


# Guía para el desarrollo de proyectos de amoníaco verde en México

Ciudad de México, Abril 2024



Como empresa de propiedad federal, la GIZ apoya al Gobierno alemán en el logro de sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

**Publicado por:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

**Oficinas registradas:**

Bonn y Eschborn, Alemania

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36

53113 Bonn, Deutschland

T +49 228 44 60-0

F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5

65760 Eschborn, Deutschland

T +49 61 96 79-0

F +49 61 96 79-11 15

**“Programa Internacional de Fomento al Hidrógeno (H2Uppp)”**

Oficinas en México

Av. Insurgentes Sur, 826

Col del Valle Centro, 03100 Benito Juárez,

CDMX, México

T. +52 55-5536-2344

E [giz-mexiko@giz.de](mailto:giz-mexiko@giz.de)

L [www.giz.de](http://www.giz.de)

**Autores**

Juan Pablo Zúñiga, Hinicio

Daniel López, Hinicio

Simón Fernández, Hinicio

Sebastián Sánchez, Hinicio

Natalia Gama, Hinicio

Leonardo Pérez, Hinicio

**Revisión:**

Lorena Espinosa Flores GIZ

Javier Salas Gordillo GIZ

Manuel Felipe Sánchez Guevara, GIZ

Elvira Cuallo Malerva, GIZ

Jorge Sergio Narro Ríos SEMABICCE

Ricardo Sahui Maldonado, SEMABICCE

Ralph Wegner, MexCo

Daniel Serrano, MexCo

Matthias Lisson, Hy2gen

Maximilian Riedl, Hy2gen

**Diseño:**

peppermint werbung berlin gmbh, Berlin

El Programa Internacional de Fomento al Hidrógeno (H2Uppp) del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) de Alemania promueve proyectos y el desarrollo del mercado del hidrógeno verde en determinados países en desarrollo y emergentes como parte de la Estrategia Nacional del Hidrógeno.

México, Abril 2024

## Tabla de contenido

Tabla de contenido.....	3
Lista de tablas.....	5
Lista de figuras.....	5
Lista de gráficas.....	6
Glosario .....	7
Resumen ejecutivo .....	8
<b>1 Descripción general del proceso de producción de amoníaco .....</b>	<b>9</b>
1.1 El Proceso Haber-Bosch: Producción Convencional .....	9
1.2 La Síntesis de Hidrógeno y sus Desafíos Ambientales .....	9
1.3 Alternativas Sostenibles: Hacia el Hidrógeno renovable (“verde”) .....	9
<b>2 Descripción detallada del proceso.....</b>	<b>11</b>
2.1 Generación de electricidad renovable .....	11
2.1.1 Fuentes de electricidad renovable.....	11
2.1.2 Almacenamiento de energía.....	12
2.2 Suministro de agua para proyectos de amoníaco verde.....	12
2.2.1 Desalinización .....	12
2.2.2 Otras fuentes de agua.....	13
2.3 Producción de hidrógeno verde y almacenamiento .....	13
2.3.1 Electrolizadores alcalinos (AWE) .....	14
2.3.1.1..... <i>Electrólisis alcalina atmosférica (AWE atm)</i> .....	14
2.3.1.2..... <i>Electrólisis alcalina presurizada (AWE pres)</i> .....	17
2.3.2 Electrolizadores PEM.....	19
2.3.3 Almacenamiento de Hidrógeno.....	24
2.4 Síntesis de amoníaco verde .....	25
2.4.1 Captura de nitrógeno.....	25
2.4.2 Proceso de síntesis Haber-Bosch.....	27
2.5 Distribución de amoníaco verde .....	29
2.5.1 Tecnologías de distribución actuales y emergentes.....	29
2.5.2 Impacto de las emisiones de distribución y transporte bajo las Directivas sobre Energías Renovables de la UE.....	30
<b>3 Optimización de Proyectos Power-to-X: Caso de Estudio en la Planificación de una Planta de Amoníaco Verde.....</b>	<b>31</b>
<b>4 Análisis económico del proyecto .....</b>	<b>44</b>
4.1 Desarrollo de una Metodología Detallada para la Estimación de Costos .....	48
<b>5 Marco regulatorio .....</b>	<b>50</b>
5.1 Generación eléctrica.....	50
5.2 Planta de producción de amoníaco .....	52
5.2.1 Aprovechamiento de agua y desalinización .....	52
5.2.2 Generación de amoníaco .....	52
5.3 Ducto terrestre de amoníaco.....	53
5.4 Infraestructura marítima.....	53
5.4.1 Ducto marítimo de amoníaco.....	53
5.4.2 Terminal marítima.....	53

5.5	Orden cronológico de obtención de permisos .....	54
6	Ruta crítica socio-ambiental para el desarrollo de proyectos de amoniaco verde.....	56
7	Factores de éxito.....	59
7.1	Factores controlados por el desarrollador del proyecto: .....	59
7.2	Factores externos: socioeconómicos y de comercio internacional.....	60
8	Conclusiones.....	62
9	Referencias .....	63

## Lista de tablas

<b>Tabla 1.</b> Especificaciones técnicas para electrólisis alcalina atm (Hinicio) .....	16
<b>Tabla 2.</b> Estado actual y futuras mejoras de la tecnología de electrólisis alcalina .....	18
<b>Tabla 3.</b> Especificaciones técnicas electrólisis PEM (Hinicio) .....	21
<b>Tabla 4.</b> Estado actual y futuras mejoras de la tecnología de electrólisis PEM .....	22
<b>Tabla 5.</b> Ventajas y desventajas de electrólisis alcalina y PEM .....	24
<b>Tabla 6.</b> Especificaciones técnicas proceso Haber-Bosch.....	28
<b>Tabla 7.</b> Estado actual de proceso Haber-Bosch y futuras mejoras .....	28
<b>Tabla 8.</b> Funcionamiento planta Haber-Bosch.....	32
<b>Tabla 9.</b> Dimensiones para configuración fotovoltaica .....	36
<b>Tabla 10.</b> Dimensionamiento para configuración eólica.....	37
<b>Tabla 11.</b> Dimensionamiento para configuración híbrida .....	39
<b>Tabla 12.</b> Suposiciones y dimensionamiento para configuración alimentada por red .....	42
<b>Tabla 13.</b> Dimensionamiento planta desalinizadora .....	42
<b>Tabla 14.</b> Resumen de dimensionamiento para distintas configuraciones .....	43
<b>Tabla 15.</b> Suposiciones financieras .....	44
<b>Tabla 16.</b> Suposiciones tecno-económicas para análisis económico .....	44
<b>Tabla 17.</b> Costo nivelado de energía (LCOE) .....	45
<b>Tabla 18.</b> Costo nivelado de agua.....	45
<b>Tabla 19.</b> Costo nivelado de hidrógeno (LCOH).....	46
<b>Tabla 20.</b> Costo nivelado de amoníaco (LCOA) .....	46
<b>Tabla 21.</b> Posibles factores ambientales.....	57
<b>Tabla 22.</b> Factores controlables por el desarrollador del proyecto.....	59
<b>Tabla 23.</b> Factores externos que influyen sobre el desarrollo del proyecto .....	60

## Lista de figuras

<b>Figura 1.</b> Cadena de valor de amoníaco renovable .....	11
<b>Figura 2.</b> Ejemplo de proceso de tratamiento de agua para electrólisis.....	12
<b>Figura 3.</b> Planta de Electrólisis.....	13
<b>Figura 4.</b> Diagrama de una reacción de electrólisis en una celda alcalina .....	14
<b>Figura 5.</b> Diagrama de bloques simplificado de stack y BoP de una planta de electrólisis atmosférica (Hinicio).....	15
<b>Figura 6.</b> Diagrama de bloques simplificado de stack y BoP de una planta de electrólisis presurizada (Hinicio).....	17
<b>Figura 7.</b> Diagrama de una reacción de electrólisis en una celda PEM.....	19
<b>Figura 8.</b> Diagrama de bloques simplificado de stack y BoP de una planta de electrólisis PEM (Hinicio) .....	20
<b>Figura 9.</b> Tipos de tanques para almacenar hidrógeno .....	25
<b>Figura 10.</b> Diagrama simplificado de unidad de separación de aire (ASU).....	25
<b>Figura 11.</b> Diagrama simplificado del proceso Haber-Bosch .....	27
<b>Figura 12.</b> Metodología general para dimensionamiento de sistema Power-to-Ammonia.....	31
<b>Figura 13.</b> Capacidades y operación de planta de síntesis de amoníaco .....	32
<b>Figura 14.</b> Ubicación del estado de Tamaulipas en México .....	33
<b>Figura 15.</b> Demanda eléctrica del sistema Power-to-Ammonia.....	34
<b>Figura 16.</b> Capacidades para configuración fotovoltaica .....	35
<b>Figura 17.</b> Capacidades para configuración eólica .....	37
<b>Figura 18.</b> Capacidades para configuración híbrida .....	38
<b>Figura 19.</b> Metodología para obtener una diseño y dimensionamiento óptimo de la planta Power-to-X .....	49

## Lista de gráficas

<b>Gráfica 1.</b> Usos actuales del amoniaco (AEA, 2022).....	9
<b>Gráfica 2.</b> Producción de amoniaco por fuente (AEA, 2022).....	10
<b>Gráfica 3.</b> Producción esperada de amoniaco por materia prima en escenario BaU hasta 2050 (AEA, 2022).....	10
<b>Gráfica 4.</b> Producción esperada de amoniaco por materia prima en escenario 1.5°C hasta 2050 (AEA, 2022).....	10
<b>Gráfica 5.</b> Costos para planta de electrólisis alcalina.....	16
<b>Gráfica 6.</b> CAPEX específico para planta de electrólisis alcalina vs. capacidad (múltiples fuentes).....	17
<b>Gráfica 7.</b> Costos para planta de electrólisis PEM.....	23
<b>Gráfica 8.</b> CAPEX específico para planta de electrólisis PEM vs capacidad (múltiples fuentes).....	23
<b>Gráfica 9.</b> Costo unitario de destilación criogénica vs capacidad (múltiples fuentes).....	26
<b>Gráfica 10.</b> CAPEX específico para planta Haber-Bosch (IRENA, Global Trade Hydrogen, 2022) .....	29
<b>Gráfica 11.</b> Factor de capacidad para recurso eólico y solar PV en punto arbitrario el estado de Tamaulipas.....	33
<b>Gráfica 12.</b> Factor de planta de energía renovable para día típico de operación .....	40
<b>Gráfica 13.</b> Factor de planta de electrolizador y estado de carga de almacenamiento de hidrógeno para día típico de operación .....	41
<b>Gráfica 14.</b> Factor de planta de HB y estado de carga de BESS para día típico de operación .....	41
<b>Gráfica 15.</b> Gráfica de cascada para configuración híbrida.....	47
<b>Gráfica 16.</b> Orden cronológico y duración aproximada de obtención de permisos.....	55

## Glosario

<b>AEM</b>	Anion Exchange Membrane (Membrana de intercambio de aniones)
<b>ASU</b>	Air Separation Unit (Unidad de separación de aire)
<b>AWE</b>	Alkaline Water Electrolysis (Electrólisis Alcalina de Agua)
<b>BaU</b>	Buisiness as Usual
<b>BESS</b>	Battery Energy Storage System (Sistema de almacenamiento de energía por baterías)
<b>BoP</b>	Balance of Plant (Balance de Planta)
<b>CTA</b>	Costo Total Anualizado
<b>ESG</b>	Environmental, Social and Governance (Ambiental, social y gobierno)
<b>EZ</b>	Electrolizador
<b>FRC</b>	Factor de recuperación de capital
<b>DAP</b>	Di-ammonium Phosphate (Fosfato diamónico)
<b>FC</b>	Factor de Carga
<b>FP</b>	Factor de Planta
<b>GEI</b>	Gases de Efecto Invernadero
<b>GHI</b>	Global Horizontal Irradiation (Irradiación Horizontal Global)
<b>INAH</b>	Instituto Nacional de Antropología e Historia
<b>KTPA</b>	Kilotoneladas por Año
<b>LCOA</b>	Levelized Cost of Ammonia (Costo nivelado de amoniaco)
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy (Costo nivelado de energía)
<b>LCOH</b>	Levelized Cost of Hydrogen (Costo nivelado de hidrógeno)
<b>LHV</b>	Lower Heating Value (Poder calorífico inferior)
<b>MAP</b>	Monoammonium Phosphate (Fosfato Monoamónico)
<b>PEM</b>	Proton Exchange Membrane (Membrana de intercambio de protones)
<b>PV</b>	Photovoltaic (Fotovoltaico)
<b>RFNBO</b>	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
<b>RO</b>	Reverse Osmosis (Ósmosis inversa)
<b>SEMARNAT</b>	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
<b>SENER</b>	Secretaría de Energía
<b>SOEC</b>	Solid Oxide Electrolyzer Cell (Celda de electrólisis de estado sólido)
<b>SCT</b>	Secretaría de comunicaciones y transporte
<b>TRL</b>	Technology Readiness Level

## Resumen ejecutivo

El amoníaco se destaca como uno de los compuestos químicos más importantes a nivel mundial. Desempeña un papel crucial en la síntesis de fertilizantes y en diversas aplicaciones de la industria química. Lamentablemente, la producción de amoníaco está asociada con la emisión de aproximadamente 500 megatoneladas de dióxido de carbono cada año, representando el 1% de las emisiones globales totales. Este nivel de emisiones plantea un desafío para alcanzar los objetivos mundiales de descarbonización y combatir el cambio climático.

A diferencia de otros sectores donde las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) están vinculadas a la generación de energía eléctrica, en la síntesis de amoníaco estas emisiones son resultado de la producción de la materia prima esencial: el hidrógeno. Históricamente obtenido a partir de metano y acompañado de emisiones de dióxido de carbono, el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables, también conocido como hidrógeno verde, ha surgido como una alternativa prometedora para producir amoníaco de manera sostenible.

A través del proceso de electrólisis, que utiliza únicamente agua y electricidad proveniente de fuentes renovables, se puede obtener hidrógeno prácticamente sin ningún tipo de emisión asociada. La reducción de costos en las energías renovables, particularmente la solar y eólica, junto con las expectativas de disminución en los costos de equipos de electrólisis a corto plazo, harán posible la producción competitiva de hidrógeno limpio.

Este reporte comienza por contextualizar el papel que juega el amoníaco en los esfuerzos globales de descarbonización. Adicionalmente, también se está vislumbrando al amoníaco verde como una alternativa para combustibles de transporte marítimo, siendo una oportunidad para descarbonizar este sector.

Después hace un recorrido exhaustivo por el proceso de producción de amoníaco, abordando todos los componentes en la cadena de valor, desde la producción de electricidad renovable hasta el transporte y distribución del químico. Se proporciona una visión integral de aspectos técnicos y económicos, permitiendo una comprensión completa de las tecnologías involucradas.

Adicionalmente, se presenta un ejemplo de dimensionamiento para un sistema *Power-to-Ammonia*, ilustrando la interacción entre las variables clave de este tipo de proyectos. Este ejemplo se acompaña de un análisis financiero-económico que facilita la comparación entre diferentes configuraciones del sistema, así como la comprensión de la estructura de costos asociada. También se introduce una metodología para refinar la estimación de costos en proyectos de amoníaco renovable.

Finalmente, el informe aborda el marco regulatorio aplicable a estos proyectos en México, con el objetivo de proporcionar información de calidad que sirva como guía para los desarrolladores de proyectos renovables en el país y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

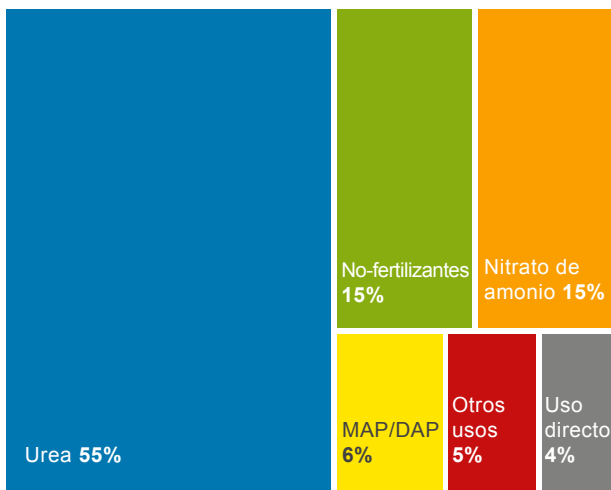


## 1 Descripción general del proceso de producción de amoniaco

El amoniaco es actualmente un producto clave a nivel global. Cerca del 85% del amoniaco se utiliza en el presente para producir fertilizantes sintéticos como la urea y el nitrato de amonio. También es utilizado en la industria química con aplicaciones específicas en minería, farmacéutica, refrigerantes, plásticos y textiles.

Gráfica 1. Usos actuales del amoniaco (AEA, 2022)

### USOS ACTUALES DEL AMONIACO



### 1.1 El Proceso Haber-Bosch: Producción Convencional

El proceso Haber-Bosch sigue siendo el método predominante para la producción industrial de amoniaco. Descubierta a principios del siglo XX, este proceso revolucionó la agricultura al permitir la síntesis de fertilizantes sintéticos a gran escala. La reacción química central del proceso Haber-Bosch combina nitrógeno atmosférico con hidrógeno, obtenido tradicionalmente a partir de gas natural, para producir amoniaco ( $\text{NH}_3$ ).

Reacción Haber-Bosch:  
 $\text{N}_{2(g)} + 3\text{H}_{2(g)} \leftrightarrow 2\text{NH}_{3(g)}$

El nitrógeno, que se encuentra naturalmente en el aire atmosférico en grandes cantidades (78% en volumen), es capturado por una unidad de separación de aire, mientras que el hidrógeno puede producirse de múltiples maneras. Actualmente, se

utiliza principalmente gas natural como materia prima junto con el proceso de reformado de metano con vapor y la reacción de desplazamiento del gas de agua. Este proceso viene acompañado con considerables emisiones de  $\text{CO}_2$  asociadas.

Reformado de metano con vapor:  
 $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$

Desplazamiento del gas de agua:  
 $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$

### 1.2 La Síntesis de Hidrógeno y sus Desafíos Ambientales

La producción de hidrógeno para el proceso Haber-Bosch se realiza mediante el reformado de metano con vapor, lo cual genera significativas emisiones de  $\text{CO}_2$ . A nivel mundial, este aspecto del proceso es responsable de aproximadamente 500 millones de toneladas de  $\text{CO}_2$  al año, contribuyendo entre 15% y 20% de las emisiones de la industria química y 1% de las emisiones globales (AEA, 2022).

### 1.3 Alternativas Sostenibles: Hacia el Hidrógeno renovable (“verde”)

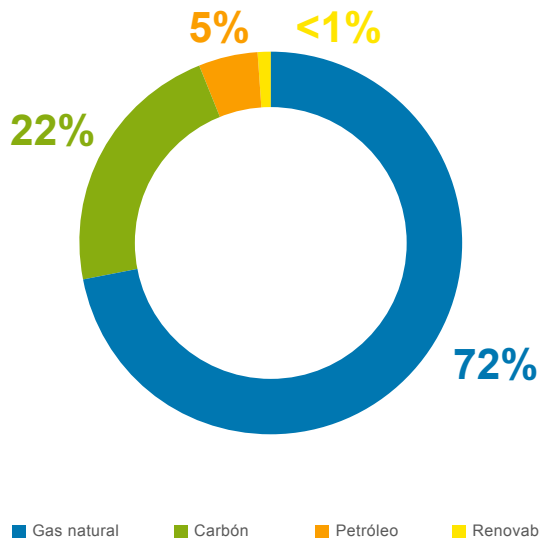
Otra opción para producir hidrógeno es a través del proceso de electrólisis que utiliza electricidad para descomponer la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno.

Reacción de electrólisis:  $2\text{H}_2\text{O}_{(l)} \leftrightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_{2(g)}$

Si la electricidad que alimenta el electrolizador es de origen renovable, se puede decir que tanto el hidrógeno como el amoníaco para el que se usa son verdes o renovables. Dentro de las fuentes de energía renovables más comunes está la solar y eólica, pero también puede ser hídrica, geotérmica, mareomotriz o partir de biomasa. Adicionalmente, se debe contar con un suministro de agua continuo que, dependiendo de su fuente y pureza, debe ser tratada para que cumpla con los requisitos del electrolizador (ver Tabla 1 y Tabla 3). En cualquier caso, es importante garantizar un uso sostenible del agua que no comprometa la disponibilidad del recurso en zonas de estrés hídrico.

Gráfica 2. Producción de amoniaco por fuente (AEA, 2022)

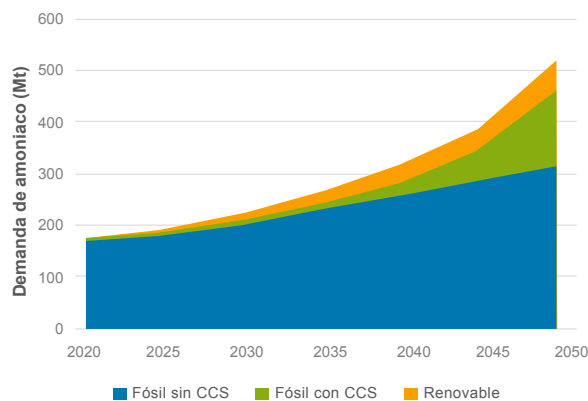
PRODUCCIÓN DE AMONIACO POR FUENTE



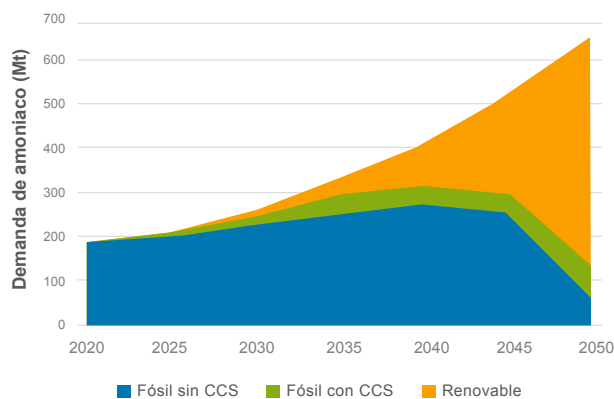
Estas emisiones provienen de los combustibles fósiles presentes en la producción del hidrógeno necesario para la síntesis de amoniaco. Una vez el hidrógeno empiece a ser producido por medio de electrólisis usando energías renovables, aparecerán nuevos usos para el amoniaco con fines de reducir emisiones. Uno de los usos más relevantes será como combustible para buques, pudiendo tener un papel importante en la descarbonización del sector de transporte marítimo. Además, será utilizado como vector energético para facilitar el transporte y almacenamiento de hidrógeno. Por último, si bien será un uso poco competitivo comparado con otras alternativas de descarbonización, el amoniaco también tiene potencial para ser usado como combustible en calderas, turbinas y motores para generar calor y electricidad sin producir gases de efecto invernadero<sup>1</sup> (pero sí NO<sub>x</sub> que pueden ser perjudiciales para la salud). En particular, el uso como combustible para el sector de transporte marítimo y como vector energético para transportar y almacenar hidrógeno renovable serán de especial importancia para limitar el calentamiento global a 1.5°C para mediados de siglo (AEA, 2022). De esta manera, junto con los usos presentes, los usos futuros apoyarán el papel crucial que jugará el amoniaco verde en la transición energética mundial.

<sup>1</sup> Ver por ejemplo: [https://www.jera.co.jp/en/news/notice/20230616\\_1503](https://www.jera.co.jp/en/news/notice/20230616_1503)

Gráfica 3. Producción esperada de amoniaco por materia prima en escenario BaU hasta 2050 (AEA, 2022)



Gráfica 4. Producción esperada de amoniaco por materia prima en escenario 1.5°C hasta 2050 (AEA, 2022)



Los requerimientos energéticos y los costos asociados con la producción de amoniaco son factores críticos para su viabilidad económica. La producción tradicional basada en combustibles fósiles ha sido hasta ahora más económica en comparación con las alternativas renovables. Sin embargo, los avances tecnológicos y el aumento de la eficiencia de las energías renovables están cerrando esta brecha de costos.

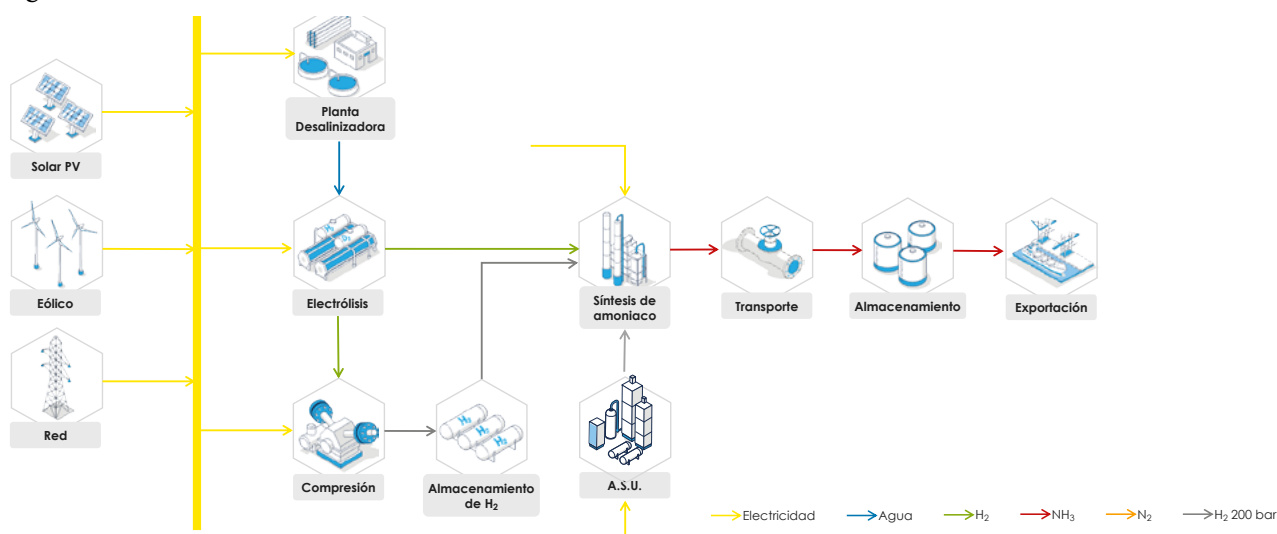
En la siguiente sección, se describirá con mayor detalle cada una de las etapas en su cadena de valor, incluyendo procesos como la generación de energía renovable, el suministro de agua, la producción de hidrógeno y su almacenamiento, la síntesis de amoniaco verde y su distribución. La descripción de cada uno de estos procesos estará acompañada por una descripción de las distintas tecnologías, los insumos necesarios, los productos obtenidos, los requerimientos energéticos y los costos asociados.

## 2 Descripción detallada del proceso

Dentro del marco de la producción de amoníaco verde, es importante enfocarnos en los componentes esenciales del proceso que dictan su viabilidad técnica y económica. Comenzando con la generación de electricidad renovable, pasamos a considerar aspectos fundamentales como el suministro de agua, principal insumo para la posterior obtención

de hidrógeno. Una vez producido el hidrógeno, es imperativo considerar su almacenamiento adecuado y seguro, previo a su uso en la síntesis del amoníaco. Finalmente, la logística y las estrategias de transporte también juegan un papel esencial en la viabilidad del sistema.

Figura 1. Cadena de valor de amoníaco renovable



En las secciones subsecuentes, desglosaremos cada uno de estos componentes, enfocándonos en su integración y aplicabilidad en el contexto mexicano.

### 2.1 Generación de electricidad renovable

La generación de electricidad renovable es la piedra angular de la producción de amoníaco verde. Es fundamental asegurarse de que la electricidad utilizada provenga de fuentes sostenibles que no tengan emisiones de efecto invernadero asociadas. Esto permitirá garantizar que el amoníaco producido no tenga un impacto negativo en el cambio climático.

#### 2.1.1 Fuentes de electricidad renovable

**Energía solar:** México cuenta con una irradiación solar horizontal (GHI, por sus siglas en inglés) media superior a la de muchas regiones del mundo (5.73 kWh/m<sup>2</sup>), lo que lo posiciona como un candidato ideal para proyectos de energía solar a gran escala (ESMAP, 2020). La tecnología fotovoltaica, que convierte la luz solar directamente en electricidad, ha experimentado una rápida reducción de

costos y se ha vuelto competitiva en comparación con las fuentes tradicionales de energía. De acuerdo con el Centro de Estudios de Medio Ambiente y Energías Renovables (CEMAER), en México el precio del watt instalado ronda entre los \$0.67 USD y los \$1.22 USD dependiendo de la tecnología y la potencia de los paneles solares.

**Energía eólica:** Las zonas costeras y las regiones del norte y sureste de México presentan un potencial eólico significativo. La energía eólica consiste en convertir la energía cinética del viento en electricidad utilizando turbinas eólicas.

**Energía hidroeléctrica:** Aunque la capacidad de generación hidroeléctrica de México ya está en gran parte explotada, la modernización y optimización de las plantas existentes pueden contribuir a aumentar la producción de electricidad de esta fuente renovable.

**Energía geotérmica:** Dada su actividad volcánica, México posee un vasto potencial geotérmico, especialmente en la región occidental. Esta energía

proviene del calor almacenado debajo de la superficie terrestre.

**Energía de biomasa:** A través de procesos de gasificación o fermentación, los residuos orgánicos pueden ser transformados en electricidad. México, con su robusta industria agropecuaria, tiene un potencial considerable en esta área.

### 2.1.2 Almacenamiento de energía

Debido a la naturaleza variable de las fuentes renovables como el sol y el viento, es esencial contar con soluciones de almacenamiento de energía para asegurar un suministro continuo de electricidad para la producción de amoníaco. Las baterías, las plantas de bombeo hidroeléctrico y los sistemas de almacenamiento térmico son algunas de las soluciones viables para compensar las fluctuaciones en la generación de electricidad.

## 2.2 Suministro de agua para proyectos de amoníaco verde

La escasez de agua es una preocupación creciente en muchas regiones del mundo, incluyendo México. La desalinización es una opción prometedora para abastecer de agua potable a las regiones que enfrentan problemas de escasez, especialmente en áreas costeras. A continuación, se considera la ósmosis inversa como proceso de desalinización más adecuado para México y las posibilidades de otras fuentes de agua.

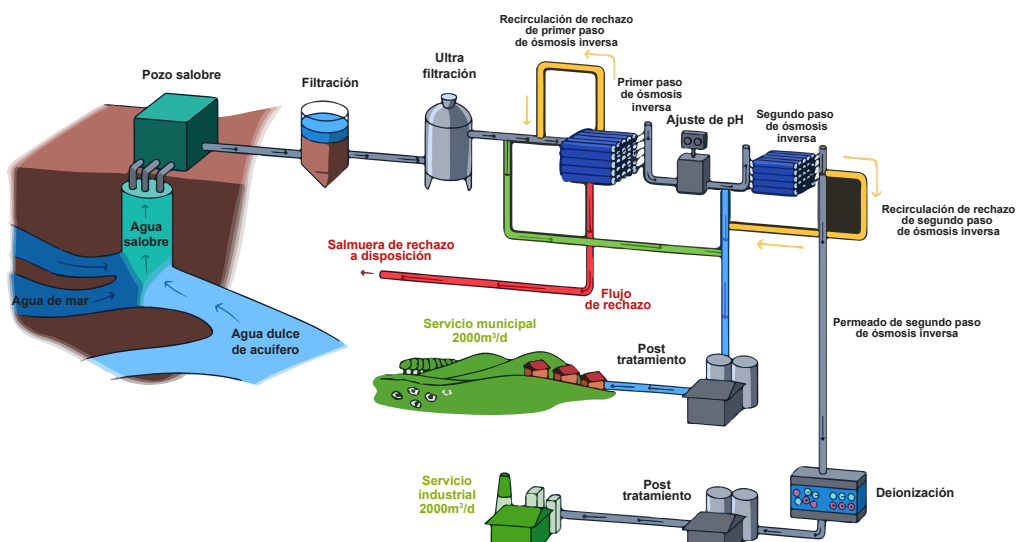
### 2.2.1 Desalinización

La ósmosis inversa representa un método para convertir el agua de mar en una fuente confiable de agua dulce. En la geografía mexicana, marcada por largas costas y desafíos en el suministro de agua dulce, esta tecnología ofrece una solución particularmente eficaz. Al utilizar membranas semipermeables, la ósmosis inversa retiene sales y contaminantes, proporcionando agua de alta pureza adecuada para la electrólisis y otros usos industriales sensibles.

Aunque esta tecnología ha avanzado considerablemente, reduciendo los costos y aumentando la eficiencia, la energía eléctrica necesaria para su operación sigue siendo considerable, aunque existen sistemas que funcionan con gravedad y que podrían disminuir el uso de energía eléctrica. Esto plantea el desafío de optimizar el consumo energético y de gestionar de manera sostenible la salmuera resultante, minimizando así su impacto ambiental. El potencial de México para aprovechar sus recursos naturales renovables en la generación de energía abre caminos para que la ósmosis inversa sea más sostenible y económicamente viable.

Dependiendo de la calidad del agua y de las características del electrolizador a utilizar, puede que sea necesario integrar otros procesos de tratamiento al agua como desionización.

Figura 2. Ejemplo de proceso de tratamiento de agua para electrólisis



### 2.2.2 Otras fuentes de agua

1. **Ríos:** El entramado fluvial de México ofrece potencial para proyectos de hidrógeno verde, donde el agua dulce es un insumo crítico para la electrólisis. Sin embargo, los desafíos de sobreexplotación y contaminación requieren una intervención decidida. Una gestión sostenible, que incluya la regulación del uso y el tratamiento avanzado de las aguas residuales, permitiría que los ríos mexicanos suministren agua para la producción de hidrógeno, alineando los esfuerzos de conservación con los objetivos energéticos renovables.
2. **Acuíferos:** Los acuíferos subterráneos son fundamentales para los proyectos de hidrógeno en zonas alejadas de la costa. La protección contra la sobreexplotación es esencial para asegurar que estos reservorios puedan seguir contribuyendo al suministro de agua. Se requieren políticas de extracción y recarga equilibradas para mantener su viabilidad a largo plazo, lo que permitiría una producción sostenible de hidrógeno verde.
3. **Captación de aguas pluviales:** En regiones con estaciones lluviosas definidas, la recolección de aguas pluviales se alza como una solución complementaria para el suministro de agua a plantas de electrólisis. La implementación de infraestructura adecuada para capturar, almacenar y tratar el agua de lluvia puede proporcionar un flujo constante de agua dulce para la producción continua de hidrógeno.

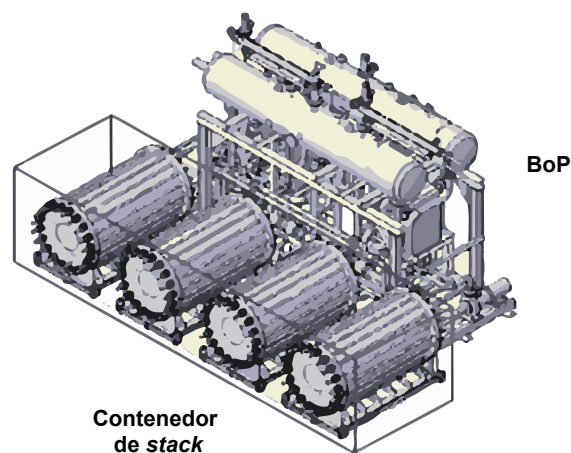
Dada la variedad climática y geográfica de México, una estrategia combinada que utilice tanto la desalinización como la gestión sostenible de otras fuentes de agua podría ser la solución más eficaz para abordar los desafíos relacionados con el agua en el país.

### 2.3 Producción de hidrógeno verde y almacenamiento

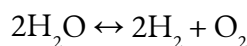
La electrólisis es un proceso que utiliza electricidad para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Por cada unidad de masa de hidrógeno producido, se requiere aproximadamente entre 10 y 20 unidades de volumen de agua, poco más de lo requerido por la estequiometría debido a ineficiencias del proceso. El equipo encargado de realizar el proceso de electrólisis es llamado electrolizador y está compuesto por *stacks* (Figura 2) que a su vez están compuestos por

celdas electrolíticas. Cada una de estas celdas cuenta con dos electrodos (ánodo y cátodo) conectados a una fuente de energía eléctrica continua.

Figura 3. Planta de Electrólisis



Dependiendo de la tecnología, los electrodos estarán separados por una solución o membrana electrolítica que permitirá separar el hidrógeno del oxígeno. Por medio de una reacción electroquímica, el hidrógeno se acumulará en el cátodo mientras que el oxígeno lo hará en el ánodo. Posteriormente, el hidrógeno pasará por un proceso de purificación y acondicionamiento que le permitirá estar listo para ser almacenado y/o utilizado.



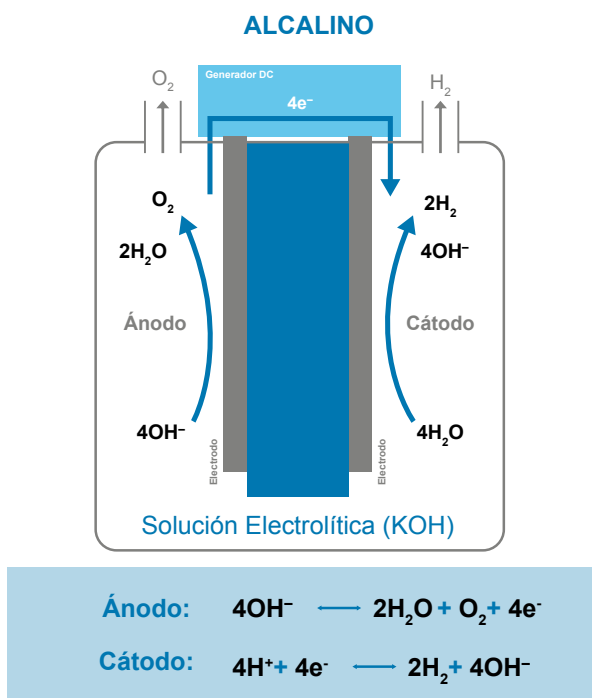
Dependiendo de diversos aspectos fisicoquímicos y electroquímicos de la celda del electrolizador, la electrólisis puede ocurrir con múltiples configuraciones. Los electrolizadores alcalinos (AWE, por sus siglas en inglés) cuentan con el mayor nivel de madurez, con varias plantas industriales operando hace décadas. Los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés) cuentan con una tecnología relativamente reciente, con menos de 10 años, pero ya se encuentra en proceso de escalamiento y optimización. También existen los electrolizadores de óxido sólido (SOEC, por sus siglas en inglés) y de membrana de intercambio de aniones (AEM, por sus siglas en

inglés), pero estos todavía están en etapa de desarrollo y no han alcanzado su madurez tecnológica y comercial o son de pequeñas capacidades. A continuación, se describen con mayor detalle los electrolizadores alcalinos y los electrolizadores PEM.

### 2.3.1 Electrolizadores alcalinos (AWE)

Los electrolizadores de tipo alcalino son la tecnología de electrolisis más madura para producir hidrógeno a nivel industrial en escala de decenas de MW. Es una tecnología que existe desde 1850, tuvo sus primeras instalaciones a gran escala en la década de 1930 y ya cuenta con un *Technology Readiness Level* (TRL) igual a 9.

Figura 4. Diagrama de una reacción de electrólisis en una celda alcalina



La electrólisis alcalina es un proceso electroquímico (Figura 4) que utiliza una solución alcalina, generalmente hidróxido de potasio (KOH), como electrolito. En este método, se aplica una corriente eléctrica a través de una celda electrolítica compuesta por ánodo, una membrana y el cátodo para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno.

En general, los costos de esta tecnología son relativamente bajos, por la madurez, los costos de los materiales y la gran capacidad del módulo del *stack*, además de la vida útil de este último. A pesar de lo anterior, presenta debilidades técnicas que abordar,

como las bajas densidades de corriente debido a la resistencia óhmica del electrolito y el diafragma, ya que con altas densidades de corriente se incrementa significativamente la difusión de gases cruzada de H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>. El rango de carga parcial es limitado por la capacidad del diafragma para evitar el cruce, la dinámica del electrolito es baja debido a la inercia del electrolito líquido, y la gran área de la celda limita la presión aplicable y a altas presiones se esperan más cruces de gases. Además, el electrolito KOH es corrosivo y puede dañar las tuberías y componentes, además afectar externamente a través de las fugas, lo que puede generar riesgos eléctricos.

Existen dos tipos de electrólisis alcalina: atmosférica y presurizada. La primera ocurre a presión atmosférica y la segunda a bajas presiones, entre 15 y 30 barg. Las principales diferencias son que la electrólisis alcalina atmosférica tiene un mayor nivel de madurez y que la complejidad del diseño del electrolizador es menor, pero requiere etapas de compresión adicionales (típicamente se requiere entre 20-30 barg para los procesos aguas abajo) que generan un costo extra de inversión en compresión, operación y mantenimiento. Además, tiene una menor flexibilidad para operar a cargas variables y es menos eficiente en la compresión mecánica (mayores pérdidas en la compresión mecánica) (IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, 2020).

La tecnología de electrólisis alcalina presurizada no requiere compresión mecánica, tiene menor requerimientos de espacio por trabajar con gases comprimidos y tiene mayor flexibilidad. Sin embargo, el electrolizador es más caro porque requiere ser reforzado para soportar la presión a la que opera el sistema. También requiere un mayor control de seguridad y mantenimiento, porque el electrolito corrosivo a presión (NaOH-KOH) puede provocar un mayor deterioro de los equipos de la planta (IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, 2020).

#### 2.3.1.1 Electrólisis alcalina atmosférica (AWE atm)

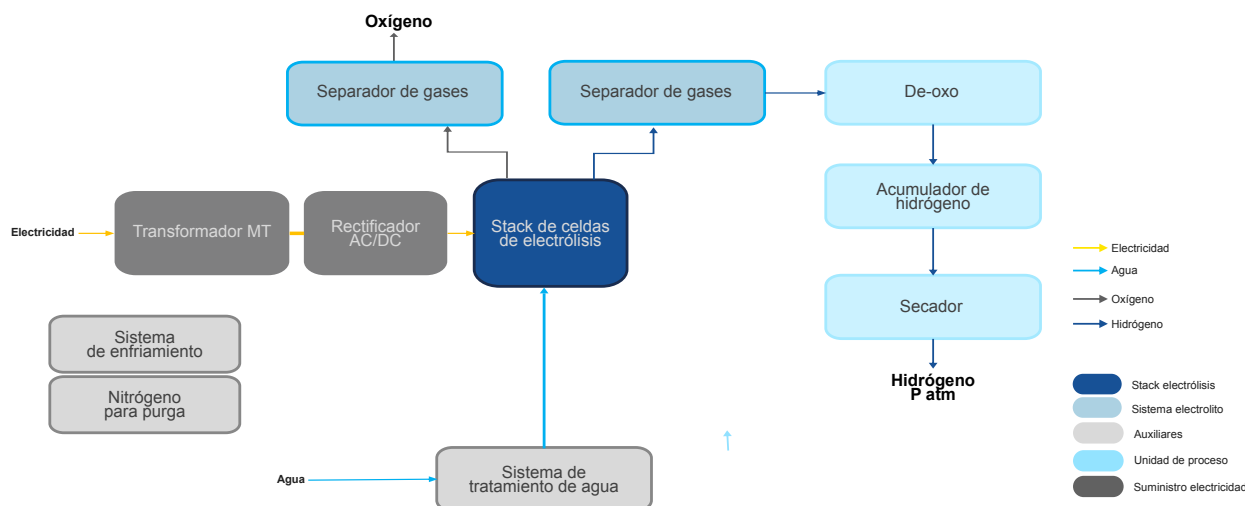
La electrólisis alcalina atmosférica ocurre a presión atmosférica o a baja presión, menor a 10 barg. La solución del electrolito requerido (KOH o NaOH) debe ser al 20-30% en masa y el hidrógeno producido tiene una pureza entre un 98 y un 99.9%. En la actualidad, el *stack* de celdas de electrólisis en esta

tecnología tiene una vida útil de 70,000 horas en promedio. Se espera que aumente a 85,000 horas en 2030 y a más de 100,000 para 2040 (Nel, 2020).

En general estos electrolizadores están compuestos por diafragmas basados en  $ZrO_2$  y electrodos de acero inoxidable recubiertos de níquel, evitando el uso de metales nobles. Los electrodos están sumergidos en la solución de electrolito, 20-30% de NaOH o KOH, y los diafragmas utilizados son

gruesos y espaciados para evitar la mezcla de los gases producidos,  $H_2$  y  $O_2$ , disueltos en el electrolito. Lo anterior da lugar a elevadas resistencias óhmicas, lo que reduce la densidad de corriente y la eficiencia global de la celda. Actualmente se está trabajando en el desarrollo de diseños avanzados que utilizan electrodos *zero-gap*, diafragmas más finos y diferentes conceptos de electrolizadores para aumentar la capacidad de corriente y las operaciones de niveles de presión más altos.

Figura 5. Diagrama de bloques simplificado de stack y BoP de una planta de electrólisis atmosférica (Inicio)



Además del electrolizador, se requieren una serie de equipos que deben ser considerados para el funcionamiento de una planta de electrólisis (balance de planta, BoP), como los siguientes (Figura 5):

- Planta de purificación de agua.
- Tanque y bomba de electrolito.
- Transformadores y rectificadores para el electrolizador.
- Sistema de enfriamiento para electrólisis.
- Separadores gas-líquido.
- Sistema de purificación de hidrógeno (De-oxo y secador).
- Compresor de nitrógeno

Típicamente, una planta de electrólisis alcalina atmosférica requiere un sistema de compresión adicional (tanque buffer, refrigeración inter-etapas y post compresión, etc.), porque en general la presión requerida es mayor a la atmosférica.

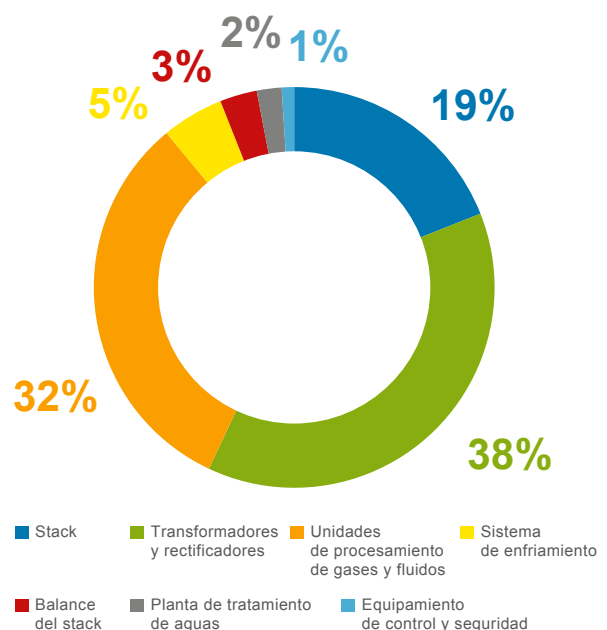
La eficiencia de la electrólisis alcalina atmosférica es entre un 56-70% del del *lower heating value* (poder calorífico inferior, LHV), incluyendo el BoP. Se espera que el valor aumente a un 65-71% para el 2030 y a un 71% para el 2040. El consumo eléctrico del *stack* de electrólisis es entre un 44.4 y 51.2 kWh/kg $H_2$ , y el consumo eléctrico del sistema de electrólisis incluyendo el BoP es entre 47.4 y 56 kWh/kg $H_2$ . En la Tabla 1 se muestran las especificaciones técnicas para la electrólisis alcalina a presión atmosférica.

Tabla 1. Especificaciones técnicas para electrólisis alcalina atm (Inicio)

	Unidad	Valor
Presión de operación	barg	0
Temperatura de operación	°C	70-90
Densidad de corriente	A/cm <sup>2</sup>	0.2-0.8
Tiempo de puesta en marcha en frío	Min	60
Tiempo medio entre fallos (MTBF)	años	< 2
Tiempo de respuesta a cambios dinámicos en la carga del <i>stack</i>	s	0.02
Rango de operación del <i>stack</i>	%	15-100
Vida útil <i>stack</i>	h	70,000-90,000
Consumo eléctrico del <i>stack</i> de electrólisis	kWh/kg H <sub>2</sub>	44.4-51.2
Consumo eléctrico del sistema	kWh/kg H <sub>2</sub>	47.4-56
Consumo de agua de enfriamiento	m <sup>3</sup> /kg H <sub>2</sub>	1.5-2
Consumo de agua desmineralizada de alimentación	L/kg H <sub>2</sub>	9-13
Conductividad de agua desmineralizada de alimentación	μS/cm	< 1.0
pH de agua de alimentación	pH	5.5-8
Superficie por MW (toda la planta)	m <sup>2</sup> /MW	100-170

En términos de costos, al 2023 una planta de electrólisis alcalina atmosférica de 10 MW, que está compuesta por stacks y todo el BoP requerido para poder entregar el hidrógeno en las condiciones necesarios, es de 580 – 1,010 USD/kW, el costo del *stack* corresponde a un 19% del total. La distribución general de los costos se muestra en la Gráfica 5. Los transformadores y las unidades de procesamiento necesarias para procesar gases y fluidos representan el 38% y 32% del costo, respectivamente. Los otros componentes del sistema representan costos secundarios. En caso de que se requiera la adición de una unidad de compresión de H<sub>2</sub> para elevar la presión a 30 barg, el costo del sistema aumenta a 655-1090 USD/kW, donde el costo del sistema de compresión representa un 24% del total.

Gráfica 5. Costos para planta de electrólisis alcalina

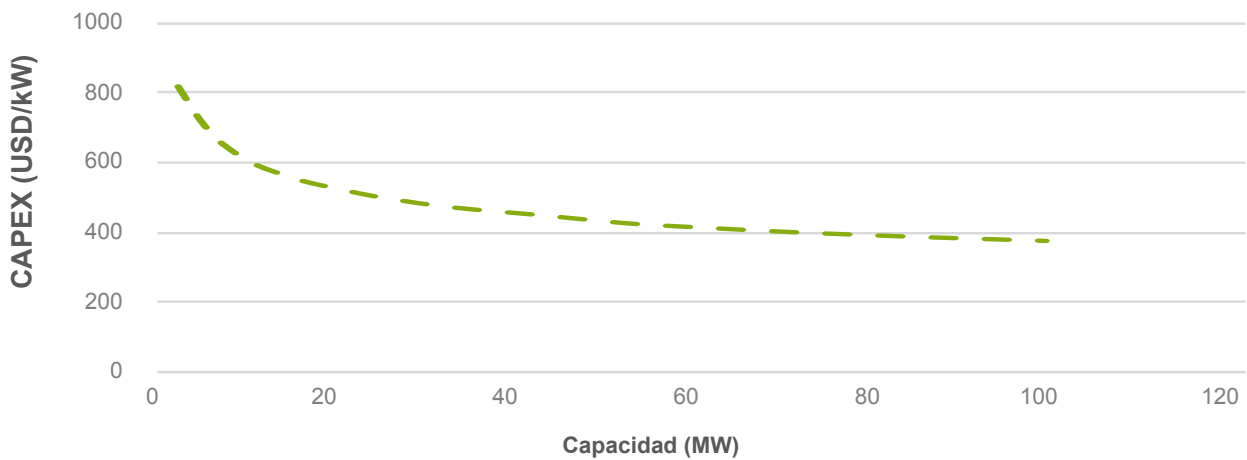




Adicionalmente, la inversión requerida para el desarrollo de una planta de electrólisis depende de la capacidad de esta. En el caso de la electrólisis alcalina, a medida que aumenta la capacidad, disminuyen los costos de inversión (Gráfica 6). A manera de ejemplo, si la capacidad de una planta de electrólisis alcalina es de ~2 MW el CAPEX es de aproximadamente 800 USD/kW, mientras que el costo dismi-

nuye a 400 USD/kW si la capacidad de la planta de electrólisis aumenta a 75 MW. Es importante notar que cuando la planta de electrólisis alcalina sobrepasa los 50 MW, el costo específico de inversión (USD/kW) se mantiene relativamente constante. Por último, el OPEX fijo anual para una planta de electrólisis AWE es de 2% del CAPEX inicial y contempla la operación y el mantenimiento.

Gráfica 6. CAPEX específico para planta de electrólisis alcalina vs. capacidad (múltiples fuentes)

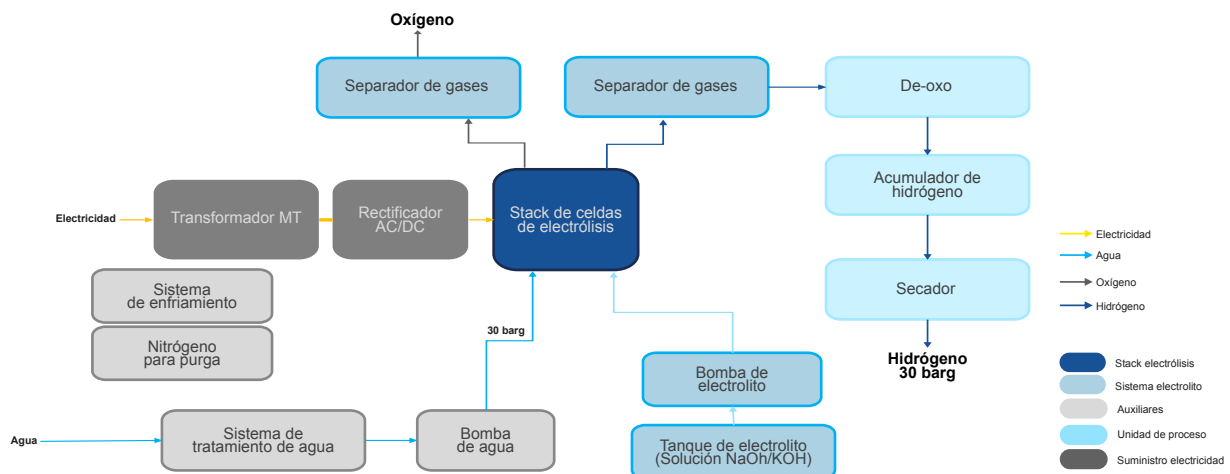


### 2.3.1.2 Electrólisis alcalina presurizada (AWE pres)

La electrólisis alcalina presurizada ocurre a presión entre 15 y 30 barg donde tanto el electrolito como el agua deben tener la misma presión que el electrolizador. Cuenta con un nivel de madurez similar a la tecnología alcalina, con TRL igual a 9. La mayor diferencia entre la electrólisis alcalina presurizada y atmosférica es que la presurizada no requiere del

sistema de compresión de H<sub>2</sub>. Los materiales utilizados en este tipo de electrolizadores son similares a los de la electrólisis alcalina atmosférica, pero cuentan con un diseño reforzado de membrana bipolar para hacer frente a la mayor presión. El hidrógeno producido con esta electrólisis tiene una pureza de 99.9% (Hanke-Rauschenbach, Bensmann, & Millet, 2015) (IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, 2020).

Figura 6. Diagrama de bloques simplificado de stack y BoP de una planta de electrólisis presurizada (Inicio)



Para la electrólisis alcalina presurizada hay una simplificación en comparación a lo requerido por la planta de electrólisis alcalina atmosférica. En este caso no hay necesidad de un compresor de H<sub>2</sub> en el sistema antes de la unidad de purificación y secado para obtener H<sub>2</sub> a 30 barg, lo que se traduce directamente en una reducción de costos y de las necesidades de espacio. Para alcanzar la presión requerida por el sistema se utiliza una bomba, que disminuye el consumo eléctrico del sistema, en comparación a aquellos sistemas que requieren compresores, y otorga mayor flexibilidad de operación a la planta de electrólisis, ya que al operar a presión la celda resiste de mejor manera posible fluctuaciones en el

flujo de operación (IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, 2020).

En general, comparte las especificaciones técnicas con la electrólisis alcalina atmosférica (Tabla 1). La diferencia radica en que no necesita un compresor para obtener el hidrógeno a 30 barg, ya que el H<sub>2</sub> se obtiene a la presión a la que funciona el electrolizador (15 – 30 barg). Tanto el circuito del electrolito como el agua de alimentación al sistema debe tener la misma presión que el electrolizador.

En la Tabla 2 se muestra el estado actual de la tecnología de electrólisis alcalina presurizada junto con las futuras mejoras que se pueden realizar.

Tabla 2. Estado actual y futuras mejoras de la tecnología de electrólisis alcalina

Elemento	Estado actual de la tecnología	Futuras mejoras para la tecnología
Stack – Electrodo	Electrodos de acero inoxidable recubiertos de níquel (Ni).	Desarrollar material idóneo (Ni(OH) <sub>2</sub> o NiCo <sub>2</sub> O <sub>4</sub> -NiCoS <sub>4</sub> ), que permita aumentar la densidad de corriente debido a su alta actividad y estabilidad.  Desarrollar electrodos resistentes a la corrosión.
Stack – Diafragma	Diafragma grueso basado en ZrO <sub>2</sub> .	Desarrollar diafragmas más delgados que permitan aumentar la densidad de corriente, pero que eviten la mezcla de gases disueltos en el electrolito
Stack – Electrolito	Utiliza una solución de NaOH o KOH al 20%-30%.	Desarrollar un nuevo electrolito para operaciones a alta temperatura. Ejemplo: sales fundidas.
Stack – Tamaño	Tecnología del stack madura en el rango de los MW	Aumentar tamaño de stack para tener multi-MW stacks, provocando una disminución de costos específicos de la tecnología.
Stack – Diseño	Diseño tradicional de electrólisis alcalina.	Diseño “Zero Gap”: Este diseño considera que los electrodos porosos solo se encuentren separados por el diafragma, lo que provoca un aumento de la densidad de corriente debido a la menor resistencia interna dentro de la celda.
BoP	Sistema de purificación de agua previo al electrolizador.  Se utiliza un circuito de lejía (solución de NaOH/KOH) para el sistema de electrólisis.	Mejorar la circulación dentro del circuito de lejía, y la vida útil de los componentes. Una opción para esto es usar sulfuro de polifenilo, pero a la vez se debe analizar el impacto que tiene este componente en la disminución de la eficiencia del sistema.  Mejorar integración energética con el sistema de enfriamiento.

Elemento	Estado actual de la tecnología	Futuras mejoras para la tecnología
BoP	Agua abajo del electrolizador, existe una planta de purificación de hidrógeno, que consiste en un separador de hidrógeno, un de-oxo y un secador.	Mejorar rectificador: Aumento de 2–3% en la eficiencia del sistema usando diodos más caros.

En cuanto a costos, el *stack* de electrólisis presurizada es, en promedio, un 10% más alto que el de electrólisis alcalina atmosférica y el costo total del sistema de electrólisis presurizada es de 650 – 1,100 USD/kW. El desglose de los costos de una planta de 10 MW es similar al de la electrólisis alcalina atmosférica (Gráfica 5). La diferencia en el costo del *stack* se debe a que requiere ser reforzado para soportar la presión a la que opera el sistema. En este caso se evitan los costos relacionados a la posterior compresión del H<sub>2</sub> hasta la presión deseada, menor a 30 barg. De manera similar a la electrólisis alcalina atmosférica, la presurizada cuenta con un OPEX fijo anual que corresponde al 2% del CAPEX inicial.

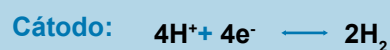
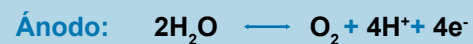
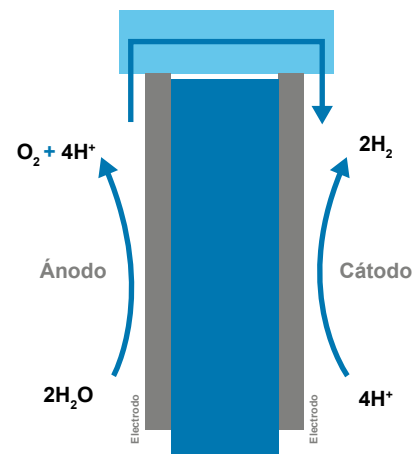
### 2.3.2 Electrolizadores PEM

La electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM) es una tecnología madura con un TRL igual a 9 y que se caracteriza por su electrolito sólido conductor de protones. Los electrolizadores tipo PEM cuentan con una tecnología más reciente (menos de 10 años), pero que ya alcanzó madurez tecnológica. Si bien sus costos son actualmente mayores a los electrolizadores alcalinos, son prometedores en términos de densidad de corriente, flexibilidad operacional y utilización de terreno.

En este tipo de tecnología los protones H<sup>+</sup> producidos por la reacción de electrólisis son transportados a través de un electrolito sólido desde el ánodo al cátodo, como se observa en la Figura 6. La celda cuenta con un área reducida que resulta de las altas densidades de corriente y tiene tolerancia a la presión desequilibrada, que permiten que los *stack* PEM funcionen a presión. Actualmente la presión típica de funcionamiento es 30 barg y este tipo de electrólisis produce H<sub>2</sub> con una pureza de 99.99% (IRENA, 2020).

Figura 7. Diagrama de una reacción de electrólisis en una celda PEM

#### MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES



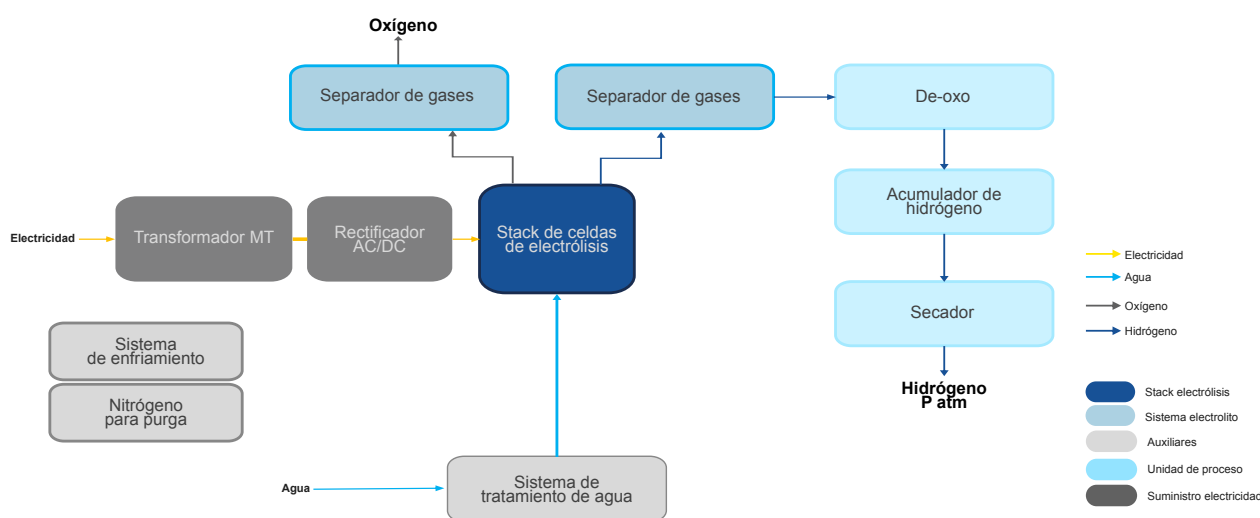
Este tipo de electrólisis posee una alta densidad de corriente, entre 1 a 2.2 A/cm<sup>2</sup>, por lo que el sistema de enfriamiento debe ser operado de manera efectiva y uniforme a través del área de la celda. El *stack* de celdas de electrólisis para este tipo de electrolizadores tiene una vida útil promedio de 50,000 horas, la cual se espera que aumente a 75,000 en 2030 y a más de 100,000 para 2040 (IRENA, 2020).

En cuanto a las características y materiales, las celdas de electrólisis PEM utilizan una membrana de ácido perfluorosulfónico (PFSA) o una membrana fluorada que es química y mecánicamente robusta, lo que permite obtener mayores eficiencias (menor resistencia óhmica) y altos diferenciales de presión, debido a que las presiones laterales del ánodo y el cátodo no deben ser equilibradas. Para proporcionar una conductividad de electrones óptima, una

alta eficiencia y estabilidad a largo plazo de los componentes de una celda PEM, se utilizan materiales a base de titanio, catalizadores hechos de metales nobles (normalmente a base de iridio y platino) y revestimientos protectores. Estos requisitos han hecho que las celdas de electrólisis PEM sean más costosas

que las celdas alcalinas. Por otra parte, las celdas PEM son sensibles a las impurezas del agua, como el hierro, el cobre, el cromo y el sodio, y pueden sufrir calcinación, por lo que una alta pureza del agua de alimentación es esencial para mantener una alta vida útil de la celda de electrólisis.

Figura 8. Diagrama de bloques simplificado de stack y BoP de una planta de electrólisis PEM (Inicio)



Además del electrolizador, existen una serie de equipos que deben ser considerados para el funcionamiento de la planta de electrólisis (BoP), son los siguientes (Figura 8):

- Sistema de tratamiento de agua.
- Transformadores y rectificadores.
- Sistema de enfriamiento para electrólisis.
- Separadores gas-líquido.
- Sistema de purificación de  $H_2$  (De-oxo y secador).
- Compresor de nitrógeno.

Se puede añadir un sistema de compresión y almacenamiento de  $H_2$  si es que este requiere tener una presión mayor a la de operación del electrolizador. La planta de electrólisis PEM opera típicamente a 30 barg, por lo que requiere una bomba que permita impulsar el agua hacia el electrolizador a la presión deseada.

Los *stacks* de electrólisis PEM ocupan menos espacio que los *stacks* de electrólisis alcalina, debido a que su

diseño es más comprimido al no requerir la circulación de un electrolito líquido por el electrolizador. Por esta razón el requerimiento de terreno total de estos sistemas es igual o menor que el de los sistemas de electrólisis alcalinos. El BoP para este tipo de electrólisis se simplifica en comparación con el requerido por la planta de electrólisis alcalina atmosférica, pues el sistema de compresión de  $H_2$  aguas abajo del electrolizador es opcional (Siemens Energy, 2020).

La principal fortaleza de la electrólisis PEM es la capacidad de operar a alta densidad de corriente y presión, con lo que se disminuye el requerimiento de terreno del sistema y el trabajo de compresión requerido aguas abajo. Además, cuenta con un amplio rango de operación debido a la baja tasa de cruce de gas de la membrana del electrolito polimérico y el transporte de protones a través de la membrana responde rápidamente a la entrada de energía debido a que hay una menor inercia en comparación al electrolito líquido. Gracias al uso de un electrolito polimérico, el agua es la única impureza que debe ser eliminada, reduciendo el riesgo de desviaciones en la pureza del producto. Finalmente, la tecnología

PEM utiliza una fina membrana de polímero que permite celdas compactas en comparación con la tecnología de electrólisis alcalina.

En cuanto a las debilidades, puesto que el proceso está basado en el intercambio de protones ( $H^+$ ), es necesario utilizar materiales específicos en el *stack* como, por ejemplo, titanio. Por otra parte, se han reportado entre 20,000 y 90,000 horas de vida útil del *stack*, con un promedio de 50,000 h de operación. En cuanto a la escala, recién se comenzaron a ofrecer productos en la escala de los MW. Final-

mente, los costos de los materiales del *stack* son altos: membrana de PFSA, catalizador y electrodos basados en metales nobles (iridio, platino).

En la Tabla 3 se muestran las especificaciones técnicas de la electrólisis PEM. La eficiencia de la electrólisis PEM es entre un 42-66% LHV. Se espera que el valor aumente a un 63-68% para el 2030 y a un 68% para el 2040. El consumo eléctrico del *stack* de electrólisis es entre un 47.8 y 52.3 kWh/kg  $H_2$ , y el consumo eléctrico del sistema de electrólisis incluyendo el BoP es entre 49.9 y 60 kWh/kg  $H_2$ .

Tabla 3. Especificaciones técnicas electrólisis PEM (Inicio)

	Unidad	Valor
Presión de operación	Barg	1-70
Temperatura de operación	°C	40-80
Densidad de corriente	A/cm <sup>2</sup>	1-2.2
Tiempo de puesta en marcha en frío	min	30
Tiempo medio entre fallos (MTBF)	años	2-3
Tiempo de respuesta a cambios dinámicos en la carga del <i>stack</i>	s	0.01
Rango de operación del <i>stack</i>	%	5-100
Vida útil <i>stack</i>	h	30,000-90,000
Consumo eléctrico del <i>stack</i> de electrólisis	kWh/kg $H_2$	47.8-52.3
Consumo eléctrico del sistema	kWh/kg $H_2$	49.9-60
Consumo de agua de enfriamiento	m <sup>3</sup> /kg $H_2$	0.93-1.8
Consumo de agua desmineralizada de alimentación	L/kg $H_2$	10-13
Conductividad de agua desmineralizada de alimentación	μS/cm	< 0.75
Superficie por MW (toda la planta)	m <sup>2</sup> /MW	80-130

En la Tabla 4 se describe el estado actual de la tecnología junto con las futuras mejoras para ella.

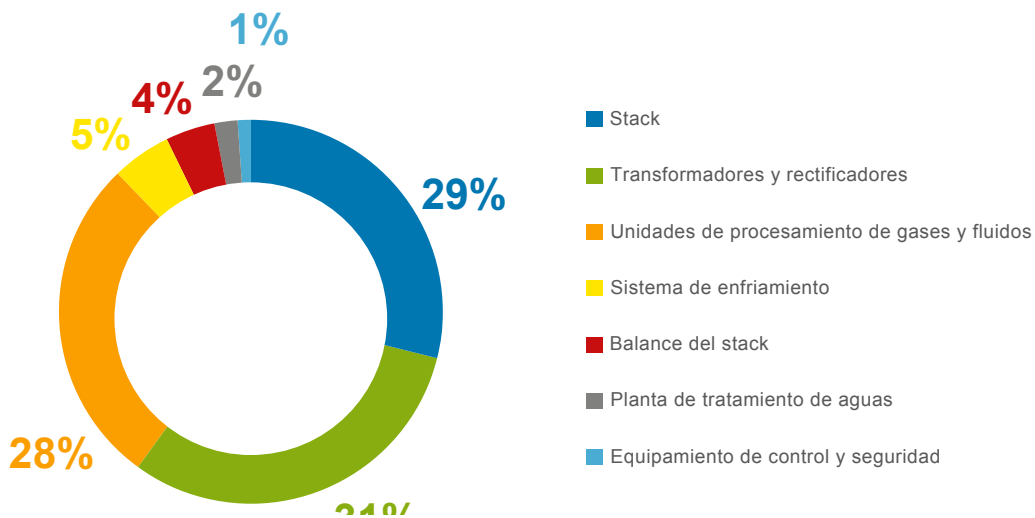
Tabla 4. Estado actual y futuras mejoras de la tecnología de electrólisis PEM

Elemento	Estado Actual de la tecnología	Futuras mejoras para la tecnología
Stack – Catalizador / Electrodo	Catalizador de iridio en el ánodo y basados en platino en el cátodo	<p>Reducción de la carga de IrO<sub>2</sub> en el ánodo y de Pt en el cátodo.</p> <p>Mejorar estabilidad y actividad del catalizador en el ánodo. Desarrollo de materiales basados en Ru para aumentar estabilidad.</p> <p>Desarrollo de materiales inorgánicos alternativos para el cátodo (sulfuros, fosfuros, carburos y nitruros).</p> <p>Mejorar o desarrollar nuevos catalizadores: desarrollo de nanoestructuras que minimicen la carga de metales nobles optimizando el área de contacto.</p>
Stack – Membrana	Membrana de ácido perfluoro sulfónico (PFSA) o fluorada.	<p>Desarrollar membranas más delgadas que permitan aumentar la densidad de corriente.</p> <p>Desarrollar reforzamiento de membrana a medida que aumenta el tamaño de la celda de electrólisis.</p> <p>Disminuir CAPEX de membrana.</p>
Stack – Placas bipolares	Placas bipolares con materiales a base de titanio.	<p>Reducción del uso de titanio. Búsqueda de revestimiento de alta conductividad con un sustrato de bajo costo. Desarrollo de revestimientos de materiales alternativos como de niobio (Nb).</p> <p>Optimizar configuración del difusor para permitir el transporte de masa a densidades de corriente mayores.</p> <p>Mejorar proceso de manufactura: <i>stamping e hydroforming</i>.</p>
Stack – Tamaño	Tecnología del <i>stack</i> madura en el rango de los MW	Aumentar tamaño de celda para tener multi-MW <i>stacks</i> , provocando una disminución de costos específicos.
Stack – Operación	Actualmente, operan a 60-80°C.	Aumento de temperatura de operación: ~120 °C en sistemas presurizados supone un aumento del 15-20% en la eficiencia del <i>stack</i> y aumenta la eficiencia de la refrigeración.
BoP	<p>Sistema de purificación de agua previo al electrolizador.</p> <p>Aguas abajo del electrolizador, existe una planta de purificación de hidrógeno, que consiste en un separador de hidrógeno, un de-oxo y un secador.</p>	<p>Mejorar integración energética con el sistema de enfriamiento.</p> <p>Mejorar rectificador: Aumento de 2-3% en la eficiencia del sistema usando diodos más caros.</p>

El costo de una planta de 10 MW, incluyendo el BoP, se encontrará entre 700 – 1,200 USD/kW, donde el *stack* corresponde a 29% del total. En la Gráfica 7 se puede apreciar la distribución general de los costos para la planta de electrólisis PEM. A nivel de la unidad de proceso, la celda PEM representa una parte mayor del costo global que una celda alcalina. Además, los transformadores y los

equipos para procesamiento necesarios para procesar gases y fluidos representan un costo significativo sobre el costo total del sistema de electrólisis PEM: 31% y 28%, respectivamente. Finalmente, la planta de tratamiento de aguas, el sistema de enfriamiento y el equipamiento de seguridad son costos secundarios dentro del sistema.

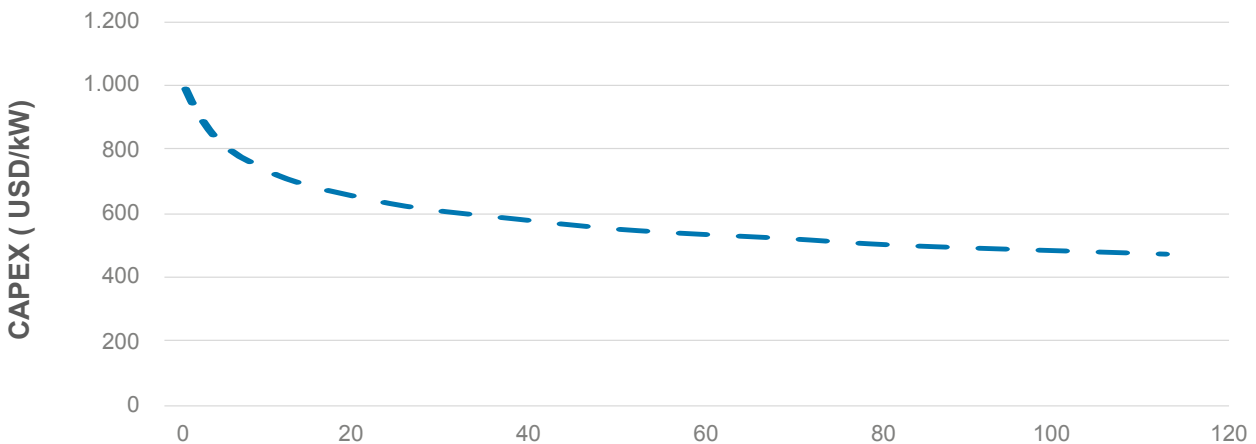
Gráfica 7. Costos para planta de electrólisis PEM



Por otra parte, la inversión requerida para el desarrollo de una planta de electrólisis depende de la capacidad de ésta. En el caso de la electrólisis PEM, similar a la electrólisis alcalina, a medida que aumenta la capacidad, disminuyen los costos de inversión (Gráfica 8). Por ejemplo, si la capacidad de una planta de electrólisis PEM es de 20 MW el CAPEX es mayor a 600 USD/kW, mientras que el costo disminuye a 480 USD/kW

si la capacidad del módulo aumenta a 75 MW. De la misma manera que con la electrólisis alcalina, sobre una cierta capacidad (~50 MW) el costo específico de inversión se mantiene relativamente constante al aumentar la capacidad de la planta. Por último, el OPEX fijo anual para una planta de electrólisis PEM es 2% del CAPEX inicial y contempla la operación y el mantenimiento.

Gráfica 8. CAPEX específico para planta de electrólisis PEM vs capacidad (múltiples fuentes)



Para terminar la sección sobre las tecnologías de producción de hidrógeno renovable, está la Tabla 5 donde

se puede encontrar un resumen de ventajas y desventajas para las tecnologías de electrólisis descritas.

Tabla 5. Ventajas y desventajas de electrólisis alcalina y PEM

Tecnología	Ventajas	Desventajas
<b>AWE</b>	<p>Tecnología madura</p> <p>Catalizador no requiere metales nobles</p> <p>Tecnología de celda madura en el rango de los MW</p> <p>Costos comparativamente bajos</p> <p>Vida útil comparativamente larga</p>	<p>Bajas densidades de corriente</p> <p>Difusión cruzada de H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub></p> <p>Rango de carga parcial limitado por la capacidad del diafragma para evitar cruces</p> <p>Dinámica baja</p> <p>Bajas presiones operacionales</p> <p>Electrolito líquido corrosivo</p>
<b>PEM</b>	<p>Alta densidad de corriente nominal</p> <p>Presión de operación disminuye necesidad de compresión aguas abajo</p> <p>Amplio rango de operación</p> <p>Respuesta dinámica</p> <p>Altas densidades de potencia <i>peak</i></p> <p>Alta pureza del hidrógeno</p> <p>Diseño compacto del sistema</p>	<p>Ambiente ácido corrosivo dentro del <i>stack</i></p> <p>Vida útil promedio del <i>stack</i> en operación de 50,000 h</p> <p>Capacidad del <i>stack</i> en la escala de los MW reciente</p> <p>Alto costo de materiales del <i>stack</i></p>

### 2.3.3 Almacenamiento de Hidrógeno

Almacenar el hidrógeno comprimido en estado gaseoso suele ser la mejor opción. Se requiere un sistema de compresión, un tanque presurizado y un adecuado sistema de seguridad. La principal desventaja es la baja capacidad de almacenamiento como consecuencia de la baja densidad del gas. Por esta razón, el hidrógeno se comprime a presiones de hasta 1,000 bar para ser almacenado. Dependiendo de la aplicación y la presión, existen 4 opciones de almacenamiento:

1. Tipo I: tanque metálico, generalmente de acero, usado para aplicaciones industriales estacionarias. Para hidrógeno se usa una presión de 200 bar y es el tipo de almacenamiento más económico. A esta presión la densidad del hidrógeno es aproximadamente 14.5 kg/m<sup>3</sup>.
2. Tipo II: tanque fabricado de forro metálico recubierto en resina de fibra compuesta usado para aplicaciones industriales estacionarias con

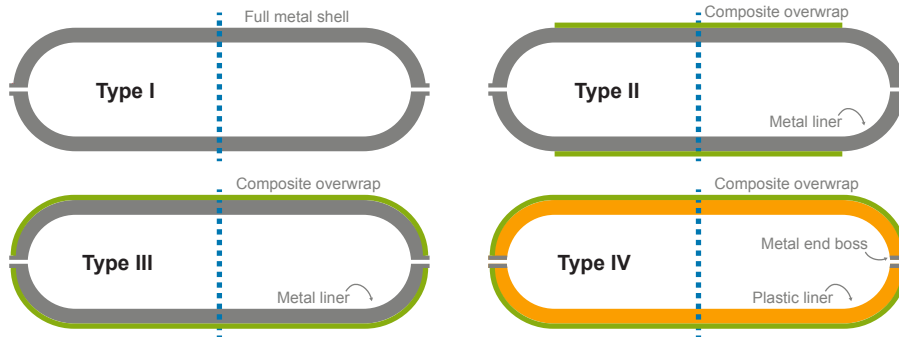
presiones entre 200 y 350 bar, lo cual representa una densidad entre 14.5 y 23.3 kg/m<sup>3</sup>.

3. Tipo III: tanque fabricado de forro metálico recubierto en resina de fibra compuesta usado para aplicaciones móviles con presiones entre 350 y 700 bar. A esta presión la densidad del gas almacenado está aproximadamente entre 23.3 y 39.4 kg/m<sup>3</sup>.
4. Tipo IV: tanque fabricado de forro polimérico recubierto en resina de fibra compuesta usado para aplicaciones móviles con presiones entre 700 y 1,000 bar. Este tipo de tanque tiene una vida útil superior al de tipo III por su resistencia a la fatiga y puede almacenar el hidrógeno a una densidad entre 39.4 y 49 kg/m<sup>3</sup>.

Para el caso específico de los proyectos Power-to-Ammonia, los tanques comúnmente utilizados son tipo I y tipo II y tienen un costo aproximado de 600 USD/kg.



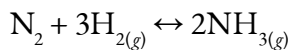
Figura 9. Tipos de tanques para almacenar hidrógeno



Es importante tener en cuenta que, una cantidad de gas permanece en el tanque al final del ciclo de descarga. En contenedores pequeños esta cantidad puede ser despreciada, pero en contenedores grandes puede llegar a ser significativa. Comúnmente se emplea líquido, como salmuera, para desplazar el gas dentro del tanque y poder extraerlo en su totalidad.

## 2.4 Síntesis de amoniaco verde

A escala industrial, se utiliza el proceso de síntesis Haber-Bosch para sintetizar amoniaco. Este proceso se basa en la reacción exotérmica y reversible entre hidrógeno y nitrógeno:

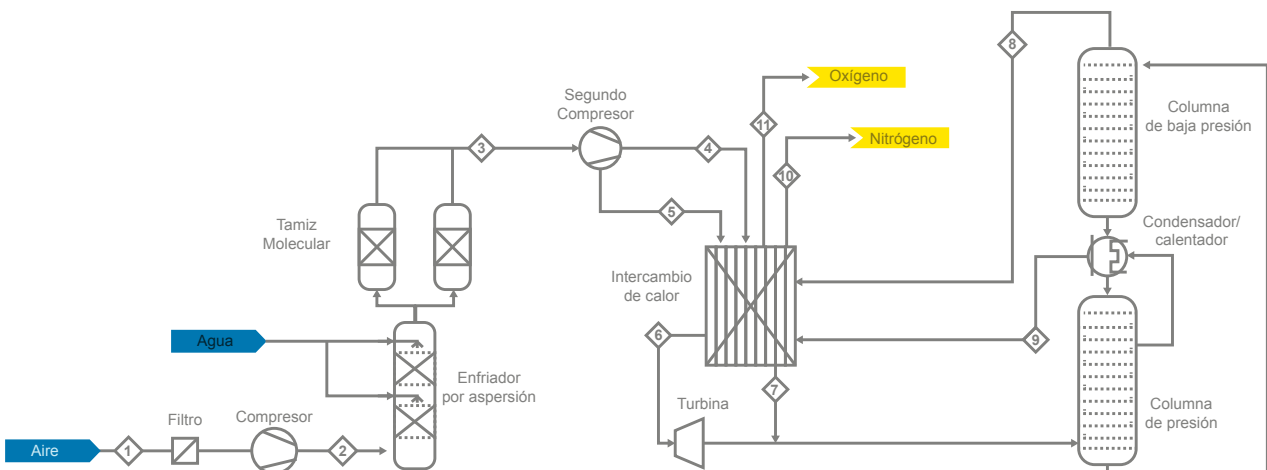


La reacción requiere de un catalizador ferroso, y opera en un rango de temperatura de 350-550 °C y un rango de presión de 100-300 bar. A continuación, primero se describirá el proceso de captura de nitrógeno del aire y luego el proceso de síntesis Haber-Bosch.

### 2.4.1 Captura de nitrógeno

Para conseguir el nitrógeno necesario en la síntesis de amoniaco, se utilizan unidades de separación de aire (ASU, por sus siglas en inglés). Este equipo está encargado de separar el nitrógeno de las demás componentes del aire atmosférico. De este proceso también se obtiene oxígeno y argón. En términos generales, existen tres tecnologías para la separación de aire: destilación criogénica, separación por membrana y adsorción por cambio de presión (PSA). Cada tecnología tiene distintas capacidades de producción y purezas de los productos obtenidos, pero todas han alcanzado una madurez industrial y comercial por los que las diferencias en costos no son significativas. Entre estas alternativas, la destilación criogénica compone aproximadamente 90% de la separación de aire a nivel mundial, puesto que es el único método comercialmente práctico para la producción a gran escala. Por esta razón solo se describirá el funcionamiento de la destilación criogénica.

Figura 10. Diagrama simplificado de unidad de separación de aire (ASU)



El funcionamiento del ASU (Figura 10) involucra 3 etapas principales: compresión y purificación del aire, intercambio de calor, y destilación criogénica. Inicialmente, el aire atmosférico (1) es filtrado para remover partículas de polvo y comprimido a 6 bar. Luego, se enfría a temperatura ambiente en un enfriador por aspersión (2) y pasa por un tamiz molecular que extrae agua y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), lo que previene la formación de hielo y nieve carbónica (hielo seco) en etapas criogénicas posteriores. Una vez purificado (3), el flujo de aire se divide en dos corrientes. El flujo más grande (4) es enfriado y licuado en un intercambiador de calor de múltiples corrientes utilizando los flujos de producto de oxígeno y nitrógeno.

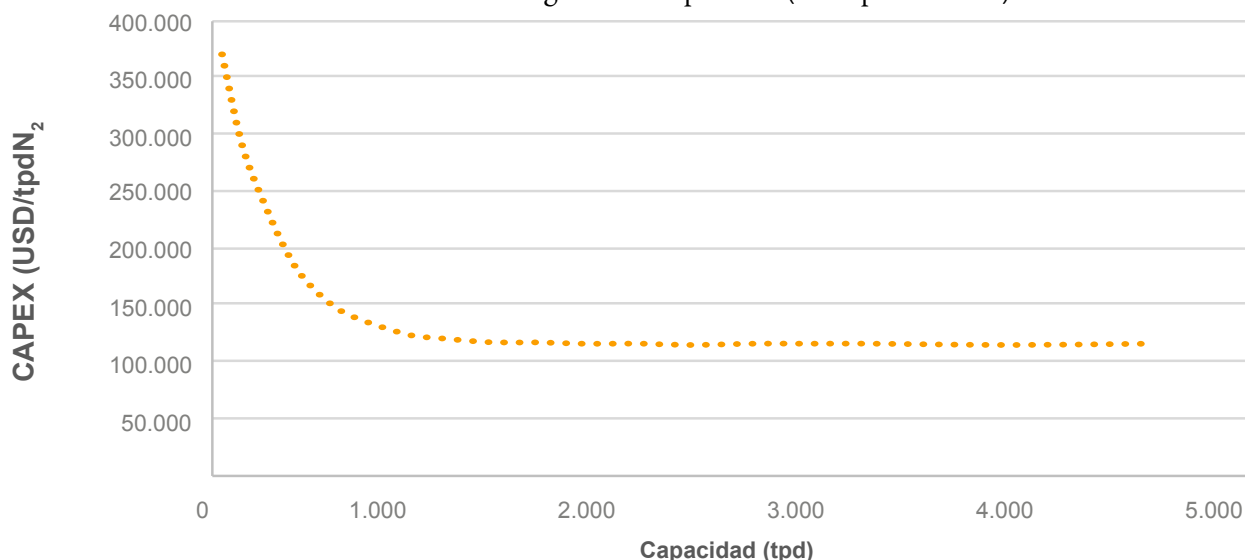
El flujo más pequeño (5) es comprimido nuevamente, enfriado en un intercambiador de calor y expandido en una turbina. Después, los dos flujos (6-7) se unen y pasan al sistema de destilación donde finalmente se usan las distintas temperaturas de ebullición del nitrógeno y el oxígeno (-196°C y -185°C a 10 bar para nitrógeno y oxígeno, respectivamente) para obtener el nitrógeno necesario en la síntesis de amoníaco. La sección de destilación consta de dos columnas, la de alta presión y la de baja presión. La columna de presión opera a 0.5-0.6 MPa y recibe el aire frío proveniente del intercambiador de calor de múltiples corrientes. De esta columna se obtienen dos productos: una corriente superior compuesta principalmente por nitrógeno (el compuesto más ligero) y un producto inferior que es una mezcla de

nitrógeno, oxígeno y argón. La corriente de nitrógeno se envía al condensador/calentador que conecta ambas columnas. Este equipo y la diferencia de presión entre las columnas permiten integrarlas energéticamente y lograr que el intercambiador de calor actúe como un condensador para la columna de alta presión y como un calentador para la columna de baja presión.

Una fracción del nitrógeno líquido obtenido se utiliza como reflujo de la columna de presión y el resto se envía para alimentar la columna de baja presión junto con el producto inferior de la columna de presión. De la destilación a baja presión (0.13-0.15 MPa), se obtienen productos de nitrógeno puro (superior) y oxígeno (inferior). Estas dos corrientes se utilizan en el intercambiador de calor de múltiples corrientes para enfriamiento de aire. La unidad de separación de aire consume típicamente alrededor de 100 kWh/tN<sub>2</sub>.

Al igual que para otras etapas en la cadena de valor, el costo unitario de la unidad de separación de aire disminuye a medida que aumenta su capacidad. Para el caso de la destilación criogénica los costos varían respecto a la capacidad de producción como se muestra en la Gráfica 9. A partir de una capacidad de 750 tpd de N<sub>2</sub> se observa que se comienza a estabilizar el costo en 133,000 USD/tpdN<sub>2</sub>. Por encima de una capacidad de 1,000 tpd de N<sub>2</sub> el costo se estabiliza en 114,500 USD/tpdN<sub>2</sub>, y cualquier otro aumento en la capacidad reduce marginalmente el costo unitario.

Gráfica 9. Costo unitario de destilación criogénica vs capacidad (múltiples fuentes)



## 2.4.2 Proceso de síntesis Haber-Bosch

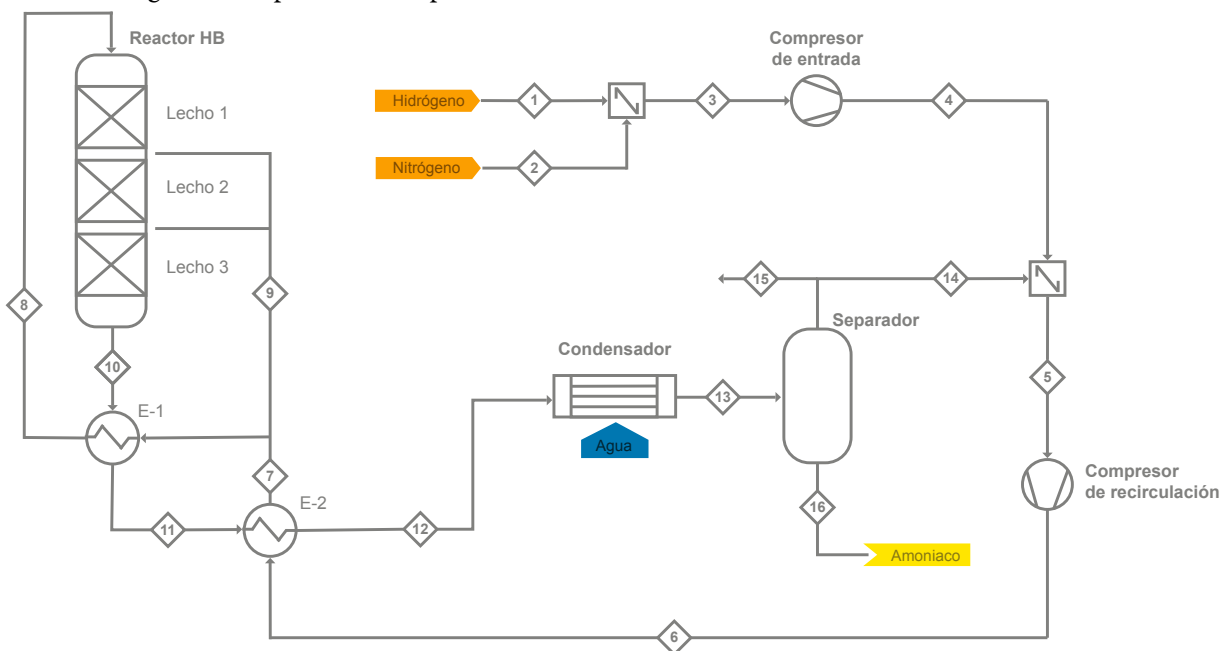
El proceso Haber-Bosch está compuesto por cinco etapas principales:

1. Compresión del *syngas* (mezcla de nitrógeno e hidrógeno)
2. Conversión del *syngas* en amoníaco
3. Recuperación de calor residual, enfriamiento y condensación del gas convertido
4. Compresión del gas recirculado (*syngas* no convertido)

5. Separación del producto de amoníaco

Es una particularidad de este proceso que la tasa de conversión de cada pasada a través del reactor sea de apenas 15%-20%. Por esta razón, se requiere un sistema de recirculación interna que permita lograr una alta tasa de conversión global (hasta 98%). Un diagrama simplificado del proceso puede observarse en la Figura 11.

Figura 11. Diagrama simplificado del proceso Haber-Bosch



En primer lugar, el nitrógeno se mezcla con el hidrógeno (*syngas*) a 30 barg. Este *syngas* (3) alimenta al compresor de múltiples etapas (4) el cual comprime y se mezcla con la corriente de recirculación (14), que contiene el gas no convertido. Una vez que la alimentación fresca y la recirculación se mezclan, la corriente resultante (5) se comprime hasta alcanzar la presión de síntesis  $\approx 150$  barg. Antes de ingresar a la sección de reacción, la corriente de alimentación (6) se precalienta a través del intercambiador de calor E-2, y luego se divide en una corriente principal (8) y una corriente enfriada (9). La corriente principal se calienta en el intercambiador de calor E-1 utilizando el producto del reactor (10), luego ingresa a la sección de reacción. Cabe destacar que el paso de reacción está compuesto por tres lechos. Esto se hace con el objetivo de manejar el comportamiento exotérmico de la reacción y au-

mentar la conversión del proceso. En consecuencia, los productos de los lechos 1 y 2 se enfrían y diluyen al mezclarse con una fracción de la corriente enfriada. El producto de la sección de reacción se utiliza para precalentar la alimentación mediante los intercambiadores de calor E-1 y E-2 (integración de calor). Posteriormente, el producto se enfría y se condensa antes de ingresar al paso de separación (13), donde se separa el amoníaco líquido ( $\approx 99\%$  en peso) y los gases no convertidos.

Finalmente, es importante mencionar que no es recomendable apagar por completo un reactor Haber-Bosch para mantener su eficiencia, evitar estrés térmico de los equipos, cuidar la estabilidad de los catalizadores y prolongar su vida útil. Por esta razón la capacidad del reactor no puede pasar por debajo del mínimo técnico que suele estar entre 10% y 30% de su capacidad nominal.

La eficiencia del proceso Haber-Bosch es de aproximadamente 98% de conversión de H<sub>2</sub>. El consumo de energía de una planta de producción de amoníaco es variable y se encuentra entre 0.5-2 MWh/tNH<sub>3</sub>. Actualmente existen diseños de plantas con capa-

acidad de producción de entre 4 – 6,000 tpd, y las capacidades típicas de las plantas de amoníaco alimentadas con hidrógeno gris son de 2,000 – 3,500 tpd (IRENA, Global Trade Hydrogen, 2022).

Tabla 6. Especificaciones técnicas proceso Haber-Bosch

	Unidad	Valor
Presión de operación	barg	80-250
Temperatura de operación	°C	350-550
Conversión síntesis	%	< 98
Consumo eléctrico	kWh/tNH <sub>3</sub>	440
Relación molar del syngas (H <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> )	-	3
Presión de entrada del syngas	barg	30
Consumo de hidrógeno	kgH <sub>2</sub> /tNH <sub>3</sub>	177
Consumo de nitrógeno	kgN <sub>2</sub> /tNH <sub>3</sub>	823
<i>Turndown ratio</i>	%	30
<i>Generación de calor</i>	GJ/tNH <sub>3</sub>	3.1
<i>Vida útil</i>	años	30

Los desarrollos actuales están enfocados en aumentar la “flexibilidad” en plantas nuevas de amoníaco renovable. Varios licenciatarios de tecnología ofre-

cen incluso tasas de reducción del 5-10% de la carga nominal disminuyendo al máximo la necesidad de almacenamiento de hidrógeno a presión.

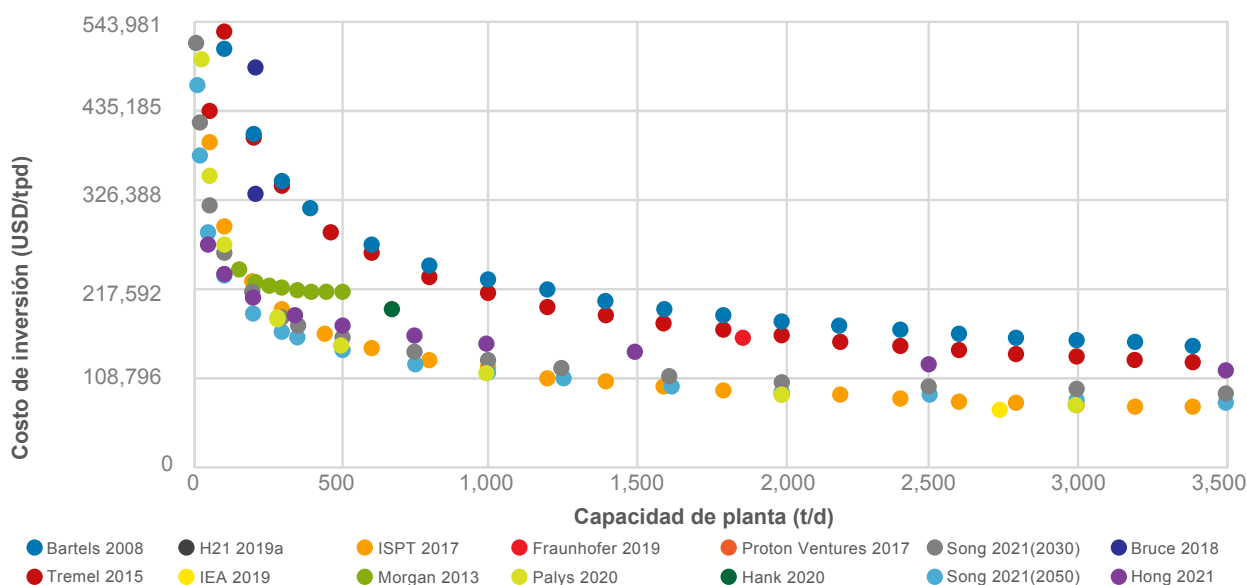
Tabla 7. Estado actual de proceso Haber-Bosch y futuras mejoras

Elemento	Estado Actual de la tecnología	Futuras mejoras para la tecnología
Reactor de Amoníaco	Proceso exotérmico sin necesidad de mantener temperatura.	Calentadores eléctricos (resistencias) para mantener la temperatura en el reactor de síntesis de amoníaco a bajas cargas de operación.
Reactor de Amoníaco	-	Uso de nitrógeno excedente como inerte para mantener los flujos y la presión dentro del ciclo de amoníaco.
Reactor de Amoníaco	Catalizador de Fe	Nuevos catalizadores como el rutenio que permitan reducir la presión de operación del reactor
Compresor de síntesis y reciclo	Compresores centrífugos	Compresores de carga variable para reducir la capacidad de operación.

Finalmente, el CAPEX de las plantas convencionales de producción de amoníaco basadas en el proceso Haber-Bosch está fuertemente ligado a la capacidad de la planta. Las plantas que tienen una capacidad típica actual (2,000 – 3,500 tpd) tienen costos aproximados de inversión de entre 87,000

– 152,000 USD/tpd NH<sub>3</sub> a partir de lo reportado desde literatura. Estos costos contemplan tanto la unidad de producción como el equipamiento auxiliar necesario para el funcionamiento de la planta (IRENA, Global Trade Hydrogen, 2022).

Gráfica 10. CAPEX específico para planta Haber-Bosch (IRENA, Global Trade Hydrogen, 2022)



En el caso del CAPEX específico de una planta Haber Bosch se observa en la Gráfica 10. Cuando la capacidad es mayor a 500 tpd NH<sub>3</sub>, el CAPEX específico desciende de los 218,000 USD/tpd NH<sub>3</sub>. Por encima de una capacidad de 2,000 tpd NH<sub>3</sub>, el CAPEX específico se estabiliza en torno a 108,000 USD/tpd NH<sub>3</sub>. Este costo también contempla todo el equipamiento requerido para el funcionamiento de la planta.

## 2.5 Distribución de amoníaco verde

El transporte y distribución eficientes del amoníaco verde son vitales para maximizar su impacto ambiental positivo y su viabilidad económica. Es esencial considerar tanto las tecnologías emergentes como las regulaciones internacionales, especialmente en Europa, donde los límites estrictos de emisiones podrían afectar la cadena de suministro.

### 2.5.1 Tecnologías de distribución actuales y emergentes

- **Infraestructura tradicional:** Las redes actuales de tuberías, terminales y tanques de

almacenamiento son esenciales para la distribución de amoníaco. Sin embargo, deben ser inspeccionadas y adaptadas si es necesario.

- **Buques especializados:** Existen buques diseñados específicamente para el transporte de amoníaco. La innovación en este sector podría incluir buques propulsados por amoníaco o hidrógeno, que ofrecerían una solución de transporte de cero emisiones.
- **Transporte terrestre:** Camiones cisterna convencionales se utilizan para el transporte terrestre. La transición a camiones eléctricos o alimentados con hidrógeno podría ser una solución innovadora para México, aprovechando su crecimiento en la producción de vehículos eléctricos.
- **Tecnología de contenedores de alta presión:** Estos contenedores permiten el transporte de amoníaco en forma líquida a alta presión, lo que podría facilitar su distribución y reducir la necesidad de infraestructura de almacenamiento.

## 2.5.2 Impacto de las emisiones de distribución y transporte bajo las Directivas sobre Energías Renovables de la UE

Para que el amoníaco producido en México sea considerado “renovable” bajo las directivas europeas, no solo se debe considerar la emisión neta de la producción de éste, sino también las emisiones asociadas con su distribución y transporte hasta su punto de uso en Europa.

### Factores a considerar:

1. **Medio de transporte:** La elección entre buques, camiones y ferrocarriles, y la eficiencia y tecnología de estos, tiene un gran impacto en las emisiones totales.
2. **Distancia:** El transporte transatlántico de amoníaco desde México a Europa es una distancia considerable que puede sumar significativas emisiones de CO<sub>2</sub>.
3. **Infraestructura de almacenamiento y trasbordo:** Las emisiones asociadas con el almacenamiento intermedio y trasbordo también deben ser consideradas.
4. **Tecnología de propulsión:** Si el transporte marítimo utiliza combustibles fósiles convencionales para propulsarse, esto añadirá emisiones significativas. Alternativamente, buques que utilicen tecnologías más limpias o incluso amoníaco como combustible podrían reducir este impacto.

### Directrices de RED y RED II:

- Las directivas de la UE establecen reducciones específicas para las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin). Según el artículo 25<sup>a</sup> de la Directiva (UE)

2018/2001<sup>2</sup>, la reducción en emisiones debe ser de al menos 70% en comparación con los combustibles fósiles convencionales. Para el amoníaco, las emisiones asociadas deben ser menores a 720 gCO<sub>2eq</sub>/kgNH<sub>3</sub> para que sea considerado RFNBO.

- Cualquier amoníaco que se quiera comercializar en la UE como “verde” o renovable debe demostrar que cumple con estos umbrales, teniendo en cuenta todo el ciclo de vida del combustible, desde la producción hasta el consumo.

### Recomendaciones para el sector mexicano:

1. **Transparencia en las emisiones:** Es esencial tener un registro claro y verificable de las emisiones asociadas con la distribución y transporte del amoníaco.
2. **Innovación en transporte:** Considerar inversiones en buques propulsados con amoníaco o tecnologías limpias, para reducir las emisiones asociadas con el transporte marítimo.
3. **Colaboraciones estratégicas:** Establecer asociaciones con partes interesadas europeas para asegurarse de que el amoníaco verde producido en México cumpla con los requisitos y expectativas de la UE (consumidor final).

Para que México sea un exportador líder de amoníaco verde a Europa, es imperativo considerar no solo las emisiones de producción, sino también las asociadas con el transporte y distribución. Las directivas europeas sobre energías renovables establecen estándares altos, y para cumplir con ellos, se necesita una planificación y gestión cuidadosa a lo largo de toda la cadena de suministro.

<sup>2</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001#d1e3465-82-1>

### 3 Optimización de Proyectos Power-to-X: Caso de Estudio en la Planificación de una Planta de Amoníaco Verde

Los proyectos Power-to-X son inherentemente complejos y establecer un proceso de dimensionamiento óptimo puede resultar desafiante. En estos proyectos, es esencial coordinar y afinar la interacción entre la planta de energía renovable, la unidad de electrólisis y la instalación de producción de amoníaco. Cada una de estas áreas posee un conjunto interconectado de variables; la selección de cualquiera de ellas puede alterar significativamente la configuración final del sistema.

Dada la complejidad de este proceso, se describirán algunas reglas heurísticas que permiten estimar de manera muy general el dimensionamiento de un proyecto Power-to-Ammonia. Los resultados obtenidos a partir de estas reglas heurísticas permitirían obtener una estimación de CAPEX clase 5 de acuerdo con la clasificación de la AACE<sup>3</sup> (Association for the Advancement of Cost Engineering), lo cual implica una desviación del costo final del proyecto que está entre -50% y -20%, en el límite inferior, y +30% y +100% en el límite superior.

Posteriormente, se describirán los pasos necesarios para dar un paso adelante en la estimación del costo y aumentar la precisión.

**El ejercicio que se llevará a cabo a continuación considerará una planta con una producción anual de 350 kilotoneladas anuales de amoníaco renovable.** Se considerarán 3 configuraciones para la planta de energía renovable: (1) únicamente solar fotovoltaica, (2) únicamente eólica e (3) híbrida. Adicionalmente, se complementará el análisis con un sistema donde la electricidad será suministrada por la red.

La metodología general que se seguirá está descrita en la Figura 11. Esta metodología sigue una lógica *bottom-up*, pues comienza por encontrar la demanda final de amoníaco que se quiere producir y desde ahí retrocede para estimar los insumos requeridos y capacidades necesarias para obtener esa producción. Cada uno de los pasos descritos en la Figura 11 será descrito detalladamente a continuación.

Figura 12. Metodología general para dimensionamiento de sistema Power-to-Ammonia



<sup>3</sup> [https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc\\_18r-97.pdf?sfvrsn=4](https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc_18r-97.pdf?sfvrsn=4)

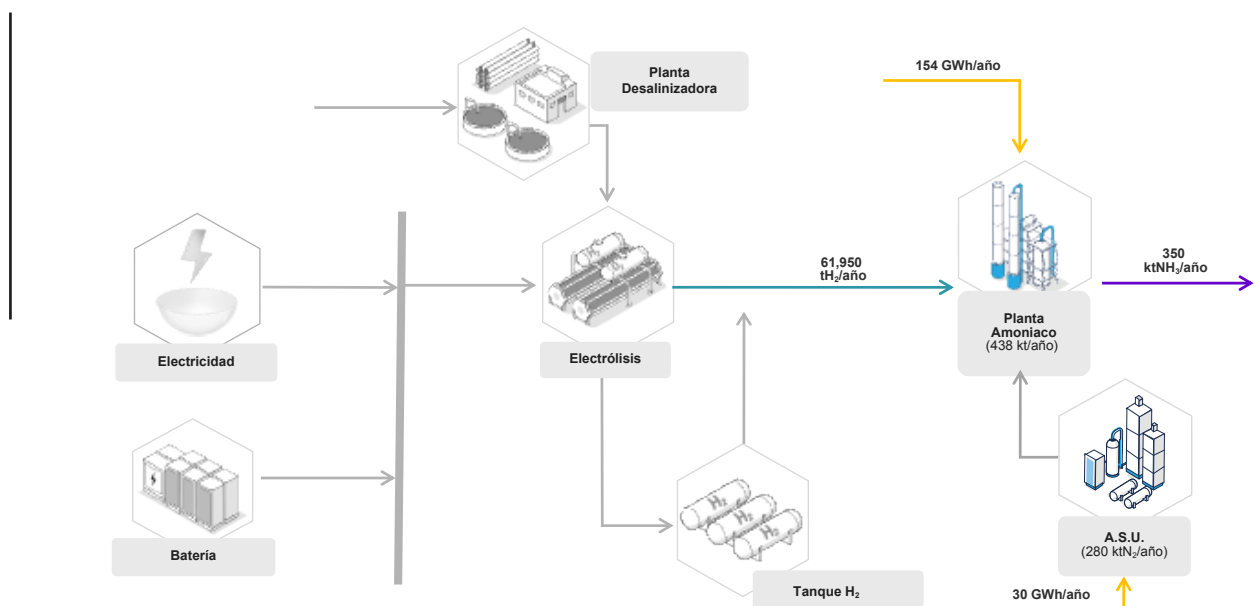
### Planta de síntesis de amoníaco

Típicamente, una planta de amoníaco convencional tiene un factor de planta de aproximadamente 95%, operando 350 días al año. Sin embargo, las plantas de amoníaco alimentadas con hidrógeno y electricidad renovable suelen tener un factor de planta de 80%. Esto se debe a que las plantas de amoníaco renovable son sobredimensionadas para aprovechar los momentos en que hay picos en la producción de energía renovable. Además, puesto que las plantas de amoníaco son menos intensivas en CAPEX que las plantas de energía renovable, este sobredimensionamiento permite alcanzar un menor costo de producción.

$$Capacidad\ nominal = \frac{Producción\ anual}{80\%}$$

Teniendo en cuenta la cantidad de amoníaco que se quiere producir y el factor de planta para el caso renovable, la capacidad nominal de la planta sería de 438 kilotoneladas anuales.

Figura 13. Capacidades y operación de planta de síntesis de amoníaco



Partiendo de los consumos unitarios descritos en la sección anterior y la producción anual definida, la planta de síntesis Haber-Bosch requiere 61,950 toneladas de hidrógeno, 288,050 toneladas de nitrógeno y 154,000 MWh de electricidad cada año. Adicionalmente, se necesitan 28,805 MWh de electricidad para operar la unidad de separación de aire, alcanzando un requerimiento eléctrico total aproximado de 182,805 MWh anuales. La Tabla 8 resume los parámetros operacionales de la síntesis de amoníaco.

Tabla 8. Funcionamiento planta Haber-Bosch

	Unidad	Valor
<b>Capacidad Nominal</b>	tNH <sub>3</sub> /año	438,000
<b>Factor de planta</b>	%	80
<b>Producción anual</b>	tNH <sub>3</sub> /año	350,000
<b>Consumo de hidrógeno</b>	tH <sub>2</sub> /año	61,950
<b>Consumo de nitrógeno</b>	tN <sub>2</sub> /año	288,050
<b>Consumo eléctrico Haber Bosch</b>	MWh/año	154,000
<b>Consumo eléctrico ASU</b>	MWh/año	28,805



A pesar de que la planta de amoniaco tiene parámetros de operación relativamente constantes en la mayoría de los proyectos Power-to-Ammonia, lo mismo no puede decirse de los demás componentes en la cadena de valor. La operación del electrolizador y de la planta de energía renovable, así como los sistemas de almacenamiento, dependerán en gran medida de las características del recurso renovable disponible y del tipo de configuración de la planta (PV, eólica o híbrida). Por esta razón, el factor de carga para la producción de hidrógeno puede variar mucho y estar entre 30% y 70%.

**Figura 14.** Ubicación del estado de Tamaulipas en México

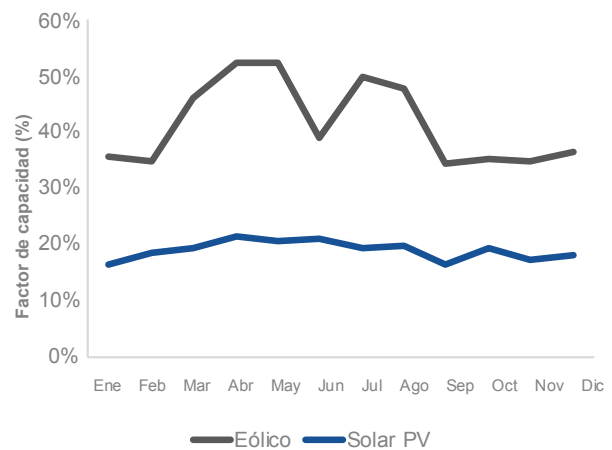


Para evitar la dificultad que implica la diferencia del recurso renovable en diferentes ubicaciones, el ejemplo de dimensionamiento a continuación tomará como referencia un punto arbitrario en el estado de Tamaulipas. Este estado cuenta con la ventaja de contar tanto con un buen recurso solar como con uno eólico (Gráfica 11). Se usarán múltiples factores que pueden utilizarse para hacer una estimación de alto nivel de la planta de energía renovable y la planta de electrólisis. Además, para el almacenamiento de electricidad e hidrógeno, se considerará el periodo en el año típico con mayor indisponibilidad de recurso renovable. El criterio de dimensionamiento para estos dos componentes

$$\text{Consumo eléctrico } \left( \frac{MWh}{\text{año}} \right) = \text{Consumo}_{HB} + \text{Consumo}_{ASU} + \text{Consumo}_{EZ} + \text{Consumo}_{Desal}$$

permitirá mantener el funcionamiento de la planta Haber-Bosch en su límite técnico (30%) mientras no haya disponibilidad de recurso renovable.

**Gráfica 11.** Factor de capacidad para recurso eólico y solar PV en punto arbitrario el estado de Tamaulipas



Si bien para el ejemplo a continuación se consideran factores propios del estado de Tamaulipas para ilustrar cómo realizar un dimensionamiento de alto nivel, es fundamental enfatizar que el dimensionamiento detallado de un proyecto Power-to-Ammonia debe tener en cuenta las características particulares del recurso renovable en el lugar donde se va a desarrollar el proyecto. En particular, es provechoso tener datos del recurso renovable que representen un año típico y que tengan una resolución horaria. Más adelante, en el capítulo 4.1, se detallarán los pasos necesarios a seguir para poder lograr una estimación más precisa de los costos del proyecto.

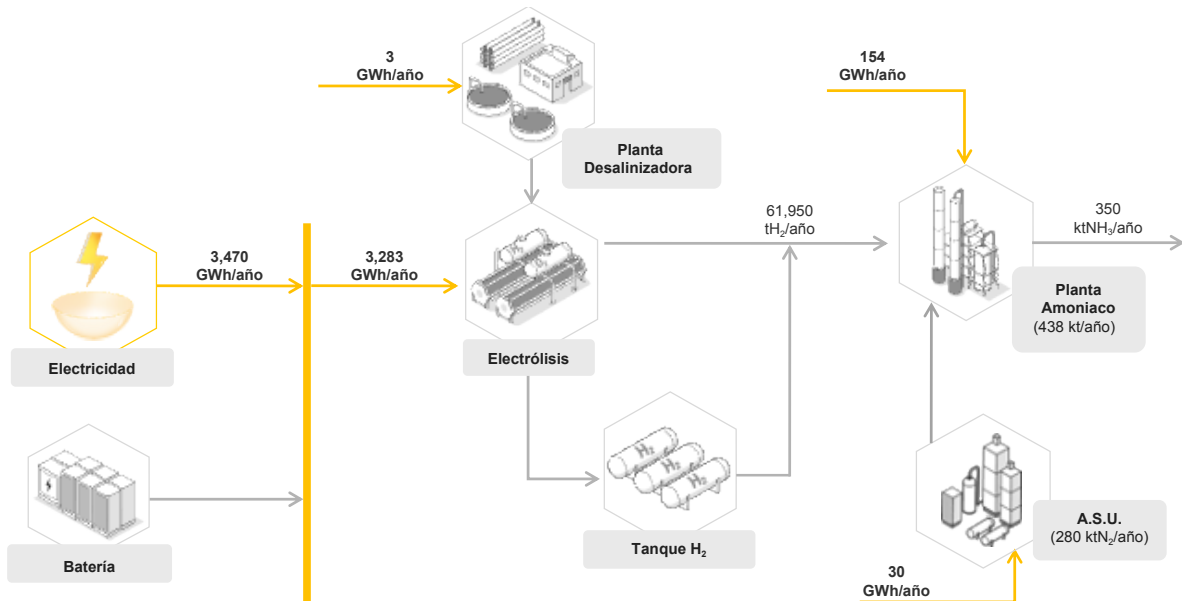
### Consumo eléctrico

El primer paso para llevar a cabo el dimensionamiento de un sistema Power-to-Ammonia consiste en calcular el consumo eléctrico de todo el sistema. Además del consumo eléctrico de la planta de síntesis de amoniaco (incluida ASU), se debe tomar en cuenta el consumo eléctrico del electrolizador y de la planta desalinizadora:

Para el consumo eléctrico del electrolizador, se considera una eficiencia de 63%, que corresponde a un consumo energético de 53 kWh por cada kilogramo de hidrógeno producido. Adicionalmente, el consumo eléctrico de la planta desalinizadora es de 3.5 kWh por metro cúbico de agua. Si se considera

que por cada tonelada de hidrógeno se requieren 15 metros cúbicos de agua y que el requerimiento de hidrógeno es de 61,950 toneladas al año, se obtiene que el consumo eléctrico anual del sistema es 3,470 GWh/año. Este valor será el punto de partida para dimensionar los componentes restantes del sistema.

Figura 15. Demanda eléctrica del sistema Power-to-Ammonia



### Planta de energía solar fotovoltaica

Tras el análisis del recurso en la ubicación elegida, se ha hallado que el factor de planta típico para instalaciones fotovoltaicas en el estado de Tamaulipas es de aproximadamente 20%. Adicionalmente, se debe considerar que estas plantas cuentan con un vertimiento de electricidad, pues suelen producir más energía de la

demandada por el sistema. Este vertimiento depende de cada caso particular, pero para el ejemplo de dimensionamiento se tomará un valor de referencia de 10% de la demanda del sistema. Teniendo en cuenta, el factor de planta, la demanda eléctrica y el vertimiento se puede estimar la capacidad de la planta fotovoltaica con la siguiente ecuación:

$$Capacidad_{PV}(MW_p) = \frac{1.1 \times Demanda\ eléctrica\ (MWh)}{FP_{PV} \times 8769\ (h)}$$

Para el caso presente, se obtiene que la capacidad fotovoltaica es de 2.18 GW. Una vez obtenido este valor, se puede usar un factor multiplicativo para hallar la capacidad del electrolizador. Este factor toma en cuenta que la planta de energía renovable no estará produciendo electricidad de manera

constante (en el caso solar, únicamente durante el día) y dimensiona el electrolizador considerando esta restricción. Para la ubicación seleccionada en el estado de Tamaulipas este factor tiene un valor de 1.7, pero puede estar entre 1.5 y 1.9 para otras ubicaciones con un recurso solar diferente.

$$\frac{Capacidad_{PV}}{Capacidad_{EZ}} = 1.7$$

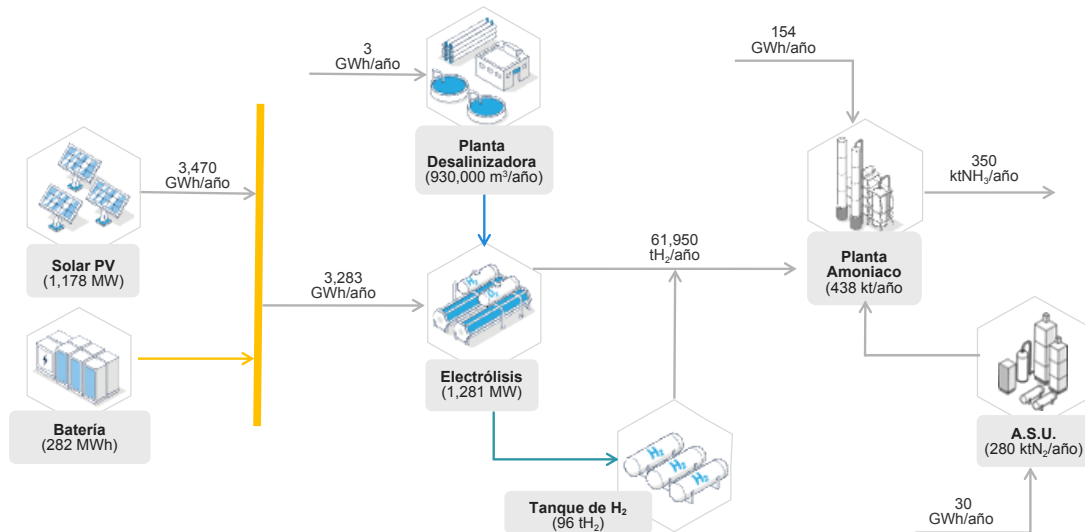
Con esta relación, se encuentra que se requiere una capacidad de electrólisis de aproximadamente 1.28 GW. Además, conociendo la capacidad de electrólisis y el

hidrógeno que se busca producir, se puede calcular el factor de carga anual esperado para el electrolizador:

$$FC_{EZ} = \frac{Masa\ Hidrógeno\ (kg) \times LHV\ \left(\frac{k\ MWh}{kg}\right)}{Capacidad\ electrólisis\ (MW) \times Eficiencia \times 1000 \times 8760\ (h)}$$

En este caso, al tener en cuenta que el poder calorífico inferior (LHV) del hidrógeno es 33.33 kWh/kg, la ecuación permite calcular un factor de carga de 29%.

Figura 16. Capacidades para configuración fotovoltaica



Para complementar el sistema, se requiere un sistema de baterías y un tanque de almacenamiento de hidrógeno que permita a la planta de amoníaco operar en su límite técnico durante las horas donde la generación renovable no sea suficiente. Partiendo del año típico para el punto en el estado de Tamaulipas, se ha encontrado que hay un periodo de aproximadamente 3 días con un recurso solar insuficiente. Para simplificar el cálculo, se ha considerado que los sistemas de almacenamiento deben poder mantener la planta de amoníaco en funcionamien-

to durante tres días. Bajo esta simplificación, se requeriría un sistema de baterías y un tanque de almacenamiento de hidrógeno capaz de mantener la planta produciendo aproximadamente 36 horas. Considerando el mínimo técnico de 30%, que corresponde a 15 tNH<sub>3</sub>/h para el ejemplo presente, el periodo de 36 horas y el consumo unitario de electricidad e hidrógeno, se pueden usar las siguientes ecuaciones para estimar el tamaño del almacenamiento de energía y de hidrógeno correspondientes.

$$Capacidad_{BESS\ (MWh)} = \text{Mínimo técnico HB} \left(\frac{tNH_3}{h}\right) \times \text{Tiempo (h)} \times \text{Consumo unitario de electricidad} \left(\frac{MWh}{tNH_3}\right)$$

$$Capacidad_{tanque\ H_2\ (tH_2)} = \text{Mínimo técnico HB} \left(\frac{tNH_3}{h}\right) \times \text{Tiempo (h)} \times \text{Consumo unitario de electricidad} \left(\frac{tH_2}{tNH_3}\right)$$

Esto permite estimar un sistema de baterías de 282 MWh y un tanque de almacenamiento de hidrógeno de 96 toneladas. En la Tabla 9 se puede ver un

resumen de las capacidades, eficiencias, factores de capacidad y producciones para el caso donde solo se cuenta con una planta de energía fotovoltaica.

Tabla 9. Dimensiones para configuración fotovoltaica

	Unidad	Valor
<b>Factor de planta PV</b>	%	20
<b>Capacidad PV</b>	<b>MW</b>	<b>2,178</b>
<b>Vertimiento planta PV</b>	MWh/año	347
<b>Capacidad PV/Capacidad EZ</b>	-	1.7
<b>Capacidad electrolizador</b>	<b>MW</b>	<b>1,281</b>
<b>Factor de planta electrolizador</b>	%	29
<b>Capacidad BESS</b>	<b>MWh</b>	<b>282</b>
<b>Capacidad tanque H<sub>2</sub></b>	<b>tH<sub>2</sub></b>	<b>96</b>
<b>Producción de hidrógeno</b>	tH <sub>2</sub> /año	61,950
<b>Consumo eléctrico electrolizador</b>	MWh/año	3,283,350
<b>Consumo de agua</b>	m <sup>3</sup>	929,250

### Planta de energía eólica

Tras el análisis del recurso en la ubicación elegida, se ha hallado que el factor de planta típico para instalaciones fotovoltaicas en el estado de Tamaulipas es de aproximadamente 35%. De manera similar al caso

solar, se considera en el caso eólico un vertimiento de 10% de la demanda eléctrica del sistema. Así, teniendo en cuenta, el factor de planta, la demanda eléctrica, y el vertimiento se puede estimar la capacidad de la planta eólica con la siguiente ecuación:

$$Capacidad_{PV}(MW_p) = \frac{1.1 \times Demanda\ eléctrica\ (MWh)}{FP_{WIND} \times 8769\ (h)}$$

Para el caso presente, se obtiene que la capacidad eólica es de 1.24 GW. Una vez obtenido este valor, se puede usar un factor multiplicativo para hallar la capacidad del electrolizador. Similar al caso fotovoltaico, en el caso eólico este factor toma en cuenta la

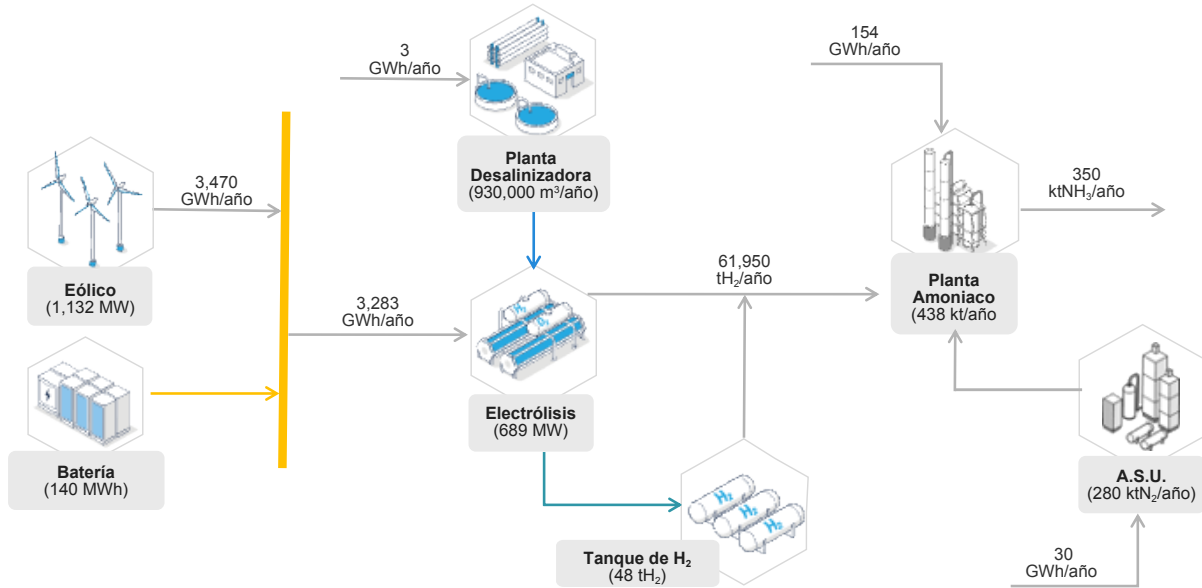
variabilidad en el recurso renovable. Para la ubicación seleccionada en el estado de Tamaulipas este factor tiene un valor de 1.6 empleando una planta renovable eólica, pero puede estar entre 1.4 y 1.8 para otras ubicaciones con un régimen de vientos diferente.

$$\frac{Capacidad_{WIND}}{Capacidad_{EZ}} = 1.6$$

Con esta relación, se encuentra que se requiere una capacidad de electrólisis de aproximadamente 778 MW. Además, conociendo la capacidad de electrólisis y el hidrógeno que se busca producir, se puede calcular el factor de carga anual esperado para el

electrolizador con la misma ecuación usada en el caso solar. Para el caso de una planta renovable únicamente eólica, el factor de carga del electrolizador será de 48%.

Figura 17. Capacidades para configuración eólica



Adicionalmente, a partir de un análisis similar al expuesto en la sección de la configuración fotovoltaica, el año típico del recurso eólico muestra que se requieren unos sistemas de almacenamiento que mantengan la planta de amoníaco en operación durante aproximadamente 18 horas. Usando las mismas ecuaciones presentadas en la sección anterior

se obtiene un sistema de baterías de 140 MWh y un tanque de almacenamiento de hidrógeno de 48 toneladas. En la Tabla 10 se puede ver un resumen de las capacidades, eficiencias, factores de planta y producciones para el caso donde solo se cuenta con una planta de energía fotovoltaica.

Tabla 10. Dimensionamiento para configuración eólica

	Unidad	Valor
<b>Factor de planta eólica</b>	%	35
<b>Capacidad eólica</b>	<b>MW</b>	<b>1,132</b>
<b>Vertimiento planta eólica</b>	MWh/año	347
<b>Capacidad eólica/Capacidad EZ</b>	-	1.6
<b>Capacidad electrolizador</b>	<b>MW</b>	<b>689</b>
<b>Factor de planta electrolizador</b>	%	54
<b>Capacidad BESS</b>	<b>MWh</b>	<b>140</b>
<b>Capacidad tanque H<sub>2</sub></b>	<b>tH<sub>2</sub></b>	<b>48</b>
<b>Producción de hidrógeno</b>	tH <sub>2</sub> /año	61,950
<b>Consumo eléctrico electrolizador</b>	MWh/año	3,283,350
<b>Consumo de agua</b>	m <sup>3</sup>	929,250

## Planta de energía híbrida

A diferencia de las plantas que se basan exclusivamente en energía solar o eólica, las instalaciones de Power-to-X que aprovechan una combinación de energías renovables presentan una complejidad significativamente mayor. Esta complejidad se debe a la necesidad de gestionar y optimizar múltiples flujos de energía y materiales, lo que hace inviable aplicar simples factores multiplicativos aproximados, típicos en sistemas más sencillos. Para alcanzar una solución óptima, es necesario considerar una amplia gama de factores, tanto técnicos como económicos. La interacción entre variables continuas y discretas, la integración de fuentes de energía renovable intermitentes, la variabilidad en la demanda de productos y la necesidad de cumplir con restricciones ambientales añaden capas adicionales de complejidad. Por lo tanto, se hace esencial el uso de software especializado en optimización de sistemas multifluidos, capaz de manejar esta complejidad mediante técnicas avanzadas de optimización. En este contexto, y para ilustrar de manera práctica estos conceptos, el dimensionamiento de la planta híbrida descrito a continuación se basa en los resultados obtenidos mediante el software específico desarrollado internamente por Hincio, denominado ANDREA. Este enfoque permite abordar de

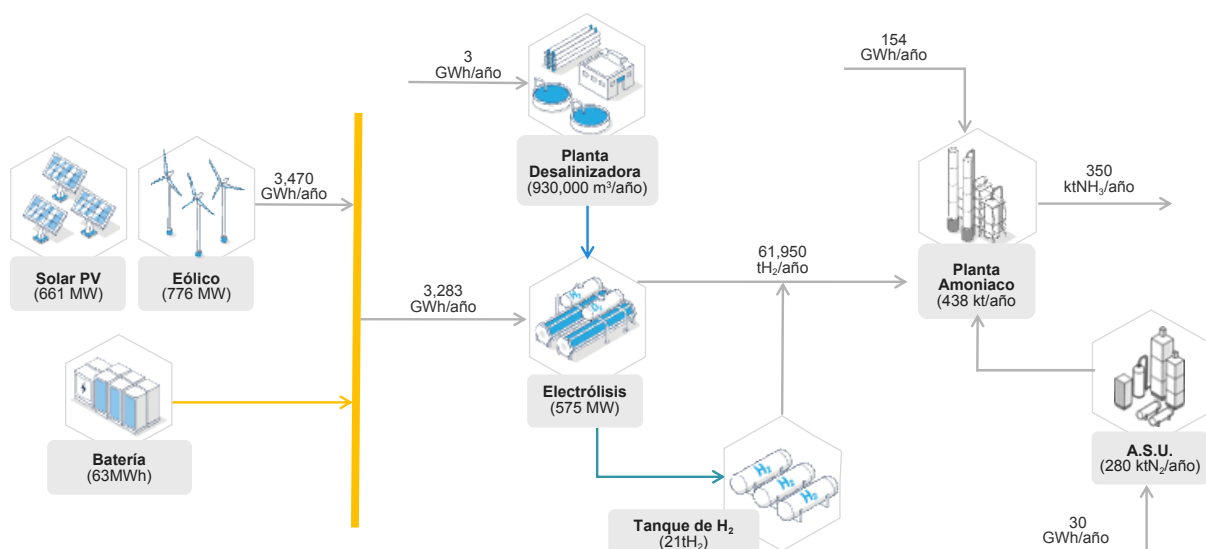
manera eficaz los desafíos de optimización inherentes a los proyectos Power-to-X, garantizando soluciones que maximizan la eficiencia del sistema.

Para el recurso renovable específico a la ubicación considerada en el estado de Tamaulipas (ver supuestos en secciones precedentes sobre dimensionamiento de configuración fotovoltaica y eólica), el tamaño del electrolizador resultó ser de 575 MW después de la optimización. Para cada equipo se determinaron parámetros técnico-económicos, abarcando desde costos y tasas de descuento hasta aspectos operacionales, tales como capacidades mínimas de producción de las plantas.

Se utilizó un perfil operativo para cada equipo representado a través de series de tiempo con 8760 datos que corresponden a las horas del año típico meteorológico. Factores considerados incluyen: tamaños de equipos, utilización de equipos, producción, consumo y vertimiento, uso de almacenamiento, así como CAPEX y OPEX de los equipos.

Este enfoque detallado permite optimizar los tamaños de la cadena de valor completa del proyecto asegurando una operación eficiente de la producción de hidrógeno verde teniendo en cuenta la intermitencia de las fuentes renovables y las necesidades de demanda a lo largo del año.

Figura 18. Capacidades para configuración híbrida



Usando la misma ecuación que se utilizó en las secciones precedentes, se puede calcular el factor de carga y obtener un valor de 65%. En general, el factor de carga de un electrolizador alimentado con una planta renovable híbrida es mayor que aquel

$$\frac{Capacidad_{PV}}{Capacidad_{EZ}} = 1.15$$

Con los valores calculados, se obtiene una capacidad total de energía renovable de 1.44 GW, dividida en un parque fotovoltaico de 660 MW y uno eólico de 780 MW. Adicionalmente, el mismo análisis que se llevó a cabo en las secciones anteriores se realizó en este caso para dimensionar los diferentes almacenamientos del sistema. Se encontró que el mix de generación solar y eólico reduce aún más el periodo de indisponibilidad de energía eléctrica y que el sistema de baterías y de almacenamiento de hidrógeno deben

alimentado por una planta únicamente solar o eólica. Además, se encontraron las siguientes relaciones entre la capacidad de las plantas renovables y la capacidad de electrólisis:

$$\frac{Capacidad_{WIND}}{Capacidad_{EZ}} = 1.35$$

ser suficientes para mantener la planta de amoniaco operando en su mínimo técnico durante 8 horas. A partir de las ecuaciones presentadas en la sección de dimensionamiento fotovoltaico, se obtiene que la planta híbrida requiere de un sistema de baterías de 63 MWh y un tanque de hidrógeno de 21 toneladas. En la Tabla 11 se puede ver un resumen de las capacidades, eficiencias, factores de planta y producciones para el caso donde solo se cuenta con una planta de energía fotovoltaica.

Tabla 11. Dimensionamiento para configuración híbrida

	Unidad	Valor
Factor de planta eólico	%	35
Factor de planta PV	%	20
Vertimiento planta renovable	MWh/año	70
Capacidad electrolizador	<b>MW</b>	<b>575</b>
Factor de planta electrolizador	%	65
Capacidad eólica/Capacidad EZ	-	1.35
Capacidad eólica	<b>MW</b>	<b>776</b>
Capacidad PV/Capacidad EZ	-	1.15
Capacidad PV	<b>MW</b>	<b>661</b>
Capacidad BESS	<b>MWh</b>	<b>63</b>
Capacidad tanque H <sub>2</sub>	<b>tH<sub>2</sub></b>	<b>21</b>
Producción de hidrógeno	tH <sub>2</sub> /año	61,950
Consumo eléctrico	MWh/año	3,283,350
Consumo de agua	m <sup>3</sup>	929,250

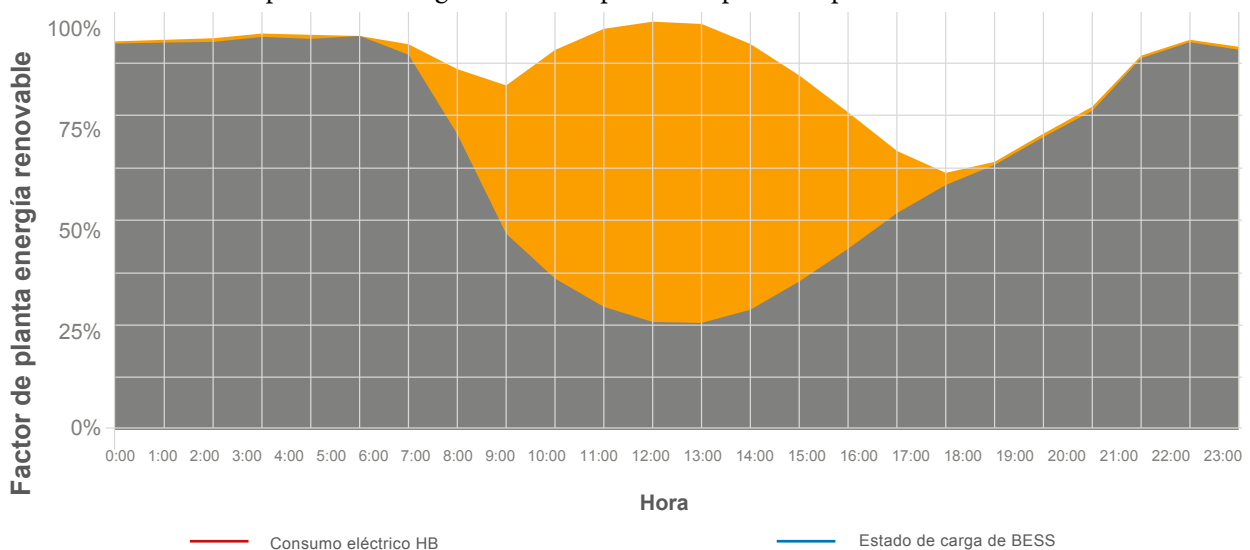
Los dos primeros ejercicios, que tratan el uso de recursos solares y eólicos de manera independiente, proporcionan una visión inicial utilizando reglas heurísticas que simplifican el análisis. Estas aproximaciones preliminares son útiles para obtener una comprensión básica de la viabilidad y los desafíos asociados con cada fuente de energía renovable por separado. No obstante, el enfoque adoptado en el tercer ejercicio, que implica una optimización del sistema, representa la metodología más apropiada para estas fases iniciales de desarrollo.

Este enfoque de optimización considera la complejidad inherente a la integración de múltiples fuentes de energía renovable, permitiendo una evaluación más precisa y holística del proyecto. Al emplear modelos de optimización, se pueden identificar las configuraciones óptimas que maximizan la eficiencia y la rentabilidad del sistema, teniendo en cuenta facto-

res como la variabilidad de la generación de energía, la demanda de producción y las interacciones entre diferentes componentes de la cadena de valor.

Para entender mejor el efecto del recurso renovable y la interacción entre los diferentes componentes de la cadena de valor de amoniaco verde, se presenta las siguientes gráficas que ilustran un día promedio de operación. La Gráfica 12 muestra el comportamiento de una planta de energía renovable con una alta complementariedad entre recurso solar y eólico, permitiendo un suministro eléctrico relativamente constante a lo largo del día. También se pueden identificar dos horas donde hay mínimos en el suministro de energía: 8:00 y 17:00 hrs. Estas horas corresponden, respectivamente, al amanecer, cuando la producción solar aumenta y la eólica se reduce, y al atardecer, cuando ocurre lo contrario.

Gráfica 12. Factor de planta de energía renovable para día típico de operación <sup>4</sup>



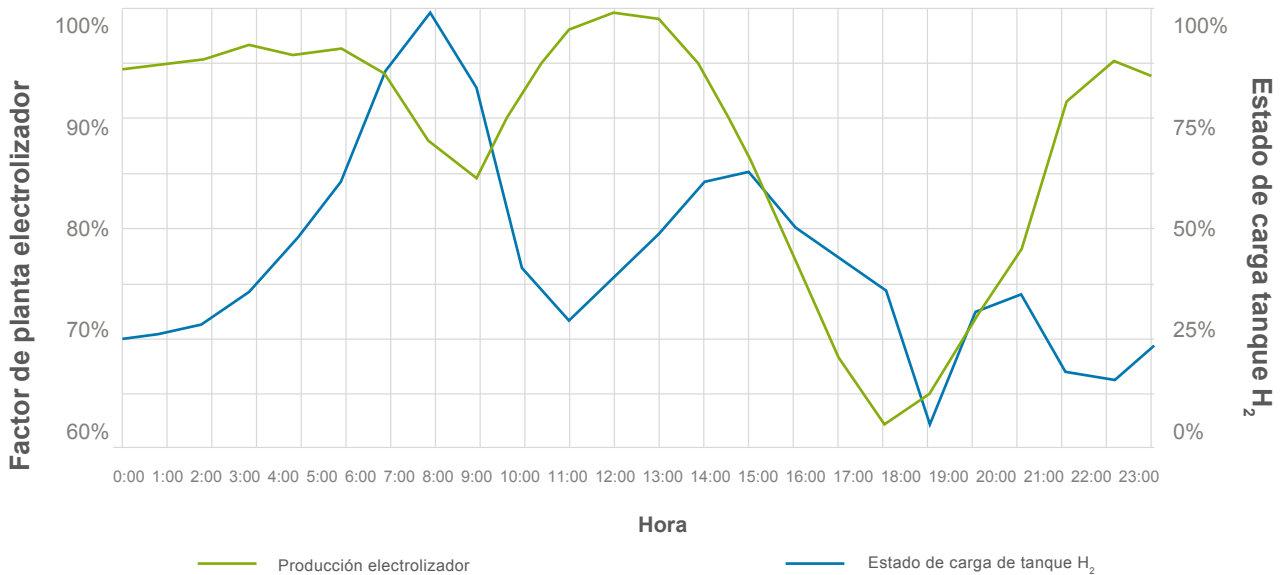
Estos dos mínimos en el suministro de energía renovable corresponden a los mínimos en la producción de hidrógeno (Gráfica 13) y en la producción de amoniaco (Gráfica 14). El resultado de estos mínimos en la producción es que en la hora inmediatamente subsiguiente hay una reducción considerable en el estado de carga del tanque de

hidrógeno (Gráfica 13) y el sistema de baterías (Gráfica 14). Adicionalmente, se puede ver que los sistemas de almacenamiento aprovechan la energía disponible en las horas previas a los dos mínimos indicados, alcanzando su máximo estado de carga para respaldar la reducción en la producción de energía renovable.

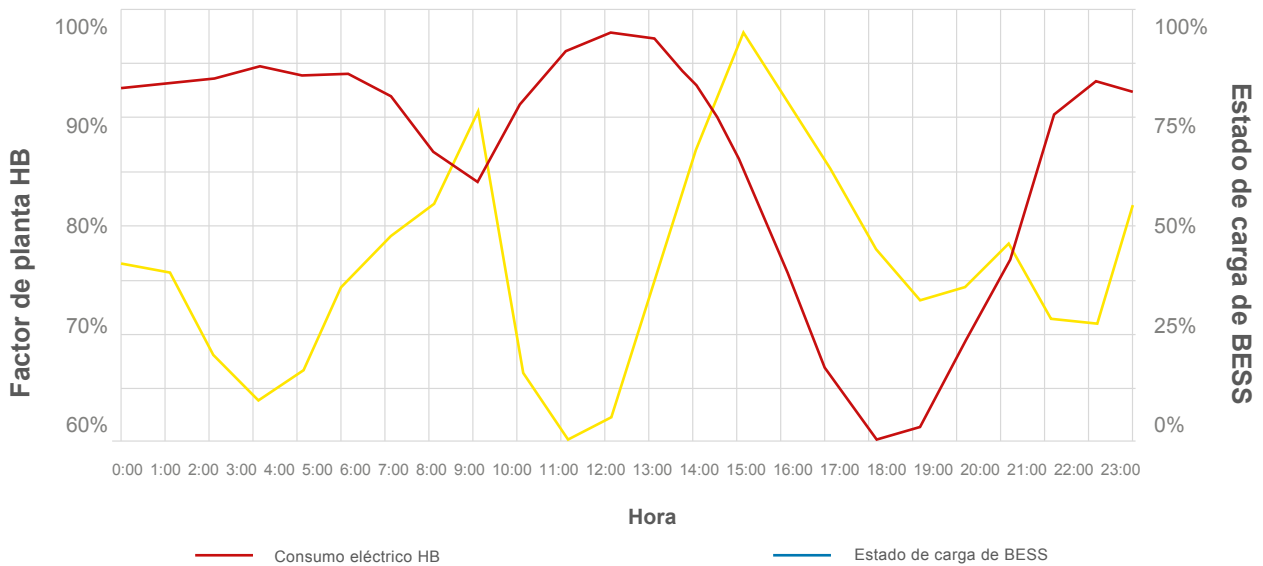
<sup>4</sup> Gráficas 12, 13 y 14 obtenidas del *software* ANDREA (Advanced Energy System Modeling and Analytics).



Gráfica 13. Factor de planta de electrolizador y estado de carga de almacenamiento de hidrógeno para día típico de operación



Gráfica 14. Factor de planta de HB y estado de carga de BESS para día típico de operación



Además, es importante señalar que en el día típico el factor de planta tanto del electrolizador como del reactor de amoniaco no pasa por debajo del 60%. Esto indica que los almacenamientos pueden ser relativamente pequeños gracias a la alta complementariedad entre el recurso solar y eólico. De esta manera, una buena complementariedad entre el recurso solar y eólico permitirá una operación eficiente de toda la cadena de valor y permitirá reducir significativamente los costos asociados al proyecto.

### Planta alimentada por electricidad de la red

Finalmente, se presentará un ejemplo de dimensionamiento para un sistema de producción de amoniaco a partir de hidrógeno electrolítico con electricidad suministrada de la red. El resultado que se obtenga estará fuertemente influenciado por el precio al que se compre esta electricidad. Para diferentes ubicaciones en México, el precio de electricidad para consumo industrial puede variar entre 1,200 MXN/MWh y 2,400 MXN/

MWh (66 USD/MWh y 133 USD/MWh) dependiendo de la ubicación y el mes que se esté considerando (CFE, 2023). Para el ejemplo a continuación, se considerará un precio en el límite inferior de 65 USD/MWh.

Teniendo en cuenta que esta configuración no depende de la intermitencia del recurso renovable, se asumen factores de planta del 100% tanto para el electrolizador como para la planta de síntesis de amoníaco. Con esta suposición se puede obtener un reactor Haber-Bosch con capacidad de 350,000 tpa y un electrolizador con una capacidad de 374 MW. Se puede evidenciar que las capacidades, específicamente la del electrolizador, son considerablemente menores que para los casos alimentados con energía renovable. Sin embargo, el análisis económico en la siguiente sección permitirá comprobar si esta reducción implica costos nivelados de amoníaco menores.

$$\text{Consumo de agua} \left( \frac{m^3}{h} \right) = \frac{\text{Capacidad}_{EZ} (MW_e) \times \text{Eficiencia}_{EZ} \times \text{Consumo unitario de agua} \left( \frac{m^3}{tH_2} \right)}{LHV \left( \frac{MWh}{tH_2} \right)}$$

Adicionalmente, se considera que el consumo eléctrico de una planta desalinizadora es aproximadamente 3.5 kWh/m<sup>3</sup>. En la Tabla 13 se puede ver la

Tabla 13. Dimensionamiento planta desalinizadora

Configuración eléctrica	PV	Eólico	Híbrida	Red
Capacidad de electrólisis (MW)	1,281	778	575	374
Capacidad planta desalinizadora (m <sup>3</sup> /h)	330	195	165	105
Producción de hidrógeno (tH <sub>2</sub> /año)	61,950			
Producción de agua para electrolisis (m <sup>3</sup> /año)	929,250			
Consumo eléctrico (MWh/año)	3,250			

En este punto, vale la pena resaltar que la mayoría del consumo eléctrico en toda la cadena de valor está representada por la planta de electrólisis. Para el ejemplo presente, la planta de electrólisis consume aproximadamente 3,300 GWh en un año, lo que implica un consumo 20 veces mayor que el de la planta de síntesis de amoníaco y 1,000 veces mayor que el consumo de la planta desalinizadora.

Tabla 12. Suposiciones y dimensionamiento para configuración alimentada por red

	Unidad	Valor
Costo de electricidad	USD/MWh	65
Capacidad del electrolizador	MW	374
Capacidad planta de síntesis de amoníaco	tNH <sub>3</sub> /año	350,000

### Planta desalinizadora

Para dimensionar la planta desalinizadora, se consideran capacidades que puedan suplir la demanda de cada uno de los electrolizadores calculados anteriormente cuando estén trabajando a su capacidad nominal. Para calcular el consumo de agua que requiere la producción de hidrógeno durante una hora, se puede usar la siguiente ecuación:

capacidad de la planta desalinizadora para cada uno de los cuatro casos considerados previamente.

Finalmente, se presenta la Tabla 14, mostrando un resumen de los resultados obtenidos en el dimensionamiento de las diferentes configuraciones. Estos resultados permiten evidenciar que la planta de amoníaco con equipos más pequeños y con factores de planta mayores es la que está alimentada por una planta de energía renovable híbrida.

Tabla 14. Resumen de dimensionamiento para distintas configuraciones

Capacidad/	PV	Eólico	Híbrida	Red
Planta renovable (MW)	2,178	1,245	1,440	-
Sistema de baterías (MWh)	282	140	63	-
Planta desalinizadora (m <sup>3</sup> /h)	330	195	165	105
Electrolizador (MWe)	1,281	778	575	374
Factor de planta EZ (%)	32	54	65	100
Tanque de hidrógeno (tH <sub>2</sub> )	96	48	21	-
Planta síntesis de amoníaco (KTPA)	437.5	437.5	437.5	350

Alternativamente, la configuración con planta solar requiere de un mayor sobredimensionamiento para compensar la escasez del recurso durante las horas sin sol. Por último, se muestra el dimensionamiento de una planta de amoníaco no renova-

ble conectada a la red para tener como referencia. Estos tamaños tendrán un efecto importante en los costos del proyecto como se podrá ver en la siguiente sección.

## 4 Análisis económico del proyecto

A partir de las capacidades calculadas en la sección anterior, se pueden estimar los costos de los ejemplos de proyectos considerados. Para este análisis

económico se tuvieron en cuenta las siguientes suposiciones financieras:

Tabla 15. Suposiciones financieras

	Unidad	Valor
Tasa de descuento	%	8
Vida útil	años	30
Costos indirectos <sup>5</sup>	%	20
Costos indirectos electrolizador	%	30

En la Tabla 16 se resumen los costos unitarios asumidos para los diferentes equipos para el análisis económico del proyecto ejemplo.

Tabla 16. Suposiciones tecno-económicas para análisis económico<sup>6</sup>

Planta fotovoltaica		
CAPEX	kUSD/MW	650
OPEX	% CAPEX	1.5
Planta eólica		
CAPEX	kUSD/MW	1,100
OPEX	% CAPEX	3
Sistema de baterías (BESS)		
CAPEX	kUSD/MWh	350
OPEX	%CAPEX	3
Planta de desalinización		
CAPEX	kUSD/m <sup>3</sup> /h	30
OPEX	%CAPEX	3
Planta electrólisis		
CAPEX	kUSD/MW	800
OPEX	% CAPEX	3
Tanque de almacenamiento de hidrógeno		
CAPEX	kUSD/tH <sub>2</sub>	600
OPEX	%CAPEX	4
Planta de amoniaco		
CAPEX	kUSD/tpH	4,500
OPEX	% CAPEX	5

<sup>5</sup> Este componente incluye costos adicionales asociados a la ingeniería, integración y contingencias propias del desarrollo del proyecto.

<sup>6</sup> En estas suposiciones, el CAPEX especificado corresponde al CAPEX instalado de cada uno de los componentes considerados.

Los costos unitarios para CAPEX y OPEX, así como las capacidades calculadas permiten calcular el costo nivelado (LCOX, por sus siglas en

inglés) para la electricidad (LCOE), el hidrógeno (LCOH) y el amoníaco (LCOA) usando las siguientes ecuaciones:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{MWh_t}{(1+r)^t}} \quad LCOH = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{kgH_{2,t}}{(1+r)^t}} \quad LCOA = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{tNH_{3,t}}{(1+r)^t}}$$

Donde:

$CAPEX_t$  = costo de inversión año  $t$

$OPEX_t$  = costo de O&M año  $t$

$t$  = año

$r$  = tasa de descuento

$MWh_t$  = producción de electricidad en año  $t$

Cabe resaltar que los costos del sistema de baterías están incluidos en el LCOE y los costos de almacenamiento de hidrógeno en el LCOH. A partir de los tamaños estimados, las suposiciones tecno-económicas y las ecuaciones de costo nivelado, se ob-

tienen los resultados a continuación para cada una de las 4 configuraciones.

En la Tabla 17 se pueden apreciar los costos considerados para calcular el costo nivelado de energía (LCOE) para la planta fotovoltaica, la planta eólica, la planta híbrida y la electricidad de la red.

Tabla 17. Costo nivelado de energía (LCOE)

		PV	Eólica	Híbrida	Red
	Unidad	Valor			
CAPEX	MUSD	1,514	1,418	1,306	
Costos Indirectos	MUSD	303	284	261	-
OPEX	MUSD/año	24.2	42.6	32.7	
Producción eléctrica	MWh/año	3,820,000	3,820,000	3,540,000	3,470,000
LCOE	USD/MWh	48.6	50.8	48.6	65

En la Tabla 18 se puede apreciar los costos considerados para calcular el costo nivelado del agua para

la planta fotovoltaica, la planta eólica, la planta híbrida y la electricidad de la red.

Tabla 18. Costo nivelado de agua

		PV	Eólica	Híbrida	Red
	Unidad	Valor			
CAPEX	MUSD	9.9	5.9	4.9	3.2
Costos Indirectos	MUSD	2	1.2	1	0.6
OPEX	kUSD/año	298	176	147	95
Electricidad	kUSD/año	159	166	158	211

		PV	Eólica	Híbrida	Red
Producción de agua	m <sup>3</sup> /año	929,250			
Costo nivelado del agua	USD/ m <sup>3</sup>	1.6	1.0	0.9	0.7

A partir del costo nivelado de energía y del agua se puede calcular el costo nivelado del hidrógeno

(LCOH) tomando los costos correspondientes para la planta de electrolisis como muestra la Tabla 19.

Tabla 19. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

		PV	Eólica	Híbrida	Red
	Unidad	Valor			
CAPEX <sup>7</sup>	MUSD	1,082	623	473	299
Costos Indirectos	MUSD	325	187	142	90
OPEX	MUSD/año	33	19.8	14.3	9
Electricidad	MUSD/año	160	167	160	213
Agua	MUSD/año	1.5	0.9	0.8	0.6
Producción hidrógeno	tH <sub>2</sub> /año	61,950			
LCOH	USD/kgH <sub>2</sub>	4.7	3.7	3.7	4.2

Finalmente, se puede calcular el costo nivelado de amoníaco (LCOA) a partir de los costos correspondientes de la planta de amoníaco y los costos

nivelados de hidrógeno y energía, como se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20. Costo nivelado de amoníaco (LCOA)

		PV	Eólica	Híbrida	Red
	Unidad	Valor			
CAPEX Haber Bosch	MUSD	225			180
Costos Indirectos	MUSD	45			2.7
OPEX	MUSD/año	11.2			9
Electricidad	MUSD/año	8.9	9.3	8.9	11.9
Hidrógeno	MUSD/año	319	259	229	258
Producción hidrógeno	tNH <sub>3</sub> /año	350,000			
LCOA	USD/tNH <sub>3</sub>	≈ 1,040	≈ 870	≈ 780	≈ 840

Al evaluar los costos nivelados de energía (LCOE), hidrógeno (LCOH) y amoníaco (LCOA) para las distintas configuraciones de planta (fotovoltaica, eólica, híbrida y red), la configuración híbrida emerge como la más costo-efectiva, evidenciando la

sinergia entre la energía solar y eólica en la producción de amoníaco verde.

Los análisis detallados revelan que el CAPEX representa una porción sustancial del costo total,

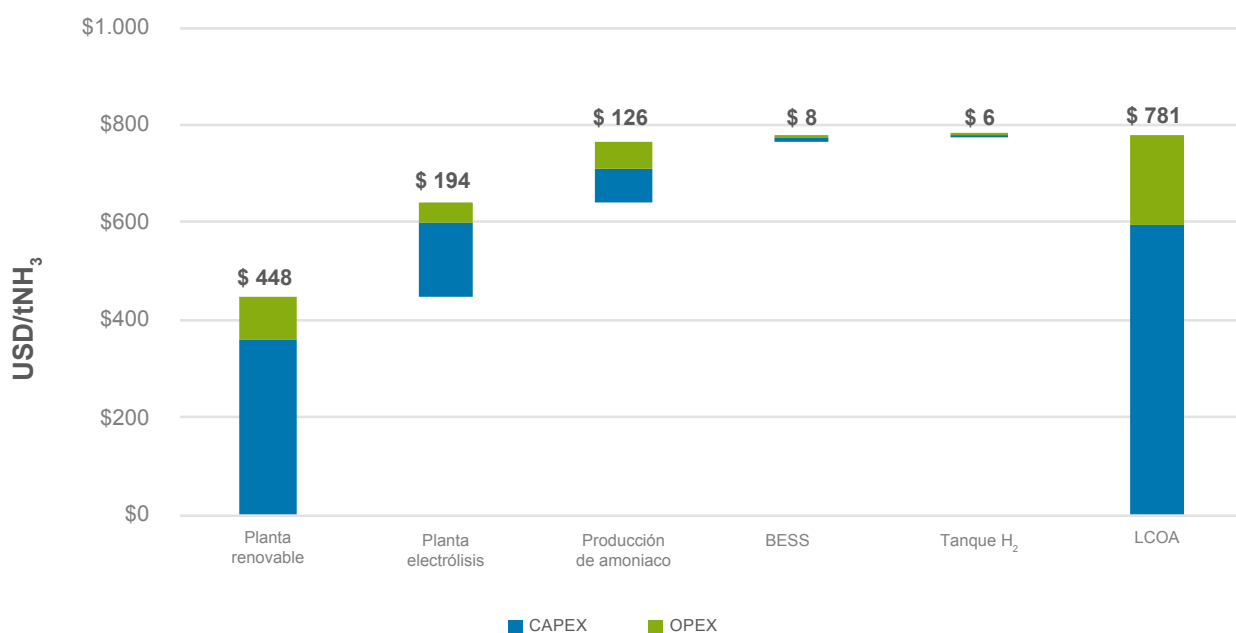
<sup>7</sup> Incluye electrolizador y tanque de almacenamiento de hidrógeno.

aproximadamente el 75%, para todas las configuraciones. Este hallazgo refuerza la necesidad de estrategias de financiamiento innovadoras para mitigar el impacto inicial de la inversión en proyectos Power-to-X. Por otro lado, el OPEX, aunque menor en comparación, sigue siendo un factor crucial para la sostenibilidad económica a largo plazo de estas tecnologías.

El análisis detallado del costo nivelado de amoníaco (LCOA) revela diferencias significativas en los costos asociados a la producción de amoníaco en cada uno de los escenarios evaluados, subrayando la influencia decisiva de la fuente de energía en la estructura de costos. En particular, se observa que la configuración que depende exclusivamente de energía solar fotovoltaica incurre en los mayores costos

de producción debido, en parte, a la variabilidad inherente de esta fuente de energía y a la necesidad de sistemas de almacenamiento o respaldo que incrementan el gasto inicial (CAPEX) y operativo (OPEX). Por otro lado, la configuración híbrida, que combina energía solar y eólica, logra minimizar los costos de producción de amoníaco, aprovechando la complementariedad de estas fuentes renovables para asegurar una generación de energía más estable y eficiente. **Es crucial destacar que los datos presentados se basan en un estudio hipotético diseñado para ilustrar una metodología de cálculo y el impacto de diferentes configuraciones energéticas en los costos de producción de amoníaco. Por lo tanto, estos resultados no deben interpretarse como referencias de costos absolutos para la región analizada.**

Gráfica 15. Gráfica de cascada para configuración híbrida



La Gráfica 15 ilustra cómo se distribuyen los diferentes componentes del costo nivelado de amoníaco. La gráfica que se muestra toma los valores de la configuración híbrida, pero las otras dos configuraciones alimentadas con energía renovable presentan un comportamiento muy similar. De esta gráfica se puede ver que el componente con más peso en el costo nivelado de amoníaco es la planta de energía renovable, la cual representa aproximadamente 57% del costo total. Por el contrario, la planta de síntesis de amoníaco tiene una contribución considerable-

mente menor y representa tan solo 16% del costo total. Además, se puede apreciar que el componente de CAPEX contribuye aproximadamente 75% del costo total, evidenciando cómo los proyectos Power-to-X son intensivos en capital.

Finalmente, los resultados en la Tabla 20 demuestran que la configuración alimentada con energía eólica tiene casi los mismos costos que la configuración alimentada por la red. En la sección anterior, se vio cómo el suministro de la red permite tener equipos con capacidades menores

y, por lo tanto, reducir los costos de inversión del proyecto. No obstante, aun usando un costo de electricidad relativamente bajo para México (65 USD/MWh), se puede ver que el costo nivelado de energía con las plantas renovable es menor (Tabla 17). Para que la configuración alimentada por red alcance un precio comparable al de la configuración híbrida, se requiere un LCOE de 59 USD/MWh. El que la energía renovable pueda alcanzar precios competitivos demuestra las virtudes de desarrollar este tipo de proyectos con energías limpias. Por otro lado, la intensidad de carbono de la matriz eléctrica en México es relativamente alta (300 gCO<sub>2,eq</sub>/kWh<sup>8</sup>) e implicaría una huella de 16 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> para hidrógeno electrolítico producido con electricidad de la red (sería mayor a los 9 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> que se emiten con la producción tradicional de reformado de metano con vapor). Por esta razón, el uso de electricidad de la red implicaría, además de una mayor emisión de CO<sub>2</sub>, un incremento en costos al considerar impuestos al carbono federales o estatales, así como aquellos aplicables a productos para exportación.

#### 4.1 Desarrollo de una Metodología Detallada para la Estimación de Costos

La clave para una estimación de costos más precisa y fiable radica en el desglose detallado del proyecto en subsistemas y componentes manejables. Este enfoque permite abordar las complejidades y las interacciones entre los diferentes elementos del proyecto de manera más eficaz. Según la Asociación para el Avance de la Ingeniería de Costos (AAACE), lograr un nivel de precisión que se encuentre dentro de un rango de -15% a +30% para nuevos proyectos requiere una comprensión profunda y exhaustiva de cada aspecto del proyecto.

##### Elaboración de entregables de ingeniería esenciales

Para alcanzar este grado de precisión, es imprescindible desarrollar y utilizar una serie de entregables de ingeniería, incluyendo:

- Planos de ubicación y diagramas de flujo de procesos, que proporcionan una visión clara de la disposición y el funcionamiento del proyecto.

- Balances de masa y energía, listas de equipos de procesos y diagramas generales de disposición de equipos, esenciales para entender las necesidades y especificaciones técnicas del proyecto.
- Cronogramas del proyecto y estructuras de desglose del trabajo, que facilitan la planificación y asignación de recursos de manera eficiente.

##### Metodología sistemática para la estimación de costos

Para avanzar de una estimación preliminar a una más precisa, se propone una metodología sistemática que incluya los siguientes pasos:

1. **Evaluación de ubicación y recursos:** Seleccionar sitios potenciales y evaluar recursos renovables, adecuación del terreno, y proximidad a centros de consumo. Esta fase inicial es crucial para identificar los requisitos y limitaciones del proyecto.
2. **Definición de supuestos técnicos:** Especificar técnicamente y obtener cotizaciones para equipos críticos. Este paso mejora la precisión al centrarse en los componentes de mayor impacto en el CAPEX.
3. **Análisis preliminar y selección de escenarios:** Utilizar herramientas de simulación para evaluar y optimizar los escenarios del proyecto, permitiendo una selección informada de la configuración más viable.
4. **Estudio de sensibilidad:** Modificar variables clave para comprender su impacto en la configuración del proyecto, proporcionando una base para ajustes y optimizaciones.
5. **Determinación de la configuración óptima:** Iterar sobre las opciones para minimizar el costo total anualizado, asegurando la viabilidad técnica y económica del proyecto.

Esta metodología, que integra la elaboración de documentos de ingeniería, permite no solo una estimación más precisa del costo, sino también una mejor comprensión y gestión de los riesgos del proyecto.

<sup>8</sup> Climate Transparency Report 2022



Figura 19. Metodología para obtener un diseño y dimensionamiento óptimo de la planta Power-to-X



La adopción de este enfoque metodológico y el desarrollo de entregables de ingeniería son fundamentales para mejorar la precisión en las estimaciones de costos de proyectos. Al integrar un análisis exhaustivo con herramientas de optimización avanzadas, se establece una base sólida para decisio-

nes informadas, gestión de riesgos efectiva, y una ejecución de proyecto exitosa. Este enfoque no solo asegura estimaciones de costos más precisas, sino que también contribuye a la sostenibilidad y viabilidad a largo plazo de proyectos complejos, como aquellos en el ámbito de tecnologías Power-to-X.

## 5 Marco regulatorio

Una parte fundamental para el desarrollo de proyectos de amoníaco verde es el cumplimiento de todos los requerimientos legales tanto a nivel regional como nacional para cada uno de los componentes y eslabones de la cadena de valor del proyecto, desde la producción de energía eléctrica renovable, hasta el uso final de amoníaco verde o su transporte al destino final de consumo, en caso de tratarse de un proyecto con vocación exportadora.

Para el caso específico de México, cada una de estas etapas del proyecto, deberán cumplir con la legislación federal, estatal y municipal prevista. Si un proyecto cumple y obtiene los permisos indicados por el marco regulatorio aplicable, evitará riesgos relacionados con retrasos o aplazamientos en sus actividades.

De acuerdo con el análisis realizado para la elaboración de esta guía, el plazo legal para preparar las solicitudes de permisos pertinentes para un proyecto de amoníaco verde en México, incluido el plazo de resolución de las autoridades para obtener todos los permisos requeridos es de aproximadamente 12 meses. Sin embargo, en la práctica, se ha determinado que en promedio puede llegar a tardar entre 24 y 30 meses para obtener respuesta a las solicitudes de permisos.

Para analizar detalladamente los permisos requeridos para un proyecto de producción y exportación de amoníaco verde, se dividirá la cadena de valor en tres grandes bloques, y para cada uno de estos se presentarán los permisos requeridos en tres niveles diferentes: federal, estatal y municipal.

### 5.1 Generación eléctrica

Como se ha presentado a lo largo del documento, la producción de amoníaco verde requiere la implementación de uno o varios proyectos de generación de energía renovable y de almacenamiento energético. La ruta crítica de permisos que se expondrá aplicará para proyectos Power-to-Ammonia que no se encuentren interconectados a la Red Eléctrica Nacional, es decir, se abastezcan de proyectos de generación y suministro eléctrico completamente aislados. Es importante tener en cuenta que, en

caso de querer desarrollar varios proyectos de generación, por ejemplo, una planta solar y una planta eólica, es posible aplicar a los permisos necesarios para cada proyecto de manera independiente o tramitar los permisos necesarios como un solo paquete de generación eléctrica.

#### Requisitos a nivel federal:

A nivel federal, los proyectos de generación eléctrica como plantas fotovoltaicas y plantas eólicas deberán considerar los siguientes permisos:

- **Autorización de impacto social:** Esta autorización trata de una evaluación que permita identificar y caracterizar los posibles impactos, tanto negativos como positivos que podrían originarse debido al desarrollo del proyecto y que podrían tener afectaciones en los pueblos y comunidades con intereses en las áreas de influencia del proyecto. Adicionalmente, se deberá establecer un plan de gestión social que involucre a todas las partes interesadas en el proyecto y que permita alcanzar acuerdos y el consentimiento de las comunidades sobre el desarrollo del proyecto. El estudio, que debe ser realizado por una tercera parte independiente, debe ser sometido a evaluación de la Dirección de Impacto Social y Ocupación Territorial de la Secretaría de Energía (SENER<sup>9</sup>). En ocasiones, es posible que se pudiera determinar la necesidad de un proceso de Consulta Previa, debido a la identificación de impactos directos y significativos sobre las comunidades indígenas. Este proceso deberá ser concluido con anterioridad a la emisión de licencias, permisos y autorizaciones del proyecto.
- **Autorización de impacto ambiental:** Es indispensable, para el desarrollo de cualquier actividad que acarree impactos ambientales, realizar una manifestación del impacto ambiental, previendo los posibles impactos ambientales que el proyecto pueda generar sobre el medio ambiente y la seguridad y salud de las personas. Además, se debe establecer un plan de gestión ambiental en el cual se definen las medidas de protección ambiental. Al

<sup>9</sup> <https://www.gob.mx/sener>

igual que la autorización de impacto social, este estudio debe ser realizado de manera independiente y ser sometido para su evaluación por parte de la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT<sup>10</sup>), con el objetivo de obtener la autorización correspondiente.

- **Autorización de cambio de uso de suelo en terrenos forestales:** A través de la cual se permite remover parte del recubrimiento forestal del territorio. Para esto es necesario demostrar que (1) la biodiversidad de los ecosistemas no se verá afectada; (2) no habrá erosión de los suelos; (3) no se comprometerá la capacidad de almacenamiento de carbono y (4) no habrá deterioro de la calidad del agua o disminución de su captación. Este estudio debe ser realizado por terceros independientes calificados y posteriormente someterlo a evaluación de la Dirección General de Desarrollo Forestal Sustentable de la SEMARNAT.
- **Permiso de generación de energía eléctrica:** Este aplica para centrales de generación con capacidad mayor a 0.5 MW y debe solicitarse ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE) independientemente de si se van a conectar al Sistema Eléctrico Nacional o no. En caso de ser conectada a la red, será el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) el encargado de determinar la infraestructura necesaria para interconectar el proyecto.
- **Autorización por parte del Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH):** Se deberá contar con el visto bueno del INAH<sup>11</sup>, que indique que no hay registros de presencia de vestigios arqueológicos. No se podrán realizar intervenciones en el área hasta no contar con la liberación del sitio por parte del INAH. Independientemente de contar con la liberación del sitio, en el caso de encontrar vestigios arqueológicos, las obras deben detenerse.

- **Accesos, desaceleraciones en vías públicas y uso de derecho de vía federal:** Se debe obtener un permiso de la Secretaría De Infraestructura, Comunicaciones y Transporte (SICT<sup>12</sup>), específicamente para la etapa de construcción del proyecto donde se prevé uso intensivo de vías públicas.

Con respecto a proyectos para el almacenamiento de energía, a nivel federal, se deberán cumplir los mismos requisitos anteriormente presentados para los proyectos de generación eléctrica, excepto por el permiso de generación de energía eléctrica.

**Requisitos a nivel Estatal:** A nivel estatal, los requisitos necesarios pueden variar de estado a estado. Sin embargo, en términos generales, se deben considerar los siguientes permisos para el desarrollo del proyecto:

- **Manifestación de impacto ambiental:** A nivel estatal se debe tramitar una manifestación de impacto ambiental solo en referencia a la construcción de vías internas dentro del proyecto.
- **Factibilidad de protección civil:** Siendo uno de los permisos más técnicos y complejos que se requieren, debe ser tramitado ante la Secretaría Estatal de Protección Civil, para obtener el permiso de construcción municipal. En él, debe quedar clara la complejidad del proyecto, posibles riesgos, aspectos claves de seguridad y salud y las estrategias de mitigación que serán aplicadas.
- **Residuos de manejo especial:** A nivel estatal, se debe contar con permisos para el manejo integral de residuos no peligrosos.

#### **Requisitos a nivel Municipal:**

Todo proyecto, obra, construcción y/o actividad, independientemente del sector o volumen de este, debe cumplir con la legislación municipal, independientemente de las obligaciones y requerimientos federales y estatales, es decir son independientes y los municipios pueden requerir permisos, factibilidad o vistos buenos ambientales, de desarrollo

<sup>10</sup> <https://www.gob.mx/semarnat>

<sup>11</sup> <https://www.inah.gob.mx/>

<sup>12</sup> <https://www.gob.mx/sct>

urbano, protección civil, entre otros. A continuación, se presentan los más relevantes:

- **Factibilidad de uso de suelo:** El municipio debe emitir la licencia de uso de suelo, que permite identificar la viabilidad o no del proyecto en determinado predio.
- **Factibilidad de Protección Civil Municipal:** Visto bueno de la Dirección Municipal de Protección Civil, específicamente sobre la operación de la planta.
- **Licencia de uso de suelo y constancia de alineamiento y número oficial:** Pueden ser tramitadas en conjunto, representando el cumplimiento de las disposiciones sobre uso de suelo, construcción y operación de obras dentro del municipio.
- **Licencia de construcción:** Se requiere obtener una licencia de construcción, para las obras, infraestructura y movimientos de tierra necesarios para la construcción del proyecto.

## 5.2 Planta de producción de amoniaco

Para fines prácticos de esta guía y de la presentación de la ruta crítica de permisos y requerimientos legales para la implementación de un proyecto de amoniaco verde, el proceso de producción de hidrógeno a través de electrólisis se incluye dentro de la sección denominada *Planta de producción de amoniaco*. Debido a lo anterior, en este punto se presentarán los permisos relacionados con: (1) aprovechamiento de agua y desalinización, (2) generación de amoniaco y (3) ducto terrestre de amoniaco. Igual que como se presentó en la sección 7.1 *Generación eléctrica*, se listarán los permisos requeridos en tres niveles: federal, estatal y municipal.

### 5.2.1 Aprovechamiento de agua y desalinización

Cuando una actividad industrial busca hacer uso de un cuerpo o fuente de agua, es necesario el cumplimiento de distintos permisos para la etapa de construcción y de operación de los equipos y/o sistemas que se abastezcan o que hagan uso de fuentes hídricas.

### Requisitos a nivel Federal:

Al igual que para la generación eléctrica, la etapa de aprovechamiento de agua debe incluirse dentro de la autorización de impacto ambiental que se tramita a nivel federal. Es importante aclarar que es obligatorio que se aplique a una única autorización de impacto ambiental que cubra todas las etapas del proyecto como un todo. Lo mismo aplica la Autorización de cambio de uso del suelo en terrenos forestales, la Autorización por parte del INAH y el permiso de accesos, desaceleraciones en vías públicas y uso de derecho de vía federal.

Adicionalmente, y en específico para el aprovechamiento de agua y desalinización, es necesario contar con los siguientes permisos:

- **Título de aprovechamiento de Aguas Nacionales:** Se requiere un título de concesión para el uso y aprovechamiento de aguas provenientes de cuerpos federales, que debe ser otorgado por la Comisión Nacional de Agua (CONAGUA)<sup>13</sup>, siempre y cuando exista disponibilidad hídrica en la cuenca donde se pretende extraer el agua.
- **Permiso de obra hídrica:** Se requiere un permiso de CONAGUA para la instalación de obras hídricas. Se debe garantizar la seguridad de los mantos freáticos y cuerpos de agua de jurisdicción federal.

### Requisitos a nivel Estatal:

A nivel estatal, la etapa de aprovechamiento de agua y desalinización debe ser incluida dentro de la factibilidad de Protección Civil y el permiso relacionado con residuos de manejo especial.

### Requisitos a nivel Municipal:

A nivel municipal, la etapa de aprovechamiento de agua y desalinización debe ser incluida dentro de todos los permisos municipales presentados en la sección anterior, correspondientes a generación eléctrica.

### 5.2.2 Generación de amoniaco

La generación de amoniaco verde involucra procesos técnicos, químicos e industriales que darán como resultado la producción de un combustible bajo en emisiones. En este sentido, es necesario

<sup>13</sup> <https://www.gob.mx/conagua>

cumplir con diferentes permisos tanto para la etapa de construcción como para la etapa de operación de la planta de producción de amoníaco dentro de los diferentes niveles de gobierno, así como se presenta a continuación.

A nivel federal se deben cumplir requisitos similares a los que aplican para la generación eléctrica. Específicamente:

- Autorización de Impacto Ambiental
- Autorización de cambio de uso de suelo en terrenos forestales
- Autorización por parte del INAH
- Accesos, desaceleraciones en vías públicas y uso de derecho de vía federal

A nivel Estatal y a nivel Municipal, se debe cumplir con los mismos requerimientos que aplican para aprovechamiento de agua y desalinización.

### 5.3 Ducto terrestre de amoníaco

En cuanto a los requisitos necesarios para transportar amoníaco por medio de una tubería terrestre, adicionalmente a los permisos ya presentados para las demás etapas del proyecto, a nivel federal se debe también tramitar una Concesión de Zona Marítima Terrestre, debido a que la franja de 20 metros desde la pleamar máxima, así como cualquier superficie cubierta de forma temporal por aguas marítimas, es considerada como zona federal marítimo terrestre. La concesión de zona marítima habilita el transporte de amoníaco a través de una superficie de jurisdicción federal.

A nivel estatal se deben considerar permisos tales como la Factibilidad de protección civil y permisos en materia de manejo integral de residuos no peligrosos. A nivel municipal, se requiere la factibilidad de uso de suelo y la factibilidad de protección civil municipal.

### 5.4 Infraestructura marítima

En esta etapa de la cadena de valor, se consideran dos componentes necesarios para la exportación de amoníaco verde: (1) el ducto marítimo de amoníaco y (2) la terminal marítima. Para estos dos

componentes se deben tramitar permisos a nivel federal y a nivel estatal.

#### 5.4.1 Ducto marítimo de amoníaco

Este ducto permitirá el transporte de la molécula de amoníaco verde hasta la ubicación de la terminal marítima, donde se hará el suministro a embarcaciones. En caso de requerirse del ducto ubicado en el lecho marítimo, se deben considerar los siguientes permisos:

A nivel federal, como en todas las demás etapas del proyecto, se debe tramitar la autorización de impacto Ambiental, y obtener autorización por parte del INAH. Adicionalmente, se deben considerar los siguientes permisos:


- **Concesión de aprovechamiento de aguas marinas interiores, mar territorial y zona económica exclusiva:** Emitida por la Secretaría de Marina (SEMAR<sup>14</sup>) para la ocupación y el aprovechamiento del lecho marino de las aguas marinas interiores, del mar territorial y de la zona exclusiva económica.
- **Autorización de dragado:** Para llevar a cabo actividades de dragado o de nivelación del fondo marítimo, se requiere autorización de la Dirección de Marina mercante de la SCT.
- **Permiso de vertimientos:** Cualquier infiltración o vertimiento (sustancia, materia, infraestructura, etc.) realizado al océano, necesaria para las actividades de dragado o nivelación del fondo marítimo, así como la realización de cualquier obra, requieren permiso emitido por la SCT. Este permiso es fundamental para la etapa de construcción del ducto marino.

Al tratarse de instalaciones ubicadas en el océano, que es propiedad federal, los requerimientos estatales están limitados al relacionado con el manejo integral de residuos no peligrosos. Para este eslabón de la cadena de valor del proyecto, no existen requerimientos municipales.

#### 5.4.2 Terminal marítima

Esta se refiere al punto de suministro de amoníaco a las embarcaciones, a partir de un artefacto naval no

<sup>14</sup> <https://www.gob.mx/semar>

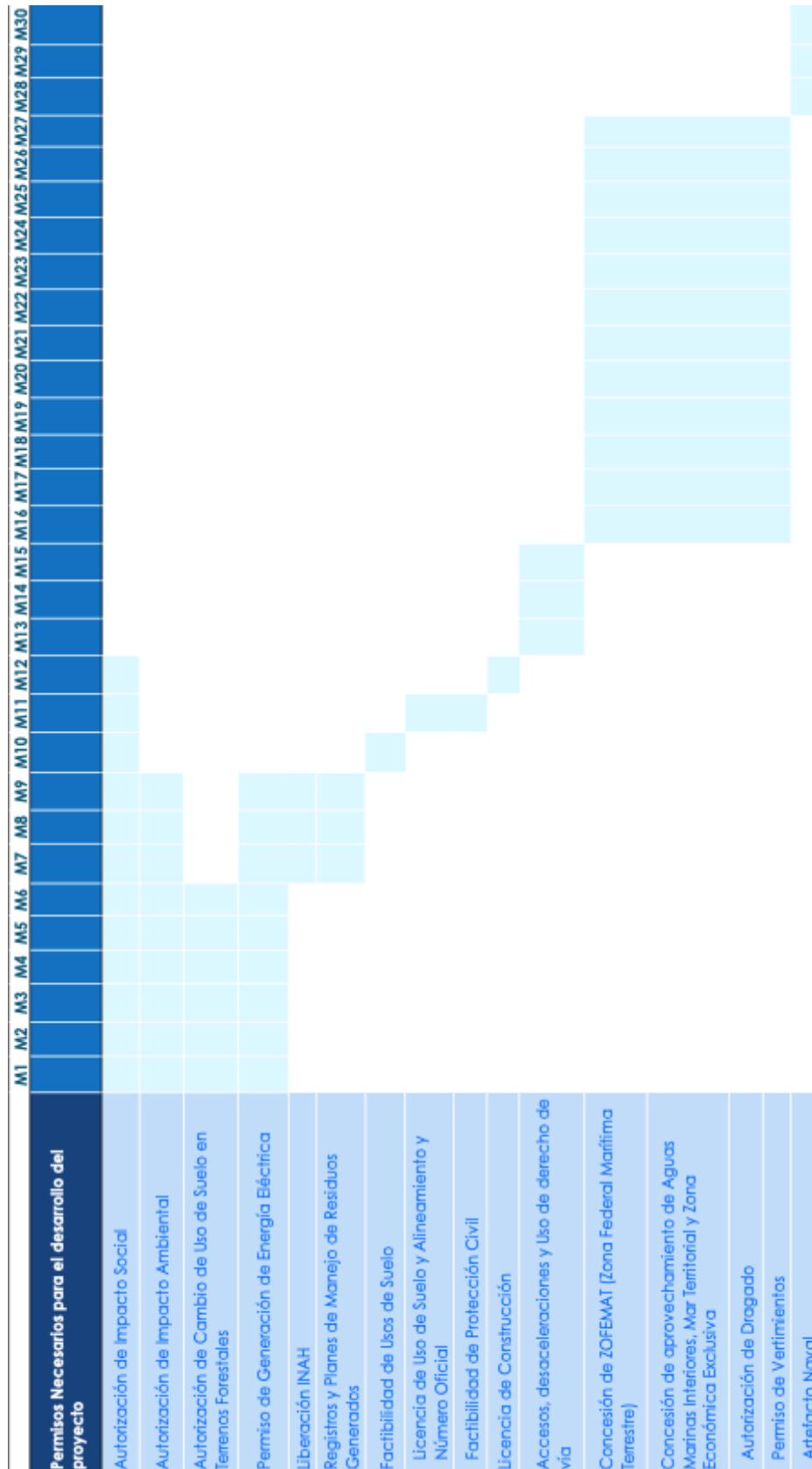


propulsable por sí mismo. Todos los requisitos descritos para el ducto marítimo de amoníaco aplican para la terminal marítima. Adicionalmente, se debe solicitar a nivel federal, permiso por parte de la Capitanía de Puerto para fijar y posicionar elementos en el mar. Estos elementos deben matricularse y abanderarse para poder generar un registro y señalamiento marítimo y así evitar accidentes sobre las rutas de navegación, más aún tratándose de amoníaco.

### **5.5 Orden cronológico de obtención de permisos**

La Gráfica 16, a continuación, presenta el orden cronológico para la obtención de permisos para todas las etapas del proyecto, indicando el tiempo aproximado que, en la práctica, se ha determinado puede tomar la obtención de una respuesta por parte de las autoridades pertinentes. Suponiendo que los documentos antes señalados fueron obtenidos para las etapas de construcción y operación, en un mismo trámite y autorización, solo deberá darse seguimiento a los planes, programas y monitoreos necesarios.

Gráfica 16. Orden cronológico y duración aproximada de obtención de permisos



## 6 Ruta crítica socio-ambiental para el desarrollo de proyectos de amoniaco verde

Esta sección se enfocará en presentar los principales aspectos que se deben considerar en relación con temas socio-ambientales con el objetivo de poder identificar los principales impactos que puede acarrear un proyecto de amoniaco verde y de implementar medidas necesarias para mitigar los impactos negativos que pueden tener afectaciones en las comunidades y en el medio ambiente.

Un primer paso fundamental para identificar y mitigar posibles impactos es la realización de una evaluación de impactos ambientales. A continuación, se describe a grandes rasgos, las principales características para que este tipo de estudios contribuya al éxito del proyecto.

### Evaluación y mitigación de impactos ambientales:

Una evaluación de impactos ambientales de alto nivel, para un proyecto de amoniaco verde, puede estar compuesta de los siguientes pasos:

- 1. Análisis y descripción de los programas de ordenamiento ecológico territorial y del uso al suelo que aplica al predio a evaluar:** Como un primer paso se debe estudiar la compatibilidad del suelo que se quiere ocupar con respecto a la vocación del uso del suelo en la región, considerando los programas de ordenamiento ecológico existentes en sitio. Además, se deben considerar dentro del estudio los sitios de interés ambiental que puedan ser afectados por el proyecto. Por ejemplo, áreas de interés para la conservación de aves, o de conservación de humedales.
- 2. Determinación de radios de afectación por el tipo de proyecto:** De acuerdo con el tipo de proyecto a implementar se debe realizar un estudio detallado que determine los radios de afectación y la magnitud de las consecuencias o daños que pudieran ocasionar accidentes o eventos relacionados, por ejemplo, con la liberación o emisión de hidrógeno y amoniaco. Este tipo de análisis e identificación de riesgos u operatividad (HAZOP, por sus siglas en inglés) requiere que se conozca en detalle la información técnica descriptiva del proyecto, tales como cálculos de ingeniería, capacidades a instalar, consumos energéticos de los equipos, y producción estimada de la planta de amoniaco verde. Idealmente, este tipo de análisis utiliza herramientas digitales especialmente diseñadas para este fin, que permite determinar la dispersión de gases, la evaporación de sustancias, la determinación de radiaciones de calor en caso de incendios, y la determinación de niveles de sobrepresión en caso de explosiones de nubes de vapor de gases inflamables y/o explosivos. Para el tipo de proyecto analizado, la estimación de los radios de afectación debería realizarse para:
  - a. La planta de generación de hidrógeno verde.
  - b. La planta de síntesis de amoniaco.
  - c. Si hay transporte de amoniaco por ductos:
    - iv. Ducto de amoniaco a nivel tierra.
    - v. Ducto de amoniaco marino.
- 3. Análisis y determinación de áreas de influencia las áreas de influencia y de afectación del proyecto:** El análisis de áreas de influencia parte de los radios de afectación previamente determinados y la superposición con capas de información geográfica, como, por ejemplo, cuerpos de agua, vegetación, áreas de interés ecológico, entre otras que se encuentren disponibles de la zona de interés. Hasta este punto, no se han considerado medidas de prevención ni de mitigación de impactos. A medida que se determinen las medidas de prevención, mitigación y compensación que sean técnica y económicamente factibles, pueden presentarse ajustes en el área de influencia establecida.
- 4. Vinculación con leyes y reglamentos:** Es pertinente realizar una revisión detallada de la vinculación del proyecto planteado con las leyes y reglamentos correspondientes. La revisión debe determinar, para las leyes y reglamentos aplicables, el instrumento legal que aplica para determinado tema o factor ambiental y especificar la etapa o actividad del proyecto en que aplica el instrumento, entendiendo por etapas, las actividades que se llevarán a cabo de manera consecutiva para el desarrollo del proyecto, como Preparación del sitio, Construcción, Operación,



Cierre y Abandono.

- 5. Consideraciones ambientales para el desarrollo del proyecto y desarrollo de la matriz de impactos ambientales:** Una vez se han identificado todas las actividades a realizar en el marco del proyecto, entendidas éstas como las obras que engloban a las tareas pretendidas para cuatro fases de proyecto comunes: preparación del sitio, construcción, operación y cierre y abandono, se procede a determinar los factores ambientales impactados, dentro de cada componente ambiental para los medios abiótico, biótico, paisaje y servicios ambientales. La tabla 21 a continuación presenta un ejemplo de posibles factores ambientales.

Tabla 21. Posibles factores ambientales

Medio	Componente ambiental	Factores ambientales
Abiótico	Aire	F01. Calidad del aire
		F02. Ruido
	Suelo	F03. Uso
		F04. Procesos erosivos
		F05. Estabilidad
	Agua superficial	F06. Calidad
		F07. Disponibilidad

Seguidamente, se desarrolla una lista de control que orienta a la matriz de interacción de impactos potenciales. Esta lista, evalúa cada factor ambiental en referencia a las afectaciones que pueden surgir a raíz del proyecto. A partir de esta, se desarrolla la matriz de impactos ambientales potenciales, donde es posible identificar las interacciones entre los factores ambientales y las actividades del proyecto.

Como paso final, y con la intención de facilitar la evaluación de cada impacto, estos son ponderados en función de su intensidad, extensión, persistencia y efecto, entre otros parámetros. A partir de los resultados obtenidos, se desarrolla un Plan de Vigilancia Ambiental (PVA), que permite aglutinar

medidas de prevención de impactos de una manera simple y concreta, asignando a cada medida indicadores de desempeño.

#### Evaluación y mitigación de impactos sociales:

Para la evaluación y mitigación de impactos sociales, también se requiere surtir una serie de actividades que aseguran que el proyecto tendrá una afectación mínima en los pueblos y comunidades que puedan encontrarse en las proximidades de la zona de intervención. Este procedimiento se entiende como Evaluación del Impacto Social (EVIS). A continuación, se listan las principales actividades que contribuyen a una identificación y evaluación exitosa de los impactos sociales del proyecto.

- 6. Delimitación de las áreas de influencia:**

Estas son los espacios físicos que probablemente serán impactados por el proyecto durante todas sus etapas. Típicamente se identificarán tres zonas de influencia: área núcleo, área de influencia directa, área de influencia indirecta. La clasificación dada dependerá del grado de exposición con los impactos generados, que pueden ser positivos o negativos. La intensidad de los impactos, el grado de exposición y la percepción de la población, son los criterios que permiten delimitar estas tres áreas de influencia, bajo el supuesto que, a mayor proximidad, las comunidades serán más susceptibles de verse afectadas. Es importante señalar que la proximidad no es exclusivamente desde la dimensión de distancia física; sino que además deben considerarse la relación social, cultural, económica entre la población y el proyecto.

- 7. Línea base social:** Consiste en la identificación de comunidades y de asentamientos humanos dentro de los límites establecidos para el área de influencia del proyecto. Una vez se ha realizado la identificación, se debe caracterizar la población que se encuentre dentro del área de influencia. Esta caracterización puede implicar identificar los grupos de edades, género, cultura, acceso a salud, acceso a educación, fuentes de empleo, condiciones de vivienda y de bienestar, condiciones económicas y cualquier otro criterio que se considere relevante para poder identificar el nivel de impacto que ocasionarán las diferentes etapas de realización del proyecto.

8. **Impactos sociales:** Identificación de las repercusiones que puedan presentarse en las comunidades impactadas. Para esto, se recomienda establecer indicadores de impacto y relacionarlos con las posibles afectaciones que se podrían dar bajo un escenario con proyecto. A partir de lo anterior, será posible establecer, para cada una de las afectaciones identificadas el nivel de impacto que podrá tener dentro del área de influencia del proyecto.
9. **Análisis de actores sociales claves:** Es importante reconocer el nivel de incidencia de diferentes actores en la toma de decisiones con respecto al territorio en el que se llevará a cabo cada uno de los eslabones de la cadena de valor del proyecto, reconociendo sus objetivos, acciones, intereses y nivel de influencia en relación con el desarrollo del proyecto. Para esto, se recomienda partir de la identificación de los actores sociales que guarden algún tipo de relación con el proyecto que implique el uso de la tierra o con el territorio marítimo, si este hace parte del proyecto. Esta identificación permitirá también establecer una red de relaciones entre actores de interés, que pueden ser relaciones positivas, como alianzas o vínculos de colaboración mutua entre actores o, por otro lado, relaciones negativas, como relaciones de conflicto

entre actores, que podrían ocasionar posibles problemáticas sociales.

10. **Recomendaciones:** De acuerdo con lo hallado en los pasos anteriores, se deben establecer los procedimientos necesarios para la mitigación de los impactos sociales del proyecto. Por ejemplo, en caso de identificar comunidades indígenas al interior del área de influencia del proyecto, se debe determinar la necesidad de realizar una consulta indígena. Como resultado de los procedimientos establecidos, las comunidades identificadas deberán tener derecho a beneficios compartidos a partir de la implementación del proyecto. Finalmente, es importante tener en cuenta que al realizar la Evaluación de Impacto Social (EVIS) será posible medir el grado de ocurrencia y grado de afectación de los impactos que hayan sido identificados en las primeras etapas del proyecto, por ejemplo, a nivel de prefactibilidad, así como identificar nuevos impactos y descartar algunos de ellos.

El trabajo conjunto con las comunidades es uno de los factores de éxito para el desarrollo del proyecto, ya sea a través de algún taller y de diversas actividades que permitan entender la dinámica de las comunidades, su relación con el territorio y las principales repercusiones e impactos en su forma de vida a partir del desarrollo del proyecto.

## 7 Factores de éxito

### 7.1 Factores controlados por el desarrollador del proyecto:

Para el desarrollo exitoso de una planta de amoníaco verde en México, los factores controlados por el desarrollador del proyecto juegan un papel crucial. Estos elementos abarcan desde la maximización de la captación de energías renovables, aprovechando las condiciones óptimas de ciertas regiones, hasta la adaptación tecnológica específica para las condiciones locales. La construcción de una infraestructura eficiente para el transporte y almacenamiento del amoníaco es indispensable, así como la inversión continua en investigación y desarrollo (R&D) en colaboración con instituciones nacionales como el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y el Consejo

Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (CONAHCYT). Las alianzas estratégicas con actores energéticos dominantes, como Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y una gestión comunitaria efectiva, que respete la Ley de Consulta Indígena y fomente diálogos genuinos, son fundamentales. La atención y el adecuado manejo de estos factores por parte del desarrollador pueden minimizar los costos logísticos, evitar conflictos legales y comunitarios, y asegurar la integración armónica del proyecto en el tejido económico y social del país. La Tabla 21 muestra una descripción de los factores controlables por el desarrollador y los posibles impactos si no son atendidos correctamente.

Tabla 22. Factores controlables por el desarrollador del proyecto

Enfoque	Descripción	Desafío si se ignora
Energía Renovable	Maximizar la captación de energías renovables complementarias en regiones óptimas.	Incremento en costos.
Eficiencia Tecnológica	Adaptar tecnologías a las especificidades regionales de México.	Malfuncionamiento o vida útil reducida de equipos.
Calidad del agua	Realizar una correcta evaluación de la calidad del suministro hídrico para el proceso de electrólisis.	Reducción de vida útil y posible malfuncionamiento del electrolizador.
Suministro de agua	Realizar un adecuado análisis de la disponibilidad del recurso y de los posibles impactos ambientales derivados de la explotación a largo plazo de este.	Afectación de ecosistemas y/o afluentes hídricos que podría generar posible limitación en el abastecimiento de agua.
Infraestructura	Crear redes de transporte y almacenamiento adecuadas.	Incremento en costos logísticos y posibles interrupciones.
R&D	Cooperar con entidades de investigación nacionales.	Uso de tecnologías no optimizadas para México.
Alianzas	Sinergias con entidades energéticas y gobiernos locales.	Pérdida de oportunidades y recursos compartidos.
Gestión Comunitaria	Cumplir con la Ley de Consulta Indígena y diálogos genuinos.	Conflictos legales y rechazos comunitarios.

## 7.2 Factores externos: socioeconómicos y de comercio internacional

En cuanto a los factores externos, estos son igualmente determinantes para el éxito de una planta de amoníaco verde en el contexto socioeconómico y comercial de México. La navegación a través del panorama regulatorio, manteniendo una colaboración estrecha con organismos reguladores, es esencial para evitar sanciones y para capitalizar los incentivos disponibles. La obtención de financiamiento a través de instituciones como el Banco Nacional de Obras y Servicios Público (BANOBRAS) o el Banco Nacional de Comercio Exterior (BANCOMEXT) es un pilar para la viabilidad económica del proyecto. Entender y prever la dinámica del mercado local para asegurar una sólida penetración

y retorno de la inversión es crítico, junto con ganar apoyo social a través de la cooperación con líderes y organizaciones comunitarias. Los programas educativos y la alineación con iniciativas gubernamentales de transición verde no solo posicionan al proyecto en sintonía con los objetivos nacionales de sostenibilidad, sino que también promueven la aceptación y el respaldo comunitario. Cumplir con los protocolos de consulta y consentimiento y buscar un beneficio mutuo a través de programas de inversión comunitaria solidifica las relaciones a largo plazo y asegura una base firme para el desarrollo sostenible de la planta. Ignorar estos factores externos podría resultar en una serie de desafíos, desde conflictos legales hasta una desfavorable posición en el mercado y un deterioro de la imagen pública del proyecto.

Tabla 23. Factores externos que influyen sobre el desarrollo del proyecto

Enfoque	Descripción	Desafío si se ignora
Regulación	Adaptarse y colaborar con organismos gubernamentales y reguladores.	Sanciones o falta de acceso a incentivos.
Financiamiento	Apoyo de multilaterales, y otros fondos que requieren cumplimientos medioambientales, sociales y de gobierno (ESG, por sus siglas en inglés).	Falta de capital y tasas de interés desfavorables.
Mercado	Identificar demanda nacional y conectar con industrias. Identificar países e industrias dispuestos a pagar el costo elevado de amoníaco verde.	Limitada penetración de mercado y menor ROI.
Apoyo Social	Cooperar con organizaciones y líderes comunitarios.	Falta de respaldo social y mala imagen pública.
Educación	Fomentar programas educativos con instituciones relevantes.	Desinformación pública y falta de interés.
Transición verde	Integrarse a programas gubernamentales de sostenibilidad.	Desalineación con objetivos nacionales.
Consultas y consentimiento	adherirse al protocolo de consulta y consentimiento.	Conflictos legales y oposición comunitaria.
Beneficio mutuo	generar programas de inversión comunitaria.	Descontento y falta de apoyo local.
Impacto ambiental	adherirse a las leyes y reglamentos, y respetar zonas protegidas.	Sanciones y daño a la biodiversidad.
Transparencia	establecer comités y canales de comunicación efectiva.	Desinformación y desconfianza.

Enfoque	Descripción	Desafío si se ignora
Armonización internacional	cumplir con estándares y certificaciones internacionales.	Barreras comerciales y rechazo internacional.
Acuerdos bilaterales	facilitar exportación a través tratados de libre comercio (T-MEC, UE, etc.)	Tarifas desfavorables y complejidades comerciales.

Uno de los factores que ha ganado relevancia para asegurar el éxito del desarrollo de un proyecto es el acceso a financiamiento sostenible, que se refiere al proceso de tomar en cuenta criterios medioambientales, sociales y de gobierno (ESG, por sus siglas en inglés) cuando se tomen decisiones de inversión en el sector financiero, procurando incentivar las inversiones en proyectos y actividades económicas sostenibles. A continuación, se presentan algunas áreas comúnmente consideradas como aspectos ESG, en cada una de sus dimensiones (GÍZ, 2022):

- **Medioambiente:** Mitigación y adaptación al cambio climático, preservación de la biodiversidad, reducción de la contaminación ambiental, uso sostenible de fuentes hídricas y de recursos marinos y transición hacia economías circulares.
- **Social:** Cumplimiento de la normatividad relacionada con salud y seguridad en el trabajo, condiciones de trabajo justas, diversidad, oportunidades de formación y desarrollo, inversión en capital humano y en las comunidades que el proyecto influya, así como todo lo relacionado con derechos humanos.
- **Gobernanza:** Contar con estructuras de gestión, honestidad fiscal, contar con medidas

anticorrupción, tener en cuenta los criterios de sostenibilidad en las decisiones directivas de la compañía, garantizar los derechos de los empleados, garantías de protección de datos y de divulgación de información.

En este sentido, las compañías y/o desarrolladores de proyectos interesados en aplicar a créditos o financiamiento sostenible, deberán tener en cuenta criterios ESG en las diferentes etapas del proyecto. Además, el reconocimiento oportuno de estos criterios puede contribuir también a entender y prevenir los posibles riesgos que pueden derivarse del no cumplimiento de criterios de sostenibilidad, y que pueden a la larga traducirse en riesgos financieros materiales o significativos. Algunos ejemplos son:

- **Riesgos físicos:** Daño en infraestructura debido a eventos climáticos extremos.
- **Riesgos reputacionales:** Debido a la cada día mayor importancia que se le da a temas relacionados como el cambio climático, derechos humanos, entre otros.
- **Riesgos transicionales:** Que pueden resultar del costo económico de transitar hacia una economía más sostenible y/o de no cumplir desde un inicio con las regulaciones ambientales y/o climáticas

## 8 Conclusiones

- El amoníaco es una de las sustancias químicas más importantes a nivel mundial y juega un papel fundamental en la producción de fertilizantes. Su producción está actualmente asociada al 1% de todas las emisiones a nivel global por lo que resulta indispensable buscar alternativas para su descarbonización.
- Las emisiones asociadas al proceso de producción de amoníaco pueden ser considerablemente reducidas si el hidrógeno, que junto con el nitrógeno constituyen las materias primas del amoníaco, puede ser obtenido de manera limpia. La electrólisis de agua alimentada por electricidad de origen renovable ofrece una oportunidad importante para obtener hidrógeno sin emisiones de GEI asociadas.
- Las dos principales tecnologías de electrólisis que han alcanzado una madurez tecnológica son la alcalina y la PEM. Ambas tienen ventajas y desventajas que harán la elección de una u otra dependiente de las características particulares del proyecto que se esté desarrollando. Si bien sus costos todavía son elevados, se espera una reducción importante en el corto plazo, así como un despliegue a gran escala del uso de la tecnología.
- A pesar de que la electrólisis es un proceso que consume grandes cantidades de agua, un despliegue a gran escala de la tecnología no representaría una amenaza para la disponibilidad del recurso hídrico. La implementación de plantas desalinizadoras permite tomar y purificar agua de mar para utilizar en los electrolizadores sin incurrir en mayores costos adicionales respecto a su contribución al costo nivelado. Además, puede presentarse como una gran oportunidad para proveer con agua potable a comunidades que actualmente viven bajo un alto estrés hídrico.
- Se puede llevar a cabo una estimación de alto nivel del tamaño de los distintos componentes del sistema Power-to-Ammonia utilizando factores multiplicadores y suposiciones gruesas sobre la disponibilidad del recurso renovable con el que se contará. No obstante, este tipo de procedimiento presenta grandes incertidumbres y solo sirve para ilustrar cómo resultarían los órdenes de magnitud de un potencial sistema Power-to-Ammonia. Para precisar el dimensionamiento de este tipo de proyectos es fundamental utilizar modelos de optimización capaces de manejar una gran cantidad de variables y que minimice el costo del sistema.
- En particular, la variabilidad del recurso renovable y la complementariedad entre el recurso eólico y solar para configuraciones con plantas híbridas representan un reto al momento de encontrar el dimensionamiento y la operación óptimos. En cualquier caso, siempre se debe tener en cuenta el comportamiento específico del recurso renovable en las ubicaciones donde se quiera desarrollar proyectos de producción de amoníaco verde.
- El análisis económico-financiero presentado evidencia que un sistema Power-to-Ammonia alimentado por una planta de energía renovable híbrida puede alcanzar un costo nivelado de amoníaco (LCOA) más bajo incluso que el que se alcanzarían usando la red eléctrica. La mayor parte de este costo se atribuye a la electricidad requerida para la producción del hidrógeno verde, por lo que garantizar un buen recurso renovable es crucial para el desarrollo de este tipo de proyectos.
- El cumplimiento de todos los requisitos legales a nivel municipal, estatal y federal en cada una de las etapas de desarrollo del proyecto, incluyendo planeación, construcción, operación y desmontaje, es uno de los aspectos más relevantes para asegurar el éxito de un proyecto de amoníaco verde. Al tramitar, obtener y cumplir con los permisos indicados en el marco regulatorio aplicable, se evitarán riesgos relacionados con retrasos, aplazamientos y conflictos con actores relevantes como lo son las comunidades.
- En línea con lo anterior, el trabajo conjunto con las comunidades es uno de los factores de éxito para el desarrollo del proyecto, ya sea a través de algún taller y de diversas actividades que permitan entender la dinámica de las comunidades, su relación con el territorio y las principales repercusiones e impactos en su forma de vida a partir del desarrollo del proyecto.

## 9 Referencias

- AEA, I. a. (2022). *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*. Abu Dhabi, Brooklyn: International Renewable Energy Agency, Ammonia Energy Association.
- CEMAER. (2019) Costo por watt de paneles solares por país. Obtenido de <https://www.cemaer.org/costo-por-watt-de-paneles-solares-por-pais/>
- CFE. (2023). *Comisión Federal de Electricidad: Tarifa GDMTO vigente para consumidores industriales*. Obtenido de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTO.aspx>
- ESMAP. (2020). *Global Photovoltaic Power Potential by Country*. Washington DC: World Bank.
- GIZ. (2022). *Supporting Climate Compatible Financial Systems Development*. Berlin.
- Hanke-Rauschenbach, R., Bensmann, B., & Millet, P. (2015). Hydrogen production using high-pressure electrolyzers. *Compendium of Hydrogen Energy*, 179-224.
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2022). *Data: Renewable Energy Technologies (Capacity and Generation)*. Obtenido de <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Technologies>
- IRENA. (2022). *Global Trade Hydrogen*.
- Nel. (2020). Float Gas Production. *Glass-Technology International*, 5, 124-128.
- Siemens Energy. (2020). *Large Scale PEM Electrolysis and Sector Coupling*.



Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices

Bonn and Eschborn, Germany

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36

53113 Bonn, Deutschland  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)

I [www.giz.de](http://www.giz.de)

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5

65760 Eschborn, Deutschland T  
+49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

The International Hydrogen Ramp-up Programme (H<sub>2</sub>Uppp) of the German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK) promotes projects and market development for green hydrogen in selected developing and emerging countries as part of the National Hydrogen Strategy.