de 2022, de <https://www.osti.gov/biblio/1130621/>
- Power. (2020). *How Much Will Hydrogen-Based Power Cost?* Power, news & Technology for global Energy Industry. Recuperado el 14 de julio de 2022, de <https://www.powermag.com/how-much-will-hydrogen-based-power-cost/>
- ROYMAPLAST. (18 de marzo de 2022). *Principio fundamental de la electrólisis de Faraday*. Obtenido de <http://roymaplast.com/principio-fundamental-de-la-electrolisis/>
- Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M., & Stolten, D. (2017). *The investment costs of electrolysis e A comparison of cost studies from the past 30 years*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 43, Issue 3, 18 January 2018, Pages 1209-1223. Recuperado el 16 de mayo de 2022, de <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115>
- Scheepers, F., Stähler, M., Stähler, A., Rauls, E., Müller, M., Carmo, M., & Lehnert, W. (2020). *Improving the Efficiency of PEM Electrolyzers through Membrane-Specific Pressure Optimization*. Energies 2020, 13(3), 612. doi:<https://doi.org/10.3390/en13030612>
- Schmidt, O. M. (2019). *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*. Joule, 3(1), 81-100. Recuperado el 11 de octubre de 2022, de <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>
- Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., & Staffell, I. (2017). *The future cost of electrical energy storage based on experience rates*. Nat Energy 2, 17110 (2017). Recuperado el 16 de mayo de 2020, de <https://www.nature.com/articles/nenergy2017110>
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*. Joule, Volume 3, Issue 1, P81-100. 2019. Recuperado el 16 de mayo de 2022, de [https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351\(18\)30583-X?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS254243511830583X%3Fshowall%3Dtrue](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(18)30583-X?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS254243511830583X%3Fshowall%3Dtrue)
- Siemens. (2022). *Efficiency –Electrolysis. White paper*. Siemens. Recuperado el 29 de marzo de 2022, de <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:5342163d-2333-4c8d-ae85-2a0e8d45db56/white-paper-efficiency-en.pdf>
- Smolinka, T., Bergman, H., Grarche, J., & Kusnesoff, M. (2021). *Chapter 4 - The history of water electrolysis from its beginnings to the present*. Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications. Hydrogen Production by Water Electrolysis. 2022, Pages 83-164. Recuperado el 15 de marzo de 2022, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128194249000100>
- US BLS. (2022). *Consumer Price Index (CPI)*. US Bureau of Labor Statistics. U.S. city average, all urban consumers, not seasonally adjusted. Series Id:CUUR0000SA0. Recuperado el 5 de octubre de 2022, de <https://www.bls.gov/data/>
- US DOE. (2016). *Ammonia as Virtual Hydrogen Carrier*. US Department of Energy. Recuperado el 28 de marzo de 2022, de https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/fcto_h2atscale_workshop_soloveichik.pdf
- WEC. (2020). *International Hydrogen Strategies. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany*. World Energy Council

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

(WEC), LLudwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Recuperado el 28 de marzo de 2022, de https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC_H2_Strategies_finalreport_200922.pdf

Referencias para datos de costos

Bertuccioli L, Chan A, Hart D, Lehner F, Madden B, Standen E. Development of water electrolysis in the European union. 2014. http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0.pdf. FCHJU study, visited 14th August 2017.

Centre for Renewable Energy Sources (Greece), Institute for Energy Technology (Norway), Trama Tecno Ambiental (Spain), Econnect Limited (UK). Market potential analysis for introduction of hydrogen energy technology in stand-alone power systems. Technology report H-SAPS, Altener Progr. 2004.

Da Silva EP, Neto AJ-M, Ferreira PFP, Camargo JC, Apolinario FR, Pinto CS. Analysis of hydrogen production from combined photovoltaics, wind energy and secondary hydroelectricity supply in Brazil. *Sol Energy* 2005;78:670e7.

DOE Technical targets for hydrogen production from electrolysis <https://energy.gov/eere/fuelcells/doe-technicaltargets-hydrogen-production-electrolysis>, visited 14th August 2017.

Elsner P, Sauer DU. Energiespeicher: Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050". November 2015.

Fraunhofer ISE, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, DLRStuttgart. Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. 28th August 2014. p. 1e298. Stuttgart, Germany.

Friedland RJ, Integrated renewable hydrogen utility system. In: Proceedings of the 2000 U.S. DOE hydrogen program review. Presented at the 2000 U.S. DOE hydrogen program review, San Ramon, California, May 9e11, 2000. NREL/CP-570-28890.

Friedland RJ, Speranza AJ. Hydrogen production through electrolysis, In: Proceedings of the 2001 U.S. DOE hydrogen program review, presented at the 2001 U.S. DOE hydrogen program review, Baltimore, Maryland, April 17e19, 2001, NREL/CP-570-30535.

Gutierrez-Martin F, Ochoa-Mendoza A, Rodriguez-Anton LM. Pre-investigation of water electrolysis for flexible energy storage at large scales: the case of the Spanish power system. *Int J Hydrogen Energy* 2015;40:5544e51.

Hamdan MPEM. Electrolyzer incorporating an advanced lowcost membrane. Final scientific and technical report. Washington DC: U.S. Department of Energy; August 29, 2013. DOE/GO/18065e22.

John Torrance. Electrolyzer manufacturing progress and challenges, DOE Manufacturing Workshop 8/12/11. https://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f12/mfg2011_ib_torrance.pdf, visited 14th August 2017

Jonsson VK, Gunnarsson RL, Arnason B, Sigfusson TI. The feasibility of using geothermal energy in hydrogen production. *Geothermics* 1992;21(5/6):673e81.

Langas HG, Renewable hydrogen production with Norwegian electrolyser technology, Workshop: Hydrogen & brenselceller I maritime sector, NEL Hydrogen, September 3rd e

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

2014, Bergen, <http://www.hydrogen.no/maritimbergen-sept2014/NEL%20Hydrogen%20Efficient%20H2%20production%20with%20Norwegian%20electrolyser%20technology,%20Henning%20Lang%C3%A5s.pdf>, visited 14th August 2017.

Lipman TE. What will power the hydrogen economy? Present and future sources of hydrogen energy. Final Report, UCDITS-RR-04-10.

Lokke JA, NEL SA e update February 2016, <https://mb.cision.com/Public/115/9915549/bbdc5ebd4ed5a48c.pdf>, visited 14th August 2017.

Mann MK, Spath PL, Amos WA. Technoeconomic analysis of different options for the production of hydrogen from sunlight, wind, and biomass. National Renewable Energy Laboratory. In: Proceedings of the 1998 DOE U.S. DOE Hydrogen Program Review. Report number: NREL/CP-570e25315

Mayyas A, Mann M. Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations. In: Department of energy, Annual merit review for fuel cell research, project ID #MN017; 2017.

Mergel J, Carmo M, Fritz D. Status on technologies for hydrogen production. In: Stolten Detlef, Scherer Viktor, editors. Transition to renewable energy systems. Wiley-CH; 2013.

Millet P. Fundamentals of water electrolysis. In: Godula-Jopek Agata, editor. Hydrogen production: by electrolysis. Weinheim: Wiley-VCH; 2015.

Nitsch J, Fishedick M. Eine vollstaeandig regenerative Energieversorgung mit Wasserstoff e illusion oder realistische Perspektive. Wasserstofftag Essen, 12e14. Nov., 2002, Essen.

Smolinka T, Gu" nther M, Garche J. NOW-Studie: "Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien". 22nd October 2010.

Thomas CE, Kuhn Jr I-F. Electrolytic hydrogen production infrastructure options evaluation. Final Subcontract Report to National Renewable Energy Laboratory in US for Contract No. DE-AC36e83CH10093. September 1995.

Wenkse M. Wasserstoff e Herstellung per Elektrolyse, Enertrag AG. 2008. http://www-live.fh-stralsund.de/dokumentenverwaltung/dokumanagement/psfile/file/4/tb_regwa_2491d57f6cdcb6.pdf. visited 14th August 2017.

Wright, T. P. (1936). Factors affecting the cost of airplanes. Journal of Aeronautical Sciences, 3(4), 122-128

Apéndice 1. Datos de Tecnología

Ejemplo de datos de 3 empresas

Empresa	Plug Power	Plug Power	Plug Power	Siemens	Cummings	Cummings	Cummings
Tecnología	PEM	PEM	PEM	PEM	ALK	ALK	ALK
Tipo	PP 1 MW	PP 5MW	PP 10 MW	Silyzer 300	HySTAT® - 10	HySTAT® - 15	HySTAT® - 30
Power Consumption at Stack (kWh/Nm³)							
Average stack efficiency* (kWh/kg)	49.9	49.9	49.9		55-60		
Plant efficiency				75.5%			
System specific consumption (kWh/Nm³)							
System specific consumption (kWh/kg)							
Stack power Consumption (MW) o Peak power consumption <i>Max heat dissipation</i>	Up to 1	Up to 5	Up to 10				
Number of stacks							
Working Voltage & frequency (V AC / HZ) <i>Working current (A)</i>	480 VAC, 60HZ (USA)	4.1 to 34.5 kVAC 60HZ (USA)	4.1 to 34.5 kVAC 60 HZ (USA)		115 kVA	155 kVA	275 kVA
Rectifier input and efficiency	400 VAC, 50HZ (EU)	11 to 33 kVAC 50HZ (EU)	11 to 33 kVAC 50 HZ (EU)		3 X 400 VAC ± 10% 50/60 Hz		
Water consumption (L/kg H2 produced) <i>Maximum water input conductivity</i> <i>Water input pressure range</i>	13	13	13	10	3 to 17 DW reverse osmosis L/kg of H2 1.2 to 2 L/Nm ³ to produce 0.8 L/Nm ³ varía dependiendo de la calidad del agua ASTM D1193 Type		
Production Capacity Dynamic Range (of flow range)							
Producción							
Net Production Rate							
Output hydrogen gas in Volume (Nm³/h)	200	1,000	2,000		10	15	30
Net Production Rate							
Output hydrogen gas in Mass (kg/day)	425	2,125	4,250	2,400 - 48,000	21	32	

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Empresa	Plug Power	Plug Power	Plug Power	Siemens	Cummings	Cummings	Cummings
Tecnología	PEM	PEM	PEM	PEM	ALK	ALK	ALK
Tipo	PP 1 MW	PP 5MW	PP 10 MW	Silyzer 300	HySTAT® - 10	HySTAT® - 15	HySTAT® - 30
Net Production Rate				100-2,000			
Output hydrogen gas in Mass (kg/h)							
H2 Purity (%)	Up to 99.999%	Up to 99.999%	Up to 99.999%	Ultra high purity 5.0	99.998% , Atm. Dew point: -75°C		99.998% ; Atm. Dew point: -75°C
O₂-Content in H₂					O ₂ < 2 ppm		O ₂ < 2 ppm
N₂-Content in H₂					N ₂ < 12 ppm		
H₂O-Content in H₂							
H₂ Purity with <i>(Optional Purification/Optional High Purity Dryer)</i>					higher purities optional		
O₂ Purity							
Operación							
Working Pressure (bar g / psi g)	40 / 580 (w/o compressor)	40 / 580 (w/o compressor)	40 / 580 (w/o compressor)		10 /145 (w/o compressor)		10 bar g
Delivery Pressure (bar g)							
Start up time	30 sec warm / < 5 min Cold	30 sec warm / < 5 min cold	30 sec warm / < 5 min cold	1 min			
Dinamics / Turn down or up ratio, at plant level				0-100% in 10%/s			
Operating load							
Load following	Instantáneos	Instantáneos	Instantáneos				
Physical / environment							
Dimensions: Installed footprint (m2/ft2) <i>Dimention: W x D x H (m)</i>	29.3 / 320	87.9 / 960	117.2 / 1,280		54		
Working Temperature (°C) / temperature range	-20 to +40	-20 to +40	-20 to +40				
Working Temperature (°F) / temperature range							
Other compliance / certifications	ISO 22734, NFPA 2, CE						

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Empresa	Plug Power	Plug Power	Plug Power	Siemens	Cummins	Cummins	Cummins
Tecnología	PEM	PEM	PEM	PEM	ALK	ALK	ALK
Tipo	PP 1 MW	PP 5MW	PP 10 MW	Silyzer 300	HySTAT® - 10	HySTAT® - 15	HySTAT® - 30
Steam supply (if available)							
Electrolyte							

Apéndice 2. Emisiones de la producción

Energía	Referencia Fuente	Tecnología utilizada	Emisiones (gCO ₂ e/kWh H ₂)			Emisiones (kgCO ₂ e/KgH ₂)		
			min	max	Prom	min	max	Prom
Viento	(EU taxonomy technical report, 2019)	Energía eólica, en tierra	7.8	16	11.9	0.26	0.53	0.40
Producción de electricidad con energía eólica	https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/190618-sustainable-finance-teg-report-taxonomy_en.pdf	Energía eólica, cimentación de hormigón en la costa	13	23	18.0	0.43	0.77	0.60
		Energía eólica, cimentación de acero en la costa	12	21	16.5	0.40	0.70	0.55
Radiación solar, en todas sus formas		Energía solar concentrada (CSP) con torre central	14	87	50.5	0.47	2.90	1.69
		Energía solar concentrada (CSP) con cilindro parabólico	27	122	74.5	0.90	4.07	2.49
Producción de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica		Energía solar fotovoltaica con celdas/paneles de silicio policristalino en tierra	23	82	52.5	0.77	2.74	1.75
Producción de electricidad a partir de energía solar concentrada	(EU taxonomy technical report, 2019)	Energía solar fotovoltaica con celdas/paneles de silicio policristalino en techos	23	83	53.0	23.00	2.77	1.77
Cogeneración de Calor/Frío y Energía a partir de Energía Solar Concentrada		Energía solar fotovoltaica con celdas/paneles de película delgada de silicio amorfo y telurio de cadmio (CdTe) en tierra	8	28	18.0	0.27	0.93	0.60
		Energía solar fotovoltaica con celdas/paneles de película delgada de silicio amorfo y telurio de cadmio (CdTe) en techos	10	35	22.5	0.33	1.17	0.75
Producción de calor/frío a partir de energía solar concentrada		Energía solar fotovoltaica con celdas/paneles de película delgada de cobre, indio y seleniuro de galio (CIGS) en tierra	7.4	27	17.2	0.25	0.90	0.57
(1.) La energía oceánica en sus distintas formas: mareomotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y	(EU taxonomy technical report, 2019)	Energía solar fotovoltaica con celdas/paneles de película delgada de cobre, indio y seleniuro de galio (CIGS) en techos	9.2	34	21.6	0.31	1.14	0.72

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Energía	Referencia Fuente	Tecnología utilizada	Emisiones (gCO ₂ e/kWh H ₂)			Emisiones (kgCO ₂ e/KgH ₂)		
			min	max	Prom	min	max	Prom
del gradiente de concentración de sal								
La energía proveniente de centrales hidroeléctricas	(EU taxonomy technical report, 2019)	Energía hidroeléctrica de 660 MW de capacidad	85	147	116.0	2.838	4.908	3.873
La energía nucleoelectrica	(EU taxonomy technical report, 2019)	Energía hidroeléctrica de 360 MW de capacidad	6.1	11	8.6	0.204	0.367	0.285
(2.) Producción de Electricidad a partir de Bioenergía	(EU taxonomy technical report, 2019)	Nuclear promedio	5.1	6.4	5.8	0.170	0.214	0.192
(3.) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono.	(EU taxonomy technical report, 2019)	Carbón pulverizado con captura y almacenamiento de carbono de tipo supercrítico	190	427	308.5	6.34	14.26	10.30
		Carbón pulverizado sin captura y almacenamiento de carbono de tipo supercrítico	850	1021	935.5	28.38	34.09	31.24
		Carbón pulverizado con captura y almacenamiento de carbono de tipo subcrítico	213	470	341.5	7.11	15.69	11.40
		Carbón pulverizado sin captura y almacenamiento de carbono de tipo subcrítico	912	1095	1003.5	30.45	36.56	33.51
		Ciclo combinado de gas natural con captura y almacenamiento de carbono	92	221	156.5	3.07	7.38	5.23
		Ciclo combinado de gas natural sin captura y almacenamiento de carbono	403	513	458.0	13.46	17.13	15.29
		Gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC) con captura y almacenamiento de carbono de tipo subcrítico	149	364	256.5	4.97	12.15	8.56
		Gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC) sin captura y almacenamiento de carbono de tipo subcrítico	912	1095	1003.5	30.45	36.56	33.51
Hidrocarburos pesados	Kothari, Buddhi 2008 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032106001158	Gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC) sin captura y almacenamiento de carbono de tipo subcrítico	912	1095	1003.5	30.45	36.56	33.51
Carbón	Kothari, Buddhi 2008	Oxidación parcial					12.35	

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Energía	Referencia Fuente	Tecnología utilizada	Emisiones (gCO ₂ e/kWh H ₂)			Emisiones (kgCO ₂ e/KgH ₂)		
			min	max	Prom	min	max	Prom
Metano	Kothari, Buddhi 2008	Gasificación						29.33
Etano	Kothari, Buddhi 2008	Reformado						7.33
Pentano	Kothari, Buddhi 2008	Reformado						8.38
Nafta	Kothari, Buddhi 2008	Reformado						9.17
Metano	Dufour, Gálvez 2010 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319909018631	Reformado						9.46
Metano	Dufour, Gálvez 2010	Reformado						0.89
Metano	Dufour, Gálvez 2010	Termólisis						0.11
Metano	Granovskii, Dincer 2006 https://www.sciencedirect.com/pbidi.unam.mx:2443/science/article/pii/S0378775305009791?via%3DIhub	Termólisis catalítica						0.33
Agua	Granovskii, Dincer 2006	Reformado						0.00071
Agua	Granovskii, Dincer 2006	Electrólisis						0.00017
Metano	Manish, Banerjee 2008 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319907004065 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032106001158	Electrólisis						0.00025
Materia orgánica descompuesta por bacterias (jugo de caña de azúcar)	Manish, Banerjee 2008	Reformado						12.80
Materia orgánica descompuesta por bacterias (jugo de caña de azúcar)	Manish, Banerjee 2008	Integración de fermentación oscura y fotomermentación sin subproductos						3.40
Materia orgánica descompuesta por bacterias (jugo de caña de azúcar)	Manish, Banerjee 2008	Integración de fermentación oscura y fotomermentación con subproductos						-19.50
Materia orgánica descompuesta por bacterias (jugo de caña de azúcar)	Manish, Banerjee 2008	Foto-fermentación sin subproductos						3.50
Materia orgánica descompuesta por bacterias (jugo de caña de azúcar)	Manish, Banerjee 2008	Foto-fermentación con subproductos						-21.90

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Energía	Referencia Fuente	Tecnología utilizada	Emisiones (gCO ₂ e/kWh H ₂)			Emisiones (kgCO ₂ e/KgH ₂)		
			min	max	Prom	min	max	Prom
Materia orgánica descompuesta por bacterias (jugo de caña de azúcar)	Manish, Banerjee 2008	Electrólisis biocatalizador (también conocida como electrólisis microbiana o electro hidrogénesis) sin subproductos					5.30	
Materia orgánica descompuesta por bacterias (jugo de caña de azúcar)	Manish, Banerjee 2008	Electrólisis biocatalizada (también conocida como electrólisis microbiana o electro hidrogénesis) con subproductos					-17.50	
Materia orgánica descompuesta por bacterias (jugo de caña de azúcar)	Manish, Banerjee 2008	Fermentación oscura sin subproductos					5.50	
Carbón, aserrín, residuos municipales, harina de carne	Cormos 2009 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319909007629	Fermentación oscura con subproductos					-87.00	
Agua	Cormos 2009	Gasificación				2.360	2.54	
Agua	Cormos 2009	Electrólisis					0.0002	
Gas natural	Granovskii, Dincer 2007 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775307003746	Electrólisis					0.0003	
Agua	Granovskii, Dincer 2007	Reformado				0.00063	0.00071	
Agua	Granovskii, Dincer 2007	Electrólisis				0.00006	0.00006	
Metano	Jaber, Naterer 2010 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319910010864	Electrólisis				0.00014	0.00015	
Gas natural	Jaber, Naterer 2010	Reformado					8.08	
Gas natural	Jaber, Naterer 2010	Termólisis química					5.68	
Gas natural	Jaber, Naterer 2010	Termólisis química					5.46	
Melaza obtenida de cultivo de azúcar	Valencia, Cardona 2013 https://www.redalyc.org/pdf/4435/443543735007.pdf	Termólisis química					37.11	

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Energía	Referencia Fuente	Tecnología utilizada	Emisiones (gCO ₂ e/kWh H ₂)			Emisiones (kgCO ₂ e/KgH ₂)		
			min	max	Prom	min	max	Prom
Gas natural	Koroneos 2004 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319904000655	Fermentación oscura						0.00041
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Simons 2011 https://www.cambridge.org/core/books/abs/transition-to-hydrogen/life-cycle-assessment-of-hydrogen-production/595C97787403DB325CF3010684AD6A46	Reformado						10.66
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Lombardi 2011 https://www.researchgate.net/publication/228446577_Life_cycle_assessment_of_different_hypotheses_of_hydrogen_production_for_vehicle_fuel_cells_fuelling	Electrólisis						4.40
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Cetinkaya 2012 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036031991102430X	Electrólisis						6.64
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Ozbilen 2011 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319911012791	Electrólisis						2.58
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Pereira, Coelho 2013 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319912026675	Electrólisis						2.63
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Reiter, Lindorfer 2015 https://web.p.ebscohost.com/abstract?direct=true&profile=ehost&scope=site&authType=crawler&jrnl=09483349&AN=102011456&h=BleVqbRnNZiJtftzYNiND0o03RsxCDzrcnMTGI66ryI7QPujCcX8INjq%2bWJ4mAOaEsa96QxuPjqaTEeybN0t5w%3d%3d&crI=c&resultNs=AdminWebAuth&resultLocal=ErrCrlNoProfile&crIhashurl=login.aspx%3fdirect%3dtrue%26profile%3dehost%26scope%3dsite%26authType%3dcrawler%26jrnI%3d09483349%26AN%3d102011456	Electrólisis						5.80
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Suleman 2015 https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319915007697	Electrólisis						3.13

Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO₂

Energía	Referencia Fuente	Tecnología utilizada	Emisiones (gCO ₂ e/kWh H ₂)			Emisiones (kgCO ₂ e/KgH ₂)		
			min	max	Prom	min	max	Prom
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Schmidt Rivera 2018 https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652618316822	Electrólisis					0.65	
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	Lundberg 2019	Electrólisis					3.15	
Solar, Photovoltaic (PV) system, Agua	https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1331089/FULLTEXT01.pdf	Electrólisis					3.80	
		Electrólisis					4.09	

Notas:

(1.) La energía oceánica en sus distintas formas: mareomotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal

(2.) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las normas oficiales mexicanas que al efecto emita la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Aplica también la definición de Bioenergéticos, Art 2, fracción II (LPyDBE, 2008) incluye combustibles sólidos, líquidos y gaseosos. Reforma de la LGPGIR de 18.01.2021 incluyó la termo valorización como una tecnología viable para el manejo de residuos. Para fracción a: Producción de Electricidad a partir de Bioenergía; Cogeneración de Calor/Frío y Energía a partir de Bioenergía; Producción de Calor/Frío a partir de Bioenergía. Para fracción b: Producción de Electricidad a partir de la Combustión de Gases

(3.) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.



MEDIO AMBIENTE

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC

INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO