



EMBAJADA DE DINAMARCA  
Mexico City



# EL POTENCIAL INDUSTRIAL DE MÉXICO EN LAS CADENAS DE VALOR DEL HIDRÓGENO VERDE



# EL POTENCIAL INDUSTRIAL DE MÉXICO EN LAS CADENAS DE VALOR DEL HIDRÓGENO VERDE

Derechos Reservados © 2023  
Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)  
Montes Urales 440  
Col. Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo  
Ciudad de México. C.P. 11000

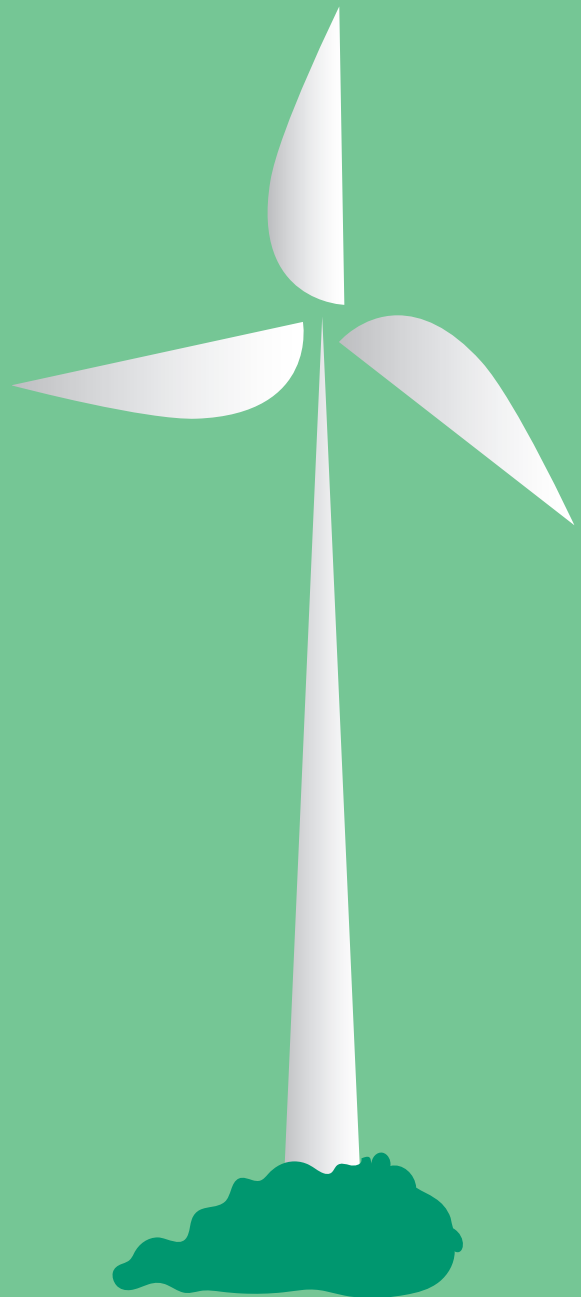
Todos los derechos están reservados. Ni esta publicación ni partes de ella pueden ser reproducidas, almacenadas mediante cualquier sistema o transmitidas, en cualquier forma o por cualquier medio, sea éste electrónico, mecánico, de fotocopiado, de grabado o de otro tipo, sin el permiso previo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

El análisis y las conclusiones aquí expresadas no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, de su Junta Ejecutiva, ni de sus Estados Miembros.

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo es el principal organismo de las Naciones Unidas dedicado a poner fin a la injusticia de la pobreza, la desigualdad y el cambio climático. Trabajamos con nuestra extensa red de expertos y aliados en 170 países para ayudar a las naciones a construir soluciones integradas y duraderas para las personas y el planeta.

[www.undp.org/es/mexico](http://www.undp.org/es/mexico)

Proyecto financiado por la Embajada de Dinamarca en México.



# CONTENIDO

<b>Presentación</b>	<b>6</b>
<b>Antecedentes</b>	<b>7</b>
<b>Objetivo y alcance</b>	<b>7</b>
Alcance	7
<b>Generalidades del hidrógeno</b>	<b>7</b>
Clasificación	8
<b>Descripción de la economía del hidrógeno</b>	<b>8</b>
Usos del hidrógeno	10
<b>Contexto actual del mercado mexicano del hidrógeno</b>	<b>12</b>
<b>Panorama internacional</b>	<b>13</b>
Análisis comparativo internacional en materia de hidrógeno verde	14
Principales contribuciones del análisis comparativo	16
<b>Marco normativo</b>	<b>19</b>
<b>Estándares técnicos y de seguridad</b>	<b>19</b>
<b>Garantía de Origen</b>	<b>19</b>
<b>Potencial manufacturero de las tecnologías para la producción y uso del hidrógeno</b>	<b>20</b>
<b>México como plataforma de manufactura</b>	<b>20</b>
<b>Electrolizadores</b>	<b>21</b>
<b>Electrolizadores PEM</b>	<b>22</b>
Investigación y desarrollo en México en materia de electrolizadores	25
<b>Celdas de combustible</b>	<b>26</b>
<b>Turbinas eléctricas</b>	<b>29</b>
<b>Power to X (PtX)</b>	<b>32</b>
Power-to-gas	34
Power-to-chemicals	36
Investigación y desarrollo en México en materia de Power-to-X	42
<b>Almacenamiento a pequeña escala (tanques)</b>	<b>42</b>
Investigación y desarrollo en México en materia de tanques de almacenamiento	46
<b>Recomendaciones de política pública</b>	<b>47</b>
Política industrial	47
Incentivos comerciales a la política industrial en torno al hidrógeno verde	48
Financiamiento	49
<b>Bibliografía</b>	<b>50</b>
<b>Anexos</b>	<b>55</b>

## EMBAJADA DE DINAMARCA

**Kim Højlund Christensen**

Embajador

**Jeppe Hallencreutz-Fogtmann**

Primer Secretario

**Adriana Ramos**

Oficial de Programas

## PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO EN MÉXICO

**Lorenzo Jiménez de Luis**

Representante Residente

**Sandra Sosa**

Representante Residente Adjunta

**Daniela Vallarino**

Analista de Gestión

**Annabelle Sulmont**

Oficial Nacional de Gobernanza Efectiva y Democracia

**Cynthia Martínez**

Oficial Nacional de Desarrollo Social y Económico

### EQUIPO A CARGO DE LA PUBLICACIÓN

**Virginia Leal**

Coordinadora del proyecto "Iniciativas Gerenciales"

**Mariana Villasuso**

Coordinadora de Proyecto

**Maite García de Alba Rivas**

Especialista en Políticas Públicas

**Gisela Guerrero**

Asociada en Inclusión Financiera y Desarrollo Económico

### DISEÑO EDITORIAL, SISTEMATIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y VISUALIZACIÓN DE DATOS

**Octavio Mendoza**

Especialista en análisis y visualización de datos

## SOCIEDAD MEXICANA DEL HIDRÓGENO (SMH)

### EQUIPO PRINCIPAL

**Gliserio Romeli Barbosa**

Presidente

**José Ysmael Verde**

Vicepresidente

**Lizbeth Morales**

Tesorera

**Pablo René Díaz**

Secretario

**Rosa de Guadalupe González**

Ex Presidenta y miembro

**Juan Antonio Gutiérrez**

Miembro

### EQUIPO DE APOYO

**Salvador Aceves**

**Ivonne Liliana Alonso**

**Beatriz Escobar**

**Enrique Escobedo**

**Luis Carlos Ordoñez**

**Javier Rodríguez**

**Juan Manuel Sandoval**

**Karina Suarez**

**Ana María Valenzuela**

### ESTUDIANTES

**Areli Armas**

**Manuel Octavio Fuentes**

**Rocio López**

**Elizabeth Montiel**

**Gabriel M. Rosado**

**Ravichandran Santhosh**

## AGRADECIMIENTOS ESPECIALES

**Jorge Aburto**

Instituto Mexicano del Petróleo

**Norma Canales**

ANCA Global Holdings

**Abraham Chávez**

Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica

**Iris Violeta Cureño**

Comisión Federal de Electricidad

**Roberto Flores**

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias

**Javier Fortuna**

Total Energy

**Mariana Garay**

Embajada de Dinamarca

**Abigail González**

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias

**Israel Hurtado**

Asociación Mexicana del Hidrógeno

**Cristina Martín**

HDF Energy

**Jorge Narro**

Secretaría de Medio Ambiente, Biodiversidad, Cambio Climático y Energía del Estado de Campeche

**Luis Carlos Ordóñez**

Centro de Investigación Científica de Yucatán

**Ricardo Padilla**

CRYOINFRA

**Óscar Pérez**

Vestolit

**Tatiana Romero**

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias

**David Villeda**

First Solar

**Pablo Zárate**

FTI Consulting

# ACRÓNIMOS

<b>AEM</b>	Membrana de Intercambio de Aniones
<b>CC</b>	Ciclo Combinado
<b>CCUS</b>	Captura, Utilización y Almacenamiento de CO <sub>2</sub>
<b>CICY</b>	Centro de Investigación Científica de Yucatán
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>DGCNFSE</b>	Dirección General de Contenido Nacional y Fomento en el Sector Energético
<b>FCV</b>	Vehículos de Celda de Combustible
<b>GEI</b>	Gases de Efecto Invernadero
<b>I+D</b>	Investigación y Desarrollo
<b>INEEL</b>	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
<b>IPN</b>	Instituto Politécnico Nacional
<b>IRA</b>	Inflation Reduction Act
<b>IRENA</b>	Agencia Internacional de las Energías Renovables
<b>LCOH</b>	Costo Nivelado del Hidrógeno
<b>LCOM</b>	Costo Nivelado del Metanol
<b>LIE</b>	Ley de la Industria Eléctrica
<b>LOAPF</b>	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
<b>LTE</b>	Ley de Transición Energética
<b>NDC</b>	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional
<b>ODS</b>	Objetivos de Desarrollo Sostenible
<b>PEM</b>	Membrana de Intercambio de Protones
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos
<b>PEMFC</b>	Celdas de Combustible con Electrolito Polimérico Intercambiadora de Protones
<b>PtX</b>	Power to X
<b>Pymes</b>	Pequeñas y medianas empresas
<b>SOEC</b>	Celda Electrolizadora de Óxido Sólido
<b>UE</b>	Unión Europea



# PRESENTACIÓN

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible representa un plan de acción encaminado a promover el bienestar de las personas bajo los principios de inclusión y sostenibilidad. Dada la complejidad y la multidimensionalidad de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible y de las 169 metas comprendidas en esta agenda internacional de desarrollo, se requiere de la participación de todos los actores: sector público de los ámbitos nacional y subnacional, sector privado, sociedad civil y academia. En ese sentido, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en México tiene entre sus prioridades desarrollar herramientas prácticas e insumos que habiliten el involucramiento de todos estos sectores. En particular, el sector privado desempeña un rol fundamental. Por ello, en alianza estratégica con la Embajada de Dinamarca en México se implementa un proyecto orientado a promover una ruta de sostenibilidad del sector privado.

El presente documento es parte de dichos esfuerzos. El objetivo central es contar con un diagnóstico sobre el potencial del sector industrial en México para sumarse a las cadenas de valor que existen en torno a las tecnologías para la producción, almacenamiento y conversión del hidrógeno verde. Cabe destacar que, de esta manera, no solo se promueve el desarrollo económico nacional – con alto expertise en la manufactura de alta y media tecnología – sino que se hace desde una visión de sostenibilidad, identificando mecanismos de circularidad en la economía y dando factibilidad a la economía del hidrógeno. Así pues, el presente documento ofrece elementos y recomendaciones para fomentar el desarrollo de un ecosistema económico que favorezca la manufactura de tecnologías --aprovechando el capital humano, la estructura económica de las entidades federativas y la infraestructura nacional – de una industria creciente, reconociendo el papel crucial que puede jugar el hidrógeno verde en el cumplimiento de los compromisos de descarbonización de las naciones.

# ANTECEDENTES



## OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo del presente documento consiste en analizar características, componentes y materiales de las tecnologías de producción, almacenamiento y conversión del hidrógeno verde, a fin de identificar el potencial de las industrias en México para incorporarse a las cadenas de valor.

Para ello, además, se analiza el contexto nacional e internacional en torno al hidrógeno verde, su relevancia en la economía actual, su potencial demanda en el futuro ante el desarrollo de nuevas tecnologías y los usos no tradicionales que pueden incidir positivamente en la descarbonización.

El documento se organiza de la siguiente manera: en primer lugar, se presenta un apartado de antecedentes, que analiza las características generales del hidrógeno, los elementos de la denominada Economía del hidrógeno y el contexto nacional e internacional. En segundo lugar, se analiza el marco normativo relativo al hidrógeno, los estándares técnicos de seguridad y garantías de origen. Posteriormente, se examina el potencial de México en materia de manufacturas de media y alta tecnología. En este mismo apartado se analizan componentes, costos y balance de planta de cinco tecnologías: electrolizadores, celdas de combustible, turbinas eléctricas, Power-to-X (Power-to- e-metano, Power-to- amoníaco, Power-to- metanol) y tanques de gas. La última sección corresponde a recomendaciones de política pública y de política industrial.

### **Alcance**

En el presente documento, se analizan las tecnologías vinculadas al hidrógeno verde, que permitan establecer las bases de la cadena de valor e impulsar su potencial en diferentes industrias con apego al ámbito de acción de la Secretaría de Economía.

### **Generalidades del hidrógeno**

El hidrógeno es el elemento más abundante en la naturaleza; sin embargo, no está disponible de forma pura. Se obtiene mediante procesos químicos (termales, electrólisis o fotólisis) que permiten separarlo de otros elementos. El hidrógeno posee una alta densidad energética y una capacidad de conversión química sencilla; además, cuenta con flexibilidad para almacenarse y transportarse en forma gaseosa, líquida o como compuesto químico.

Dadas estas características, el hidrógeno se utiliza industrialmente en varios procesos químicos,

principalmente como insumo para refinar el petróleo, pero también en las industrias de metales, electrónicas, de fertilizantes y alimentarias. Adicionalmente, el hidrógeno es un combustible considerado como un vector energético, ya que se trata de un producto manufacturado que puede almacenar energía y ser liberado de manera controlada (Cid Jiménez, s. f.).

En las últimas décadas, han existido al menos tres olas de interés respecto del hidrógeno, influenciadas principalmente por los precios del petróleo, así como por preocupaciones relacionadas con la contaminación del aire (International Energy Agency, 2019). La relevancia que ha cobrado el hidrógeno tiene que ver con su alta densidad energética, con su liviandad y con la sencillez en el proceso químico de conversión (Oliveira et al., 2021). El hidrógeno verde es una tecnología de cero emisiones que puede permitir un mejor aprovechamiento de las energías renovables, compensar las intermitencias que presentan y llegar a territorios y de difícil electrificación.

## Clasificación

Usualmente, la clasificación del hidrógeno atiende a colores asignados en función de **i)** el método de producción, **ii)** la materia prima utilizada, **iii)** la intensidad de las emisiones, o lo que se hace con ellas, **iv)** una especie de evolución tecnológica que coincide con las necesidades ambientales de los últimos años; los tipos predominantes son gris, azul y verde (ver figura 1).

**FIGURA 1. COLORES DEL HIDRÓGENO**

	Gris	Azul	Verde
<b>Proceso de obtención</b>	Reformado de gas metano o gasificación	Reformado de gas metano o gasificación con captura de carbono	Electrólisis del agua
<b>Materia prima</b>	Carbón o gas natural	Carbón o gas natural	Agua
<b>Características particulares</b>	Producción vía combustibles fósiles	Producción vía combustibles fósiles con captura de carbono	Debe utilizar energía proveniente de fuentes renovables
<b>Huella de carbono</b>	Medio	Bajo	Mínimo

**Fuente:** Elaborado a partir de la información GIZ (2021); IRENA (2022)

## DESCRIPCIÓN DE LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO

El concepto que se refiere a la economía del hidrógeno apareció por primera vez en 1972 (Bockris, 1972), para aludir a las dimensiones ecológicas, económicas y energéticas de utilizar el hidrógeno como sustituto de los combustibles fósiles en diferentes sectores.

- **La dimensión ecológica** se asocia con la capacidad del hidrógeno de no generar emisiones de dióxido de carbono, siempre que el proceso para su producción por la vía de la electrólisis del agua tenga como insumo energías provenientes de fuentes renovables. Dicha dimensión es compatible con la agenda de descarbonización actual.
- **La dimensión económica**, según el autor original del concepto, implica el potencial de que el costo de la energía generada a través del hidrógeno sea menor que con respecto de otras fuentes, especialmente en relación con reactores atómicos. Si



bien esta dimensión, en las condiciones actuales, se anticipa difícil, se espera que el costo del hidrógeno verde caiga considerablemente a partir del importante desarrollo tecnológico en torno a él, de la generación de economías a escala y de los planes de construcción de infraestructura habilitante.

- **La dimensión energética**, por su parte, se refiere a la versatilidad de aplicaciones del hidrógeno en la sociedad: como vector energético para cubrir la demanda creciente por energía eléctrica; en el transporte terrestre, marítimo y aéreo; en las viviendas, y en el sector industrial, gracias a su alta capacidad calorífica.

Además de las tres dimensiones descritas, otros autores han identificado que el hidrógeno, al ser el elemento más abundante en la naturaleza, constituye un factor potencial para reducir o eliminar la dependencia de combustibles importados y, por lo tanto, para redistribuir el poder entre los países (Holdsworth, 2003).

Ahora bien, la economía del hidrógeno implica inversiones de gran calado para desarrollar varios segmentos industriales y de infraestructura habilitante<sup>1</sup> en los siguientes rubros:

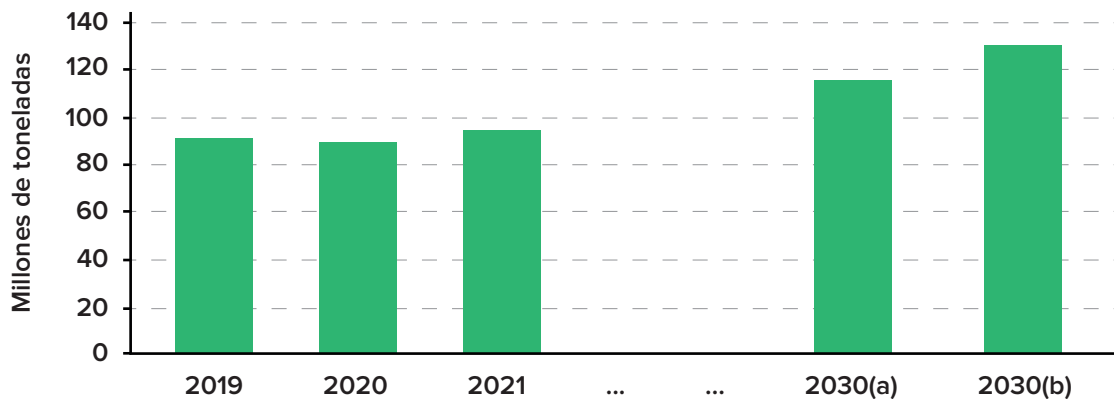
- **Producción.** La producción de hidrógeno implica procesos de reformado de hidrocarburos, biomasa o agua, por medio de energía térmica, electrólisis o fotólisis. La producción de cero emisiones se realiza mediante electrolizadores alimentados, comúnmente, por parques eólicos o fotovoltaicos.
- **Almacenamiento.** El hidrógeno puede almacenarse en forma gaseosa, líquida e incluso sólida, y en un estado de pureza o como compuesto químico. Para ello, se utilizan tanques de gas comprimido, tanques criogénicos o cavernas.
- **Distribución.** La producción del hidrógeno puede llevarse a cabo de manera centralizada o descentralizada, en función de varias consideraciones. Cuando la producción es centralizada y el hidrógeno se transporta a los lugares donde se le dará su uso final, la distribución se realiza mediante ductos, buques o tráileres. Si bien la distribución por medio de ductos es la más eficiente, la infraestructura necesaria resulta escasa. Los ductos en existencia que transportan gas natural requieren adaptaciones para incrementar el porcentaje de *blending* con hidrógeno. Más aún, es necesario que dichas adaptaciones consideren aspectos de seguridad diferenciados para el transporte de ambos tipos de gases. Asimismo, una vez que la mezcla llega a su destino, se requiere tecnología para separar el hidrógeno del gas natural. Las tecnologías para adaptar los ductos existentes, así como para separar la mezcla ya existen (Linde, s. f.). También se proyecta el desarrollo de una red de ductos con el fin de transportar hidrógeno líquido. Aun cuando la adaptación de la red de gas natural o la construcción de una nueva red representen inversiones considerables de capital, dicha infraestructura es clave para habilitar una economía del hidrógeno y para reducir los costos de operación.
- **Conversión.** La conversión del hidrógeno en energía eléctrica, al ser un vector energético y no una fuente de energía, requiere equipo que, mediante procesos químicos, transforme el hidrógeno almacenado en electricidad, como turbinas o celdas de combustible. En tal sentido, las nuevas aplicaciones del hidrógeno en la economía necesitan estaciones de recarga (hidrogeneras) para vehículos eléctricos de hidrógeno, lo que permitirá un incremento en las unidades comercializadas. Además, las turbinas de gas deben ser modernizadas o remplazadas, con el propósito de aceptar un mayor porcentaje de hidrógeno para trabajar.

---

<sup>1</sup> En otras palabras, el conjunto de servicios, instalaciones y medios necesarios para que los sistemas y las tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde puedan operar adecuadamente; por ejemplo, ductos para la distribución o las estaciones de recarga para los vehículos alimentados por hidrógeno.

Cinco décadas después de que se vislumbrara una economía del hidrógeno por primera vez, dicho concepto ha cobrado relevancia renovada y factibilidad. Más aún, el desarrollo tecnológico en materia de almacenamiento y conversión ha permitido ampliar los alcances del concepto. En virtud de lo anterior, a pesar de que entre 2019 (antes de la irrupción de la pandemia por la COVID-19) y 2021, la demanda global de hidrógeno creció apenas 3.3 %, se espera que en 2030 el crecimiento sea de entre 22 y 38 % respecto de las cifras de 2021<sup>2</sup> (ver figura 2). En 2050, la expectativa es más ambiciosa y anticipa una demanda global de entre 500 y 680 millones de toneladas de hidrógeno (Kante y Gil, 2022).

**FIGURA 2. DEMANDA GLOBAL DE HIDRÓGENO**



**Fuente:** Elaboración propia con base en (International Energy Agency, 2022c)

## Usos del hidrógeno

Como se mencionó antes, el hidrógeno es sumamente versátil en cuanto a los usos que se le puede dar. No obstante, en la actualidad, este elemento se utiliza principalmente en dos sectores: 1) en la refinación del petróleo, a fin de eliminar impurezas; 2) en la industria, principalmente para producir amoníaco (fertilizantes), metanol y hierro de reducción directa. En el sector industrial, además, se utiliza entre fabricantes de vidrio, electrónicos y cemento, así como en el procesamiento de alimentos, con objeto de modificar la composición de grasas y mantecas.

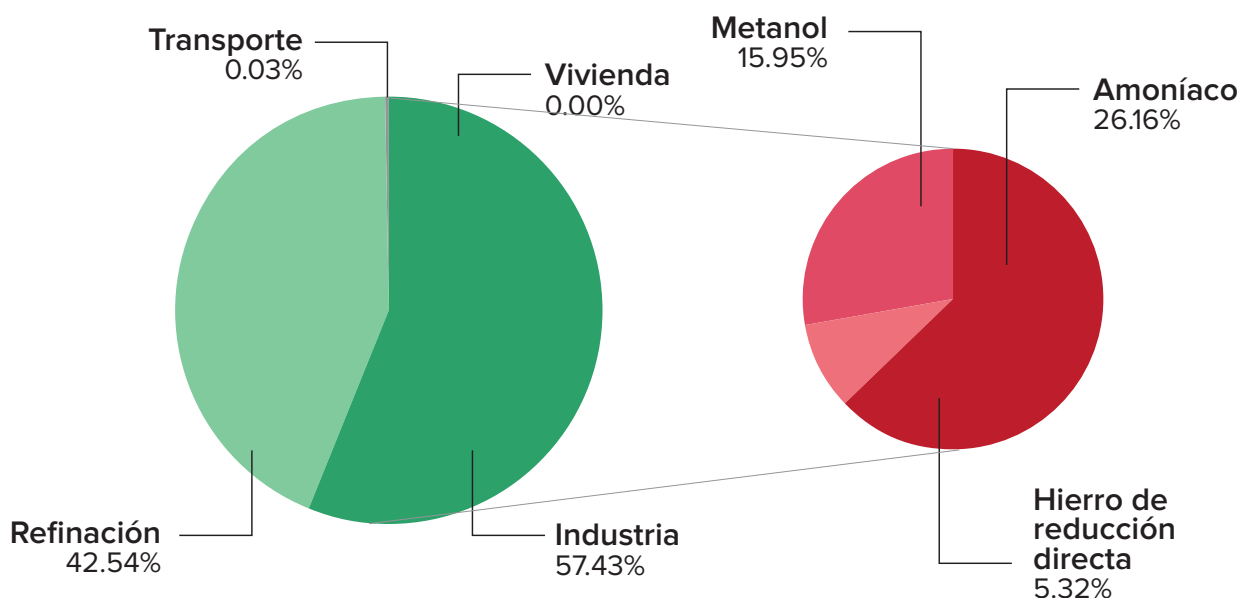
Otros usos, de aplicaciones no tradicionales en el transporte, en las viviendas y en la generación de energía eléctrica, aún resultan marginales (ver figura 3). Sin embargo, se espera que en 2030 la composición de la demanda global de hidrógeno se modifique de manera sustancial, y que las nuevas aplicaciones, en conjunto con la generación de hidrógeno de bajas emisiones para usos tradicionales, represente más del 25 % de la demanda total (International Energy Agency, 2022c). Se anticipa que, en el corto plazo, el hidrógeno de bajas emisiones y, en particular, el hidrógeno verde gane terreno y se erija en un complemento de las energías renovables durante el proceso de descarbonización de la economía.

En la actualidad, menos del 1 % del hidrógeno producido globalmente para proveer a los sectores mencionados es de bajas emisiones (hidrógeno azul o verde); el restante 99 % proviene del reformado de gas natural, de carbón y de petróleo (lo que implicó 900 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2021). Dentro del 1 % correspondiente al hidrógeno de bajas emisiones, la producción vía electrólisis del agua es todavía incipiente. A pesar de ello, la cartera de proyectos de hidrógeno verde es amplia y prometedora. En enero de este año, se contabilizó

<sup>2</sup> El escenario más conservador, 2030(a), se refiere a la demanda esperada a partir de los pasos que han tomado los países para promover la producción y el uso de hidrógeno; en cambio, el escenario más optimista, 2030(b) se construyó con base en los compromisos anunciados por los gobiernos en materia climática; se asume que estos se cumplirán en tiempo y forma en el año 2030.

el anuncio de más de mil proyectos relacionados con la producción de hidrógeno verde, que, de concretarse, implican 320 mil millones de dólares de inversión directa (Hydrogen Council, 2023).

**FIGURA 3. USOS ACTUALES DEL HIDRÓGENO A NIVEL GLOBAL**



**Fuente:** Elaboración propia con base en (International Energy Agency, 2022c)

Otros proyectos se relacionan con el incremento de la capacidad instalada de electrólisis, el escalamiento en la manufactura de celdas de combustible, la mejora de la tecnología de compresión para incrementar la eficiencia en los procesos de almacenamiento y distribución, así como la fabricación de vehículos eléctricos de hidrógeno.

De tal modo, los países están identificando que la necesidad de reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) es también una oportunidad para detonar el crecimiento económico, aprovechando ventajas competitivas, fomentando el desarrollo tecnológico y la investigación, favoreciendo las alianzas público-privadas, promoviendo el encadenamiento productivo y facilitando la cooperación y el comercio internacional.

A pesar de lo anterior, existe un círculo vicioso que limita la realización del ideal de una economía del hidrógeno: en primera instancia, los elevados costos del hidrógeno verde cohíben la demanda de este bien. El costo del hidrógeno verde por kW se encuentra entre 50 y 300 % por encima del costo de producción de hidrógeno mediante combustibles fósiles; de manera paralela, la ausencia de una demanda consolidada inhibe la producción en serie de ciertas tecnologías, como los electrolizadores, los tanques y las celdas de combustible, lo que contribuiría a reducir sus costos.

En este orden de ideas, es necesario estimular la demanda por diferentes vías y métodos, a fin de que los productores de tecnologías enfrenten menores riesgos para el escalamiento de sus desarrollos. Además, es necesario partir de una visión de economía circular, que favorezca la internalización de las externalidades negativas asociadas a la producción y al uso de hidrógeno gris, lo que, en los hechos, reduciría el costo relativo del hidrógeno verde.

## CONTEXTO ACTUAL DEL MERCADO MEXICANO DEL HIDRÓGENO

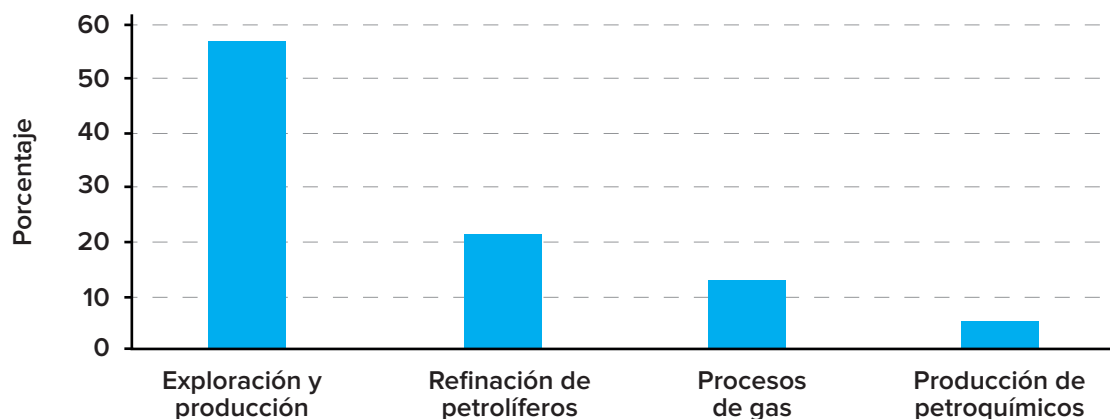
En México, actualmente, se identifican 19 plantas que producen hidrógeno gris (J. Fortuna, 2023), la mayoría de las cuales lo utilizan para autoconsumo, como materia prima para diferentes procesos. Las plantas que operan en la actualidad proveen de hidrógeno para usos tradicionales relacionados con las siguientes industrias:

- **Alimentaria;** concretamente, las empresas que producen grasas y mantecas mediante procesos de hidrogenación. La mayoría de estas plantas son pequeñas y de autoconsumo.
- **Petroquímica,** para producir pinturas, fibras textiles, tintas y solventes.
- **Acerera,** con plantas de autoconsumo para producir bienes como el alambre y el alambión.
- **Petrolera,** para la refinación. Esta industria posee algunas de las plantas más grandes por las dimensiones de su consumo.
- **De fertilizantes,** para la producción de amoníaco.
- **Cementera,** que utiliza el hidrógeno por su alto potencial calorífico, necesario en sus procesos.
- **Eléctrica,** para el enfriamiento de generadores.

Además de las plantas *on-site*, también hay empresas que comercializan gases industriales, como el hidrógeno, producidos centralmente y distribuidos en tanques por medio de tráileres. En este nicho, participan tres grandes empresas: Cryoinfra, Air-Liquid y Linde.

La producción y el consumo de hidrógeno se encuentra mayoritariamente concentrado en los procesos de refinación del petróleo (60 %) (Probst, 2023). Lo anterior significa que la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos (PEMEX), es un jugador preponderante en la industria, pues consume 362 kt al año (Asociación Mexicana de Hidrógeno, 2022).

**FIGURA 4.** PORCENTAJE DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub>E POR ACTIVIDAD DE PEMEX



**Fuente:** Elaboración propia con base en (PEMEX, 2022b)

En cuanto a los métodos de producción de hidrógeno en el país, casi la totalidad (95 %) se lleva a cabo mediante reformado del gas natural; una pequeña parte (4 %), mediante electrólisis<sup>3</sup>, en que los electrolizadores se encuentran conectados a la red, y el restante (<1 %) proviene de la industria cloro álcali (González Huerta, 2021). Lo anterior se traduce en una intensa generación de GEI. Tan solo en 2021, PEMEX generó 71.1 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e); de estas, el 21.4 % fue producto de procesos de refinación de petrolíferos, y el 5.5 %, de procesos de producción de petroquímicos como fertilizantes (PEMEX, 2022).

**3** Actualmente, ninguno de los proyectos de producción de hidrógeno mediante electrólisis que se encuentran en operación se cataloga como verde.

Ante este escenario, la producción y el uso del hidrógeno verde aparece como una alternativa relevante para cumplir el Acuerdo de París, donde la Contribución Determinada a Nivel Nacional de México establece como objetivos la reducción de los GEI y de las emisiones de carbono negro en 22 % y 51%, respectivamente, para 2030. En ese sentido, la incorporación del hidrógeno verde en usos tradicionales y en nuevas aplicaciones coadyuvaría a la descarbonización de algunos de los sectores que generan más emisiones. Las actividades de producción de electricidad y el autotransporte, por sí mismas, fueron responsables del 23.27 % y del 18.52 % de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>e en 2019, respectivamente (INEEC, 2022). Lo anterior significa que la incursión del hidrógeno verde como vector energético posee un elevado potencial de contribución en la ruta hacia la reducción de los GEI, al ser un complemento clave de las energías renovables por su capacidad de almacenamiento y de conversión, así como por el potencial que guarda para ser utilizado en centrales de ciclo combinado en mezcla con el gas natural.

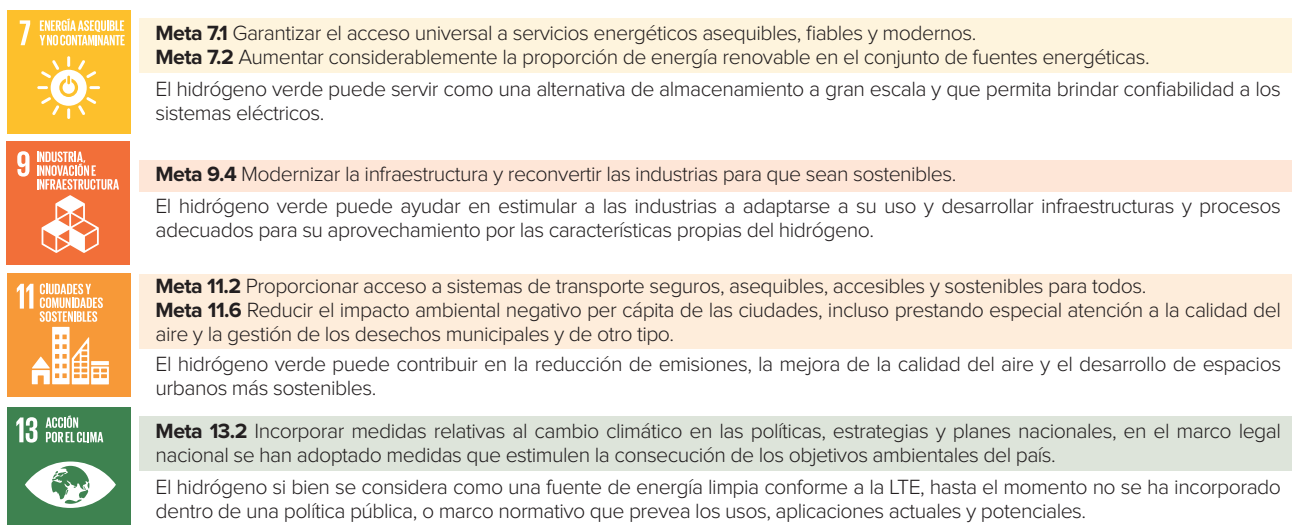
## PANORAMA INTERNACIONAL

El hidrógeno verde ha tomado un lugar importante dentro de los energéticos debido a que tiene dos grandes ventajas: puede contribuir con la seguridad energética de los países, como lo ven muchos países principalmente en la Unión Europea (UE); y representa una pieza clave en la transición para lograr la descarbonización de la economía como elemento que puede contribuir con la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros GEI para cumplir los compromisos ambientales internacionales.

El contexto del cambio climático ha llevado a los gobiernos, empresas e incluso a la academia, a buscar soluciones, que van desde la creación de un marco de cooperación para buscar la reducción de emisiones de GEI hasta la Investigación y Desarrollo (I+D) de nuevas tecnologías que contribuyan con este objetivo. Actualmente, en el marco del Acuerdo de París<sup>4</sup>, se obliga a las partes a indicar sus *Contribuciones Determinadas a nivel nacional* (NDC, por sus siglas en inglés), que son medidas tomadas por cada país para reducir las emisiones nacionales y adaptarse a los efectos del cambio climático. Esto debe lograrse en línea con la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, misma que establece 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y contempla un plan de acción con enfoque transversal respecto a las tres dimensiones del desarrollo sostenible (social, económico y ambiental).

Por lo anterior, el hidrógeno verde es una herramienta útil para lograr el cumplimiento de los ODS, particularmente de los siguientes:

**FIGURA 5. CONTRIBUCIONES DEL HIDRÓGENO VERDE POR OBJETIVO.**



**Fuente:** Elaboración propia con información de página oficial de ODS.

<sup>4</sup> El Acuerdo de París, fue firmado en 2015, y entró en vigor en 2016. El texto está disponible en: [https://unfccc.int/files/essential\\_background/convention/application/pdf/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/spanish_paris_agreement.pdf)

## Análisis comparativo internacional en materia de hidrógeno verde

Aunado a los compromisos climáticos asumidos por 196 países, el crecimiento poblacional y económico ha generado presiones del lado de la demanda de energéticos: por lo tanto, el desarrollo de tecnologías para un aprovechamiento más eficiente y estable de las fuentes no convencionales de energía se ha vuelto un objetivo para los gobiernos, la iniciativa privada y la investigación.

El éxito del hidrógeno no se limita a sus beneficios ambientales. Las nuevas realidades geopolíticas y del mercado de la energía han enfatizado la necesidad de reforzar la seguridad energética, no solo en términos de acceso, sino también de asequibilidad, lo que ha llevado a acelerar de manera drástica la transición hacia una energía limpia y a reforzar la independencia energética, principalmente en países europeos, frente a proveedores poco fiables y precios de los combustibles fósiles volátiles.

**FIGURA 6.** MEDIDAS PARA REDUCIR LA DEPENDENCIA Y ADELANTAR LA TRANSICIÓN.

REPowerEU		
Ahorrar 50,000 millones de m <sup>3</sup> de importaciones de gas	Acelerador de hidrógeno	En el corto y mediano plazo
A través de la realización rápida de proyectos de energía solar y eólica, en combinación con la adaptación del hidrógeno renovable.	Conseguir hacia 2025 17.5 GW de electrolizadores y alimentar la industria de la UE con una producción autóctona de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable.	Aprobar de los primeros proyectos de hidrógeno a escala de la UE.  Implementar un marco normativo moderno sobre el hidrógeno.

**Fuente:** Elaboración propia con base en Comisión Europea (2022b)

En dicho contexto, y derivado de la versatilidad de aplicaciones que tiene como materia prima, como combustible y como vector energético, el hidrógeno ha adquirido una relevancia particular para lograr los objetivos climáticos y energéticos.

Si bien la utilización del hidrógeno no es nueva, la demanda por dicho elemento se ha incrementado, tanto por su uso en aplicaciones tradicionales, como por el desarrollo de nuevas aplicaciones. Entre 2019 y 2021, la demanda de hidrógeno creció 3.3 %. Las estimaciones para el año 2030 son variadas: una trayectoria inercial implicaría un incremento de más del 22 %; una trayectoria adecuada para cumplir los compromisos asumidos por las partes en el Acuerdo de París significaría un incremento estimado del 38 %; finalmente, una trayectoria acorde con un futuro de cero emisiones en 2050 implicaría en 2030 un incremento de casi 113 % en la demanda de hidrógeno (International Energy Agency, 2022c).

La necesidad de impulsar el uso de este elemento ha llevado a los países a elaborar diversos documentos de política pública, como estrategias nacionales u hojas de ruta sobre el hidrógeno (World Energy Council, 2021). En el cuadro 1 se expone, de manera concreta, el contenido por rubros de algunos documentos que se han publicado para impulsar el uso y el mercado del hidrógeno.

**CUADRO 1. PAÍSES QUE CUENTAN ACCIONES VINCULADAS AL HIDRÓGENO VERDE**

Estrategia que estipula una hoja de ruta con objetivos de introducción de hidrógeno	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Estrategia con objetivos de costes de hidrógeno	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
<b>ESTRATEGIA QUE INCLUYE MEDIDAS ESPECÍFICAS DE IMPULSO PARA EL DESARROLLO DEL HIDRÓGENO</b>															
Inversiones directas	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Otros mecanismos económicos y financieros	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Propuestas regulatorias y legislativas	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Estrategia y prioridades de estandarización	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Iniciativas de Investigación & Desarrollo	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Estrategia internacional	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Estrategia que aborda el impacto en aspectos sociales derivado del desarrollo del hidrógeno	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Estrategia que incluye horizonte de revisión y actualización	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Estrategia con objetivo relativo al origen de hidrógeno en 2030	LIMPIO	FÓSIL CON CAPTURA CO <sub>2</sub>	GAS NATURAL	BAJO EN CARBONO	BAJO EN CARBONO	LIBRE DE CARBONO	BAJO EN CARBONO	AZUL & VERDE	LIMPIO	VERDE	RENOVABLE	VERDE	BAJO EN CARBONO	LIMPIO	VERDE
Estrategia con objetivo relativo al origen de hidrógeno en 2050	LIMPIO	LIBRE DE CO <sub>2</sub>	LIBRE DE CO <sub>2</sub>	LIMPIO / RENOVABLE	BAJO EN CARBONO & LIBRE DE CARBONO	RENOVABLE	BAJO EN CARBONO	VERDE	LIMPIO	VERDE	RENOVABLE	VERDE	BAJO EN CARBONO	LIBRE DE CO <sub>2</sub>	VERDE
Importador / Autoprodutor / Exportador															
<b>OBJETIVOS PRIORIDADES PRINCIPALES</b>															
Descarbonización	↓	↑	↓	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
Diversificación energética	↓	↑	→	↓	↓	↑	↑	↑	↓	↑	↑	↓	↑	→	↑
Impulso del crecimiento económico	↑	↑	↑	↓	↑	↑	↓	↑	↑	↑	↑	↑	↑	→	⊗
Integración de las energías renovables	↓	↓	→	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↑	↑	↑	↑	↑
<b>PRIORIDADES SECTORIALES</b>															
Calor	↑	↑	↓	↓	↓	↓	↑	↑	↓	↑	↓	↑	↑	↑	⊗
<b>Industria</b>															
Acero y metales	→	↓	↓	→	↑	↑	→	↑	↓	↑	↓	⊗	↑	↑	⊗
Materia prima para química	↑	↓	⊗	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	→
Refinería	⊗	↓	⊗	↑	↑	↑	↑	↑	↓	↑	↑	↑	↑	↑	→
Otros (cemento, etc.)	⊗	⊗	⊗	⊗	↑	↓	→	↓	⊗	↑	↓	⊗	↑	↑	⊗



## PRIORIDADES SECTORIALES

Electricidad															
Generación eléctrica	↓	↑	↑	↓	⊗	⊗	↓	↓	⊗	↓	↓	⊗	↓	↑	⊗
Almacenamiento	↓	↓	↓	↓	⊗	⊗	→	↓	⊗	↓	↓	⊗	↓	↑	⊗
Transporte															
Vehículos ligeros de pasajeros	↓	↑	↑	↓	↓	↓	→	↑	↓	↓	↓	→	↑	↑	→
Transporte de mercancías (medio y pesado)	↑	→	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↓	↑	↓	↑	↑	↑	→
Autobuses	↑	→	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↓	↑	↓	↑	↑	↑	→
Trenes	↓	↓	↓	↑	↑	↑	↓	↑	⊗	↑	↓	⊗	→	→	→
Marítimo	→	↓	↓	→	↓	→	↓	↓	↑	→	↓	→	→	→	→
Aviación	↓	↓	⊗	→	↑	→	⊗	↓	↓	→	↓	→	→	→	→
TLC's con México	CPTPP	JAPÓN CPTPP	-	TLCUEM	TLCUEM	LTLUCUEM	TLCUEM	TLCUEM	AELC	TLCUEM	TLCUEM	JAPÓN CPTPP	T-MEC	T-MEC	TLCUEM
Garantía	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Documento	E.N.	E.N.	H.R.	E.N./H.R.	E.N.	E.N.	E.N.	E.N.	E.N.	E.N.	H.R.	E.N.	E.N./H.R.	E.N./H.R.	E.N.

Exportador	Tecnología	<b>Detalle del contenido de la estrategia:</b> ● Detallado ● Mencionado ● No visto	<b>Sector identificado como prioritario</b> ↑ Inmediata Prioridad → Largo Plazo Prioridad ↓ Menor Prioridad ⊗ No visto
Importador	Según cada Estado miembro		
Autoproducción	De importador a exportador (Hub europeo)		
Autosuficiente			

**Fuente:** Elaboración propia con información de Australia, Japón, Corea del Sur, Unión Europea, Francia, Alemania, Hungría, Holanda, Noruega, Portugal, España, Chile, Canadá, conforme a la publicación del Consejo Mundial de Energía (2021), así como de Estados Unidos (DOE, 2022) y Dinamarca (Gobierno de Dinamarca, 2021).

**Nota:** E.N.=Estrategia Nacional y H.R.=Hoja de Ruta

**Metodología:** Este informe considera una estrategia nacional de hidrógeno, documento oficial dedicado al desarrollo del hidrógeno en el país, con respaldo del Estado. La publicación de libros blancos u hojas de ruta no se consideran una estrategia nacional si esta se encuentra en fase de preparación.

## Principales contribuciones del análisis comparativo

Los países europeos han establecido las bases para conformar un mercado del hidrógeno a través de hojas de ruta y estrategias nacionales en la materia. Como resultado del análisis elaborado por el World Energy Council (2021) de estos documentos, se pueden identificar áreas de oportunidad para desarrollar el presente documento; por ejemplo:

- **Incluir revisiones, evaluaciones y/o actualizaciones.** Las estrategias nacionales y hojas de ruta incorporan horizontes de tiempo para alcanzar determinadas metas; sin embargo, en la mayoría de ellas, no se especifican periodos para valorar el alcance y la complejidad en su implementación, así como los resultados obtenidos, los desafíos identificados, las limitantes y todos aquellos elementos que podrían contribuir con mejoras, considerando los diferentes escenarios y las tendencias actuales.
- **Enfocar los esfuerzos en la producción de hidrógeno verde.** Con base en información de la Agencia Internacional de Energía, en 2019, mundialmente se produjeron 70

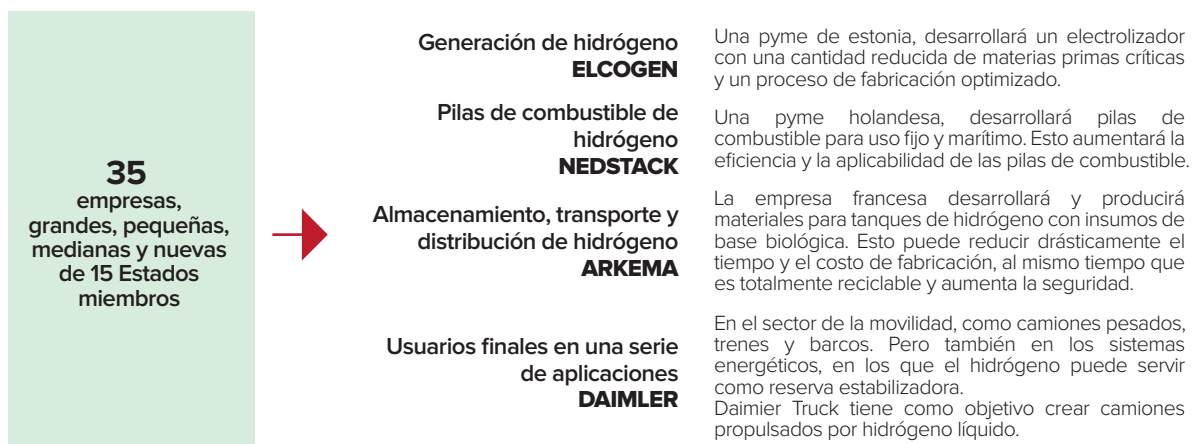


millones de toneladas de hidrógeno, 76 % a partir de gas natural, un poco más del 22 % de carbón, y prácticamente 2 % de electrólisis (International Energy Agency, 2019)

Actualmente, existen industrias que usan el hidrógeno, aunque no con fines ambientales, sino porque su operación lo requiere; por tanto, es necesario incentivarlas para que reemplacen el hidrógeno gris por verde.

- **Incluir en las estrategias un enfoque respecto a los costos de hidrógeno.** Tomando como referencia estadísticas de 2018, el costo del hidrógeno gris a partir de gas natural fue de 0.9 a 3.2 USD/Kg; a partir de carbón, fue de 1.2 a 2.2 USD/Kg; el azul (gas natural más captura de carbono) fue de 1.5 a 2.9 USD/Kg; en cambio, el verde de 3 a 7.5 USD/Kg, aproximadamente (Statista, 2020). Los costos del hidrógeno verde se determinan principalmente por el costo de la electricidad y el precio del electrolizador. En consecuencia, se deben realizar acciones para disminuir el costo de estos elementos, como escalar la producción de electrolizadores y promover la generación de electricidad por medio de fuentes renovables (IRENA, 2020a).
- **Establecer los sectores prioritarios a corto plazo.** Los usos del hidrógeno se pueden dividir en dos: i) tradicionales, que son los destinados a las refinerías, la industria del acero y la industria química, y ii) potenciales, los aplicados en la movilidad (vehículos eléctricos de celdas de combustible o camiones de extracción mineros); en la generación de calor; en el almacenamiento de electricidad, y en el Power-to-X para producir electrocombustibles y fertilizantes sintéticos.
- **Aprovechar el papel de los Tratados de Libre de Comercio, los planes nacionales y las colaboraciones entre empresas y universidades para coordinar programas de I+D.** Del análisis realizado, destaca el primer proyecto importante de interés común europeo en el sector del hidrógeno denominado IPCEI Hy<sub>2</sub>Tech de la Comisión Europea, cuyo objetivo consiste en desarrollar tecnologías innovadoras para la cadena de valor del hidrógeno, a fin de descarbonizar los procesos industriales y la movilidad. Este primer proyecto se estructura en cuatro campos tecnológicos y 41 proyectos. A continuación se mencionan algunos ejemplos:

**FIGURA 6. PARTICIPANTES EN EL DESARROLLO DE TECNOLOGÍAS (IPCEI HY<sub>2</sub>TECH)**



**Fuente:** Elaboración propia con base en Comisión Europea (2022a)

- **Explorar la armonización de normas y fortalecer el marco normativo.** Ante el escenario planteado, la promoción del hidrógeno y sus tecnologías, como herramientas con potencial para disminuir el uso de energías fósiles, conlleva el fortalecimiento de un marco normativo, que en términos generales puede incluir *i)* la normalización de las tecnologías involucradas; *ii)* la reglamentación de su uso (como en el transporte y en las instalaciones relacionadas con su almacenamiento), y *iii)* la regulación de su procedencia por medio de certificaciones de garantía de origen.



# MARCO NORMATIVO

En esta sección, se consideran algunos elementos que se requerirán para regular o normar las tecnologías vinculadas al hidrógeno verde, así como a la producción. Por lo tanto, se ha elaborado un bosquejo general de los factores que México debe incorporar para detonar la economía del hidrógeno.

Actualmente, el marco normativo no contempla ningún impedimento para la producción y comercialización de hidrógeno. No obstante, la utilización del hidrógeno para alcanzar la descarbonización requiere una normatividad que regule e impulse la economía del hidrógeno.

En este escenario, el hidrógeno se regula mediante normas de carácter general, aplicables a otro tipo de productos o sustancias peligrosas; por consiguiente, es pertinente la emisión de estándares técnicos y normas que regulen su producción y uso, ya que, por sus características físicas, debe tratarse con determinadas precauciones. Asimismo, se requiere certificados de origen del hidrógeno, principalmente aquellos que buscan garantizar que el hidrógeno sea verde, que provenga de fuentes renovables.

Por lo anterior, se podrá tomar como referencia la Ley de la Infraestructura de la Calidad, cuyo objeto consiste en fijar y desarrollar las bases de la política industrial en el ámbito del Sistema Nacional de Infraestructura de la Calidad, a través de las actividades de normalización, estandarización, acreditación, evaluación de la conformidad y metrología, promoviendo el desarrollo económico y la calidad en la producción de bienes y servicios, a fin de ampliar la capacidad productiva y el mejoramiento continuo en las cadenas de valor (*Ley de infraestructura de la calidad, 2020*).

Concretamente, si el objetivo es aprovechar el potencial manufacturero de México y posicionarse como plataforma de exportación del hidrógeno verde y sus tecnologías, es indispensable la elaboración y la vinculación de estos mecanismos que permitan establecer las bases para la regulación de la economía del hidrógeno, sin tratarse manera aislada. Es necesario considerar que los estándares internacionales establecidos por la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés) y/o por organismos supranacionales, como la Comisión Europea, son condicionales para ingresar a mercados y, sobre todo, para competir en los mercados que han desarrollado una industria alrededor del hidrógeno verde.

## ESTÁNDARES TÉCNICOS Y DE SEGURIDAD

En el ámbito global, existen organizaciones como la ISO<sup>5</sup>, que ha desarrollado estándares respecto del uso de tecnologías de hidrógeno, incluyendo especificaciones de calidad, consideraciones de seguridad en los sistemas de hidrógeno y sus múltiples usos en autos, estaciones de repostaje, entre otras.

Por otro lado, Chile, que en Latinoamérica es uno de los precursores más importantes en materia de hidrógeno verde, ha desarrollado un plan de diez años para reglamentar los usos del hidrógeno como combustible en instalaciones, transportes y almacenamiento, con un enfoque particular en los aspectos referentes a la movilidad.

En el caso de México, el análisis de los estándares técnicos se centrará en dos rubros: **i)** determinar la calidad del hidrógeno, y **ii)** establecer las necesidades de las instalaciones para la producción, el transporte, el almacenamiento y el consumo final.

En la legislación existente, hay algunos indicios de regulación sobre la calidad del hidrógeno, incluidos en las siguientes leyes:

- La LIE, en su artículo 3, contempla entre las energías limpias el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o uso en celdas de combustible, siempre que cumpla con la eficiencia mínima establecida por la CRE y los criterios de emisiones de la SEMARNAT en su ciclo de vida.
- La LTE señala que, para considerar al hidrógeno como una energía limpia, este deberá contar con un poder calorífico no menor al 70 % de los combustibles utilizados en la producción de dicho hidrógeno.
- Al respecto, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) expidió las “Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica”(CRE, 2016) y la NOM-017-CRE-2019 sobre los *Métodos de medición de variables para el cálculo del porcentaje de energía libre de combustible y procedimiento para la evaluación de la conformidad* (CRE, 2020).

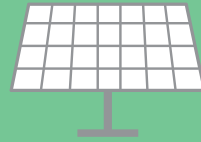
Pese a lo anterior, por el momento no se cuenta con una normatividad específica más extensa, que regule los aspectos técnicos de las instalaciones de hidrógeno. Uno de los avances que podríamos tener al crear una política con enfoque industrial en torno al hidrógeno verde es que nos permita delimitar las necesidades de los equipos y analizar qué normas existentes se pueden aplicar en la fabricación de tecnologías vinculadas.

## GARANTÍA DE ORIGEN

Uno de los objetivos fundamentales para impulsar el uso del hidrógeno es la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Por ello, los procesos de producción han evolucionado con el fin de volverse menos contaminantes a lo largo de la cadena de valor. Las certificaciones de origen se convierten así en un instrumento fundamental para determinar la procedencia del hidrógeno, y asegurar que este elemento pueda denominarse “verde” o “azul”.

Por ejemplo, la Unión Europea ha sido uno de los primeros impulsores en la creación de una garantía de origen europea por medio del programa CertiHy GO, que permite determinar que el hidrógeno pueda etiquetarse como “verde” y, de esta manera, incentivar su uso.

<sup>5</sup> Véase ISO (2021), Catálogo de Estándares relacionados con las tecnologías de hidrógeno, <https://www.iso.org/committee/54560/x/catalogue/>



# POTENCIAL MANUFACTURERO DE LAS TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN Y USO DEL HIDRÓGENO

## MÉXICO COMO PLATAFORMA DE MANUFACTURA

La transición hacia las energías renovables ha significado el nacimiento de nuevos desarrollos y de nuevas industrias, así como de un ecosistema de competencia entre los países, que va desde el desarrollo tecnológico y la manufactura, hasta la provisión de materias primas. En ese orden de ideas, una economía verde resulta ser un modelo económico que provoca relaciones virtuosas entre las tres dimensiones del desarrollo: económica, social y ambiental (ARUP y Oxford Economics, 2023).

En el caso del hidrógeno verde, México posee características que lo colocan como un jugador competitivo en la producción de dicho elemento, gracias a los recursos prospectivos renovables (solar y eólico) con los que cuenta el territorio nacional. Adicionalmente, la fortaleza del sector industrial del país lo coloca en una posición privilegiada para incorporarse en la manufactura de diversas tecnologías para la producción, el almacenamiento y el aprovechamiento del hidrógeno verde. México es la principal potencia en materia de exportaciones en la región de América Latina (37.9 %); más aún, es responsable de más de la mitad de las exportaciones de la región relacionadas con manufacturas de media y alta tecnología (BANOBRAS, 2022). En los últimos años, más del 80 % de las exportaciones del sector de manufacturas en México corresponde a bienes de media y alta tecnología (Banco Mundial, 2020).

Lo anterior ha detonado, en primer lugar, el desarrollo de habilidades y capacidades, por lo que existe una fuerza laboral capacitada y especializada en los sectores metalmecánico, automotriz, aeroespacial, eléctrico y electrónico, entre otros (BANOBRAS, 2022). En segundo lugar, ha favorecido el desarrollo de infraestructura y de una red logística que permite procesos de encadenamiento productivo, ágiles y eficientes. Asimismo, se ha desarrollado un ecosistema industrial robusto para proveer componentes de las diferentes tecnologías. En la actualidad, México cuenta con cerca de 580 mil unidades económicas asociadas al sector industrial; alrededor de 116 mil pertenecen a subsectores con potencial de encadenamiento productivo para manufacturar tecnologías asociadas a la producción, al almacenamiento y a la conversión del hidrógeno verde (ver cuadro 2). Estos subsectores, además, ocupan a cerca de tres millones de personas (INEGI, 2019).

Por otro lado, la posición geográfica de México, gracias a su cercanía con Estados Unidos, brinda acceso a uno de los mercados más grandes a nivel global. Adicionalmente, se cuenta con el Sistema Portuario Nacional, compuesto por 117 puertos y terminales, que posibilita el comercio con más de 145 países (SCT, 2020; Trafimar, 2021). La extensa red carretera y ferroviaria, por su parte, permite el transporte de mercancía hacia el interior del país por la vía terrestre.

En ese orden de ideas, existen factores que constituyen una oportunidad para consolidar la posición de México como plataforma industrial de las tecnologías del hidrógeno verde. Sumar a México a la cadena global de valor del hidrógeno verde contribuirá a la generación de empleos decentes, bien remunerados y de calidad; promoverá dinamismo en las entidades federativas; diversificará las actividades económicas del país; abrirá nuevos mercados, y permitirá seguir consolidando al país en actividades económicas de manufactura.

**CUADRO 2.** UNIDADES ECONÓMICAS ASOCIADAS A SUBSECTORES CON POTENCIAL DE PARTICIPACIÓN EN LA MANUFACTURA DE TECNOLOGÍAS ASOCIADAS AL HIDRÓGENO VERDE

Subsector	Unidades económicas	Personal ocupado
<b>Subsector 327</b> Fabricación de productos a base de minerales no metálicos	34,842	253,455
<b>Subsector 331</b> Industrias metálicas básicas	1,378	137,249
<b>Subsector 333</b> Fabricación de productos metálicos	71,390	454,118
<b>Subsector 333</b> Fabricación de maquinaria y equipo	3,281	192,577
<b>Subsector 334</b> Fabricación de equipo de computo, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos	875	377,625
<b>Subsector 335</b> Fabricación de accesorios, aparatos electrónicos y equipo de generación de energía eléctrica	1,195	241,221
<b>Subsector 336</b> Fabricación de equipo de transporte	3,250	1,292,372

**Fuente:** elaboración propia con datos del INEGI, 2019

En el presente apartado, se estudian las oportunidades nacionales a la luz de un análisis del potencial de contenido nacional de cinco tecnologías para producir, almacenar, reconvertir y utilizar el hidrógeno verde: *i)* electrolizadores; *ii)* celdas de combustible; *iii)* turbinas eléctricas; *iv)* Power to X, y *v)* tanques de almacenamiento. Cada una representa un eslabón diferente en la cadena de valor del hidrógeno. No obstante, se pretende analizar si cuentan con el potencial de producción en el territorio nacional.

## ELECTROLIZADORES

Los electrolizadores son una tecnología fundamental para generar hidrógeno de bajas emisiones. La electrólisis consiste en un proceso químico que, con el uso de electricidad, divide el agua (H<sub>2</sub>O) en sus moléculas componentes: hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>). Una vez ocurrida la separación, el hidrógeno puede almacenarse como gas comprimido o licuado para su uso final en el sector industrial, eléctrico o de transporte.

La separación de las moléculas del agua ocurre en electrolizadores alimentados por electricidad. Para que el hidrógeno producido sea catalogado como verde y tenga un mayor impacto en la reducción de los GEI, es necesario que la energía requerida para la electrólisis provenga de una fuente renovable, como la solar o la eólica.

Los electrolizadores, en función de su capacidad (baja, media o grande), pueden generar hasta 7,565 kg/h de hidrógeno, lo que implica una potencia instalada de hasta 416,075 Kw/h (Lettenmeier, 2019).

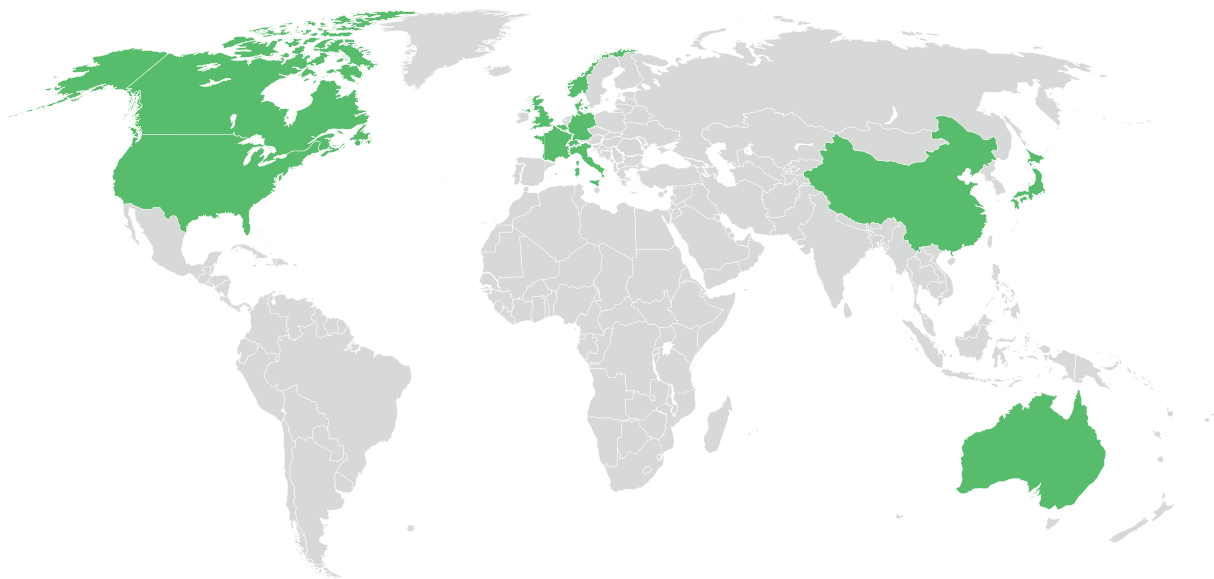
En la actualidad, existen tres tipos principales de electrolizadores: alcalinos (ALK), de membrana de intercambio de protones (PEM) y de óxido sólido (SOEC) (Accelera, 2023), que funcionan de formas ligeramente diferente, dependiendo del material electrolítico involucrado, y varían en aspectos como la eficiencia energética, la capacidad, la temperatura de operación y el

periodo de vida útil. Los electrolizadores ALK y PEM representan mayor importancia comercial. Otros electrolizadores, como los SOEC y los electrolizadores de membrana de intercambio de aniones (AEM) se encuentran aún en etapa de laboratorio con prototipos de baja potencia (< 1 kW). El presente apartado se centra en los electrolizadores tipo PEM.

La tecnología de los electrolizadores no es nueva. La manufactura de los primeros data de principios del siglo XIX, tradicionalmente a manos de pequeñas empresas. Sin embargo, en años recientes, y ante la promesa del hidrógeno como protagonista de las economías de cero emisiones netas, empresas de mayor envergadura han comenzado a adquirir y fusionar a empresas dedicadas a la manufactura de electrolizadores. Esto, a su vez, contribuirá a reducir costos, masificar el uso de dichos dispositivos y abonar al cumplimiento del potencial del hidrógeno (IRENA, 2020b).

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) identifica 30 empresas que manufacturan electrolizadores, con presencia en 14 países (ver figura 7); entre ellas, AQUAHYDREX, Asahi Kasei, AreaH<sub>2</sub>, CarboTech, Cockerill-Jingli, Cummins-Hydrogenics, DENORA, Green Hydrogen Systems, Haldor Topsoe, Honda, Hydrogen Pro, ITM Power, McPhy, NEL Hydrogen, Shanghai Zhizhen, Siemens Energy, SOLIDpower, Thyssenkrupp Uhde y Toshiba IRENA (2020a).

**FIGURA 7. PAÍSES CON EMPRESAS DE MANUFACTURA DE ELECTROLIZADORES**



**Fuente:** elaboración propia con información de IRENA (2020a)

## Electrolizadores PEM

Los electrolizadores PEM constituyen una tecnología más reciente que los ALK. Tras 60 años de ser desarrollados por la compañía General Electric (T. Wang et al., 2022), se considera que han alcanzado suficiente madurez y relevancia comercial. Este tipo de dispositivos produce hidrógeno mediante un electrolito de polímero sólido. La membrana de intercambio de protones funciona a la vez como separador de gases y como electrolito; por ello, el electrolizador funciona solo con bombeo de agua.

**FIGURA 8. ELECTROLIZADOR ALCALINO MARCA NEL**

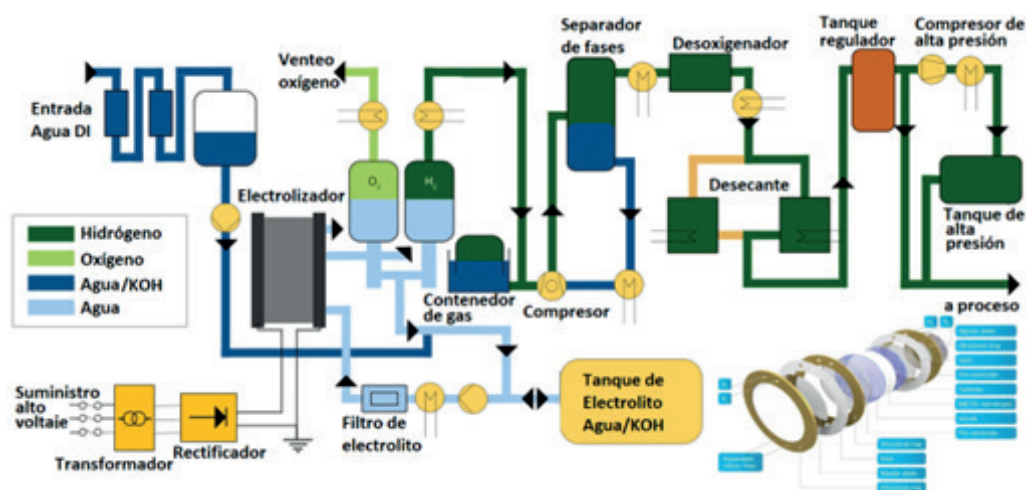


El sistema de electrólisis alcalina para producir hidrógeno se compone de una celda electrolítica y el balance de planta. La celda electrolítica de un electrolizador PEM se compone de los siguientes elementos:

- placas de soporte, fabricadas con acero inoxidable;
- placas distribuidoras de corriente, elaboradas a base de titanio y cubiertas de platino;
- soporte de electrodos, también hecho a base de titanio;
- marco de la celda, de Nylamid;
- sellos de caucho de etileno propileno dieno tipo M y silicón;
- tornillería de acero inoxidable;
- membrana del electrolizador integrada por el cátodo, cuyos materiales son el platino y el carbón, y el ánodo, elaborado con iridio, rutenio u osmio.

El iridio y el platino representan, en promedio, 25 y 13 %, respectivamente, del costo total de la membrana catalizadora del electrolizador (IRENA, 2020b). Son pocos los países proveedores de algunos de estos materiales; por ejemplo, Sudáfrica provee el 70 % y el 85 % del platino y del iridio, respectivamente, en el ámbito global (IRENA, 2020b). Si bien la investigación que se desarrolla actualmente se orienta a encontrar componentes sustitutos más asequibles, esto presenta algunos *trade-offs* en términos de eficiencia y, en particular, vida útil de los electrolizadores.

**FIGURA 9. BALANCE DE PLANTA DE UN ELECTROLIZADOR PEM**



**Fuente:** : IRENA (2020b)

Por su parte, el balance de planta está integrado por los siguientes elementos:

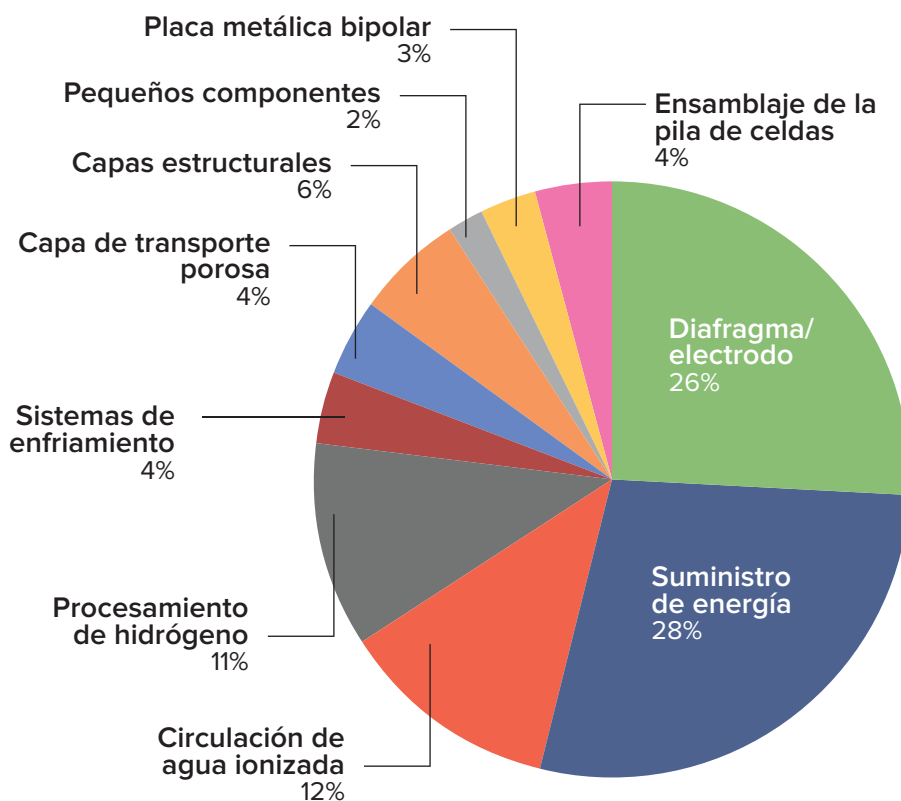
- fuerza de energía renovable, que puede ser solar, eólica, marina o geotérmica;
- entrada para el suministro de agua;
- separador de fases cátodo, que separa el hidrógeno gaseoso de la mezcla bifásica que sale del stack del electrolizador, y recircula el agua a la celda;
- separador de fases ánodo, que separa el oxígeno gaseoso de la mezcla bifásica que sale del stack del electrolizador, y recircula el agua a la celda;
- rectificador y transformador, responsables de convertir y regular la energía proveniente de las fuentes renovables para alimentar, en corriente continua, a las celdas electrolíticas y, en corriente alterna, a los sistemas auxiliares;
- desionizador de agua, para producir agua con la calidad adecuada a fin de alimentar al electrolizador;
- intercambiador de calor, que regula la temperatura y aumenta la eficiencia;
- sala de control, que constituye una interfase de usuario para el control y monitoreo del proceso;

- i. bombas de recirculación del agua desionizada;
- j. tanques y pipas para almacenar y transportar el hidrógeno verde producido;
- k. compresor y ductos para el acondicionar y transportar el hidrógeno.

El intercambiador de calor y la bomba de circulación se manufacturan con materiales como el acero, el acero inoxidable, viton, neopreno, titanio, aluminio, hierro, grafito y carburo de silicio (Froztec, 2023).

La transacción documentada por concepto de compra-venta de un electrolizador PEM de 1.25 MW en 2022 ascendió a 2.6 millones de dólares; esto es, \$2,008 USD/kW instalado (NEL, 2021). El desglose del costo por componentes refleja que casi la tercera parte corresponde a la fuente de suministro de energía. El costo de la placa metálica bipolar es igualmente significativo. Además, el costo de la membrana catalizadora, por los materiales utilizados, equivale al 11 % del total (ver figura 10).

**FIGURA 10.** COSTO DESGLOSADO POR COMPONENTES Y COSTO DE INVERSIÓN DE UN ELECTROLIZADOR PEM DE 1 MW



Fuente: IRENA (2020b)

El LCOH<sub>2</sub> de un electrolizador PEM va de \$10 a \$15 USD/kg. El tiempo de operación de los electrolizadores afecta el LCOH<sub>2</sub>. A mayor tiempo de operación, menor es el costo de capital y el costo nivelado global (Juárez-Casildo et al., 2022).

En la actualidad, el costo nivelado de producir hidrógeno verde con cualquier tipo de electrolizador es muy superior al de producir hidrógeno gris (aproximadamente cuatro veces mayor) (Asociación Mexicana de Hidrógeno, 2022). No obstante, dados el contexto geopolítico y los compromisos en materia de emisiones, la producción de hidrógeno vía electrólisis del agua resulta ser un método cada vez más utilizado.



## Investigación y desarrollo en México en materia de electrolizadores

En México, existen varios proyectos de desarrollo tecnológico en torno a la producción de hidrógeno vía electrólisis del agua. El Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), desde hace 20 años, cuenta con proyectos relacionados con el desarrollo de electrolizadores. Dichos proyectos se orientan a incrementar la eficiencia y la capacidad de electrolizadores tradicionales de tecnología PEM. Hoy cuentan con prototipos de 1 kW con eficiencias del 75 %, que buscan ser escalados en el corto plazo a una categoría intermedia de 2 kW, que permita un posterior escalamiento vía integración de módulos, y con eficiencias superiores al 80 %. En el mediano plazo, se espera un escalamiento hasta de 5 kW. Asimismo, trabajan en tecnologías de electrolizadores con menor madurez de membranas de intercambio aniónico, con objeto de reducir costos mediante la sustitución de los materiales de las membranas y de los catalizadores, por metales menos costosos y más comunes en México, como la plata, el cobre, el níquel y el oro. De manera paralela, la investigación busca reducir el costo de la electricidad, lo que impactaría de manera positiva a las tecnologías de producción de hidrógeno verde, ya que este es el principal insumo que impacta el LCOH<sub>2</sub>.

El Centro de Investigación Científica de Yucatán (CICY) también desarrolla una investigación de relevancia para sustituir metales nobles en el electrolito por otras materias primas disponibles en México, como el manganeso, el grafito y los polímeros. Asimismo, la investigación del CICY comprende el modelamiento por dinámica computacional de nuevos prototipos para alcanzar mayores niveles de eficiencia a partir de diversas variables.

El Instituto Politécnico Nacional (IPN) se ha especializado en el desarrollo de electrolizadores ALK, y ha desarrollado prototipos que hoy se encuentran en proceso de transferencia. En el corto plazo, se espera el escalamiento de 5 a 10 kW, y en el mediano plazo, hasta 50 kW. El prototipo actual de 5 kW tuvo un costo de alrededor de \$57 millones USD, con varios componentes integrados en México. En total, hay 11 instituciones nacionales que llevan a cabo investigación y desarrollo tecnológico en torno a los electrolizadores para la producción de hidrógeno (ver anexo 2).

La investigación en torno a la manufactura de electrolizadores en México ha permitido instalar capacidades para desarrollar los diferentes componentes. Algunas limitaciones se relacionan con que los prototipos de baja potencia aún no se transfieren a la industria, lo que no permite su escalamiento. Además, la fabricación de electrolizadores se lleva a cabo manualmente, lo que, en caso de una demanda, se traduciría en cuellos de botella. Por último, los centros de investigación y desarrollo tecnológico enfrentan presupuestos limitados.

De conformidad con las personas expertas, México cuenta con un amplio potencial para participar en la cadena de proveeduría y fabricación de electrolizadores y de cada uno de sus componentes. Algunos de los factores que representan fortalezas en ese sentido son:

- i. la formación de capital humano en la materia desde las universidades y los centros de investigación;
- ii. la capacidad instalada de México en relación con la manufactura metalmecánica, que permitiría participar en la integración del hardware de las celdas electrolíticas y de otros componentes del balance de planta;
- iii. la relevancia de la industria acerera y su capacidad de producción, que coloca a México como el 15° mayor productor de acero en el mundo;
- iv. la relevancia de la industria de fabricación de componentes electrónicos, con 444 empresas en México que ocupan a más de 190 mil personas;
- v. los avances tecnológicos para sustituir materiales críticos en los electrolizadores ALK y PEM por materiales disponibles en México; este último aspecto permitiría el desarrollo de la industria minera a fin de proveer insumos para la manufactura de electrolizadores.

## CELIDAS DE COMBUSTIBLE

Se trata de un dispositivo electroquímico de conversión directa de energía química en energía eléctrica por medio de una reacción. La reacción química para producir electricidad se genera por medio de una fuente externa de combustible y oxígeno. Las celdas de combustible pueden usar una amplia gama de combustibles y materias primas, y son capaces de proporcionar energía para sistemas tan grandes como una central eléctrica, y tan pequeños como una computadora portátil. Las celdas de combustible alimentadas por hidrógeno pueden variar en cuanto al tipo de tecnología utilizada. (ver cuadro 3).

**CUADRO 3. CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE**

	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
<b>Membrana de electrolito polimérico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energía de respaldo</li> <li>Energía portátil</li> <li>Generación distribuida</li> <li>Transporte</li> <li>Vehículos especiales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El electrolito sólido reduce la corrosión</li> <li>Baja temperatura de operación</li> <li>Rápido arranque</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Catalizadores costosos</li> <li>Sensible a impurezas en el combustible</li> </ul>
<b>Alcalina</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Militar</li> <li>Espacial</li> <li>Energía de respaldo</li> <li>Transporte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Componentes menos costosos, dada la variedad de materiales</li> <li>Baja temperatura de operación</li> <li>Rápido arranque</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensible a la presencia de CO<sub>2</sub> en el combustible y en el aire</li> <li>Manejo complejo del electrolito</li> <li>Conductividad del electrolito</li> </ul>
<b>Ácido fosfórico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generación distribuida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aptas para calderas de calefacción y generación de electricidad</li> <li>Tolerancia a impurezas en el combustible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Catalizadores costosos</li> <li>Lento arranque</li> <li>Sensible a la presencia de sulfuro</li> </ul>
<b>Carbonatos fundidos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Suministro eléctrico</li> <li>Generación distribuida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta eficiencia</li> <li>Flexibilidad en el combustible utilizado</li> <li>Aptas para calderas de calefacción y generación de electricidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosión y degradación de componentes por altas temperaturas de operación</li> <li>Lento arranque</li> <li>Baja densidad energética</li> </ul>
<b>Óxido sólido</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energía auxiliar</li> <li>Suministro eléctrico</li> <li>Generación distribuida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta eficiencia</li> <li>Flexibilidad en el combustible utilizado</li> <li>Aptas para calderas de calefacción y generación de electricidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosión y degradación de componentes por altas temperaturas de operación</li> <li>Lento arranque</li> </ul>

**Fuente:** Elaboración propia con base en EERE (s. f.)

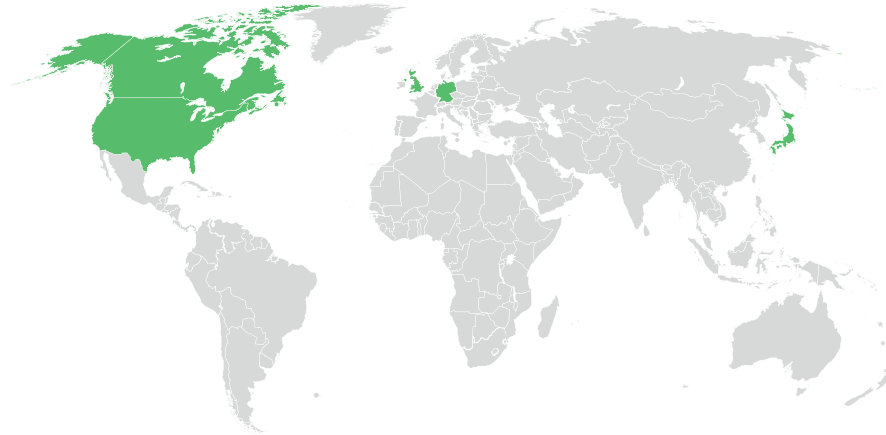
La celda de combustible funciona por la alimentación del hidrógeno como combustible hacia el ánodo, que sirve como catalizador para oxidar al hidrógeno, generando protones de hidrógeno y electrones. Los protones de hidrógeno, posteriormente, se transportan a través del electrolito hacia el cátodo, mientras que los electrones pasan a través de un circuito externo para transportarse al cátodo. En el lado del electrodo positivo, se alimenta oxígeno, el cual, al pasar a través del cátodo, genera una reacción de reducción del oxígeno y, al interactuar con los protones de hidrógeno, se produce agua.

Cuando el hidrógeno es el combustible que alimenta la celda, los únicos productos son agua, electricidad y calor; en consecuencia, se trata de dispositivos con cero emisiones de CO<sub>2</sub>. Por ello, esta tecnología se anticipa prometedora ante los compromisos de descarbonización de los países<sup>6</sup>.

El mercado de la manufactura de las celdas de combustible es relativamente competitivo, con varios actores que desarrollan y comercializan esta tecnología; entre los principales, se encuentran Ballard Power Systems, FuelCell Energy, Plug Power, Mitsubishi Power, Panasonic, Intelligent Energy y Cummins.

<sup>6</sup> Además, esta tecnología presenta ventajas con respecto de las baterías de litio; por ejemplo, posee mayor capacidad para proveer respaldo de energía por más tiempo; tiene mayor densidad energética y no requiere condiciones especiales para su almacenamiento.

**FIGURA 11.** PAÍSES CON EMPRESAS DE MANUFACTURA DE CELDAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO



**Fuente:** elaboración propia

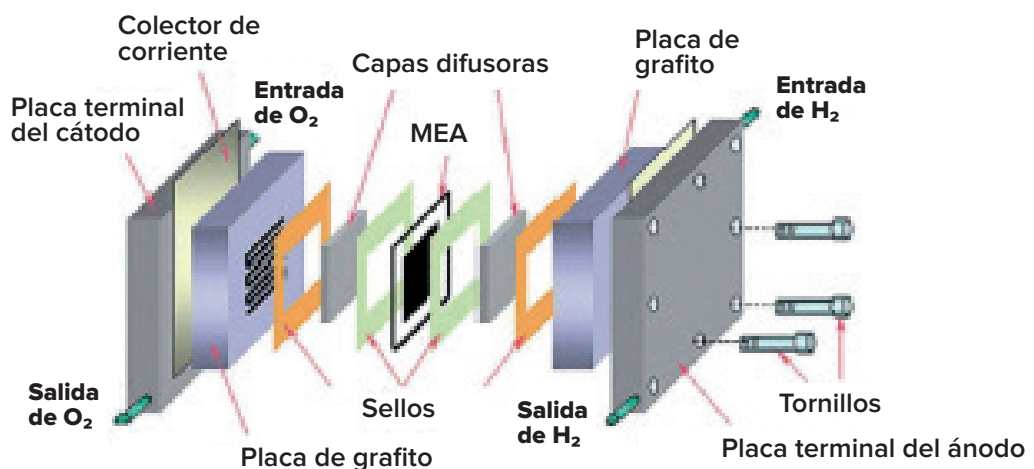
De igual modo, existe toda una industria de proveeduría de componentes y de materia prima para manufacturar celdas de combustible:

- Grafito: Graphite India Limited y St. Marys Carbon.
- Negro de humo: Cabot, RP-Sanjiv Goenka Group y Orion.
- Electrocatalizadores: TFP Hydrogen products y Pajarito Powder.
- Nanomateriales: ANP, UbiQD, BASF Chemical Company.
- Electrolitos: NEI Corporation, io-li-tec.
- Extracción de metales como platino, iridio, paladio, níquel y rutenio, entre otros): Impala Platinum, Anglo American Platinum, Nornickel.

En general, las celdas de combustible se componen de los siguientes elementos:

- Placa terminal del cátodo
- Placa terminal del ánodo
- Colector de corriente
- Placas de grafito
- Capas difusoras
- Ensamble membrana-electrodo
- Sellos
- Tornillos

**FIGURA 12.** COMPONENTES DE UNA CELDA DE COMBUSTIBLE

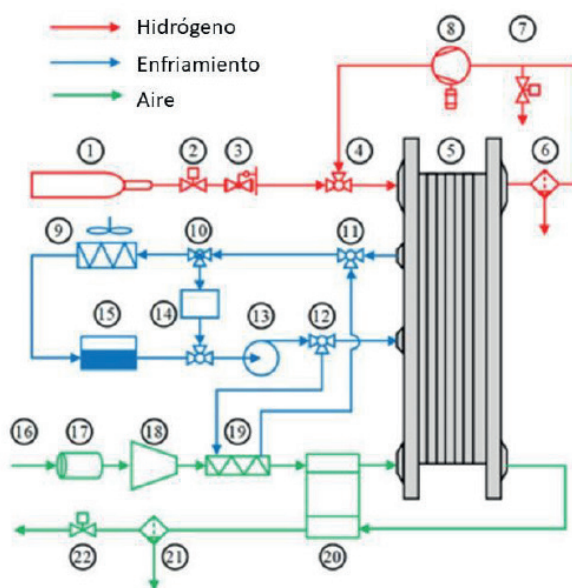


**Fuente:** : Barreras & Lozano (2012)

El balance de planta incluye, además:

- |                                 |                             |
|---------------------------------|-----------------------------|
| 1. Tanque de hidrógeno          | 10. Termostato              |
| 2. Válvula solenoide            | 13. Bomba de enfriamiento   |
| 3. Válvula reguladora           | 14. Recolector iónico       |
| 4. 11. 12. Válvula de tres vías | 15. Tanque de agua          |
| 5. Celda de combustible         | 16. Aire                    |
| 6. 21. Salidas de agua          | 17. Filtro                  |
| 7. 22. Válvulas de descarga     | 18. Compresor               |
| 8. Bomba de recirculación       | 19. Membrana humidificadora |
| 9. 20. Radiadores               |                             |

**FIGURA 13.** BALANCE DE PLANTA DE UNA CELDA DE COMBUSTIBLE PEM



**Fuente:** Jiao et al. (2021)

Si bien los costos de las celdas de combustible alimentadas por hidrógeno varían por tipo, derivado de las diferencias entre los materiales utilizados, en términos generales, esta tecnología sigue siendo costosa, lo que implica una limitación para llegar a una comercialización de mayor alcance. Al igual que en otras tecnologías analizadas, se anticipa una reducción en los costos a partir del desarrollo tecnológico para la sustitución de materiales y la fabricación en serie, a fin de generar economías de escala. Pasar de una producción de 100 a 50,000 sistemas de celdas de combustible reduce el costo unitario de \$8,521.79 USD a \$648.05 USD (ver cuadro 4).

La manufactura de celdas de combustible, al igual que la de electrolizadores, utiliza metales nobles como el platino, lo que incrementa considerablemente el costo de la tecnología. La investigación se centra, por lo tanto, en la sustitución por materiales más comunes y económicos. Como se mencionó en la sección 3.2, la producción de este tipo de metales se encuentra concentrada en ciertos países, por lo que la manufactura de las celdas requiere su importación.

El mercado de celdas de combustible ha tenido un acelerado crecimiento en países como China, Japón y Corea del Sur. De manera específica, en China, el mercado de celdas de combustible de hidrógeno va al alza, como resultado de las políticas de subsidio al uso de vehículos de hidrógeno y a la adquisición de transporte de pasajeros alimentado por hidrógeno (Mordor Intelligence, 2023).

**CUADRO 4.** COSTO DESGLOSADO DE COMPONENTES DE UNA CELDA DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO, POR TAMAÑO DE PRODUCCIÓN

	Costo unitario de un sistema de celdas de combustible de 5 Kw (producción de 100 sistemas) (USD)	Costo unitario de un sistema de celdas de combustible de 5 Kw (producción 50,000 sistemas) (USD)
Ensamble membrana-electrodo	4767.90	280.83
Empaque del ánodo y del sistema de enfriamiento	146.55	24.01
Empaque del cátodo	114.06	11.58
Placa bipolar del ánodo	416.42	66.16
Placa bipolar del cátodo	239.98	54.27
Placas terminales	103.66	17.50
Materiales de ensamblaje	48.15	40.18
Labor de ensamblaje	35.31	27.43
Pruebas y acondicionamiento	2649.76	126.09
<b>Total</b>	<b>8521.79</b>	<b>648.05</b>

**Fuente:** : (Batelle Memorial Institute, 2016)

Toyota y Hyundai ya comercializan vehículos eléctricos que funcionan con pilas de hidrógeno. BMW también iniciará la comercialización de un modelo que utiliza celdas de combustible de hidrógeno. Los vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés) usan electricidad para impulsar un motor eléctrico, el cual transmite la potencia mecánica hacia las ruedas. A diferencia de los vehículos totalmente eléctricos, los FCEV producen electricidad utilizando una celda de combustible alimentada por hidrógeno, en lugar de extraer electricidad solo de una batería. Las celdas de combustible con electrolito polimérico intercambiadora de protones (PEMFC, por sus siglas en inglés) son las más utilizadas para aplicaciones en el transporte.

Otra aplicación extendida de las celdas de combustible de hidrógeno se da en plantas generadoras eléctricas estacionarias; de esta manera, se sustituye el empleo de motores Diesel. Estas plantas tienen capacidades de 24kW a 78MW. Las celdas de combustible de carbonato fundido y de óxido sólido son las más utilizadas en este tipo de aplicación.

## TURBINAS ELÉCTRICAS

Las turbinas son una tecnología madura que consiste en motores que convierten la energía de un fluido (aire, gas, vapor de agua) en energía mecánica o eléctrica. Inicialmente, el aire es comprimido y luego mezclado con el combustible en un combustor. La mezcla de aire-combustible es quemada y los gases de combustión calientes se expanden a través de una turbina para producir energía eléctrica en un generador.

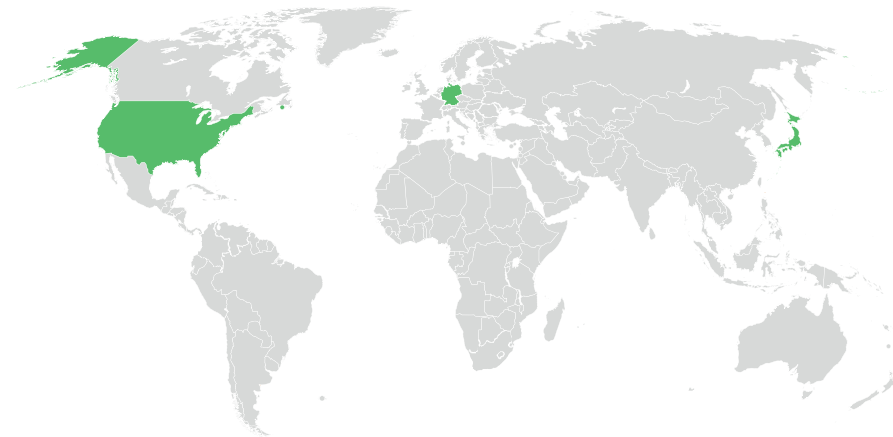
Las eficiencias termodinámicas de las turbinas de gas (28-35 %) se pueden aumentar cuando el gas exhausto caliente se utiliza para generar vapor, que a su vez pone en marcha una turbina de vapor para producir energía eléctrica adicional. A este proceso se le conoce como ciclo combinado (CC), ya que emplea dos ciclos termodinámicos, alcanzando eficiencias de 55 % a 60 % (Díaz-Herrera et al., 2021).

En todos los casos, se emplea gas natural (constituido principalmente por metano) como combustible de alimentación en turbinas de gas. Sin embargo, recientemente ha crecido el interés de utilizar mezclas de gas natural con hidrógeno, proceso conocido como *blending*. Lo anterior tiene como propósito reducir la huella de carbono en el proceso de generación eléctrica. La intensidad de carbono (medido en kgCO<sub>2</sub> por cada MW generado) se reduce a medida que se aumenta el porcentaje de contenido de hidrógeno en la mezcla de gas combustible. Esto se debe principalmente a que la combustión de hidrógeno resulta en emisiones de vapor de agua.

Actualmente, existen turbinas de gas con la capacidad de operar con porcentajes de *blending* de hidrógeno de bajos a medios ( $\leq 30\%$  vol.); se les realiza modificaciones menores, en especial al sistema de manejo de combustible y combustor. Sin embargo, se espera que a largo plazo (2050) gran parte de la infraestructura actual de turbinas de gas sea capaz de reconfigurarse para operar con altos porcentajes de *blending* de hidrógeno ( $\geq 50\%$  vol.). Mitsubishi Power está ejecutando uno de los proyectos más relevantes para el uso de *blending* de hidrógeno en turbinas gas en el mundo. Dicho proyecto consiste en una turbina de 840 MW, con capacidad de *blending* creciente: 30 % de hidrógeno en 2025 y 100 % en 2045 (Clark, 2022).

El mercado de la manufactura de turbinas se concentra principalmente en cuatro grandes empresas: GE Energy, Siemens, Solar Turbines y Mitsubishi Hitachi Power Systems (Slade y Palmer, 2020).

**FIGURA 14.** PRINCIPALES EMPRESAS MANUFACTURERAS DE TURBINAS



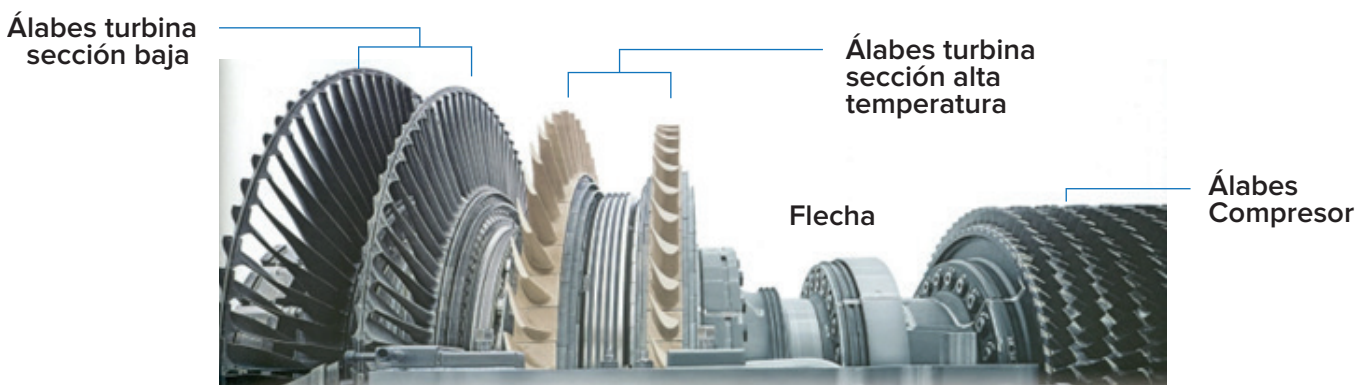
**Fuente:** Slade & Palmer (2020)

Los componentes de una turbina son (ver figura 16):

- álabes de alta y baja temperatura
- flecha
- compresor
- boquillas

Dichos componentes, en su mayoría, se fabrican a base de superaleaciones, nitruro de aluminio, carburo de silicio, grafito, nitruro de silicio, alúmina ( $Al_2O_3$ ) y mullita o porcelanita. Las superaleaciones constituyen el insumo más costoso y están presentes en diferentes componentes de la turbina de gas, como los álabes de turbina y el compresor, las boquillas de turbina y la cámara de combustión.

**FIGURA 15.** COMPONENTES DE UNA TURBINA DE GAS

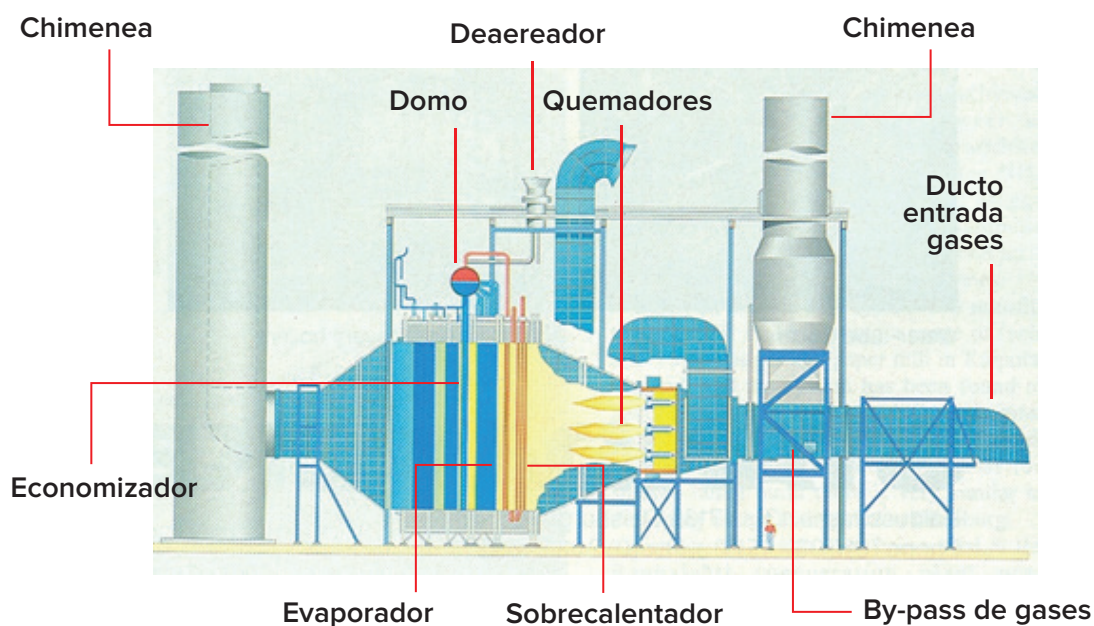


**Fuente:** Alcaraz-Calderón (2020)

Por su parte, el balance de planta se integra por los siguientes elementos:

- chimenea
- precalentador
- deaerador
- chimenea
- domo
- quemadores
- economizador
- evaporador
- sobrecalentador
- *by-pass* de gases

**FIGURA 16.** BALANCE DE PLANTA DE UNA TURBINA



**Fuente:** Alcaraz-Calderón (2020)

El costo de las superaleaciones es muy elevado, puesto que se integran por elementos escasos en la naturaleza, o requieren una pureza muy alta. Entre ellos, se encuentran el cromo, el níquel, el cobalto, el hierro, el wolframio, el molibdeno, el titanio, el columbio, el vanadio, el carbono, el boro y el tantalio.

Mediante el uso del *software* Thermoflow™, programa especializado en tecnologías de generación eléctrica, se realizó un estimado de la composición de costos para una central de CC con una potencia neta de 411.3 MW. Los resultados muestran que la turbina de gas tiene un costo total de alrededor de 160 millones de dólares, y es el componente más costoso de la central de CC.

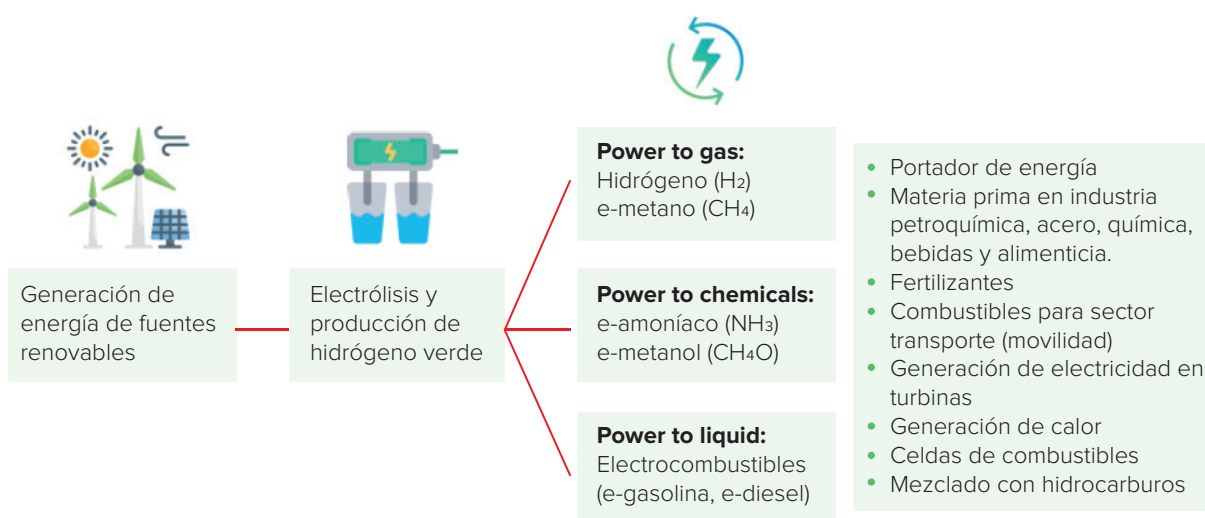
Derivado del desarrollo industrial actual y de la presencia de empresas con capacidad para el desarrollo tecnológico de sistemas de control distribuido y monitoreo de emisiones, así como de turbinas de vapor, se identifica que existe potencial de incrementar el contenido nacional esperado de 34.9 % a 58.8 %, con base en los costos desglosados que significan estos componentes.

En México, algunas empresas, como Turbomáquinas SA de CV, se dedican al mantenimiento y fabricación de componentes menores de las turbinas (por ejemplo, álabes, sellos, chumaceras). En total, el Censo Económico 2019 identifica 61 unidades económicas dedicadas a la actividad económica de fabricación de motores de combustión interna, turbinas y transmisiones, actividad que ocupa a 24,090 personas. Si bien no se trata exclusivamente de empresas de manufactura de turbinas, el dato da cuenta del capital humano desarrollado en torno a dicha industria.

## POWER TO X (PTX)

PtX es una tecnología que consiste en el uso de energía proveniente de fuentes renovables, y su transformación en un vector energético que puede tomar diferentes formas (ver figura 17). En otras palabras, tras el proceso de electrólisis, esta tecnología permite almacenar el hidrógeno en forma pura o como compuesto (Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Chemicals), dependiendo de las necesidades que se atiendan. El hidrógeno es un gas con alta capacidad energética por kilo, pero baja capacidad si se considera el gran volumen que ocupa, dada su liviandad (Orsted, s. f.). Por lo anterior, PtX permite no solo almacenar hidrógeno, sino combinarlo con otros elementos para incrementar su densidad energética. Por ejemplo, al mezclarlo con carbono, produce e-metanol, o si se le combina con nitrógeno, produce e-amoniaco. Dichos compuestos, posteriormente, contribuyen a alimentar el transporte marítimo, el transporte aéreo, aplicaciones residenciales y aplicaciones industriales.

FIGURA 17. POWER-TO-X



**Fuente:** elaboración propia.

PtX es clave en una economía del hidrógeno, pues permite solventar algunas barreras principales asociadas a las fuentes renovables tradicionales y al propio hidrógeno; en particular, la capacidad de almacenar esa energía para su posterior reconversión y uso con fines industriales o de transporte pesado (ver cuadro 5). De esta manera, PtX contribuye a descarbonizar industrias o medios de transporte donde las energías renovables no llegan de manera directa. Más aún, permite reciclar el CO<sub>2</sub> emitido en otras aplicaciones para la generación de los compuestos de PtX.

Esta tecnología, por tanto, propone solución a tres grandes paradigmas:

1. almacenar energía limpia para aumentar la capacidad, la flexibilidad, la calidad y la resiliencia de la red eléctrica y el sector de movilidad eléctrica;
2. solucionar la intermitencia de la fuente primaria renovable;
3. transportar energía de manera sostenible.



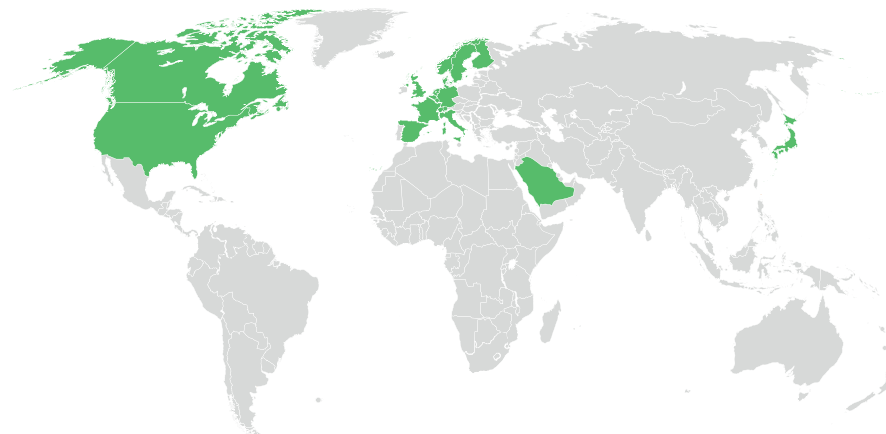
**CUADRO 5. CARACTERÍSTICAS Y USOS DE PRODUCTOS QUÍMICOS DE PTX**

Combustible sintético	Insumos			Características	Conversión	Usos
	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			
Hidrógeno verde	X			Gas sintético de baja densidad	Electrólisis del agua	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Vector de energía</li> <li>2. Movilidad</li> <li>3. Generador de electricidad en turbinas o generadores de vapor</li> <li>4. Material prima en industria de bebidas y alimentaria</li> </ol>
e - metano	X	X		Gas sintético	Descomposición de materia orgánica encontrada en fuentes petrolíferas y síntesis de CO <sub>2</sub>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Materia prima para la producción de metanol, ácido acético, anhídrido acético</li> <li>2. Generación de electricidad en turbinas o generadores de vapor</li> </ol>
e - metanol	X	X		Alcohol líquido	Reacción catalítica Hidrogenación del CO <sub>2</sub>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Vector de energía</li> <li>2. Combustible en la generación de electricidad en motores de turbinas</li> <li>3. Materia prima en la industria química: disolvente, refrigerante</li> <li>4. Desnitrificador en plantas de tratamiento de agua residual</li> <li>5. Celdas de combustible para vehículos eléctricos</li> <li>6. Sector transporte, mezclado con gasolina</li> <li>7. Materia prima para generar electrocombustibles</li> </ol>
Electro combustibles	X	X		Combustibles líquidos	Doble reacción catalítica de la hidrogenación del CO <sub>2</sub>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Combustible para motores de combustión interna</li> <li>2. Combustible de calefacciones</li> </ol>
e - amoniaco	X		X	Gas sintético	Reacción catalítica del hidrógeno con el nitrógeno	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Vector de energía</li> <li>2. Insumo para la industria de fertilizantes, gas, refrigerante, producción de plásticos, explosivos, telas, pesticidas, tintura</li> <li>3. Para uso como combustible, se debe disgregar el hidrógeno</li> </ol>

**Fuente:** Bustos Rojas y Gómez Herrera (2014)

Dadas las múltiples aplicaciones y la relevancia de PtX en el contexto de una economía del hidrógeno, varias empresas comercializan tecnologías para la producción de X, entre ellas: Acwa Power, Advent, AirLiquide, Ansaldo Energía, Asociación Española del Hidrógeno, Ballard, Better Energy, Blue World, Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), Crossbridge Energy Fredericia, Cummins, Electrochaea, ENEL, Equinor, Eurowind, Everfuel, H<sub>2</sub> Energy, Iberdrola, International PtX Hub, IRD, Linde, Lhyfe, MAN Energy Solutions, Mitsubishi Power, Nature Energy, NEL, Nouryon, Orsted, Phoenix Contact, QPower, REintegrate, Shell, Siemens Energy, Skovgaard, Smart Energy, Topsoe, Vattenfall, Vestas, Wärtsilä, Weidmüller (Ministry of Foreign Affairs of Denmark, s. f.).

**FIGURA 18. PAÍSES CON EMPRESAS QUE DESARROLLAN TECNOLOGÍA PTX**



**Fuente:** Ministry of Foreign Affairs of Denmark (s. f.).

Algunos países como Dinamarca se han consolidado como líderes en la producción de e-combustibles con proyectos de gran escala en el desarrollo de tecnologías de PtX. En América Latina, Chile y Colombia cuentan con proyectos de Power-to-X para la exportación de los combustibles sintéticos.

## Power-to-gas

### *Hidrógeno verde*

Principales realidades técnicas que justifican esta tecnología

1. Se puede almacenar y transportar con alta densidad energética, con ventajas significativas al ser comparado con las baterías convencionales, principalmente económicas, de protección al medioambiente y de velocidad de recarga energética.
2. Su combustión en máquinas térmicas es posible. Lo cual permite una transición sostenible para lograr las metas de descarbonización e independencia de fuentes fósiles.
3. Su uso en celdas de combustible es más eficiente al compararse con la combustión en máquinas térmicas, lo cual permite ventajas de obtención de energía útil, equivalente a tiempo o distancia de autonomía, y reducción de emisiones.

La información relacionada con el balance de planta, costos y contenido nacional de las tecnologías de electrólisis, almacenamiento y celdas de combustible de hidrógeno verde se encuentra detallada en las secciones correspondientes.

### *E-metano*

El uso del hidrógeno verde para producir e-metano es una ruta que ha cobrado relevancia, como habilitador del uso del hidrógeno de formas más eficientes en la economía. En ese sentido, el e-metano presenta dos ventajas fundamentales: en primer lugar, posee una densidad de energía volumétrica 20 % mayor que el hidrógeno, por lo que se logran eficiencias en el transporte y uso de este compuesto; la segunda ventaja clave del e-metano es que puede utilizar, sin cambios, toda la infraestructura existente para gas natural, sin necesidad de grandes inversiones para su transportación vía ductos.

La producción de este compuesto requiere, en primera instancia, un proceso de electrólisis y, posteriormente, un proceso de metanización. Este último proceso puede darse por dos vías:

1. mediante el uso de reactores biológicos, donde los microorganismos sirven como biocatalizadores;
2. mediante catálisis heterogénea.

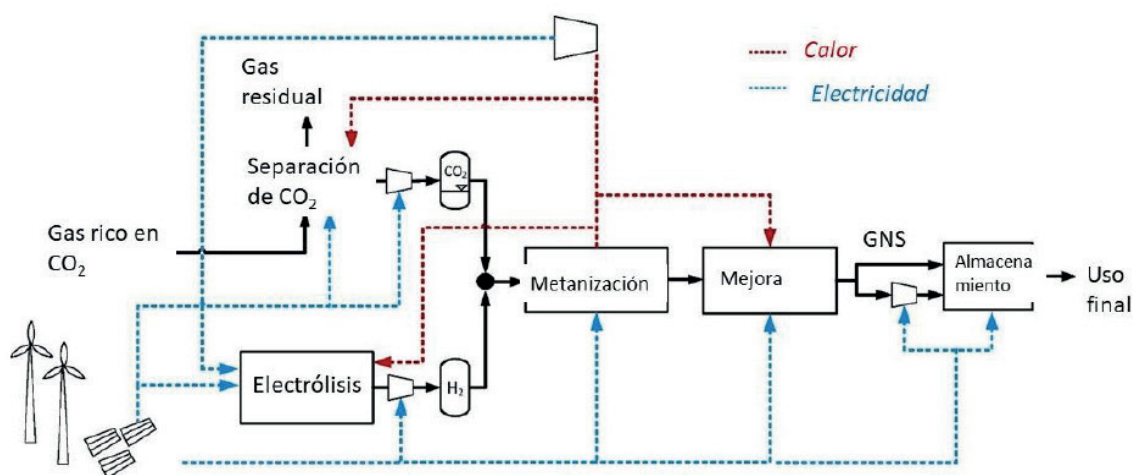
Los reactores de metanización catalítica funcionan a temperaturas de entre 200°C y 550°C y a presiones que oscilan entre 1 y 100 bar. Se pueden usar varios metales, como níquel, rutenio, rodio y cobalto como catalizadores, para la reacción de metanización. El níquel suele ser la elección óptima del catalizador debido a su selectividad.

La cadena de procesos Power-to-Gas se propuso por primera vez en Japón, en las décadas de 1980 y 1990. En los últimos años, ha comenzado a crecer un interés más amplio en Power-to-Gas (especialmente en Europa), impulsado por la creciente participación de la energía eólica y solar de Suiza, Dinamarca, Francia y Alemania, donde las plantas piloto están en construcción. En Escocia, la planta Westfield Coal Gasification Plant produce 2.46 millones de Nm<sup>3</sup>/h de gas natural sintético a partir de carbón. La unidad de metanización compuesta por reactores de lecho fijo con reciclaje de gas con una unidad de purificación Lurgi-Rectisol.

## Balace de planta de Power-to-Methane

1. Planta de generación de energía renovable.
2. Para la producción del hidrógeno:
  - Electrolizador
  - Compresor
  - Tanque de almacenamiento de hidrógeno
3. Para la producción del metano:
  - Separador de CO<sub>2</sub>
  - Compresor de CO<sub>2</sub>
  - Tanque de almacenamiento de CO<sub>2</sub>
  - Reactor para la metanización
4. Para el almacenamiento y uso del Gas Natural Sintético (GNS) derivado:
  - Tanque de almacenamiento del GNS
  - Estación de inyección del GNS a la red eléctrica

FIGURA 19. PLANTA POWER-TO-METHANE



Fuente: Gorre et al. (2019)

CUADRO 6. COMPOSICIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE PRODUCCIÓN DE E-METANO

Año	2017		2030		2050	
MW	1	10	1	10	1	10
Sistema de electrólisis (€ <sub>2017</sub> /kW)	1,180	665	470	415	350	245
Sistema de metanización (€ <sub>2017</sub> /Kw <sub>GNS</sub> )	600	350	375	295	335	235
Almacenamiento de hidrógeno (€ <sub>2017</sub> /m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> )	100	75	75	75	50	50
Almacenamiento de CO <sub>2</sub> (€ <sub>2017</sub> /m <sup>3</sup> )	100	50	50	50	50	50
Compresor de CO <sub>2</sub> (€ <sub>2017</sub> /kg)	2,465	1,233	1,233	1,000	1,000	750
Estación de inyección de GNS a la red	75	75	75	75	50	50
Almacenamiento de GNS	100	50	50	0,08	50	50
Costos de instalación (% CAPEX)	28	10	10	10	10	10
Costos de planeación y diseño (% CAPEX)	0	100	140	160	100	140
Costos de remplazo (k€ <sub>2017</sub> )	354	199,5	141	124,5	105	73,5

Fuente: Gorre et al. (2019)

## Power-to-chemicals

### Power-to-ammonia

La tecnología Power-to-ammonia consiste en la utilización del hidrógeno verde como insumo para generar una reacción química con el nitrógeno, que derive en el amoniaco. Al igual que en otras aplicaciones de PtX, el amoniaco —dependiendo del uso final que se persiga— presenta ciertas ventajas respecto del hidrógeno por sí solo. La primera de ellas es que posee una mayor densidad volumétrica de energía, por lo que su almacenamiento implica menos retos. Además, el amoniaco puede ser utilizado en diversas aplicaciones: como fuente de energía, mediante combustión directa, o en celdas de combustible; en la producción de fertilizantes (actualmente, este es el principal destino del amoniaco, 80 %); en la industria farmacéutica; en la industria química; en la industria minera; en la industria del papel, del hule y de productos de piel; en el tratamiento de aguas residuales, y en la refrigeración de alimentos, bebidas y otros químicos (Bennani et al., 2016).

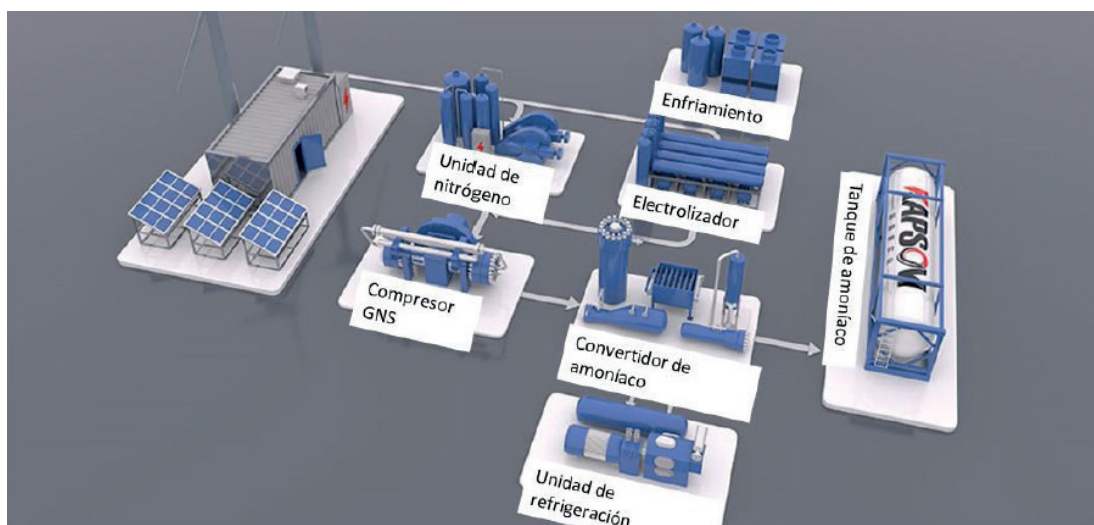
El proceso de producción de e-amoniaco conlleva, por un lado, la producción de hidrógeno verde vía electrolisis y, por otro, la separación del aire para obtener nitrógeno. De ambos procesos, y mediante una reacción Haber-Bosch, se deriva el amoniaco.

Respecto de la producción de nitrógeno existen tres métodos (Bennani et al., 2016):

- Destilación criogénica. Es el más popular comercialmente hablando. Aprovecha las diferencias en el punto de ebullición de tres elementos: nitrógeno, oxígeno y argón.
- Separación a través de una membrana de polímero. Este sistema funciona mediante filtración de gases
- Adsorción por cambio de presión. En esta modalidad, el aire comprimido pasa por varios filtros; una vez que se cuenta con aire puro, este es sometido a altas presiones que conllevan la adsorción del oxígeno y su separación del nitrógeno.

Cuando se obtienen ambos elementos, se combinan en un reactor catalítico de acero que requiere temperaturas de entre 350 y 550°C, y presión de entre 100 y 300 bar. Del total de la mezcla, solo entre el 15 y el 30 % deriva en amoniaco. Ya que se obtiene el compuesto, se almacena a altas presiones y se transporta con estrictas medidas de seguridad, dados los riesgos en su manejo. La tecnología de separación del aire y de síntesis de hidrógeno y nitrógeno no es nueva; por lo tanto, se encuentra en un estado de madurez.

**FIGURA 20.** BALANCE DE PLANTA POWER-TO-AMMONIA

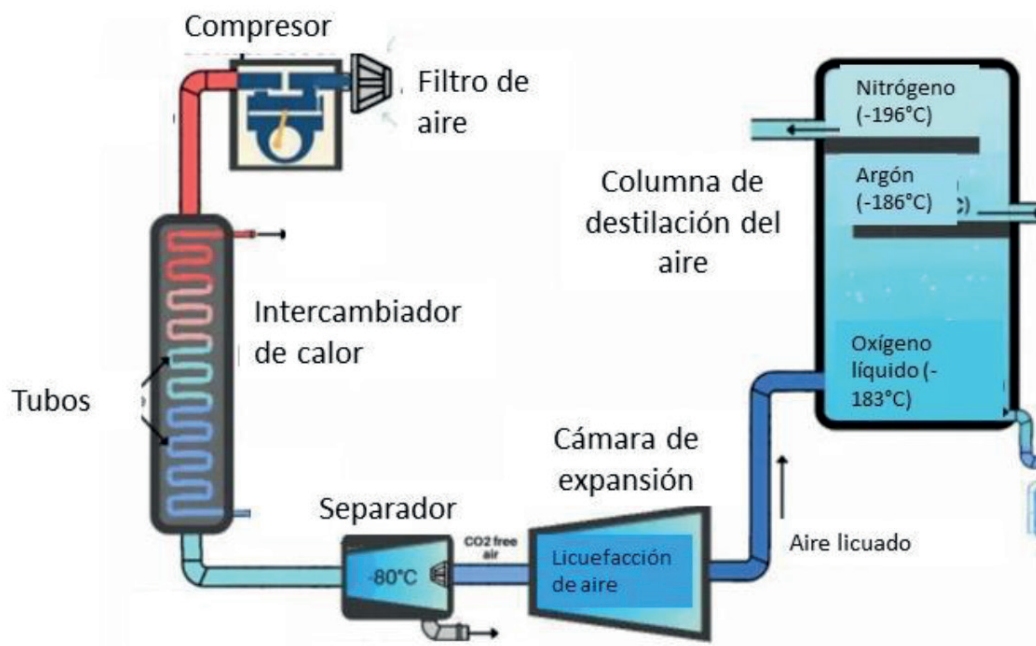


Fuente: Kapsom (s. f.)

El balance de planta para producir e-amoniaco/amoniaco verde, con un separador de aire de destilación criogénica consiste en los siguientes elementos:

1. Planta de generación de energía eléctrica de fuentes renovables, que alimenta los procesos de electrólisis y de separación de gases.
2. Para la producción de hidrógeno:
  - Electrolizador
  - Secador industrial
  - Separador
  - Purificador
3. Para la producción de nitrógeno (The Engineer's Perspective, 2022):
  - Filtros para la remoción de partículas y de vapor de agua
  - Compresores de aire
  - Intercambiador de calor, compuesto de tubos
  - Separador donde, por la temperatura, el CO<sub>2</sub> se solidifica, separándose así del aire.
  - Cámara de expansión para la licuefacción del aire a temperaturas criogénicas.
  - Torre de destilación del aire, donde, al incrementarse lentamente la temperatura, los gases que componen el aire se separan: primero el nitrógeno, cuyo punto de ebullición es -196°C; después el argón, a -186°C; finalmente el oxígeno a -183°C.

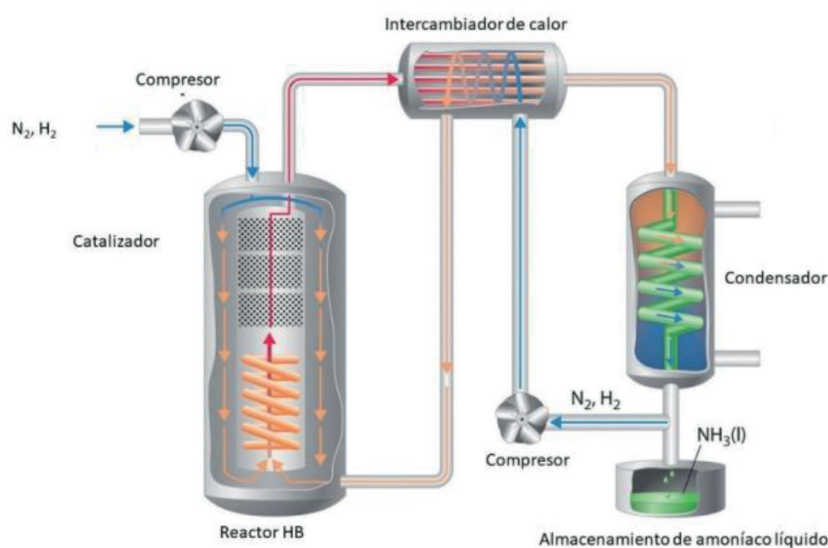
**FIGURA 21.** COMPONENTES DE UNA UNIDAD DE SEPARACIÓN DE AIRE



**Fuente:** The Engineer's Perspective (2022)

4. Para la síntesis del amoniaco verde:
  - Compresor de gases sintéticos
  - Reactor Haber-Bosch
  - Catalizador de hierro
  - Unidad de enfriamiento/intercambiador de calor
  - Condensador
  - Tanque de almacenamiento de amoniaco

**FIGURA 22.** COMPONENTES DE UN SISTEMA DE SÍNTESIS DE AMONIACO VERDE



**Fuente:** The Engineer's Perspective (2022)

Si bien el costo de capital de una planta de amoníaco verde es superior al de una planta de producción de hidrógeno verde, pues incluye una unidad de separación de aire y un reactor de síntesis del amoníaco, el costo nivelado resulta inferior. En otras palabras, el costo por kilogramo de amoníaco verde está por debajo, puesto que su almacenamiento y transporte se da en condiciones de mayor eficiencia y de menores requerimientos energéticos, ya que el hidrógeno líquido requiere temperaturas criogénicas (-283°C), mientras que el transporte de amoníaco es menos exigente en ese aspecto (-33°C) (Tullo, 2021).

**CUADRO 7.** COSTOS DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE AMONIACO VERDE (10 T/H) (MILLONES DE DÓLARES)

	2020	2030	2040
<b>Electrolizador</b>	241	144	107
<b>Haber-Bosch</b>	33	33	33
<b>Almacenamiento H2</b>	90	56	26
<b>Unidad de separación de aire</b>	12	12	12
<b>Batería</b>	43	26	17
<b>Sistema desalinización</b>	1	1	1
<b>Operación y mantenimiento</b>	9	6	5
<b>Planta solar</b>	246	150	124
<b>Operación y mantenimiento planta solar</b>	3	2	2
<b>Total</b>	678	430	327

**Fuente:** Cesaro et al. (s. f.)

En México, en 2050, la producción de amoníaco verde solo habrá sido económicamente competitiva con el amoníaco convencional durante unos años. Se espera que se asuma una adopción del 10 % del hidrógeno verde para la producción nacional de amoníaco, lo que requiere una capacidad instalada de 270 MW de electrólisis para producir las 24 toneladas por año que esto representa (GIZ, 2021b).

## *Power-to-methanol*

El metanol se utiliza actualmente en una gran variedad de aplicaciones, como combustible para transporte marítimo, para transporte de carga terrestre y para autos; también se utiliza en la industria química; en la producción de materiales de construcción, y en la industria farmacéutica. La producción anual global de dicho compuesto es equivalente a 90 millones de toneladas, de las cuales el 65 % proviene de reformado de gas metano y el 35 % se obtiene de carbón, mediante procesos de gasificación (Sollai et al., 2023). Dichos métodos acarrearán importantes emisiones de GEI. Por ejemplo, la producción de 1 kg de metanol implica la generación de 0.41 kg de CO<sub>2</sub>.

La tecnología de Power-to-methanol, por lo tanto, se orienta a generar este insumo por medio de hidrógeno verde y CO<sub>2</sub> capturado del ambiente o de fuentes de alta concentración, como industrias pesadas o de plantas de generación eléctrica. De esta manera, comparado con los combustibles tradicionales, el e-metanol logra reducir 95 % de las emisiones de CO<sub>2</sub>, 80 % de las emisiones de óxido de nitrógeno y 100 % las emisiones de óxido de azufre (Rufer, 2022). El enfoque de esta tecnología se centra en una economía circular, en la que el CO<sub>2</sub> se reutiliza para sintetizar metanol, y el agua producida en el proceso se reincorpora a la fase de electrólisis del agua, necesaria para la generación de hidrógeno.

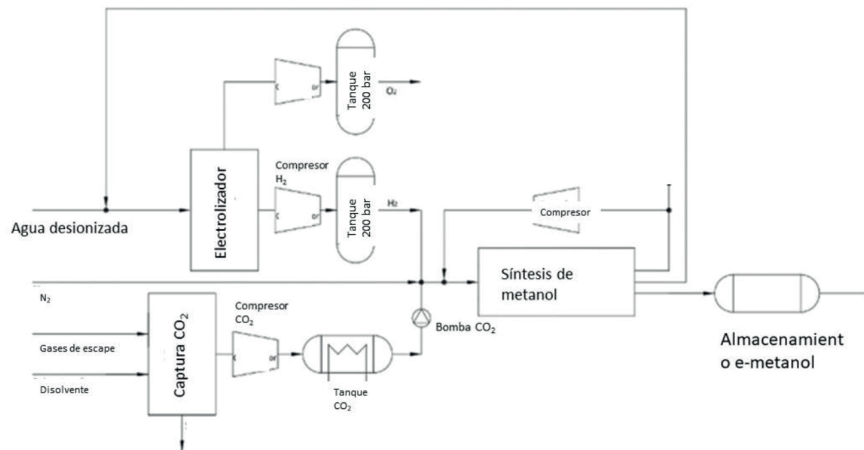
El e-metanol permite, en primer lugar, almacenar energías renovables, dándoles mayor alcance; en segundo lugar, remplazar el metanol generado a partir de combustibles fósiles. La tecnología de producción de e-metanol ya ha sido probada. En Islandia, las plantas piloto han funcionado por más de 10 años y, en el ámbito industrial, hay casos exitosos en Europa (Siemens Energy, 2020).

Ahora bien, la producción de e-metanol implica la captura de CO<sub>2</sub>, para lo cual existe un desarrollo tecnológico maduro, especialmente en lo referente a la captura directa de fuentes de alta concentración, como plantas de generación eléctrica. La tecnología de captura de CO<sub>2</sub> directamente del aire también existe, pero opera en proyectos de baja escala (International Energy Agency, 2022b).

La captura, utilización y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCUS, por sus siglas en inglés) es transversal a varias aplicaciones de PtX, lo que ha incrementado el interés de inversionistas en el desarrollo de esta tecnología para producir combustibles sintéticos, como el e-metanol. De 2019 a 2021, la inversión en proyectos de CCUS para combustibles se duplicó (International Energy Agency, 2022a).

Existen diferentes tecnologías para la captura de CO<sub>2</sub>: i) postcombustión, en la que el CO<sub>2</sub> se remueve de los gases de escape que resultan de un proceso de combustión donde se utilizaron fuentes fósiles; en este proceso, la separación del CO<sub>2</sub> requiere el uso de un solvente; ii) precombustión, método en que el combustible fósil entra en reacción con vapor para separar los elementos (monóxido de carbono e hidrógeno) y el monóxido de carbono se convierte en CO<sub>2</sub> con un reactor; se le conoce tradicionalmente como “syngas”; iii) oxcombustión, con el que el combustible entra en combustión con oxígeno (no aire) y produce CO<sub>2</sub> en altas concentraciones (UN CTCN, s. f.). Recientemente también se desarrolla tecnología para CCUS mediante un proceso de separación a través de membranas, que es menos intensivo en el uso de energía. El método de postcombustión es el más utilizado por la industria para la captura de CO<sub>2</sub> por los bajos costos y la necesidad de pocas adaptaciones a las plantas.

**FIGURA 23.** BALANCE DE PLANTA POWER-TO-METHANOL

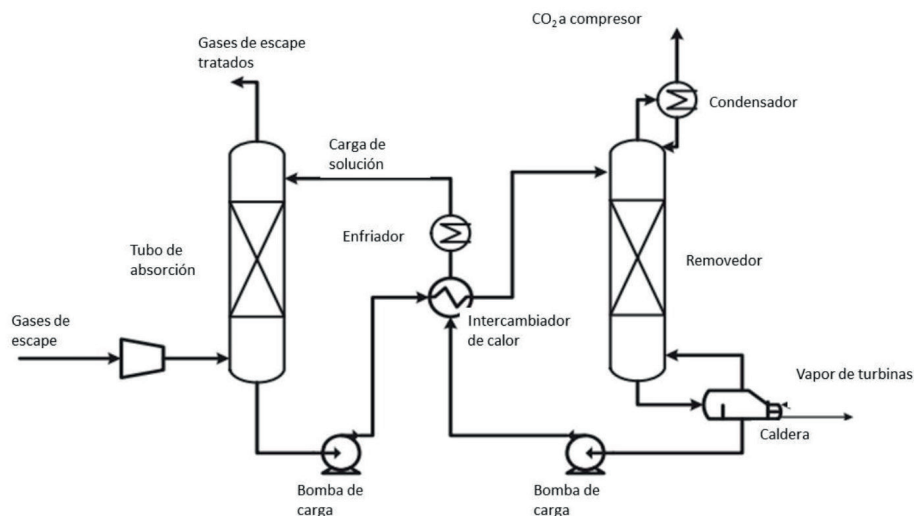


**Fuente:** Sollai et al. (2023)

El balance de planta para la producción de e-metanol consiste en los siguientes componentes:

1. Planta de generación de energía eléctrica de fuentes renovables, que alimenta los procesos de electrólisis y de captura de  $\text{CO}_2$ .
2. Para la producción de hidrógeno verde:
  - Electrolizador
  - Compresor de hidrógeno
  - Tanque de almacenamiento de hidrógeno
3. Para la producción de  $\text{CO}_2$ 
  - Tubo/torre de absorción (donde se utiliza una solución de amina para la absorción. El tubo está compuesto a su vez por anillos Raschig, fibra de vidrio, acero al carbono, válvulas).
  - Enfriador
  - Intercambiador de calor
  - Bombas
  - Removedor
  - Condensador

**FIGURA 24.** BALANCE DE PLANTA DE UN SISTEMA DE CCUS POST COMBUSTIÓN-ABSORCIÓN QUÍMICA



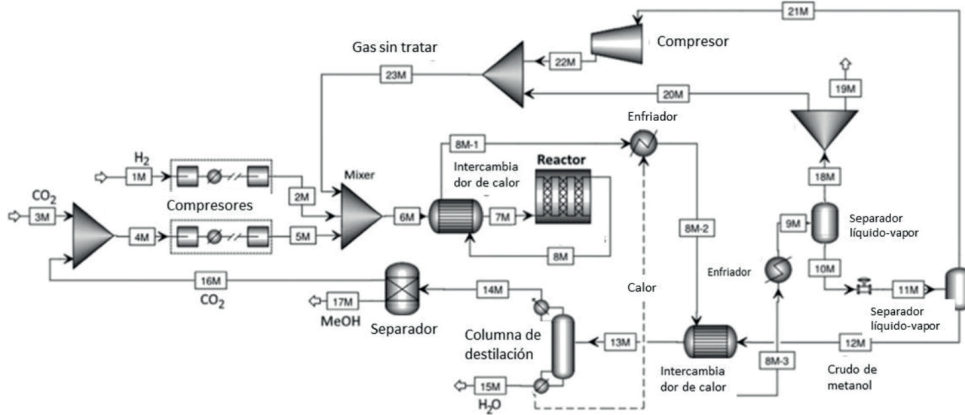
**Fuente:** Wang et al. (2017)

4. Para la síntesis de metanol:
  - Compresores de  $\text{H}_2$  y de  $\text{CO}_2$
  - Reactor de hidrogenación, componente central de la planta



- Catalizador (de cobre, zinc y aluminio)
- Columna de destilación
- Separadores

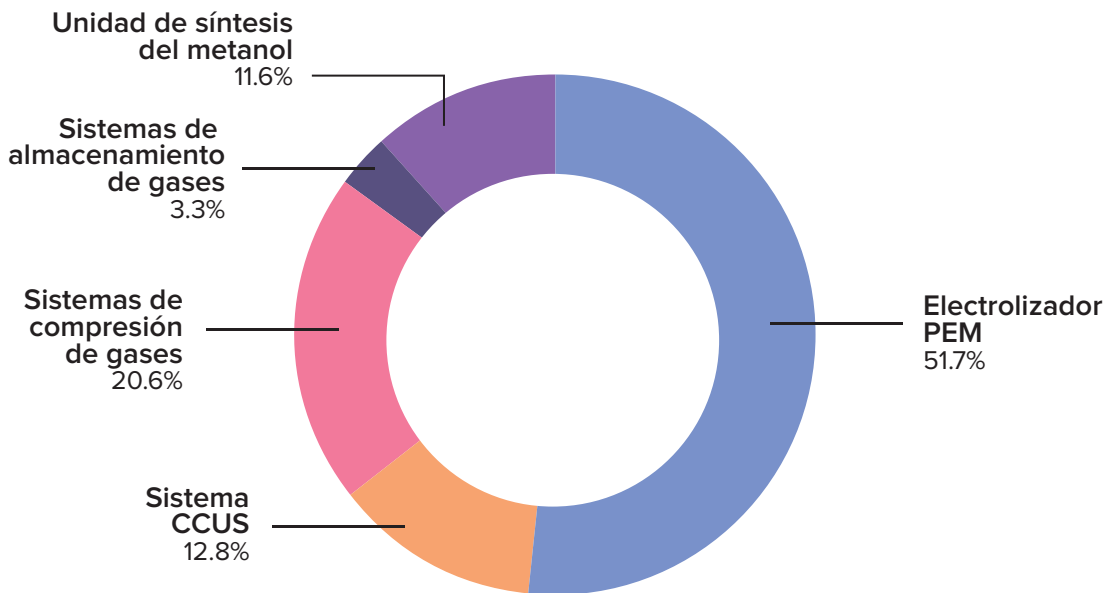
**FIGURA 25.** COMPONENTES DE LA UNIDAD DE SÍNTESIS DE METANOL



**Fuente:** Sollai et al. (2023)

En lo que se refiere al costo de capital de una planta Power-to-methanol, se estima que asciende a €10.6 millones, sin considerar los costos asociados a la ingeniería. El costo más significativo proviene del electrolizador para producir hidrógeno, lo que representa más de 50 % del costo total (ver figura 26)

**FIGURA 26.** DISTRIBUCIÓN DE COSTOS DE COMPONENTES DE UNA PLANTA POWER-TO-METHANOL



**Fuente:** elaboración propia con base en Sollai et al. (2023)

Por otro lado, si se consideran los costos de operación, ingeniería y mantenimiento, el costo nivelado del e-metanol (LCOM) asciende a 960 €/tonelada (175 €/MW). Al contrastar con el LCOM producido por métodos tradicionales, con el uso de combustibles fósiles, la producción de e-metanol no resulta competitiva. El LCOM del e-metanol casi duplica el correspondiente al de metanol producido por medios tradicionales. Además del costo del electrolizador, que incrementa considerablemente el CAPEX, el costo de la energía representa el 97 % de los costos variables del OPEX (Sollai et al., 2023).

A pesar de lo anterior, se proyecta que el LCOM (e-metanol) caiga entre el 55 y el 67 % en

el corto plazo, ante la expectativa de caídas en el costo de los electrolizadores (tanto por el desarrollo tecnológico como por su masificación), y caídas en el costo de las energías renovables. Además, el e-metanol será más competitivo si se ejecutan penalizaciones por la generación de GEI.

## Investigación y desarrollo en México en materia de Power-to-X

México cuenta con un ecosistema adecuado para consolidarse como una nación líder en el desarrollo de tecnología, uso y venta de hidrógeno verde. En el ámbito mundial, la viabilidad de las tecnologías Power-to-X está en función de la capacidad de reducir costos (CAPEX y OPEX). En ese sentido, México se encuentra en una posición privilegiada, particularmente por el potencial de reducir costos relacionados con la generación de energía por fuentes renovables. Además, como se refirió en la sección 3.2, el país tiene la capacidad de desarrollo tecnológico en los laboratorios, capacidad que debe ser escalada.

En cuanto a las tecnologías de Power-to-X, México cuenta con materia prima para desarrollar los catalizadores de los reactores, a fin de producir e-metanol. El cobre, presente en dicho componente, es el cuarto metal que más se produce en México, especialmente en el estado de Sonora. El zinc es el sexto metal con mayor volumen de producción, en particular en Baja California Sur, Zacatecas, Durango y Chihuahua (Servicio Geológico Mexicano, 2019).

## ALMACENAMIENTO A PEQUEÑA ESCALA (TANQUES)

En función de diversas variables, el hidrógeno puede ser producido y utilizado en el sitio, almacenado y distribuido localmente (por medio de tuberías, como ocurre con el gas, o en camiones, como se hace con el líquido o el gas), o transportado a largas distancias (mediante tuberías, como sucede con el gas; ferrocarriles y camiones, como se hace con el líquido o el gas, o mediante buques de envío, como se transporta el líquido).

Por lo anterior, el almacenamiento es un aspecto clave para aprovechar el hidrógeno en sus múltiples aplicaciones, ya que favorece transportarlo para su consumo en un lugar distinto al lugar de producción (en especial, si no hay infraestructura de ductos habilitada para el transporte de la molécula), a fin de alimentar vehículos de hidrógeno, como respaldo de energía estacionaria y portátil, entre otras. El hidrógeno puede almacenarse de forma sólida, líquida o gaseosa. La decisión sobre el tipo de almacenamiento está restringida por la aplicación final deseada: capacidad energética, velocidad de carga/descarga y limitaciones de espacio.

El hidrógeno se puede almacenar físicamente como gas, crio-comprimido y como líquido (Hren et al., 2023):

- Su almacenamiento como gas requiere tanques de alta presión (359 a 700 bar).
- Como líquido, requiere temperaturas criogénicas, pues el punto de ebullición del hidrógeno a una atmósfera de presión es de  $-252,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- En forma de gas criogénico, combina ambas propiedades de los sistemas de hidrógeno gaseoso comprimido y criogénico. No hay licuefacción, y el gas se comprime a 300 bar a  $-233\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- El hidrógeno también se puede almacenar en las superficies de los sólidos (por adsorción) o dentro de los sólidos (por absorción).

Para aplicaciones estacionarias (por ejemplo, en la industria química) y dependiendo de la cantidad requerida, se puede almacenar hidrógeno en recipientes a presión, tanques de hidrógeno líquido aislados térmicamente, o en cavernas o minas de sal.

El desarrollo tecnológico comprende cuatro tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso, que se distinguen en cuanto a los materiales que utilizan, las características que presentan y la aplicación a la que pueden servir (ver cuadro 8).

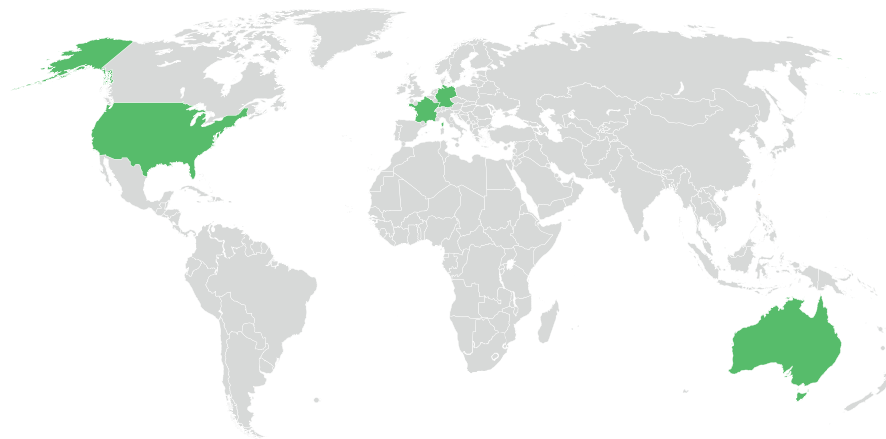
**CUADRO 8. TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Materiales	Metales	Revestimiento de metal con embalaje de aros	Revestimiento de metal con embalaje completo	Revestimiento de plástico
Características	Pesado y propenso a la corrosión interna	Pesado, con vida útil por la corrosión interna	Ligero, alta presión de ruptura, impermeable, corrosión galvánica	Ligero, presión de ruptura menor permeable a través del revestimiento, larga duración, manufactura simple
Aplicaciones	Uso industrial, no para uso en vehículos	Uso industrial, no para uso en vehículos	Apto para uso vehicular	Apto para uso vehicular y más duradero que el tipo 3

Fuente: Cesaro et al. (s. f.)

Los fabricantes con más presencia en el mercado son Swagelok, DSM, Energys, Luxfer, Hanwha, Hohe y Parker.

**FIGURA 27. PAÍSES CON EMPRESAS QUE DESARROLLAN TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO A PEQUEÑA ESCALA**



Fuente: elaboración propia con base en Hyfindr (2023)

Los tanques fabricados actualmente suelen estar compuestos por tres capas (Castro, 2020):

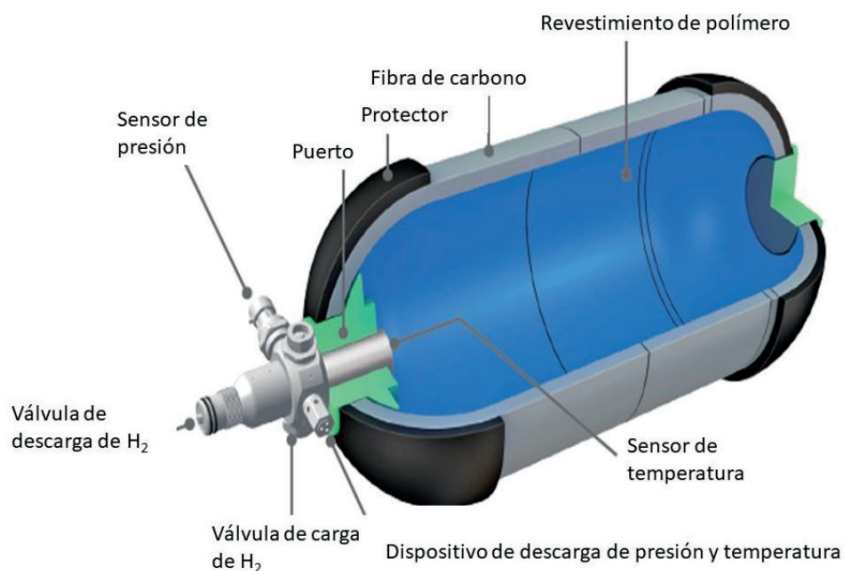
- La capa interna es la encargada de buscar la estanqueidad del depósito, ya que a elevadas presiones, es difícil confinar el hidrógeno.
- La capa intermedia es la responsable de mantener la rigidez estructural del tanque. Se pueden utilizar diferentes materiales; por ejemplo, metales, aunque para el uso en automóviles quedan descartados por su elevado peso. La mayoría de las investigaciones se centran en materiales compuestos gracias a su buen comportamiento mecánico, en concreto, en fibras de carbono.
- La capa exterior se encuentra en contacto con el exterior y, como consecuencia, ha de proteger al depósito de posibles abrasiones.

El balance de planta de un tanque tipo IV se integra con los siguientes componentes:

- Sensor de presión
- Puerto
- Protector de la cúpula del cilindro

- d. Fibra de carbono, como capa intermedia.
- e. Revestimiento de polímero de alta densidad en el interior.
- f. Válvula de descarga de hidrógeno
- g. Válvula de carga de hidrógeno
- h. Dispositivo de descarga térmica y de presión

**FIGURA 28.** COMPONENTES DE UN TANQUE TIPO IV



**Fuente:** Pérez (2022)

Este tipo de tanques se utiliza ampliamente en los vehículos de celda de combustible, pues contribuye a minimizar el peso. Actualmente, todos los vehículos eléctricos que utilizan hidrógeno se componen de tanques de gas comprimido a 700 bar.

En la industria de los vehículos de celda de combustible (FCV), los tipos III y IV se utilizan ampliamente para la minimización de peso.

Los tanques tipo IV, en general, cumplen con varias metas establecidas por el Departamento de Energía de Estados Unidos; por ejemplo, la temperatura de operación, la presión de operación, la pureza del combustible y los tiempos de respuesta, entre otros. Sin embargo, aún presentan áreas de oportunidad en cuanto a costos, densidad volumétrica y eficiencia energética.

Los tanques de hidrógeno licuado alcanzan mayor densidad energética de almacenamiento (8.4 MJ/L, el doble del alcanzado con los sistemas de compresión a 700 bar). Un inconveniente de este método son los tiempos largos en los procesos de carga y descarga. Además, el hidrógeno líquido es muy volátil y requiere aislamiento térmico de vacío y capas múltiples con materiales cien veces más efectivos que la espuma de poliuretano.

Las aplicaciones de tanques de gas licuado van desde transporte de carga, aviones, hasta naves espaciales y camiones pesados, debido a su alta densidad, lo que permite almacenar el equivalente energético a cientos de litros de hidrocarburos.

Los tanques para el almacenamiento de hidrógeno líquido se componen de contenedores internos y externos, líneas de llenado y descarga, línea de muestreo, líneas de alivio de llenado y descarga, línea de autopresurización, válvulas de seguridad, línea de ventilación de gas, línea de entrada de gas externa, indicador de nivel línea y sistemas de enfriamiento. La tecnología de aislamiento al vacío multicapa se aplica para minimizar la fuga de calor por radiación.

**CUADRO 9. SELECCIÓN DE MATERIALES RECOMENDADOS PARA APLICACIONES TÍPICAS**

Accesorio	H <sub>2</sub> Gaseoso
<b>Válvulas</b>	Productos industriales adecuados
<b>Accesorios</b>	Productos industriales adecuados
<b>Juntas tóricas</b>	Productos industriales adecuados
<b>Juntas</b>	Productos industriales adecuados
<b>Mangueras flexibles</b>	Trenzado de acero inoxidable con revestimiento de teflón, solo para baja presión
<b>Conjunto de disco de ruptura</b>	Acero inoxidable 304, 304L, 316 o 316L
<b>Tuberías</b>	Acero inoxidable serie 300 (preferido 316); acero al carbono
<b>Recipientes Dewars</b>	
<b>Lubricantes</b>	Dupont Krytox 240AC, Fluoramics OXY-8, Dow Corning DC-33, Dow Corning FS 3452, Aceite Bray Braycote 601, General Electric Versilube, Houghton Cosmolube 5100, Braycote 640 AC, Dupont GPL 206, Aceite Halocarbon Series 6.3 y Aceite Kel-F®. En general, cuanto menos se usen los lubricantes, es mejor.

**Fuente:** Armas y Suárez Alcántara (2005)

El uso seguro del hidrógeno requiere una selección cuidadosa de materiales compatibles, entre ellos: fibra de carbón, polietileno de alta densidad, acero austenítico SAE316, aluminio 6061.

**CUADRO 10. RESUMEN DE COMPATIBILIDAD DE MATERIALES PARA SERVICIO DE HIDRÓGENO**

Materiales	H <sub>2</sub> Gaseoso	Comentarios
Aluminio y sus aleaciones	Sí	Para uso a baja presión. Para alta presión, se requiere un reforzamiento estructural, normalmente exterior a la pieza en cuestión.
Aceros inoxidables austeníticos con > 7 % de níquel (como 304, 304L, 308, 316, 321, 347)	Sí	Algunos hacen conversión martensítica de tensiones por encima del límite de fluencia a baja temperatura.
Aceros al carbono	Sí	Demasiado frágil para el servicio criogénico.
Cobre y sus aleaciones (como latón, bronce y cobre-níquel)	Sí	Para uso a baja presión y tiempos cortos.
Hierro gris, dúctil o fundido	No	No permitido para servicio de hidrógeno.
Aceros de baja tolerancia	Sí	Demasiado frágil para el servicio criogénico.
Níquel y sus aleaciones (como Inconel® y Monel®)	No	Susceptible a la fragilización por hidrógeno.
Aceros al níquel (por ejemplo, 2,25, 3,5, 5 y 9 % de Ni)	No	Ductilidad perdida a temperaturas de hidrógeno líquido y sólido-líquido.
Titanio y sus aleaciones	Sí	Solo en aplicaciones muy específicas.
Asbesto impregnado con Teflón®	Sí	Riesgo carcinogénico.
Caucho de cloropreno (Neopreno®)	Sí	Demasiado frágil para el servicio criogénico.
Dacron®	Sí	Demasiado frágil para el servicio criogénico.
Caucho de fluorocarbono (Viton®)	Sí	Demasiado frágil para el servicio criogénico.
Mylar®	Sí	Demasiado frágil para el servicio criogénico.
Nitrilo (Buna-N®)	Sí	Demasiado frágil para el servicio criogénico.
Poliámidas (Nylon®)	Sí	Demasiado frágil para el servicio criogénico.
Policlorotrifluoretileno (Kel-F®)	Sí	
Politetrafluoretileno (Teflón®)	Sí	

**Fuente:** Armas y Suárez Alcántara (2005)

La fibra de carbono utilizada en la manufactura de los tanques es uno de los materiales que hacen que esta tecnología resulte costosa. La capa de fibra de carbono representa el 73 % del costo de los materiales de un tanque a 350 bar y el 75 % del costo de los materiales de uno de 700 bar (ver cuadro 11) (U.S. Department of Energy, 2013).

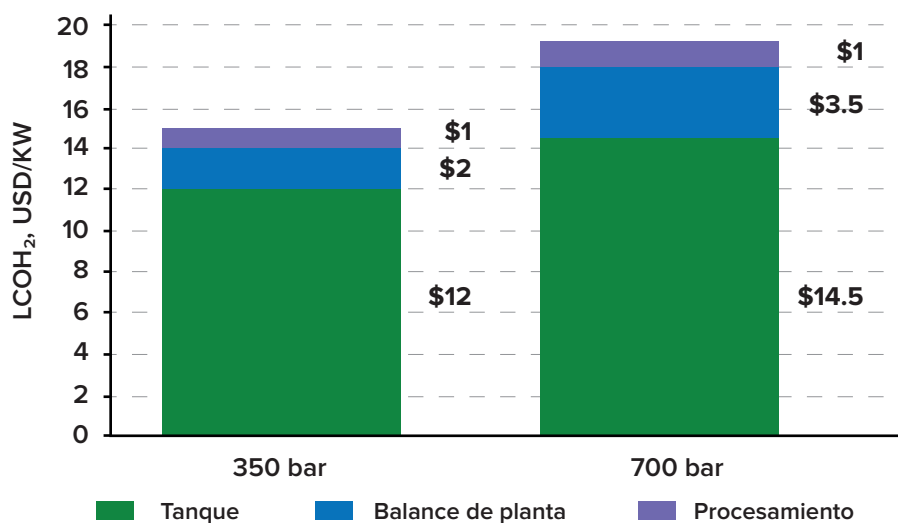
**CUADRO 11.** COSTO DE LOS COMPONENTES DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO TIPO IV

Componente	350 bar	700 bar
Capa de fibra de carbono	\$2,194 USD	\$2,721 USD
Fibra de vidrio	\$37 USD	\$29 USD
Válvulas	\$226 USD	\$282 USD
Revestimiento	\$31 USD	\$24 USD
Regulador	\$160 USD	\$200 USD
Puerto de carga	\$50 USD	\$63 USD
Sensores	\$35 USD	\$43 USD

**Fuente:** elaboración propia con base en U.S. Department of Energy (2013)

El  $\text{LCOH}_2$  de un tanque de hidrógeno comprimido se incrementa a medida que se incrementa la presión con la que trabaja (ver figura 29).

**FIGURA 29.** COSTO NIVELADO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO DE 5.6 KG



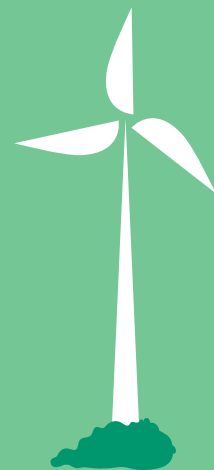
**Fuente:** U.S. Department of Energy (2013)

### Investigación y desarrollo en México en materia de tanques de almacenamiento

En México, aún no se manufactura esta tecnología. No obstante, la presencia de compañías como Toyota Gosei, Plastic Omnium y Forvia en territorio nacional ofrece perspectivas favorables para una futura participación en este mercado. Toyota Gosei y Forvia son empresas que manufacturan tanques de hidrógeno tipo IV en plantas en otros países.

El desarrollo tecnológico e industrial en México tiene potencial para incorporarse, de manera concreta, en la manufactura de tanques de almacenamiento de hidrógeno gaseoso de alta presión, al adaptarlos de otras tecnologías de almacenamiento de gases combustibles, como el gas licuado y el gas natural.

# RECOMENDACIONES DE POLÍTICA PÚBLICA



La presente sección se aboca a presentar una serie de recomendaciones para desarrollar un entorno habilitador para las industrias nacientes, cuyas expectativas son favorables, ante los incrementos esperados en la demanda de hidrógeno verde en el corto y mediano plazo. En este sentido, se destacan tres elementos importantes: i) temas de política industrial; ii) incentivos y estímulos comerciales, y iii) apoyos financieros.

## Política industrial

- Desarrollar una hoja de ruta “paraguas” que favorezca la comunicación de estrategias entre diferentes instrumentos de planeación, a fin de lograr coherencia en los esfuerzos y factibilidad en los alcances. De manera específica, mapear a las empresas del sector industrial y su potencial participación en las diferentes etapas: provisión de materia prima, desarrollo de capital humano, manufactura de componentes, ensamblaje, logística, tratamiento de agua y reciclaje, entre otras.
- Prever mecanismos de gobernanza y arreglos institucionales coherentes, sinérgicos y colaborativos entre órdenes de gobierno y esferas (pública, privada, social), con el fin de alinear incentivos entre las partes e incrementar la eficiencia en las cadenas de suministro. Lo anterior, además, implica desarrollar estándares para asegurar que cada proceso y producto cumple con los principios de una economía verde, con la visión establecida en la hoja de ruta “paraguas”.
- Implementar políticas públicas que brinden orientaciones estratégicas a los diferentes actores involucrados, basadas en evidencia y en diagnósticos serios de factibilidad.
- Incluir en la hoja de ruta del hidrógeno verde elementos de economía circular, considerando la huella de los materiales que componen las tecnologías de producción, conversión, almacenamiento y transporte; por ejemplo, bancos de baterías para la continua operación de los electrolizadores y paneles solares con vida útil determinada, entre otros. Incorporar las estrategias y acciones que estarán a cargo de los diferentes actores, con la finalidad de implementar soluciones circulares para los desechos que resulten de la manufactura y uso de componentes de las tecnologías de hidrógeno verde.
- Adoptar un nuevo paradigma con el propósito de fortalecer la internalización de costos asociados a externalidades negativas por la emisión de GEI, mediante penalizaciones o impuestos a industrias de altas emisiones. De esta manera, se reduciría, en términos relativos, el costo nivelado del hidrógeno verde y de otras tecnologías limpias. Al promover la demanda de tecnologías asociadas al hidrógeno verde, se estimularía la inversión en estas industrias, y en el desarrollo tecnológico, México se consolidaría como plataforma industrial. Además, se recomienda destinar los ingresos por concepto

de impuestos a la emisión de GEI al desarrollo de infraestructura habilitante y de I+D.

- Fortalecer las capacidades de la población, con la intención de que puedan adoptar los conocimientos y las habilidades necesarios para sumarse a la cadena global de valor de las tecnologías verdes.

## **Incentivos comerciales a la política industrial en torno al hidrógeno verde**

- Establecer una política de incentivos económicos y comerciales para desarrollar la industria en torno al hidrógeno verde, una industria que permita reducir el CAPEX de los proyectos y haga de México un destino atractivo para las inversiones en este rubro. Este tipo de políticas es fundamental, considerando la cercanía con Estados Unidos, donde el Inflation Reduction Act (IRA), en los hechos, promueve la producción nacional de componentes de las tecnologías de hidrógeno verde mediante créditos fiscales a proyectos de manufactura.
- Definir estrategias que permitan ligar el desarrollo industrial de la economía verde a nivel global, con el auge del nearshoring, dotando de competitividad a la industria mexicana. Lo anterior implica diseñar instrumentos fiscales que incrementen el atractivo de inversión (tanto en la industria de las manufacturas como en el sector de servicios logísticos), así como el fortalecimiento del Estado de Derecho a fin de proteger las potenciales inversiones.
- Establecer acuerdos de cooperación para la transferencia de tecnologías y su manufactura en México.
- Establecer puentes entre el desarrollo tecnológico nacional y el sector industrial para la escalabilidad en el ámbito industrial de prototipos desarrollados nacionalmente (por el INEEL, CICY, CIDETEQ y otros centros de investigación del país). La generación de sinergias entre institutos de investigación, industrias y gobiernos (federal y locales) se encuentra en marcha.
- Impulsar el desarrollo de las tecnologías antes mencionadas, mediante el encadenamiento de Pequeñas y medianas empresas (Pymes) nacionales que les provean de bienes y servicios a empresas transnacionales líderes en las tecnologías de producción y uso de hidrógeno con mayor potencial para ser fabricados en México, considerando el análisis realizado previamente. Esta política puede acompañarse de incentivos comerciales cuando las empresas manufactureras incorporen en su cadena de valor insumos de fabricación nacional, como acero o metales. En los casos en que los insumos no se obtengan fácilmente en México, como el platino o el iridio, se recomienda reducir aranceles para su importación y reducción del costo de fabricación de equipos como los electrolizadores.
- Brindar acompañamiento a las empresas con potencial de encadenamiento productivo en las tecnologías de hidrógeno verde a fin de agilizar su involucramiento.
- Establecer incentivos fiscales para que las empresas inviertan en el desarrollo tecnológico y se favorezca el escalamiento de la potencia de los prototipos desarrollados en el sector académico y de investigación.
- Reconocer las experiencias que se encuentran en marcha, relacionadas con la producción de hidrógeno verde en el territorio nacional en los procesos legislativos y regulatorios. Lo anterior implica sumar a las empresas involucradas, así como a las autoridades estatales y municipales con objeto de identificar las áreas de mejora, así como buenas prácticas.
- Identificar regiones del país donde se cumpla con una serie de condiciones para desarrollar hubs de producción de hidrógeno verde, considerando que el escalamiento de los proyectos es clave para la reducción del costo nivelado. La valoración debe considerar, entre otras cosas: i) la cercanía con centros industriales intensivos en el uso de hidrógeno para minimizar costos de transporte de la molécula, a falta de ductos; ii) la cercanía con puertos o fronteras para exportar el hidrógeno en forma pura o como compuesto químico; iii) el terreno suficiente para construir plantas de energías



renovables y proyectos de gran escala; iv) la disponibilidad de recursos eólicos y/o solares para la generación de energía que alimente a los electrolizadores y equipos de Power-to-X; v) la disponibilidad de recursos hídricos para tratamiento o desalinización; vi) la presencia de industrias prioritarias para incorporar hidrógeno verde en sus procesos, a partir de un análisis de factibilidad económica; vii) el entorno industrial propicio, a partir de capacidades instaladas relevantes para manufacturar tecnologías y componentes.

## Financiamiento

- Promover la adopción de herramientas financieras, como bonos verdes, bonos ESG (ambientales, sociales y de gobierno corporativo, por sus siglas en inglés) para incentivar proyectos de bajas emisiones; entre ellos, proyectos de hidrógeno verde.
- Favorecer esquemas de financiamiento que permitan cerrar la brecha entre el desarrollo tecnológico relacionado con el hidrógeno verde y el capital necesario para su escalamiento.
- Incrementar la inversión en el desarrollo tecnológico, sujeto a metas relacionadas con la reducción de costos de las tecnologías y con el incremento en la capacidad de los prototipos desarrollados. De manera especial, se recomienda incrementar la inversión en proyectos de investigación orientados a sustituir materiales de los catalizadores de los electrolizadores, a fin de favorecer la manufactura de esta tecnología en México e incorporar en la cadena de valor a la industria minera mexicana.

# BIBLIOGRAFÍA



- Accelera. (2023, febrero 20). What is an Electrolyzer and What is it Used for? <https://www.accelerazero.com/news/what-is-an-electrolyzer-and-what-is-it-used-for>
- Alcaraz-Calderón, M. (2020). Plantas de generación: Carbón, ciclos combinados, cogeneración.
- Armas, A., y Suárez Alcántara, K. (2005). National Aeronautics and Space Administration.
- ARUP y Oxford Economics. (2023). The Global Green Economy Capturing the opportunity. [https://www.oxfordeconomics.com/wp-content/uploads/2023/02/The-Global-Green-Economy-Report-2023\\_FINAL\\_10MB-version.pdf](https://www.oxfordeconomics.com/wp-content/uploads/2023/02/The-Global-Green-Economy-Report-2023_FINAL_10MB-version.pdf)
- Asociación Mexicana de Hidrógeno. (2022). Hidrógeno Verde: El vector energético para descarbonizar la economía de México.
- Banco Mundial. (2020). Medium and high-tech exports (% manufactured exports)—Mexico [dataset]
- BANOBRAS. (2022, noviembre 1). Proyectos México oportunidades de inversión. ¿Por qué México? <https://www.proyectosmexico.gob.mx/por-que-invertir-en-mexico/economia-solida/potencia-comercial/>
- Barreras, F., y Lozano, A. (2012). Hidrógeno. Pilas de combustible de tipo PEM. <http://www.energia2012.es/sites/default/files/Hidr%C3%B3geno.%20Pilas%20de%20combustible%20de%20tipo%20PEM.pdf>
- Batelle Memorial Institute. (2016). Manufacturing Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for 5- and 10-kW Backup Power Applications. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/manufacturing-cost-analysis-pem-fuel-cell-systems-5-and-10-kw-backup-power>
- Belmonte, T. (2021, junio 17). Hydrogen or ammonia: Why not both? <https://worldmaterialsforum.com/files/Presentations2021/Thierry-belmonte-scientific-speech.pdf>
- Bennani, Y., Perl, A., Patil, A., Van Someren, C. E. J., Heijne, L. J. M., y Van Steenis, M. (2016). Power-to-Ammonia: Rethinking the role of ammonia – from a value product to a flexible energy carrier (FlexNH3). [https://research.hanze.nl/ws/portalfiles/portal/9488786/45.2516824\\_TESIS15001\\_FlexNH3\\_final\\_report.pdf](https://research.hanze.nl/ws/portalfiles/portal/9488786/45.2516824_TESIS15001_FlexNH3_final_report.pdf)
- Bockris, J. O. (1972). A Hydrogen Economy. Science, 176(4041), 1323. <https://doi.org/10.1126/science.176.4041.1323>
- Bustos Rojas, N., y Gómez Herrera, M. (2014). Metanol como alternativa para la generación de combustibles limpios. <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/17282/25-1-16718>.

[pdf?sequence=1&isAllowed=y](#)

Castro, D. (2020). Diseño de tanque de hidrógeno para vehículos terrestres [Universidad Carlos III de Madrid]. <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/31666>

Cesaro, Z., Ives, M., Nayak-Luke, R., Mason, M., y Bañares-Alcántara, R. (s. f.). Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large scale power plants. *Applied Energy*, 282. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116009>

Cid Jiménez, I. (s. f.). Hidrógeno: Vector energético en el siglo XXI. <https://core.ac.uk/download/pdf/289970908.pdf>

Clark, K. (2022). Mitsubishi Power highlights hydrogen at CERAWEEK. <https://www.power-eng.com/hydrogen/mitsubishi-power-highlights-four-hydrogen-projects/>

Comisión Europea. (2022a). Remarks by Executive Vice-President Vestager on Important Project of Common European Interest in the hydrogen technology value chain. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech\\_22\\_4549](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_22_4549)

Comisión Europea. (2022b). REPowerEU. Una energía asequible, segura y sostenible para Europa. [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_es#colaboracin-con-socios-internacionales](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es#colaboracin-con-socios-internacionales)

CRE. (2016). RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica. [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016#gsc.tab=0)

CRE. (2020). ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la Norma Oficial Mexicana NOM-017-CRE-2019, Métodos de medición de variables para el cálculo del porcentaje de energía libre de combustible y procedimiento para la evaluación de la conformidad. [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5589820&fecha=19/03/2020#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5589820&fecha=19/03/2020#gsc.tab=0)

Díaz-Herrera, P., Ascanio, G., Romero-Martínez, A., Alcaraz-Calderón, A., y González Díaz, A. (2021). Theoretical comparison between post-combustion carbon capture technology and the use of blue and green H<sub>2</sub> in existing natural gas combined cycles as CO<sub>2</sub> mitigation strategies: A study under the context of Mexican clean energy regulation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.076>

EERE. (s. f.). Comparison of Fuel Cell Technologies. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/comparison-fuel-cell-technologies>

Fortuna, J. (2023, abril 25). Potencial del hidrógeno verde en la economía mexicana: Revisión de la cadena de valor de las tecnologías de producción, uso y exportación [Comunicación personal].

Froztec. (2023). Equipos de refrigeración industrial: Intercambiadores de Calor—Serpentines. <https://www.froztec.com/productos?categoria=Intercambiadores%20de%20Calor%20-%20Serpentines>

GIZ. (2021a). Hidrógeno verde en México: El potencial de la transformación. [https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user\\_upload/mexico/media\\_elements/reports/Hidro%CC%81geno\\_AE\\_Tomo\\_I.pdf](https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_AE_Tomo_I.pdf)

GIZ. (2021b). Hidrógeno verde en México: El potencial de la transformación. Tomo III: Oportunidades para las empresas productivas del estado PEMEX y CFE. [https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user\\_upload/mexico/media\\_elements/reports/Hidro%CC%81geno\\_AE\\_Tomo\\_III.pdf](https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_AE_Tomo_III.pdf)

González Huerta, R. de G. (2021). Hidrógeno: Retos y perspectivas. <https://citedi.mx/>

[comiteambiental/files/202108-Hidrogeno\\_retos\\_y\\_perspectivas.pdf](comiteambiental/files/202108-Hidrogeno_retos_y_perspectivas.pdf)

Gorre, J., Ortloff, F., y Van Leeuwen, C. (2019). Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. 253. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113594>

Holdsworth, D. G. (2003). Reviewed Work: The hydrogen economy: The creation of the worldwide energy web and the redistribution of power on earth by Jeremy Rifkin. *Environmental Reviews*, 11(1), 63-67.

Hren, R., Vujanovic, A., Van Fan, Jiří Jaromír, K., Krajnc, D., y Lidija, Č. (2023). Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 173. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113113>

Hydrogen Council. (2023). Hydrogen Insights 2023. An update on the state of the global hydrogen economy, with a deep dive into North America. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/05/Hydrogen-Insights-2023.pdf>

Hyfindr. (2023, enero 15). Hydrogen Tank. <https://hyfindr.com/hydrogen-tank/>

INEEC. (2022). Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2019. <https://www.inegi.org.mx/rnm/index.php/catalog/782/study-description>

INEGI. (2019). Censo Económico 2019 [dataset]. <https://www.inegi.org.mx/app/saic/>

International Energy Agency. (2019). The future of hydrogen. Seizing today's opportunities. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf)

International Energy Agency. (2022a). CO2 Capture and Utilisation. <https://www.iea.org/reports/co2-capture-and-utilisation>

International Energy Agency. (2022b). Direct Air Capture. Technology deep dive. <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>

International Energy Agency. (2022c). Global Hydrogen Review 2022. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>

IRENA. (2020a). Green hydrogen: A guide to policy making (International Renewable Energy Agency). <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>

IRENA. (2020b). Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up the Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)

IRENA. (2022). Geopolitics of the Energy Transformation The Hydrogen Factor. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA\\_Geopolitics\\_Hydrogen\\_2022.pdf?rev=1cfe49eee979409686f101ce24ffd71a](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf?rev=1cfe49eee979409686f101ce24ffd71a)

Jiao, K., Wang, B., Du, Q., Wang, Y., Zhan, G., Yang, Z., Deng, H., y Xie, X. (2021). Chapter 7—System-level modeling of proton exchange membrane fuel cell. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91116-0.00007-9>

Juárez-Casildo, V., Cervantes, I., Cervantes-Ortiz, C., y González Huerta, R. de G. (2022). Key aspects in quantifying massive solar hydrogen production: Energy intermittence, water availability and electrolyzer technology. *Journal of Cleaner Production*, 371. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133550>

Kante, M. K., y Gil, S. (2022, junio 23). Green Hydrogen: A key investment for the energy transition [World Bank]. <https://blogs.worldbank.org/ppps/green-hydrogen-key-investment-energy-transition#:~:text=The%20demand%20for%20hydrogen%20reached,9.2%25%20per%20year%20through%202030>

- Kapsom. (s. f.). Green Ammonia Plant-old. [https://www.kapsom.com/avada\\_portfolio/green-ammonia-plant-1/?gclid=CjwKCAjws7WkBhBFEiwAli168y96-gwF8KkqSFIVAIOWNsMBmEDKIKZucmXldL-C\\_Ncruyx\\_CSWNBBoC6rwQAvD\\_BwE](https://www.kapsom.com/avada_portfolio/green-ammonia-plant-1/?gclid=CjwKCAjws7WkBhBFEiwAli168y96-gwF8KkqSFIVAIOWNsMBmEDKIKZucmXldL-C_Ncruyx_CSWNBBoC6rwQAvD_BwE)
- Lettenmeier, P. (2019, enero). Efficiency—Electrolysis [Siemens AG]. <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:5342163d-2333-4c8d-ae85-2a0e8d45db56/white-paper-efficiency-en.pdf>
- Ley de infraestructura de la calidad. (2020). [https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LICal\\_010720.pdf](https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LICal_010720.pdf)
- Li, M., Bai, Y., Zhang, C., Song, Y., Jiang, S., Grouset, D., y Zhang, M. (2019). Review on the research of hydrogen storage system fast refueling in fuel cell vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(21), 10677-10693
- Linde. (s. f.). Converting the Natural Gas Grid for Hydrogen Delivery. <https://www.lindehydrogen.com/technology/natural-gas-grid-conversion>
- Ministry of Foreign Affairs of Denmark. (s. f.). Denmark's Huge Power-to-X Potential. <https://investindk.com/set-up-a-business/cleantech/power-to-x>
- Mordor Intelligence. (2023). Mercado de celdas de combustible: Crecimiento, tendencias, impacto de Covid-19 y pronósticos (2023-2028). <https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/fuel-cell-market-industry>
- NEL. (2021, agosto 11). Nel ASA: Receives contract for a 1.25 MW containerized PEM electrolyzer for DOE H2@Scale project in the US. *news.cision.com*. <https://news.cision.com/nel-asa/r/nel-asa--receives-contract-for-a-1-25-mw-containerized-pem-electrolyzer-for-doe-h2-scale-project-in-,c3395109>
- NEL. (2023). Containerized PEM Electrolyser. <https://nelhydrogen.com/product/m-series-containerized/>
- Oliveira, A. M., Beswick, R. R., y Yan, Y. (2021). A green hydrogen economy for a renewable energy society. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 33. <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100701>
- Orsted. (s. f.). Power-to-X technology – how do we make renewable hydrogen and other green fuels? <https://orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/power-to-x/technology>
- PEMEX. (2022). Informe de sustentabilidad 2021. [https://www.pemex.com/etica\\_y\\_transparencia/transparencia/informes/Documents/inf\\_sustentabilidad\\_2021\\_esp.pdf](https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Documents/inf_sustentabilidad_2021_esp.pdf)
- Pérez, L. (2022, febrero 10). Métodos de almacenamiento del hidrógeno. <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>
- Probst, O. (2023). Foro Innovación y Soberanía Tecnológica: Hidrógeno Verde, Retos y Oportunidades. <https://www.youtube.com/watch?v=SV4Y7puPOlc>
- Rufer, A. (2022). Quantitative Design of a New e-Methanol Production Process. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en15249309>
- SCT. (2020, diciembre 7). Los puertos comerciales más importantes de México [El Mirador]. <https://elmirador.sct.gob.mx/los-suenos-del-mar/los-puertos-comerciales-mas-importantes-de-mexico>
- Servicio Geológico Mexicano. (2019). Sistema Integral sobre Economía Minera (SINEM). [https://www.sgm.gob.mx/SINEMGobMx/produccion\\_minera.jsp](https://www.sgm.gob.mx/SINEMGobMx/produccion_minera.jsp)
- Siemens Energy. (2020). Green methanol: The basis for a CO2-neutral circular economy. <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a9a0f730-ed3e-4e3e-8593-d3de4d3df9bf/siemens-energy-emethanol-2020.pdf>
- Slade, S., y Palmer, C. (2020, noviembre 4). Worldwide Market Report: 2020 proved

to be an interesting year for gas turbines. Turbomachinery Magazine. <https://www.turbomachinerymag.com/view/worldwide-market-report-2020-proved-to-be-an-interesting-year-for-gas-turbines>

Sollai, S., Porcu, A., Tola, V., Ferrara, F., y Pettinau, A. (2023). Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO<sub>2</sub>: A techno-economic assessment. Journal of CO<sub>2</sub> Utilization, 68. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102345>

Statista. (2020). Precio de la producción del hidrógeno para 2018, 2030 y 2035, por tipo. <https://es.statista.com/estadisticas/1293229/hidrogeno-precio-dela-produccion-en-por-tipo/>

The Engineer's Perspective. (2022, julio 13). How Does Cryogenic Distillation Work? <https://www.theengineersperspectives.com/cryogenic-distillation-process/>

Trafimar. (2021, diciembre 6). 5 principales puertos marítimos en México, sus beneficios y conectividad. <https://www.trafimar.com.mx/blog/principales-puertos-maritimos-en-mexico-sus-beneficios-y-conectividad>

Tullo, A. H. (2021, marzo 8). Is ammonia the fuel of the future? C&EN. <https://cen.acs.org/business/petrochemicals/ammonia-fuel-future/99/i8>

UN CTCT. (s. f.). CO<sub>2</sub> capture technologies. <https://www.ctc-n.org/technologies/co2-capture-technologies>

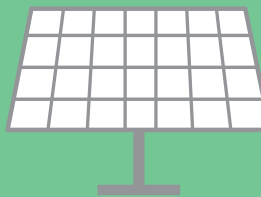
U.S. Department of Energy. (2013). Hydrogen Storage Cost Analysis. [https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc827980/m2/1/high\\_res\\_d/1082754.pdf](https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc827980/m2/1/high_res_d/1082754.pdf)

Wang, T., Cao, X., y Jiao, L. P. (2022). EM water electrolysis for hydrogen production: Fundamentals, advances, and prospects. Carbon Neutrality, 1(21). <https://doi.org/10.1007/s43979-022-00022-8>

Wang, Y., Otto, A., Robinius, M., y Stolten, D. (2017). A Review of Post-combustion CO<sub>2</sub> Capture Technologies from Coal-fired Power Plants. Energy Procedia, 114, 650-665

World Energy Council. (2021). Hidrógeno en el horizonte: ¿preparados, listos, ya? Estrategias Nacionales. [https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working\\_Paper\\_-\\_National\\_Hydrogen\\_Strategies\\_-\\_September\\_2021\\_SPANISH.pdf?v=1646390953](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_National_Hydrogen_Strategies_-_September_2021_SPANISH.pdf?v=1646390953)

# ANEXO



## Proyectos de investigación y desarrollo tecnológico en materia de electrolizadores en México

Institución	Estado	Corrío de contacto
ESIQIE-IPN	CDMX	rgonzalez@ipn.mx; earce@ipn.mx; mhernandezp@ipn.mx; pangel@imp.mx
IT-Iztapalapa III	CDMX	aaron.melo@itcm.edu.mx
CNMN-IPN	CDMX	mdominguez@ipn.mx; rosgonzalez_h@yahoo.com.mx; amanzor@ipn.mx
UNAM	CDMX	fmendez@fisica.unam.mx; pfeiffer@materiales.unam.mx
UACM	CDMX	alberto.garcia@uacm.edu.mx
CIQA	Saltillo, Coah.	diana.morales@ciqa.edu.mx; roberto.benavides@ciqa.edu.mx
UJED	Durango, Dgo.	miguel.escobedo@ujed.mx
CIO	León, Gto.	giiesol@cio.mx; ditlacio@cio.mx; jlmr@cio.mx
UG- Campus León	León, Gto.	gomez.c@ugto.mx
IPICyT	San Luis, S.L.P.	vicente.rdz@ipicyt.edu.mx
CICY	Mérida, Yuc.	lcol@cicy.mx; romeli.barbosa@cicy.mx

Fuente: <https://hidrogeno.org.mx/mapa-de-capacidades-de-hidrogeno-en-mexico/>

## Investigación sobre diferentes componentes y materiales de celdas de combustible

Tipo de celda	Cátodo / Instituciones	Ánodo / Instituciones	Membrana / Instituciones	Difusores de gases - Colectores de Corriente / Instituciones
PEMFCY DAFC	Pt, /TECNM-ITCancún, ESQIE IPN, CINVESTAV, CICATA Altamira IPN, UPIIH IPN, TECN-IT Cd. Madero, CNMN IPN, CINVESTAV-Queretaro, CIQA, UPA, UIA, FUAQ	PtRu / TECN-ITCancún	Organic composite membranes, Proton exchange membranes/ IT Chetumal	Platos bipolares/ CMPL-IPN, ESFM CINVESTAV, CICY
	Molybdenium carbide , Ni-Mo <sub>2</sub> C/ TECN-IT Iztapalapa III	Carbon electrodes /TECNM-IT Durango	Nafion/ ESIME-IPN, CIMAV Monterrey, UACH	Nanofibras de carbono / ESFM CINVESTAV, CICY
	MgO, Mg(OH) <sub>2</sub> / TECN-IT Oaxaca	Pt-Pd-C / ESQIE-IPN, CNMC-IPN, UPALM-IPN, IER-UNAM, CIMAV Chihuahua, CIDETEQ, IMP, UAQ	Proton exchange membrane / CINVESTAV	Nanotubos de Carbono / CMPL-IPN, ESFM CINVESTAV, CICY
	Pt-Pd/TECNM-IT Tijuana, CINVESTAV Saltillo, FUAQ	Doped Carbons (N, Si, S, B)/ TECN-ITCancún, CINVESTAV- MERIDA, SRNyE CINVESTAV, CIMAV Monterrey, CICY, UAM Ixtapalapa, UQRoo	Anion exchange membrane/UNIIIG IPN, CIDETEQ, UAQ	Nanocompuestos poliméricos/ CMPL- IPN
	Mo <sub>2</sub> C / TECN-IT Cd. Madero	Metal-free electrocatalyst/ CIMAV Monterrey, CINVESTAV- MERIDA, CINVESTAV, CINVESTAV-Saltillo, CICY	Nuevas Membranas / CIQA	

Tipo de celda	Cátodo / Instituciones	Ánodo / Instituciones	Membrana / Instituciones	Difusores de gases - Colectores de Corriente / Instituciones
SOFC	Co, Pd /C, Cerium nanorods, /TECNM-IT Saltillo	N-doped graphene / CINVESTAV-Saltillo, CIQA		
	Bifunctional electrocatalyst /TECNM-ITTijuana	Bifunctional electrocatalyst/IER-UNAM		
	Au@AuPt / ESIQIE IPN	Pd / ININ		
	NiPdPt / CINVESTAV	Cerium oxide nanorods / ININ		
AFC	Pt-Cu / UPIIG IPN, CFATA UNAM	Graphene oxide / CIQA, UPA		
	Ag / CINVESTAV Queretaro, FUAQ	Nickel cobaltite nanoparticles/ UAM Azcapotzalco		
	PtNi / ININ	Pt/ UPA, UIA, UAQ		
	CeO <sub>2</sub> -NR nanocatalysts/ ININ	Ag /UAQ		
	Graphene oxide / UPA			
	Co /TECNM-IT Saltillo	Sr <sub>2</sub> MgMoO <sub>6-δ</sub> perovskite; / INIEE UMSNH, CIGA UNAM	Solid electrolytes /TECNM-IT Saltillo, COMIMSA Coahuila	
		Titanates, Perovskite /TECNM-IT Valle de Morelia, ENES Leon UNAM	Zirfon membranes / INEEL	
			Proton exchange membranes / INEEL	
	Pt / UPIIH IPN	Nitrogen doped graphene / CIQA		

Tema: celdas de combustible

Institución	Estado	Correó de contacto
UPA	Aguascalientes, Ags.	evelin.ventura@upa.edu.mx
IT-Tijuana	Baja Tijuana, B.C.	angel.licea@tectijuana.edu.mx; cgiq@tectijuana.edu.mx; yadira.gochi@tectijuana.edu.mx
ESIME-IPN	CDMX	trodriguezv1800@alumno.ipn.mx; jsandovalp@ipn.mx
CMPL-IPN	CDMX	vmenac@ipn.mx; gpineda@ipn.mx; smoralesg@ipn.mx
CINVESTAV	CDMX	eflores@cinvestav.mx; osolorza@cinvestav.mx; mtellez@cinvestav.mx; hcruz@cinvestav.mx; llopezs@cinvestav.mx; pcalamin@cinvestav.mx; dora.medina@tec.mx; lloera@cinvestav.mx
IPN- ESFM	CDMX	caramirez@investav.mx
UNAM	CDMX	aescalante@ecologia.unam.mx
UIA	CDMX	esther.ramirez@ibero.mx
ENES León-UNAM	Guanajuato, León	doctor.ambientalista@gmail.com
IPN-UPIIH	Hidalgo, Hgo.	mdominguezc@ipn.mx
IER (UNAM)	Morelos, Temixco	mmh@ier.unam.mx; sjp.ier@unam.mx
CFATA- UNAM	Queretaro, Juriquilla, Qro.	nancyretiz@fata.unam.mx; carellano@fata.unam.mx, marhsgv379@fata.unam.mx
ININ	Toluca, Axapusco, Méx.	jose.luis.iturbe@inin.gob.mx; joel.pacheco@inin.gob.mx; luis.escobar@inin.gob.mx; raul.perez@inin.gob.mx
CICY	Yucatán, Mérida, Yuc.	beatriz.escobar@cicy.mx; romeli.barbosa@cicy.mx; lcol@cicy.mx





**Programa de las Naciones Unidas para el  
Desarrollo en México**

Montes Urales 440, Lomas de Chapultepec  
Alcaldía Miguel Hidalgo, Ciudad de México.  
C.P. 11000  
[www.undp.org/es/mexico](http://www.undp.org/es/mexico)



EMBAJADA DE DINAMARCA  
Mexico City