



---

# Editorial

---

## Comisionado y publicado por

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Oficinas registradas en:  
Bonn y Eschborn, Alemania

## Programa

Alianzas energéticas bilaterales en países emergentes y en desarrollo.  
Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México

[www.energypartnership.mx](http://www.energypartnership.mx)  
[www.giz.de/en/worldwide/76471.html](http://www.giz.de/en/worldwide/76471.html)

## Edición y supervisión

William Jensen Díaz  
[william.jensen@giz.de](mailto:william.jensen@giz.de)

Lorena Espinosa Flores  
[lorena.espinosa@giz.de](mailto:lorena.espinosa@giz.de)

Javier Arturo Salas Gordillo  
[javier.salasgordillo@giz.de](mailto:javier.salasgordillo@giz.de)

Natalia Escobosa Pineda

## Autores

HINICIO

## Fecha

Octubre 2021

## Versión digital

## Diseñado por

Sk3 Estudio Creativo, CDMX  
[www.sk3.mx](http://www.sk3.mx)

## Créditos fotográficos

© Shutterstock | 35070573 página 12  
© Shutterstock | 18944601 página 28  
© Shutterstock | 93272194 página 48  
© Shutterstock | 18825059 página 70  
© Shutterstock | 1747003955 página 74

Todos los derechos reservados. El uso de este documento y/o sus contenidos está sujeto a la autorización del Secretariado de la Alianza Energética entre México y Alemania (AE) y del Programa Apoyo a la Transición Energética en México (TrEM).

Los contenidos de este reporte han sido preparados tomando en consideración fuentes oficiales y de información pública. Las aseveraciones y opiniones expresadas no necesariamente reflejan las políticas y posturas oficiales del Secretariado de la AE, del Programa TrEM, del Ministerio Federal de Economía y Energía de la República Federal de Alemania (BMWi), del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de la República Federal de Alemania (BMZ) y de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Este documento no pretende sustituir una investigación detallada o el ejercicio de cualquier estudio profesional. El Secretariado de la AE y el Programa TrEM no garantizan la precisión ni profundidad de la información descrita en este reporte. Asimismo, no se responsabilizan por cualquier daño tangible o intangible causado directa o indirectamente por el uso de la información descrita en este reporte.

---

# Agradecimientos

---

## Agradecimientos especiales

**Patrick Maio** (*HINICIO*)

**Ana Ángel** (*HINICIO*)

**Luis Miguel Diazgranados** (*HINICIO*)

**Jorge Luis Hinojosa** (*HINICIO*)

**Juan Antonio Gutiérrez** (*HINICIO*)

---

# Contenido

---

Editorial	
Agradecimientos	1
Índice	2
Abreviaturas	4
Lista de tablas	5
Lista de figuras	6
Resumen ejecutivo	8
1. Introducción	11
Objetivos	
2. Energía renovable y potencial de hidrógeno verde	13
2.1 Metodología	13
2.1.1 Definición de la evaluación	14
2.1.2 Análisis geoespacial	14
2.1.3 Evaluación potencial	15
2.1.4 Simulación de producción de hidrógeno	17
2.2 Resultados	18
2.2.1 Potencial de energía eólica terrestre	19
2.2.2 Potencial de energía solar fotovoltaica	20
2.2.3 Potencial renovable híbrido	22
2.2.4 Potencial de hidrógeno verde	23
2.3 Comparación de resultados con estimaciones oficiales	26
2.4 Conclusiones	27
3. Tecnologías de almacenamiento de energía	29
3.1 Introducción	29
3.2 Metodología	31
3.3 Descripción de las tecnologías	33
3.3.1 Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHS)	33
3.3.2 Almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES)	34
3.3.3 Almacenamiento de energía en volante de inercia (FES)	35
3.3.4 Almacenamiento de energía de sales fundidas (MSES)	35
3.3.5 Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	36

<b>3.3.5.1</b> Electrolizadores	37
<b>3.3.5.2</b> Almacenamiento de hidrógeno	38
<b>3.3.5.3</b> Almacenamiento a gran escala (más de 100 toneladas)	39
<b>3.3.5.4</b> Almacenamiento en pequeña escala (menos de 1 tonelada)	40
<b>3.3.5.5</b> Celdas de combustible	40
<b>3.3.6</b> Baterías de iones de litio (BESS)	40
<b>3.3.7</b> Baterías de plomo-ácido	42
<b>3.3.8</b> Baterías de flujo (FB)	43
<b>3.4</b> Resumen y resultados	44
<b>3.5</b> Conclusiones	46
<b>4. Potencial de integración del hidrógeno en los sistemas eléctricos nacionales y de Mulegé</b>	<b>49</b>
<b>4.1</b> Introducción	49
<b>4.2</b> Metodología	49
<b>4.2.1</b> Definición de escenarios	50
<b>4.2.1.1</b> Sistema eléctrico nacional	50
<b>4.2.1.2</b> Sistema energético de Mulegé	51
<b>4.2.2</b> Recopilación de datos energéticos	51
<b>4.2.3</b> Modelo de sistema energético	53
<b>4.3</b> Resultados	54
<b>4.3.1</b> Sistema eléctrico nacional	54
<b>4.3.1.1</b> Escenario de control - BaU2020	54
<b>4.3.1.2</b> Integración de hidrógeno para 2030 - Escenarios BaU2030 y H <sub>2</sub> MX2030	55
<b>4.3.1.3</b> Integración del hidrógeno para 2050 - Escenarios BaU2050 y H <sub>2</sub> MX2050	58
<b>4.3.1.4</b> Hidrógeno en el escenario H <sub>2</sub> MX2050	60
<b>4.3.2</b> Sistema Mulegé de cero emisiones	64
<b>4.3.3</b> Tabla de resumen	66
<b>4.4</b> Conclusiones	67
<b>5. Conclusión</b>	<b>71</b>
Bibliografía	73

## Abreviaturas

AA-CAES	Almacenamiento adiabático avanzado de energía por aire comprimido* por sus siglas en inglés
ALK	Electrolizador alcalino
AZEL	Atlas nacional de Zonas con alto potencial de Energías Limpias
BaU	Escenario "Business-as-usual"
BESS	Sistema de almacenamiento de energía de la batería* por sus siglas en inglés
CAES	Almacenamiento de energía de aire comprimido* por sus siglas en inglés
CAPEX	Gastos de capital* por sus siglas en inglés
CCGT	Turbina de gas de ciclo combinado* por sus siglas en inglés
CSP	Energía solar concentrada* por sus siglas en inglés
EPS	Sistemas eléctricos de potencia* por sus siglas en inglés
ESS	Sistemas de almacenamiento de energía* por sus siglas en inglés
EZ	Electrolizador
FES	Almacenamiento de energía del volante de inercia* por sus siglas en inglés
H <sub>2</sub>	Hidrógeno
H <sub>2</sub> MX	Escenario Hidrógeno México
KTON	Kilotón, mil toneladas métricas
KTPA	Kilotón por año
LFP	Fosfato de hierro de litio
LCOE	Costo nivelado de la electricidad* por sus siglas en inglés
LCOH	Costo nivelado del hidrógeno* por sus siglas en inglés
LCOS	Costo nivelado de almacenamiento de energía* por sus siglas en inglés
LTO	Titanato de litio* por sus siglas en inglés
MSES	Almacenamiento de energía en sales fundidas* por sus siglas en inglés
MTCO <sub>2</sub>	Megatón (millones de toneladas) de dióxido de carbono
MTON	Megatón, millones de toneladas métricas
NG	Gas natural* por sus siglas en inglés
NMC	Óxido de Litio Níquel Manganeso Cobalto* por sus siglas en inglés
OCGT	Turbina de gas de ciclo abierto* por sus siglas en inglés
OPEX	Gastos operativos* por sus siglas en inglés
PEMEL	Electrolizador de membrana de intercambio de protones* por sus siglas en inglés
PHS	Almacenamiento hidroeléctrico bombeado* por sus siglas en inglés
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PV	Solar fotovoltaico* por sus siglas en inglés
RES	Fuente de energía renovable (no variable)* por sus siglas en inglés
SOEC	Celda de electrólisis de óxido sólido
TAC	Costo anual total* por sus siglas en inglés
VRES	Fuente variable de energía renovable* por sus siglas en inglés
VRFB	Batería de ácido de plomo regulado por válvulas* por sus siglas en inglés
VRLA	Batería de flujo de redox de vanadio* por sus siglas en inglés
ZBFB	Batería de flujo de bromo de zinc* por sus siglas en inglés

## Lista de tablas

Tabla 1.	Análisis competitivo de tecnologías de almacenamiento de energía. Las calificaciones se muestran en una escala de 1 (peor) a 5 (mejor), y las clasificaciones de 1 (más) a 11 (menos competitivas).	9
Tabla 2-1.	Criterios de exclusión de tierras para el despliegue de parques fotovoltaicos.	15
Tabla 2-2.	Criterios de exclusión de tierras para el despliegue de aerogeneradores terrestres.	15
Tabla 2-3.	Principales parámetros tecno-económicos para 2050 para parques solares y eólicos según estimaciones de HINICIO.	17
Tabla 2-4.	Parámetros tecno-económicos de electrolizadores de membrana de intercambio de protones según el desarrollo tecnológico esperado por HINICIO para 2050.	18
Tabla 2-5.	Parámetros de producción de hidrógeno verde por estado.	24
Tabla 3-1.	Características tecno-económicas de los electrolizadores ALK y PEM (2020,2030).	38
Tabla 3-2.	Comparación de las propiedades, ventajas y desventajas de la química del ion-litio en baterías. Fuente: IRENA.	41
Tabla 3-3.	Características comerciales de los sistemas de almacenamiento de energía. Fuentes: EESI, IRENA, US DOE, X. Luo.	44
Tabla 3-4.	Características técnicas de los sistemas de almacenamiento de energía. Fuentes: EESI, IRENA, US DOE, X. Luo.	44
Tabla 3-5.	Tabla de seguimiento fo puntuaciones competitivas. Fuente: IRENA.	45
Tabla 3-6.	Puntajes competitivos para tecnologías de almacenamiento. Fuente: IRENA.	45
Tabla 3-7.	Ponderaciones de parámetros para el seleccionado Fuente: IRENA.	45
Tabla 3-8.	Matriz de adecuación para las aplicaciones seleccionadas. Fuente:IRENA.	45
Tabla 3-9.	Puntuaciones ponderadas finales, su promedio y clasificación.	46
Tabla 3-10.	Ranking de las tecnologías de almacenamiento para cada aplicación.	46
Tabla 4-1.	Entrada de energía data.	52
Tabla 4-2.	Comparación de los escenarios modelados.	54
Tabla 4-3.	Tabla de resumen de los impactos de la integración de hidrógeno verde en los sistemas eléctricos nacional y de Mulegé.	66
Tabla 4-4.	Comparación del consumo de agua.	66

## Lista de figuras

Figura 1.	LCOH de la producción híbrida con energía eólica y solar PV en 2050.	8
Figura 2.	Capacidad instalada del sistema eléctrico mexicano para 2030 en los escenarios evaluados.	9
Figura 3.	Capacidad instalada en México en 2050 para los escenarios evaluados.	10
Figura 4.	Capacidad instalada en el sistema de Mulegé 100% renovable para 2050	10
Figura 2-1.	Diagrama de bloques de metodología	13
Figura 2-2.	Diagrama de bloques de análisis geoespacial	14
Figura 2-3.	Diagrama de bloques asignación de capacidad.	16
Figura 2-4.	Diagrama de bloques de simulación potencial.	16
Figura 2-5.	Diagrama de bloques de simulación de producción de Hidrógeno	17
Figura 2-6.	Derivación de mapas potenciales de los resultados de la evaluación potencial.	18
Figura 2-7.	Mapa potencial LCOE viento terrestre	19
Figura 2-8.	Potencial de capacidad eólica terrestre por LCOE	20
Figura 2-9.	Mapa de potenciales LCOE de solar PV	21
Figura 2-10.	Potencial de capacidad solar fotovoltaica por LCOE [USD/MWh].	21
Figura 2-11.	Costo híbrido nivelado eólico-solar fotovoltaico del mapa potencial de electricidad	22
Figura 2-12.	Costo nivelado del hidrógeno de la producción híbrida de energía eólica-solar fotovoltaica	23
Figura 2-13.	Uso del agua de la producción de H <sub>2</sub> verde como parte del consumo total de agua en 2017	24
Figura 2-14.	Potencial de hidrógeno verde por LCOH	25
Figura 2-15.	Mapa potencial del factor de capacidad PEMEL	26
Figura 3-1.	Categorización científica de las tecnologías de almacenamiento de energía (con acrónimos del inglés). Fuente: WEC.	29
Figura 3-2.	Capacidad de almacenamiento de energía instalada en el mundo por tipo de tecnología, Nov-2020. Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos	30
Figura 3-3.	Capacidad operativa global de almacenamiento de energía por tecnología excluyendo PHS, Nov-2020. Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos	30
Figura 3-4.	Comparación de la potencia nominal, la capacidad de energía y el tiempo de respuesta. Fuente: X. Luo, 2015.	31
Figura 3-5.	Diagrama del funcionamiento de una estación hidroeléctrica de bombeo típica. Fuente: IRENA.	33
Figura 3-6.	Diagrama de un sistema de almacenamiento de energía de aire comprimido diabático (izquierda) y un sistema adiabático (derecha) de. Fuente: IRENA.	34
Figura 3-7.	Diagrama de un sistema de almacenamiento de energía de volante de inercia. Fuente: IRENA, 2017.	35
Figura 3-8.	Diagrama de un sistema de almacenamiento de energía de sales fundidas.	36
Figura 3-9.	Diagrama del sistema de almacenamiento de hidrógeno y celda de combustible. Fuente: X. Luo, 2015.	37
Figura 3-10.	Topología de Electrolizadores ALK y PEM. Fuente: BNEF.	37
Figura 3-11.	Opciones de almacenamiento de hidrógeno disponibles y su capacidad de trabajo. Fuente: Inicio.	39
Figura 3-12.	Ciclo de carga y descarga de un sistema de almacenamiento de energía de batería de iones de litio. Fuente: Toshiba.	41
Figura 3-13.	Principio de funcionamiento de una batería de plomo-ácido.	43

Figura 3-14.	Principio de funcionamiento de una batería de flujo. Fuente: X. Luo, 2015.	43
Figura 4-1.	Metodología de bloques de modelado del sistema energético.	49
Figura 4-2.	Escenarios modelados para la evaluación del sistema nacional de energía.	50
Figura 4-3.	Escenarios modelados para el sistema renovable Mulegé.	51
Figura 4-4.	Comparación de la mezcla de capacidad instalada del PRODESEN 2019 y el escenario BaU2020.	55
Figura 4-5.	Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030.	55
Figura 4-6.	Generación de electricidad por fuente en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios.	56
Figura 4-7.	Producción renovable en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios.	56
Figura 4-8.	Necesidades de capacidad de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios.	56
Figura 4-9.	Costos anuales totales del Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios.	57
Figura 4-10.	Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios en comparación con el estado 2020 (CAMBIO a PRODESEN 2019).	57
Figura 4-11.	Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional para el año 2050 bajo dos escenarios.	58
Figura 4-12.	Producción renovable en el Sistema Eléctrico Nacional para el 2050 bajo dos escenarios.	58
Figura 4-13.	Cambios en la generación de electricidad y capacidades instaladas en el Sistema Eléctrico Nacional para 2050 en los dos escenarios.	59
Figura 4-14.	Necesidades de almacenamiento para un Sistema Eléctrico Nacional para 2050 bajo dos escenarios.	60
Figura 4-15.	Costo total anual (TAC) de un Sistema Eléctrico Nacional para 2050 bajo dos escenarios.	60
Figura 4-16.	Proporción de la generación de electricidad procedente de la reconversión del hidrógeno en el total consumido por región en el escenario H <sub>2</sub> MX2050.	61
Figura 4-17.	Producción de hidrógeno verde por región de transmisión en el escenario H <sub>2</sub> MX2050.	61
Figura 4-18.	Capacidad instalada de electrólisis en MW por región en el escenario H <sub>2</sub> MX2050.	62
Figura 4-19.	Capacidad instalada de turbina de gas de ciclo combinado de hidrógeno por región en el escenario H <sub>2</sub> MX2050.	63
Figura 4-20.	Inversión en infraestructura de hidrógeno por región en el escenario H <sub>2</sub> MX2050.	63
Figura 4-21.	Capacidad instalada en un sistema de energía Mulegé de cero emisiones para 2050 bajo dos escenarios.	64
Figura 4-22.	Producción de electricidad por fuente en un sistema de energía Mulegé de cero emisiones para 2050.	64
Figura 4-23.	Cambios en la capacidad de generación de electricidad y la operación en un sistema de energía Mulegé de cero emisiones para 2050 bajo dos escenarios.	65
Figura 4-24.	Necesidades de almacenamiento para un sistema de energía Mulegé de cero emisiones para 2050 bajo dos escenarios.	65
Figura 4-25.	Comparación de los costos anuales totales (TAC) para un sistema Mulegé renovable para 2050 en dos escenarios.	65

## Resumen ejecutivo

Uno de los habilitadores más prometedores para la descarbonización del sector eléctrico es el uso de hidrógeno producido por electrólisis utilizando energía renovable.

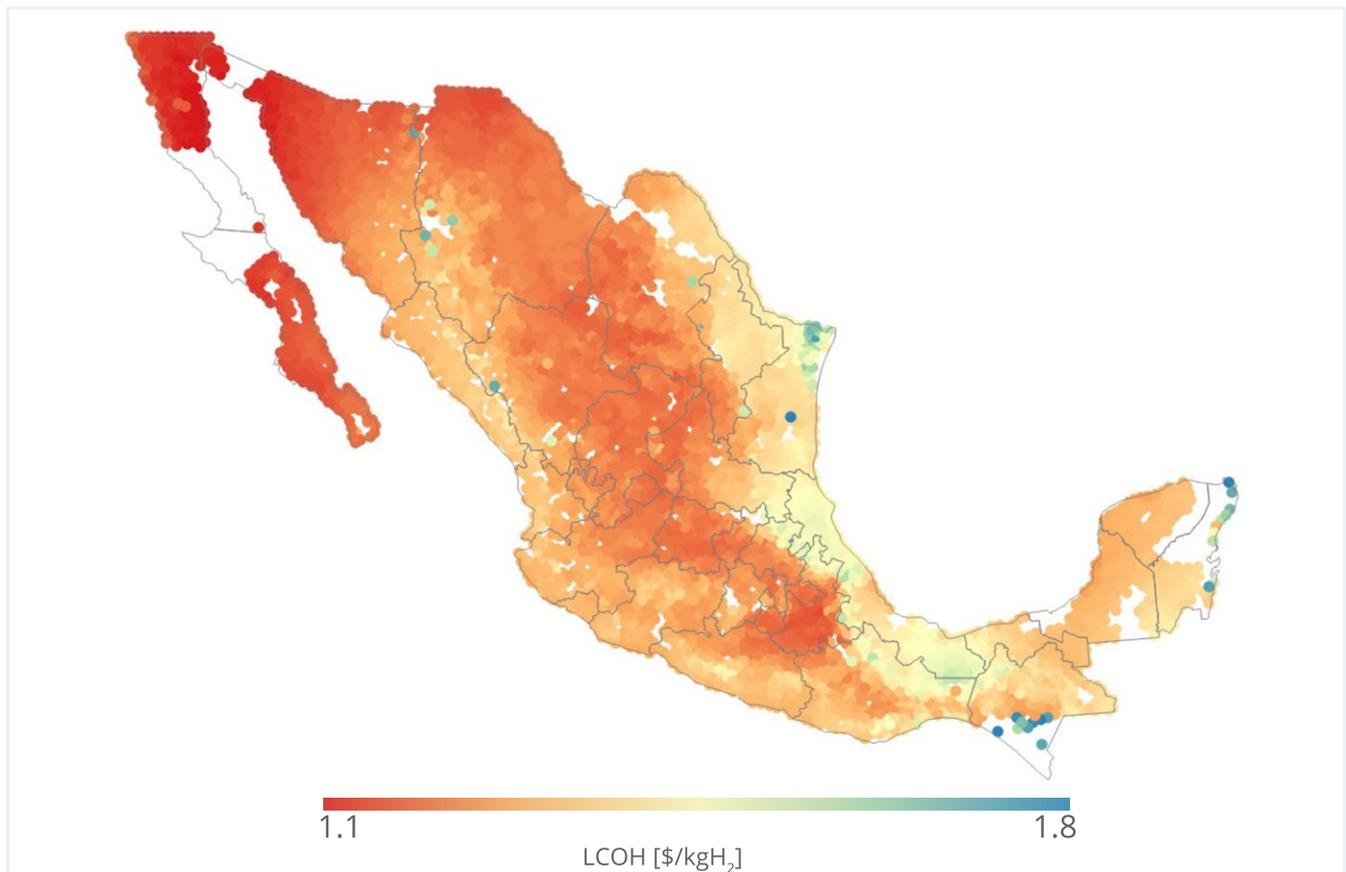
La condición inherente de variabilidad de la energía solar fotovoltaica (PV) y eólica genera tanto un desafío para la producción masiva de hidrógeno, como una oportunidad en el uso de hidrógeno para almacenar energía procedente de estas fuentes variables. Este estudio analiza cuán adecuadas son esas fuentes renovables para México y cuál es el rol del hidrógeno en un sistema eléctrico descarbonizado hacia 2050.

Un vistazo a lo que podría ser logrado en México con energías solar y eólica en 2050 se puede encontrar en un primer análisis que parte de la extensión del territorio mexicano de alrededor de 1.9 millones de km<sup>2</sup>, integrando datos meteorológicos históricos y restricciones de suelo relacionadas con sus diferentes usos, y teniendo en cuenta

las tendencias actuales en el desempeño y precio de las tecnologías del hidrógeno. Para generación eólica on-shore, hasta 2.7 TW de capacidad instalada que generan alrededor 6.3 PWh anualmente podrían ser acomodados en el 22% del territorio nacional con un LCOE igual o inferior a 60 USD/MWh. Para PV, hasta 33.5 TW de capacidad instalada que generan 69 PWh anualmente podrían instalarse en alrededor de un tercio del territorio nacional con un LCOE inferior o igual a 25 USD/MWh.

Un análisis del potencial de hidrógeno realizado muestra que, en teoría, hasta 22 TW de capacidad de electrólisis podrían instalarse en todo el país produciendo alrededor de 1,400 MtonH<sub>2</sub> por año con un costo nivelado del hidrógeno (LCOH) promedio de 1.4 USD/kg H<sub>2</sub>, impulsado principalmente por energía fotovoltaica de bajo costo. El agua anual necesaria para la producción de todo ese potencial sería de 116.8 hm<sup>3</sup>, que representa el 0.13% del consumo de agua del país en 2017.

Figura 1. LCOH de la producción híbrida con energía eólica y solar PV en 2050.



El segundo paso del estudio es proporcionar un estado del arte actualizado de las diferentes tecnologías de almacenamiento para sistemas de energía. La metodología seguida comenzó con la definición de los principales parámetros para las diferentes tecnologías. A continuación, se realizó un análisis competitivo teniendo en cuenta

diferentes aplicaciones, con el fin de mostrar la tecnología más adecuada para cada una. El resultado del análisis se resume en la siguiente tabla con una escala de color, donde el verde indica el mejor rendimiento y el rojo indica el peor rendimiento para cada aplicación, respectivamente.

Tabla 1. Análisis competitivo de tecnologías de almacenamiento de energía. Las calificaciones se muestran en una escala de 1 (peor) a 5 (mejor), y las clasificaciones de 1 (más) a 11 (menos competitivas).

	PHS	CAES	FES	MSES	H <sub>2</sub>	LFO	LTO	NMC	VRLA	VRFB	ZBFB
Capacidad firme	4.17	3.19	0.79	3.52	3.24	3.17	3.11	3.36	2.59	2.68	1.95
Servicios auxiliares	1.23	0.97	2.97	1.00	1.47	3.37	3.29	3.55	1.78	0.82	0.61
Desplazamiento de carga	4.28	3.42	0.76	3.76	3.09	3.11	2.91	3.34	2.69	2.80	2.03
Amortiguación de renovables	1.23	0.97	2.97	1.00	1.47	3.37	3.29	3.55	2.85	0.82	0.61
Promedio	2.72	2.14	1.87	2.32	2.32	3.26	3.15	3.45	2.48	1.78	1.3
Ranking	4	8	9	6	7	2	3	1	5	10	11

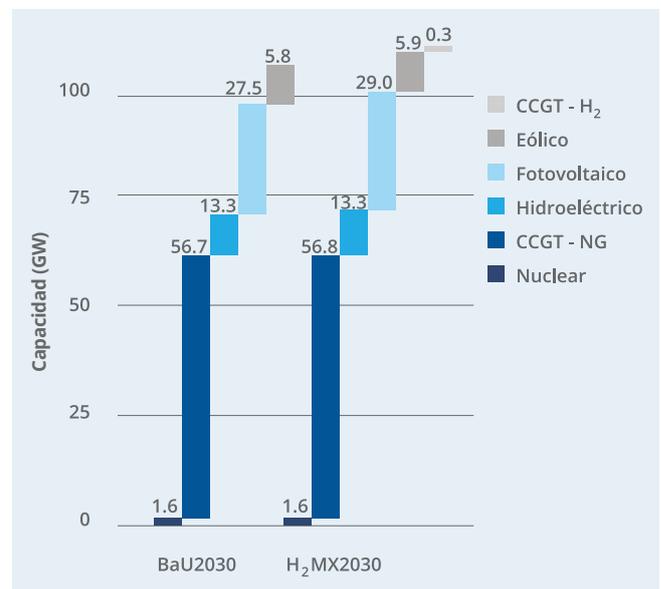
El último paso del estudio fue analizar el impacto de la integración del hidrógeno en el sistema de energía nacional y el sistema eléctrico de Mulegé, Baja California. Es importante tener en cuenta que, por definición, los usos del hidrógeno para este análisis son sólo para propósitos de reconversión en energía eléctrica, dejando fuera del modelo usos como materia prima o para la movilidad.

Para el sistema nacional, se construyó un modelo de nodo múltiple y se analizaron tres horizontes de tiempo: 2020, 2030 y 2050. El escenario de 2020 se definió exclusivamente para calibrar y validar el modelo. Esto se hizo replicando la operación actual y las características del sistema de energía. La información utilizada como entradas al modelo fue obtenida principalmente del PRODESEN, informes internacionales y conocimiento de Hinicio.

Para 2030 la reconversión en electricidad del hidrógeno es casi inexistente en comparación con los más de 100 GW de capacidad instalada proyectada del sistema eléctrico nacional, con sólo 1 GW de capacidad de electrólisis necesaria, produciendo 60 ktonH<sub>2</sub>/año para alimentar una turbina de gas hidrógeno de 300 MW para la reconversión en electricidad.

Las emisiones totales del sistema eléctrico nacional en el escenario BaU2030 son de 134 MtCO<sub>2</sub>/año, casi las mismas que las 133 MtCO<sub>2</sub>/año del escenario H<sub>2</sub>MX2030. Las emisiones específicas de GEI fueron de alrededor de 290 gCO<sub>2</sub>/kWh en ambos casos, una reducción de más del 40% en comparación con el factor de emisiones de 505 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2019 según lo reportado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Figura 2. Capacidad instalada del sistema eléctrico mexicano para 2030 en los escenarios evaluados.



Es en 2050 que el H<sub>2</sub> verde podría ser más relevante en el Sistema Eléctrico Nacional impulsado principalmente por la mejora en el precios y rendimiento ese se puede ver en tendencias actuales. Los resultados del modelo muestran que en 2050 5.5 TWh/año son producido a partir de hidrógeno reconversión en electricidad, es decir, aproximadamente la mitad de la generación actual de energía nuclear en el país, para lo que alrededor 1.5 GW de centrales de ciclo combinado de gas con hidrógeno (CCGT-H<sub>2</sub>) son necesarios, como se muestra en Figura 2.

Figura 3. Capacidad instalada en México en 2050 para los escenarios evaluados.

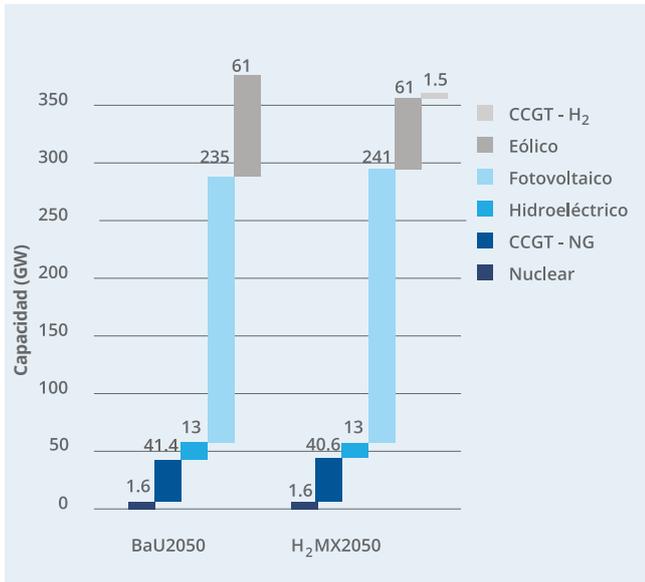
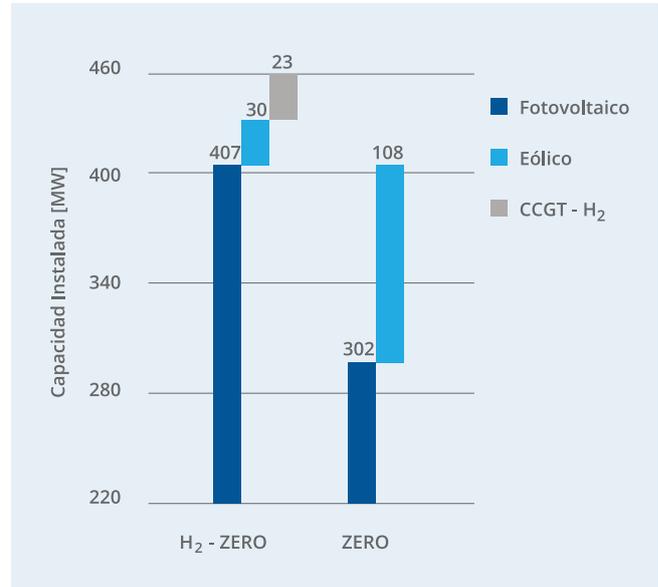


Figura 4. Capacidad instalada en el sistema de Mulegé 100% renovable para 2050.



La integración del hidrógeno también permite aumentar la generación renovable en el sistema. Los resultados muestran que en el escenario H<sub>2</sub>MX2050 hay un 2% adicional generado a partir de fuentes renovables, o 15 TWh/año creciendo hasta una generación renovable nacional de 815 TWh/año.

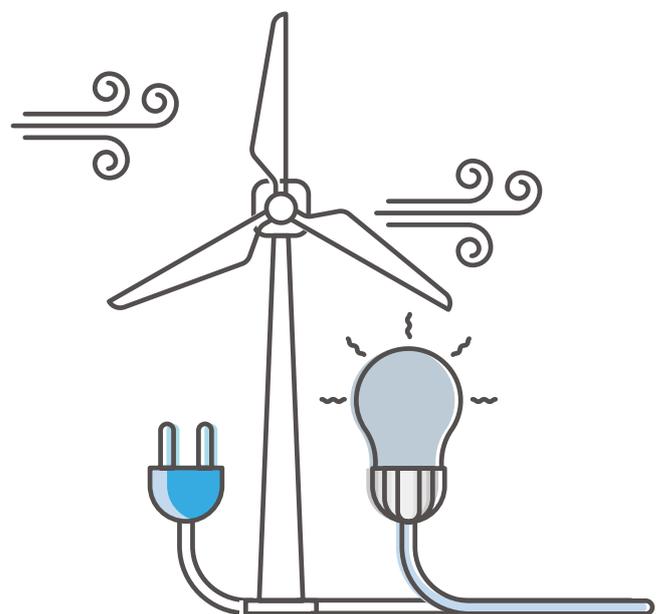
En cuanto a GEI, las emisiones totales son similares en ambos casos, con 30 MtCO<sub>2</sub>/año para BaU2050 y 29 MtCO<sub>2</sub>/año para H<sub>2</sub>MX2050, lo que lleva a emisiones específicas de 39 gCO<sub>2</sub>/kWh y 38 gCO<sub>2</sub>/kWh respectivamente, un 90% menos que en 2020. Sin embargo, hay que señalar que las emisiones reducidas se deben principalmente a una mayor participación de las energías renovables y no al uso del hidrógeno. El agua requerida para esta cantidad de hidrógeno representa menos del 0,1% del consumo actual en cada región de producción.

En cuanto al sistema de potencia de Mulegé, se analizaron dos escenarios, ambos en 2050: 100% renovable sin hidrógeno (escenario ZERO) y 100% renovable con hidrógeno (escenario H<sub>2</sub> - ZERO).

Como en el escenario de 2050 para el sistema de eléctrico nacional, la integración del hidrógeno permite una solución de almacenamiento competitiva para el bajo costo de la energía solar en Mulegé, lo que explica por qué se reduce la capacidad eólica y se aumenta la capacidad fotovoltaica. Para el viento, la capacidad se reduce de 108 MW a 30 MW del escenario ZERO a H<sub>2</sub> - ZERO; mientras que para energía solar, la capacidad fotovoltaica aumenta de 302 MW a 407 MW como se muestra en Figura 4.

La capacidad de almacenamiento de energía aumenta de 0.9 GWh en el escenario ZERO, a 2.4 GWh (1.7 en forma de hidrógeno, alrededor de 50 toneladas) en H<sub>2</sub> - ZERO.

El análisis realizado muestra una visión general de cómo el hidrógeno podría tener lugar en el sistema de energía mexicano en diferentes momentos. Se recomienda que otras etapas del estudio incluyan diferentes sectores de la economía, para analizar cómo la agregación de demanda puede mejorar el modelo del sistema de energía para el desarrollo de hidrógeno en todas las aplicaciones.



# Introducción

Este estudio se enmarca en la planificación de los sistemas eléctricos, específicamente en la estimación del recurso potencial disponible en el territorio mexicano para dos energías renovables variables (VRES): solar fotovoltaica y eólica. En la última década, estas tecnologías han incrementado su eficiencia y competitividad económica a nivel mundial, los costos de la solar fotovoltaica han caído un 82% y la eólica terrestre un 40%.<sup>1</sup> Sin embargo, es necesario superar algunos desafíos, como su generación variable y su distribución geográfica. Para hacer frente a estos desafíos, las evaluaciones del potencial de las VRES generalmente se llevan a cabo en primer lugar para ayudar a identificar zonas con alto potencial de generación y, a continuación, buscar estrategias y nuevas alternativas para lograr una integración suave del potencial VRES encontrado y la infraestructura energética existente sin comprometer la seguridad del suministro. En este contexto, se están investigando vectores energéticos como el hidrógeno verde para complementar y ayudar a la integración de VRES de una manera óptima en cuanto a costos y confiabilidad del sistema.

Los principales objetivos del estudio son:

- **Estimar el potencial de generación renovable (solar fotovoltaica y eólico terrestre) en México;**
- **Calcular el potencial de producción de hidrógeno verde en México;**
- **Proporcionar una visión general actualizada del estado del arte de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) para sistemas de potencia eléctrica;**
- **Evaluar los beneficios de la integración de la generación renovable y el hidrógeno verde en el Sistema Eléctrico Nacional;**
- **Explorar la integración y los requisitos para que la región de Mulegé, BCS, se convierta en 100% renovable.**

Si bien este informe describe el proceso metodológico detallado de los análisis realizados, los resultados y conclusiones clave para cada sección se pueden encontrar en los últimos subcapítulos de cada uno, así como una síntesis de todo el reporte en el Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones.



<sup>1</sup>. IRENA, Costos de generación de energía renovable en 2019.



## 2. Energía renovable y potencial de hidrógeno verde

En esta sección se presenta la evaluación de potencial renovable para la producción de energía eólica terrestre, solar fotovoltaica e hidrógeno verde en México para un horizonte temporal de 2050. En primer lugar, se describen la metodología y los principales supuestos tomados.

A continuación, se presentan los potenciales renovables y los conocimientos importantes del análisis.

### 2.1 Metodología

La metodología para la evaluación del potencial renovable que se muestra en la Figura 2-1, consta de cinco pasos:

- 1. Definición de la evaluación:** declaración de las tecnologías, parámetros tecno-económicos, contexto regional y temporal para la evaluación.
- 2. Análisis geoespacial:** análisis computacional para determinar la cantidad y distribución de tierras disponibles para la producción renovable después de aplicar las restricciones de suelo definidas.
- 3. Evaluación potencial:** simulación computacional basada en la física utilizada para determinar la capacidad instalable renovable en el terreno disponible y el correspondiente Costo Nivelado de Electricidad (LCOE).
- 4. Minimización de costos H<sub>2</sub>:** simulación de la producción de hidrógeno a través de la electrólisis basada en el LCOE y el análisis geoespacial de los pasos anteriores.
- 5. Mapas potenciales:** los resultados se muestran en mapas, gráficas y tablas, lo que permite al lector comprender mejor las perspectivas que se encuentran en el análisis.

Figura 2-1. Diagrama de bloques de metodología.



### 2.1.1 Definición de la evaluación

El territorio interior mexicano completo de alrededor de 1.9 millones de km<sup>2</sup> se analiza en un contexto hacia 2050. Las tecnologías evaluadas son los aerogeneradores terrestres y las plantas fotovoltaicas de campo abierto con mejora de la eficiencia de acuerdo con el desarrollo tecnológico previsto para 2050<sup>2</sup>. La producción de hidrógeno verde se evalúa para electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEMEL) estacionarios de gran escala de acuerdo con el desarrollo tecnológico y los costos de la tecnología esperados por HINICIO para el mismo contexto de 2050.

### 2.1.2 Análisis geoespacial

El análisis geoespacial consiste en una eliminación paso a paso del terreno basada en ciertas restricciones que limitan el despliegue de Energías Renovables Variables (VRES por sus siglas en inglés: Variable Renewable Energy Sources) por no cumplir con los requisitos y restricciones necesarias para el desarrollo de las planta de generación. Al final de la eliminación de terreno, se obtiene la cantidad total de terreno potencial disponible para instalaciones renovables y su distribución geográfica. La Figura 2-2 muestra un resumen del procedimiento de análisis geoespacial.

Se realizan dos análisis geoespaciales; uno para parques solares fotovoltaicos y otro para parques eólicos. Las restricciones de tierras incluyen limitaciones físicas, económicas, sociopolíticas y ambientales pertinentes que comúnmente se excluyen en este tipo de análisis<sup>3</sup>, como se muestra en la Tabla 2-1. También se excluye un área de amortiguación cuando corresponda, para minimizar los impactos negativos cerca de las restricciones de uso de suelo<sup>4</sup>.

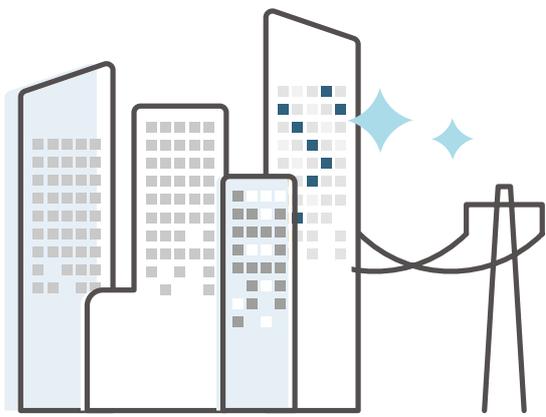


Figura 2-2. Diagrama de bloques de análisis geoespacial.



<sup>2</sup>Ryberg D. S., Potenciales pausas en la generación futura de la energía eólica y solar en Europa, 2019.

<sup>3</sup>S. D. Heuser, "Análisis techno-económico de un posible vínculo de comercio de energía entre la Patagonia y Japón basado en hidrógeno libre de CO<sub>2</sub>", Revista Internacional de Energía del Hidrógeno, 2019.

<sup>4</sup>Peña Sánchez, "Análisis techno-económico de la producción de hidrógeno libre de CO<sub>2</sub> a partir de fuentes variables de energía renovable en México", E.U., 2019.

Tabla 2-1. Criterios de exclusión de tierras para el despliegue de parques fotovoltaicos.

Restricciones de tierras	Regla de exclusión	Zona de amortiguación	Referencia
Zonas agrícolas	=	0 m	Ryberg, 2017
Áreas arqueológicas	<	1000 m	SENER, AZEL 2017
Fronteras de país	<	1000 m	Heuser , 2019
Sitios históricos	<	1000 m	SENER, AZEL 2017
Selvas	<	1000 m	Peña-Sánchez, 2019
Sitios mineros	=	0 m	Ryberg, 2017
Áreas protegidas	<	1000 m	Ryberg, 2017
Asentamientos	<	200 m	Ryberg, 2017
Volcanes	<	2000 m	Ryberg, 2017
Cuerpos de agua	<	1000 m	Ryberg, 2017
Bosques	=	0 m	Ryberg, 2017
Elevación	<	2 m	Ryberg, 2017
Pendiente	<	30°	Ryberg, 2017
Pendiente hacia el norte	<	3°	Ryberg, 2017

Tabla 2-2. Criterios de exclusión de tierras para el despliegue de aerogeneradores terrestres.

Restricciones de tierras	Regla de exclusión	Zona de amortiguación	Referencia
Áreas arqueológicas	<	1000 m	SENER, AZEL 2017
Fronteras de país	<	1000 m	Heuser , 2019
Sitios históricos	<	1000 m	SENER, AZEL 2017
Selvas	<	200 m	Peña-Sánchez, 2019
Sitios mineros	<	200 m	Ryberg, 2017
Áreas protegidas	<	1000 m	Ryberg, 2017
Ferrocarriles	<	200 m	Ryberg, 2017
Carreteras	<	300 m	Ryberg, 2017
Asentamientos	<	1000 m	Ryberg, 2017
volcanes	<	2000 m	Ryberg, 2017
Cuerpos de agua	<	300 m	Ryberg, 2017
Líneas de agua	<	200 m	Ryberg, 2017
Bosques	<	200 m	Peña-Sánchez, 2019
Velocidades del viento	<	5 m/s	Ryberg, 2017
Elevación	>	3 km	Ryberg, 2017
Pendiente	>	30°	Ryberg, 2017

La deducción de tierras de todo el territorio mexicano se llevó a cabo utilizando el modelo de disponibilidad de tierras geoespaciales para sistemas energéticos (GLAES) desarrollado por el Centro de Investigación Jülich<sup>5</sup>, y una metodología ajustada para México<sup>6</sup>. Se utiliza una resolución espacial de 100 m<sup>2</sup> que representa un buen equilibrio entre precisión y complejidad computacional.

### 2.1.3 Evaluación potencial

La evaluación potencial consiste en determinar la capacidad máxima instalable y el LCOE de cada planta eólica y parque solar fotovoltaico en los terrenos disponibles estimados en los pasos anteriores. La capacidad máxima instalable se obtiene colocando turbinas proyectadas individuales y parques solares fotovoltaicos en el terreno restante. Como ejemplo, se muestra el proceso de análisis geoespacial para el estado mexicano de Aguascalientes para aerogeneradores terrestres en la Figura 2-3.

<sup>5</sup> Ryberg, D.S., "Geoespacial Land Availability for Energy Systems (GLAES)", 2018.

<sup>6</sup> Ryberg, D. S., "El futuro del potencial europeo de energía eólica terrestre: Distribución detallada y simulación de diseños avanzados de turbinas", 2019.

Figura 2-3. Diagrama de bloques asignación de capacidad.



Un LCOE se obtiene considerando una vida útil de las plantas de 20 años. Esto se hace utilizando el modelo RESKit<sup>7</sup> desarrollado por el Centro de Investigación Jülich y la metodología adaptada a México. El modelo de simulación toma la capacidad instalada previamente estimada y parámetros de datos meteorológicos georeferenciados como la velocidad del viento, la temperatura, la presión y la irradiación del conjunto de datos del modelo MERRA-2 de la NASA<sup>8</sup>.

Estos datos meteorológicos se calculan para producir series de tiempo con los perfiles de generación con una resolución de una hora para plantas eólicas y fotovoltaicas individuales. También se tienen en cuenta las condiciones de terreno y ubicación. El procedimiento de cálculo LCOE se resume en la Figura 2-4.

Figura 2-4. Diagrama de bloques de simulación potencial.



<sup>7</sup> RESKit: Kit de herramientas de simulación de energía renovable para Python.

<sup>8</sup> MERRA-2: Análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones

Para este análisis, se consideraron y promediaron 20 años de datos meteorológicos (2000–2019) para obtener serie de tiempo históricas de perfiles históricos de generación, los LCOEs y el potencial tecno-económico renovable. Los principales parámetros tecno-económicos utilizados para los cálculos son presentados en la Tabla 2-3.

Tabla 2-3. Principales parámetros tecno-económicos para 2050 para parques solares y eólicos según estimaciones de HINICIO.

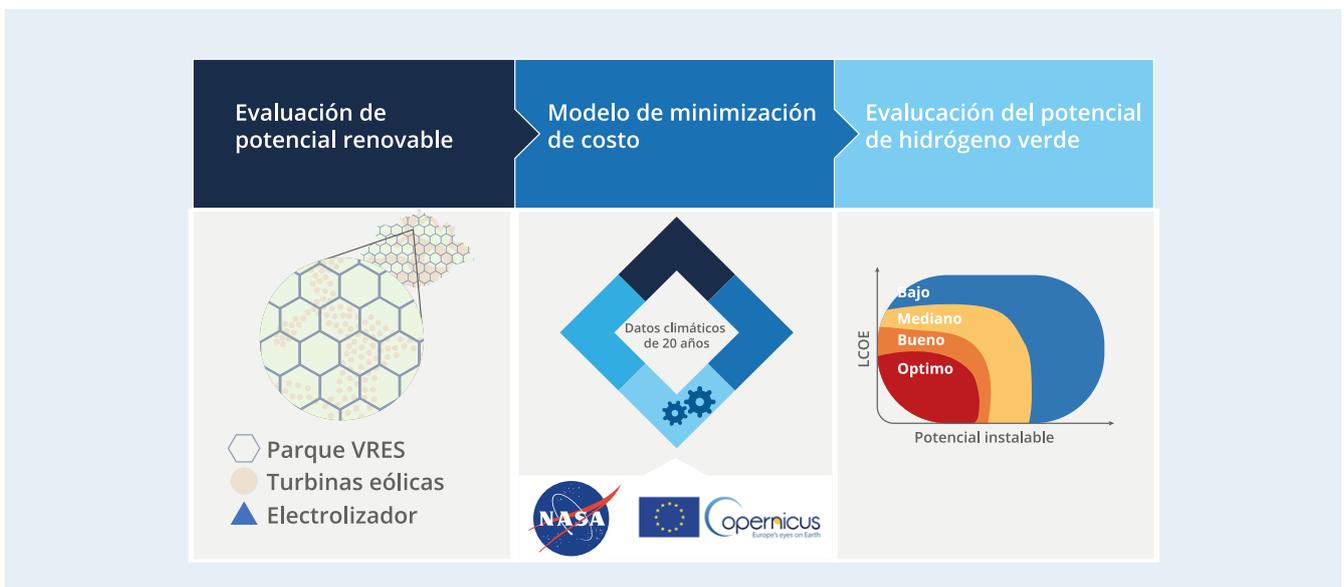
Tecnología	Parámetro	Valor	Unidad
Solar fotovoltaica 	CAPEX	320	\$/kWp
	OPEX	2	% de capex
	Degradación	0.5	%/año
	Uso de suelo	20	m <sup>2</sup> /kWp
	Vida	30	años
	Tipo	Eje fijo	
Eólico 	CAPEX	825	\$/kWp
	OPEX	3	% de capex
	Degradación		
	Uso de suelo	0.46	Ha/MWp
	Vida	30	años
	Tipo	Onshore	

### 2.1.4 Simulación de producción de hidrógeno

Se desarrolló un algoritmo de simulación para encontrar la capacidad óptima de PEMEL dado el perfil de generación por hora de un parque híbrido VRES minimizando el costo de producción H<sub>2</sub>. El algoritmo

introduce una ubicación genérica del parque renovable y calcula la producción teórica de H<sub>2</sub> de electrolizador PEM según los datos meteorológicos simulados de 20 años para determinar el correspondiente costo nivelado del hidrógeno (LCOH). La Figura 2-5 muestra un diagrama de bloques del procedimiento.

Figura 2-5. Diagrama de bloques de simulación de producción de Hidrógeno.



Alrededor de 5,800 sitios de generación renovable que abarcan un promedio de 365 km<sup>2</sup> que contienen parques eólicos y fotovoltaicos fueron definidos en todo el territorio mexicano. Metodológicamente, cada sitio está definido como un polígono de Voronoi<sup>9</sup>.

Después, se hace una optimización en la que el algoritmo calcula todas las capacidades PEMEL posibles (desde 0 MW hasta la capacidad del parque VRES) según 20 años de datos meteorológicos y selecciona el que produce el LCOH más bajo.

La capacidad seleccionada representa la capacidad de electrólisis óptima en sitio para el parque renovable. El costo de producción del hidrógeno incluye costos de inversión, costos fijos y variables, depreciación y contingencias, y es calculado en la salida del electrolizador. Ni el almacenamiento o el transporte del hidrogeno se consideran en el LCOH reportado en este informe. Los parámetros tecno-económicos utilizados en el modelo se muestran en Tabla 2-4.

Tabla 2-4. Parámetros tecno-económicos de electrolizadores de membrana de intercambio de protones según el desarrollo tecnológico esperado por HINICIO para 2050.

Equipo	Parámetro	Valor	Unidad
	Tipo	PEMEL	-
	Escama	estacionario	>10M
	CAPEX	300	\$/kWp
	OPEX	3	% de CAPEX
	Reemplazo de pila	0.5	%/año
	Eficacia	69	%
	Vida	30	años
	Agua Desmineralizada	1	l/Nm <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub></sub>
	Tamaño del parque VRES	365	km <sup>2</sup>

## 2.2 Resultados

Esta sección presenta los resultados de las energías renovables y el potencial de hidrógeno verde. Los parámetros seleccionados se trazan en mapas de calor donde los colores rojos están asociados con las mejores ubicaciones y se convierten progresivamente en azul a medida que disminuye el potencial. El color blanco se asigna a tierras no disponibles, según el análisis geoespacial.

Figura 2-6. Derivación de mapas potenciales de los resultados de la evaluación potencial.



<sup>9</sup> Los polígonos de Voronoi son figuras geométricas construidas alrededor de un conjunto de puntos (centros Voronoi) de tal manera que cada polígono contiene todos los puntos (parques eólicos o fotovoltaicos en este caso) más cerca de su centro Voronoi que del centro de cualquier otro Polígono Voronoi, Según Evans, 1987.

### 2.2.1 Potencial de energía eólica terrestre

Los resultados muestran que 430,000 km<sup>2</sup> de tierra en México (~22% del total) es elegible para acomodar hasta 2.7 TW de aerogeneradores que pueden producir hasta 6.3 PWh<sup>10</sup> de electricidad renovable cada año con un LCOE igual o inferior a 60 USD/MWh. La Figura 2-7 muestra el mapa potencial LCOE para la energía eólica terrestre. Las áreas blancas se asignan a terrenos no disponibles para la instalación de aerogeneradores en tierra.

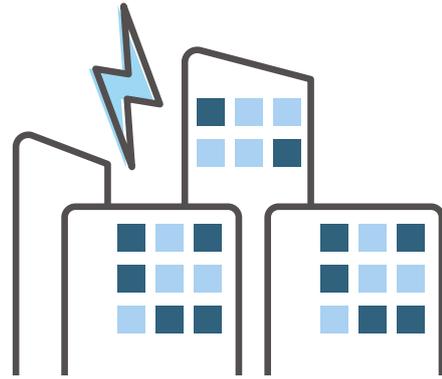
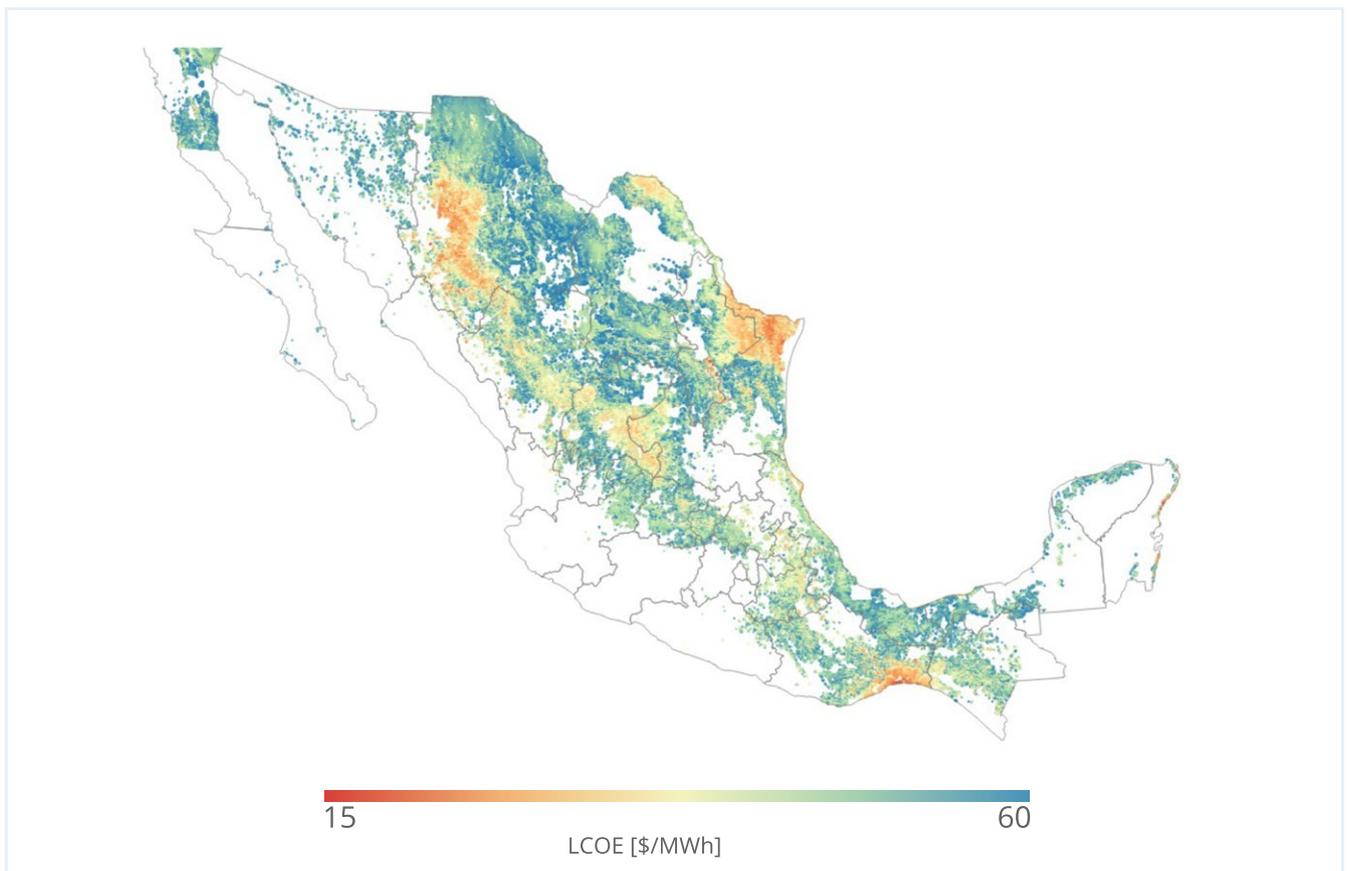


Figura 2-7. Mapa potencial LCOE viento terrestre.



La mayor parte de la tierra no disponible se encuentra a lo largo de la costa pacífica, dentro de ambas penínsulas, y alrededor del centro del país. Las restricciones responsables de esta distribución de la tierra son los bajos recursos eólicos y las restricciones poblacionales relacionadas como la proximidad a los asentamientos humanos y carreteras.

Las limitaciones relacionadas con los asentamientos humanos son especialmente importantes para el centro densamente poblado del país. Las restricciones relacionadas con la conservación, zonas de tala, selvas, cuerpos de agua y ríos, se distribuyen un poco más hacia el sur del país.

En contraste, los sitios mineros que limitan el despliegue de parques eólicos se encuentran principalmente en el norte del país.

Además, los recursos eólicos son regionales y de origen montañoso, como se muestra en la Figura 2-7. Hay tres regiones notorias ricas de viento. Los LCOEs en estas ubicaciones se pueden producir a un costo a partir de 15 USD/MWh:

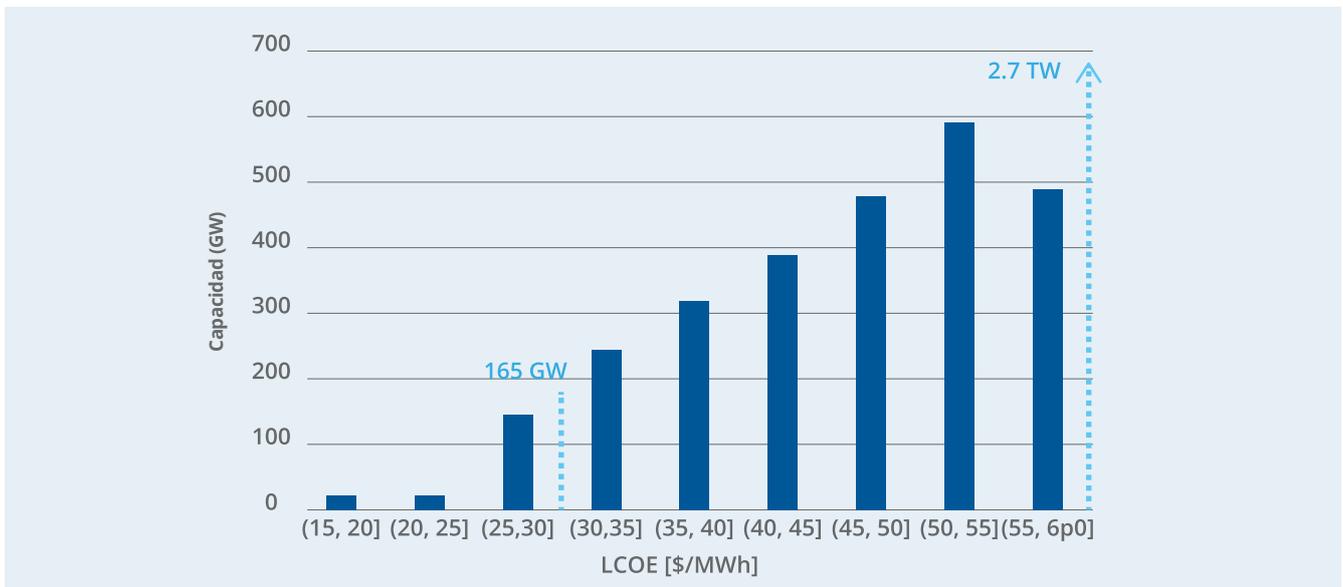
<sup>10</sup> PWh (Petawatt-hora) equivalen a 1012 kilowatt-hora.

- En el estado de Oaxaca, istmo de Tehuantepec: esta región es actualmente la ubicación con la mayoría de las instalaciones de energía eólica en el país.
- La Sierra Occidental: la cadena montañosa del centro-norte que corre junto a los estados de Chihuahua, Durango y algunas partes de Zacatecas y San Luis Potosí.
- La última zona se encuentra en la parte nororiental del país: en los estados de Coahuila, Tamaulipas y Nuevo León.

En la Figura 2-8 Los LCOEs representados en el mapa de calor anterior se agrupan en rangos con incrementos de 5 USD/MWh. El potencial instalable correspondiente se

muestra en barras azul oscuro en GW, para cada rango. La capacidad acumulada está marcada como referencia por la línea punteada azul clara.

Figura 2-8. Potencial de capacidad eólica terrestre por LCOE.

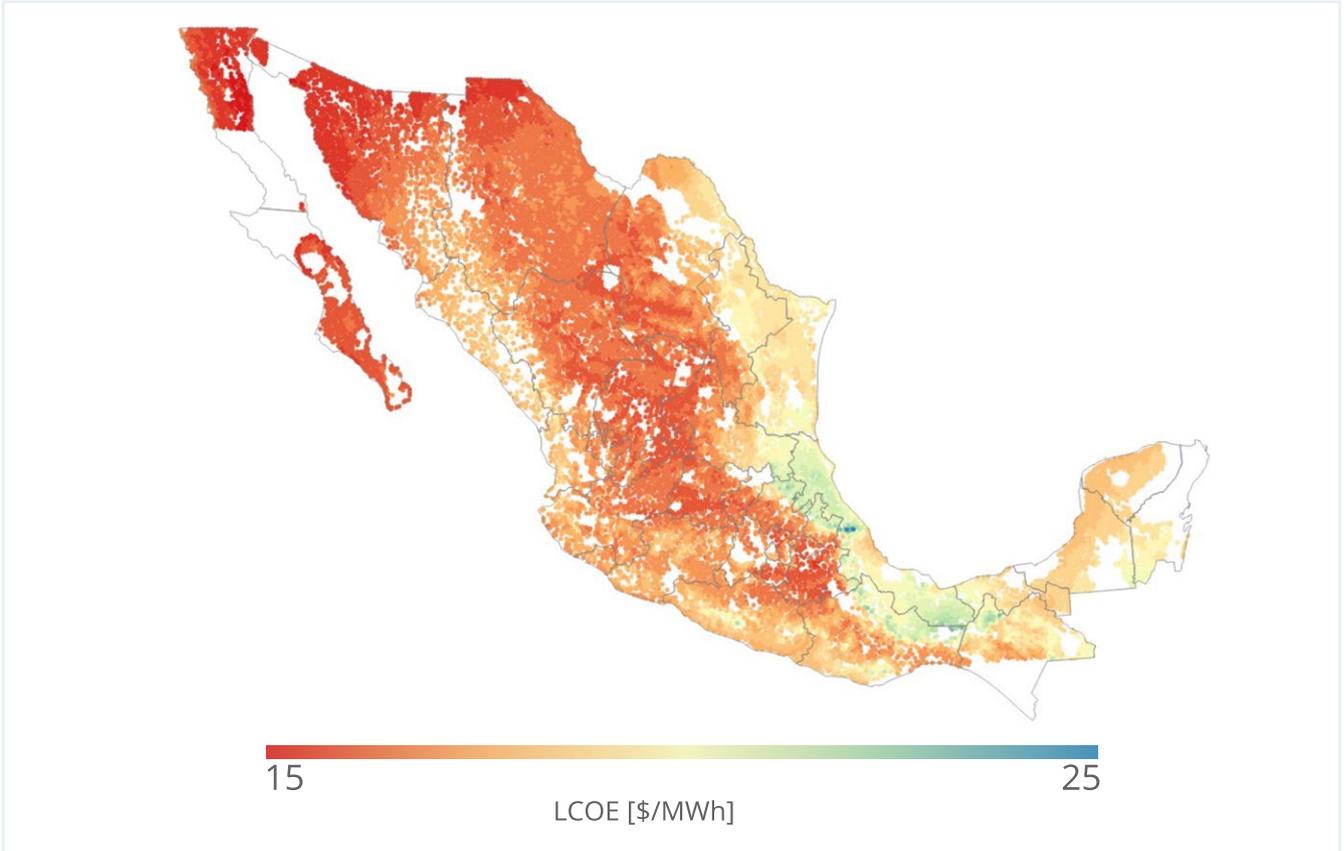


En México hay hasta 165 GW de potencial eólico con LCOEs inferiores a 30 USD/MWh capaces de producir alrededor de 600 TWh/año de electricidad. Esta cantidad de energía sería suficiente para alimentar la demanda actual completa de electricidad en México. El potencial de capacidad aumenta a medida que incrementa el umbral LCOE, lo que confirma el efecto de escasez de este recurso regional en México.

## 2.2.2 Potencial de energía solar fotovoltaica

Los resultados muestran que 650,000km<sup>2</sup> de tierra en México (~el 33% del total) es elegible para acomodar hasta 33.5 TW de parques solares fotovoltaicos que pueden producir hasta 69 PWh de electricidad renovable cada año con un LCOE igual o inferior a 25 USD/MWh. El mapa potencial LCOE para energía solar fotovoltaica se muestra en la Figura 2-9. Las áreas blancas se asignan a terrenos no disponibles para instalaciones de parques fotovoltaicos.

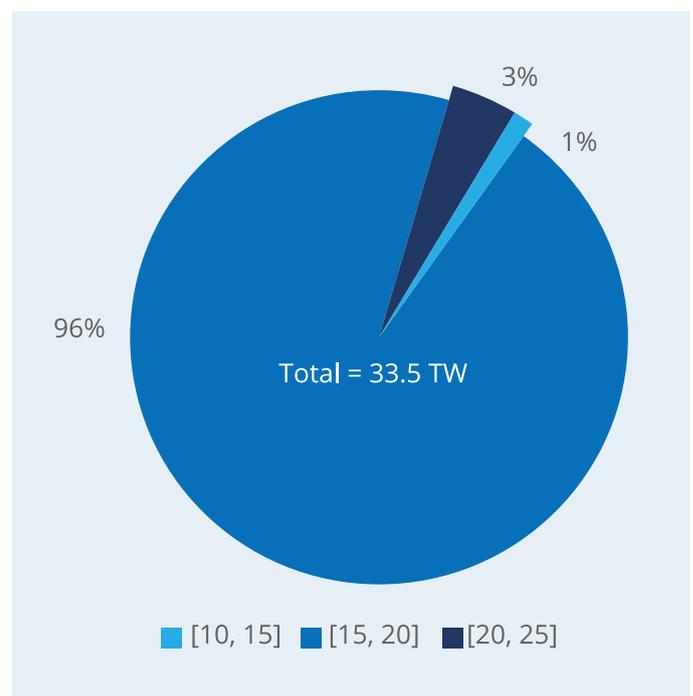
Figura 2-9. Mapa de potenciales LCOE de solar PV.



La tierra no disponible corresponde principalmente a las limitaciones relacionadas con la pendiente, las áreas de conservación y las áreas relacionadas con los asentamientos. Las restricciones de pendiente afectan generalmente a todo el país. En ambas penínsulas, hay grandes porciones de tierra no disponible que se deben a reservas y áreas protegidas. El centro del país y las regiones con grandes asentamientos urbanos y de agricultura muestran poca disponibilidad de suelo para sistemas fotovoltaicos. El potencial solar fotovoltaico parece verse afectado por las condiciones climáticas regionales cercanas a las costas. El clima tropical, más nubes y mayor humedad en el aire afectan las horas de carga completas del parque fotovoltaico. Estos efectos explican la diferencia de potencial.

Además, la Figura 2-10 muestra que los LCOEs procedentes de fotovoltaico son mucho más bajos y menos variables que los de energía eólica. El gráfico muestra que la gran mayoría del potencial fotovoltaico (96% del total) cae en el rango de 15 - 20 USD/MWh LCOE. Sólo el 3% es en regiones un poco menos favorables con un costo de producción que varía de 20-25 USD/MWh y el 1% restante del potencial puede ser producido en LCOE inferior a 15 USD/MWh.

Figura 2-10 Potencial de capacidad solar fotovoltaica por LCOE [USD/MWh].



La energía procedente del 1% de las mejores ubicaciones fotovoltaicas es suficiente para satisfacer alrededor de 1.5 veces la demanda nacional actual, confirmando el gran potencial fotovoltaico esperado en México.

### 2.2.3 Potencial renovable híbrido

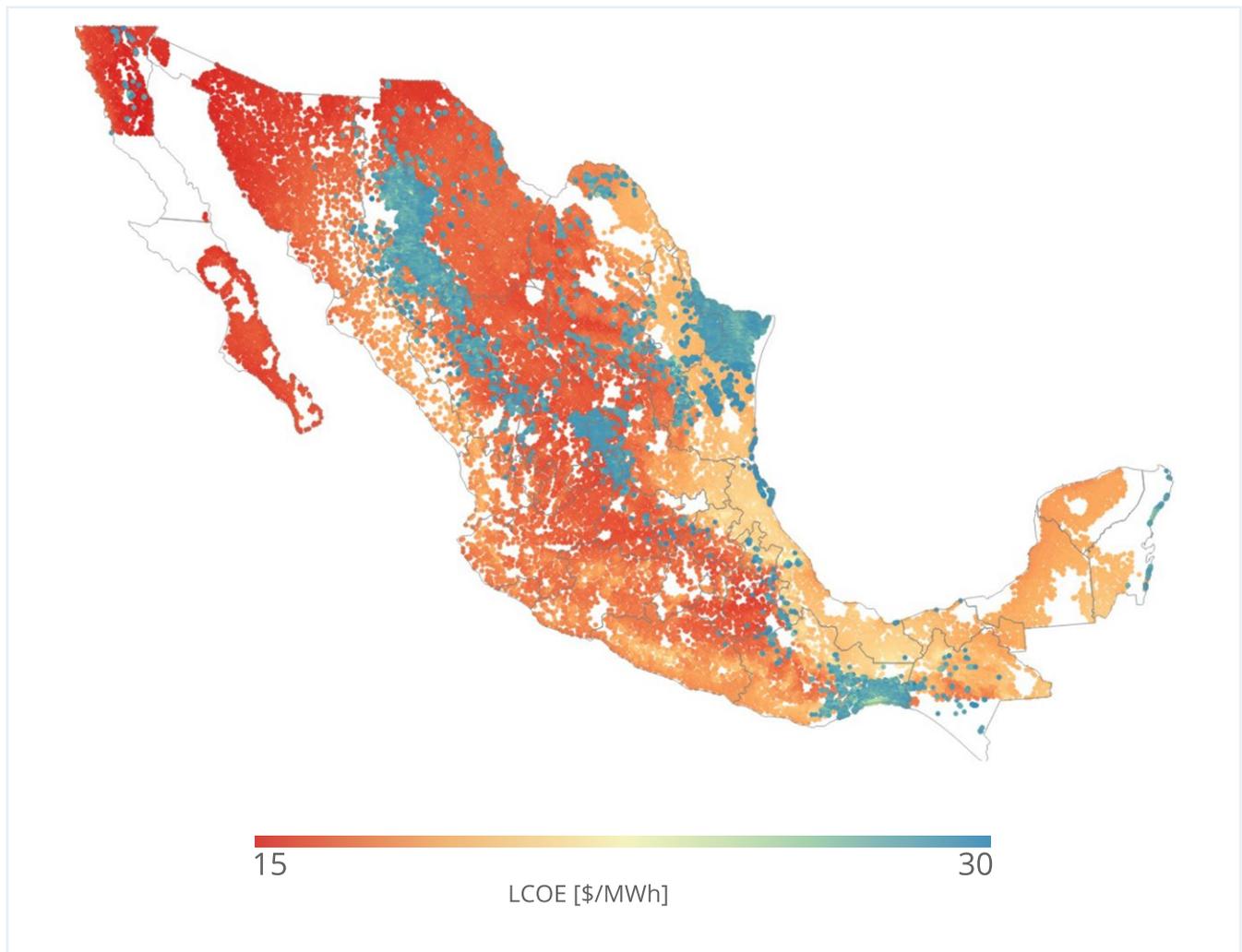
La Figura 2-11 fusiona los potenciales de viento y fotovoltaica en un mapa de calor. Los LCOEs mostrados representan la energía solar fotovoltaica y eólica juntas. Como se muestran anteriormente por la Figura 2-7 y Figura 2-8 sólo buenas ubicaciones de viento pueden producir LCOEs inferiores a 30 USD/MWh. Esto significa que prácticamente todas las ubicaciones de viento en la figura siguiente se muestran en azul.

Cuando no se tiene en cuenta el LCOE, la energía solar fotovoltaica es 10 veces más abundante que la energía eólica terrestre. Pero dado que hay mucha variabilidad de los recursos eólicos, si un LCOE de 30 USD/MWh

se considera como un techo de costo, la proporción se multiplica por diez para llegar a ser 100 veces mayor, lo cual da pruebas claras sobre la diferencia de potencial renovable entre estas dos tecnologías VRES y que es posible un predominio de la generación de H<sub>2</sub> verde con energía solar.

La Figura 2-11 muestra que las regiones de buen viento se superponen con buenas regiones solares, como en la Sierra Occidental y regiones solares medianas (como Oaxaca y Tamaulipas), así como en regiones de acuerdo a las limitaciones consideradas, no se pueden desplegar grandes parques solares, como las costas de la península de Yucatán. La Figura 2-11 también apunta hacia el fuerte dominio fotovoltaico que es probable que tenga la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, la ubicación de los recursos eólicos determinará la posible ubicación de parques híbridos de viento y fotovoltaicos.

Figura 2-11. Costo híbrido nivelado eólico-solar fotovoltaico del mapa potencial de electricidad.



### 2.2.4 Potencial de hidrógeno verde

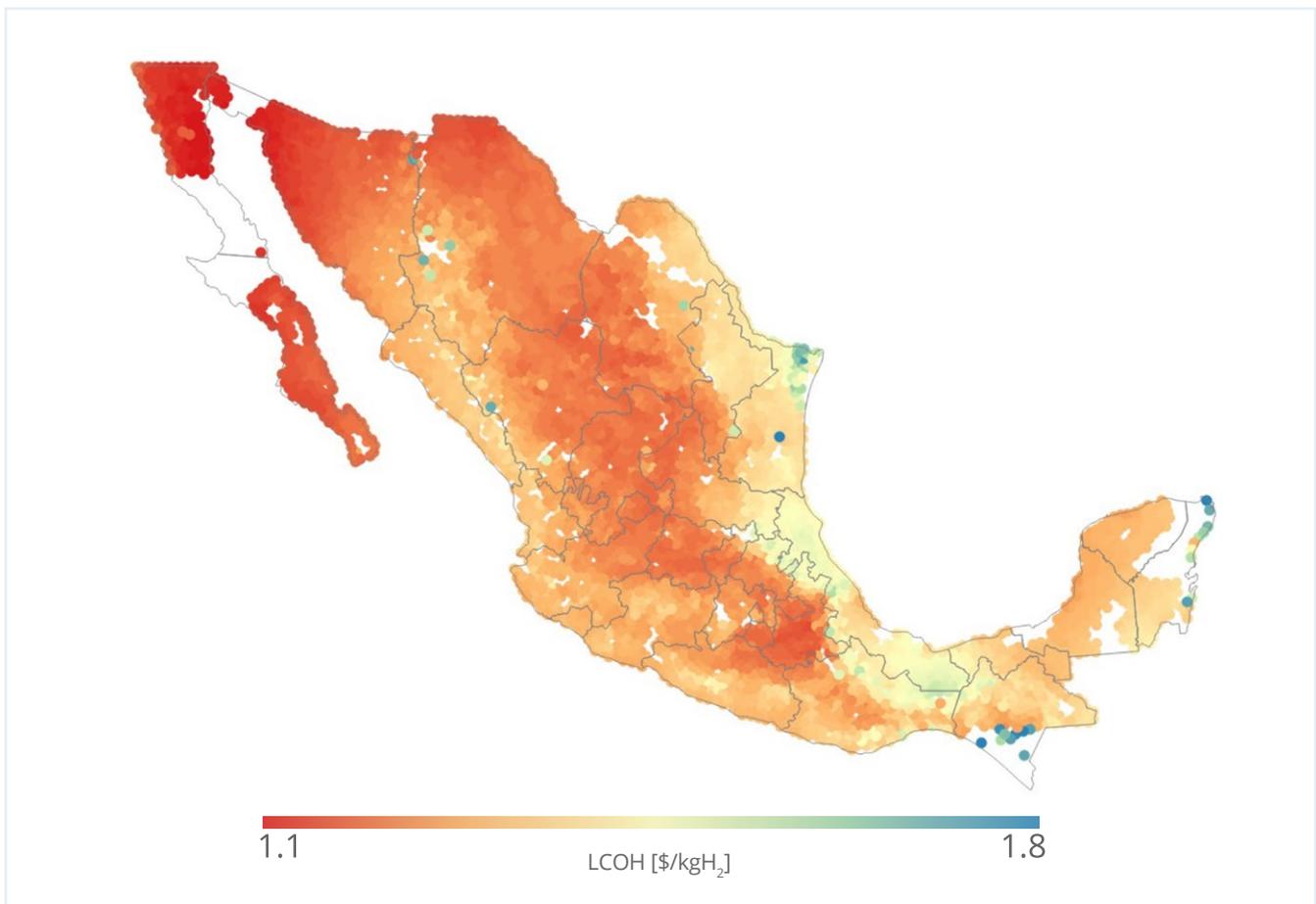
Los resultados de la simulación muestran que se pueden instalar hasta 22 TW de capacidad de electrólisis en todo México. Pueden producir hasta 1,400 MtH<sub>2</sub>/año con un promedio de 1.4 USD/kgH<sub>2</sub> en 2050. La Figura 2-12 de mapas LCOH para la producción de hidrógeno verde a partir de fuentes VRES.

La cifra muestra que el potencial de hidrógeno verde es similar al potencial solar fotovoltaico. La razón se debe a la energía solar de bajo costo, que es el motor de la producción de hidrógeno verde. Dada la gran diferencia entre el potencial eólico terrestre y solar en México, se espera que la producción de hidrógeno verde sea impulsada principalmente por el potencial de energía solar fotovoltaica en una proporción de 100 a 1 en LCOEs

bajos. El fuerte dominio de la energía solar fotovoltaica en la producción de hidrógeno verde también significa que México heredará los mismos ciclos de producción que la energía solar.

Los lugares donde puede haber producción híbrida de hidrógeno verde como en Oaxaca y la Sierra Occidental parecen tener LCOH de alrededor de 1.5 USD/kgH<sub>2</sub> en 2050, pero nunca tan bajos como la producción de hidrógeno verde únicamente con energía solar, que ocurre en la parte noroeste del país, por ejemplo. También hay algunos lugares de producción de hidrógeno verde sólo con viento como en las costas occidentales de la península de Yucatán y el norte de Tamaulipas. Los LCOH que dan como resultado estas ubicaciones se encuentran en el rango de costo superior de alrededor de 1.8 USD/kgH<sub>2</sub>.

Figura 2-12. Costo nivelado del hidrógeno de la producción híbrida de energía eólica-solar fotovoltaica.



El uso de agua para la producción de hidrógeno verde en comparación con el uso total de agua por estado de acuerdo con los registros oficiales<sup>11</sup> se muestra a continuación en la Figura 2-13.

Si todo el hidrógeno potencial fuera producido, menos del 1% del agua que se utiliza en el país se vería comprometida. En resumen, 116.8 hm<sup>3</sup> (~0,13%) de agua utilizada a nivel nacional sería necesaria para producir todo el potencial de hidrógeno.

<sup>11</sup> CONAGUA, Estadísticas del Agua en México 2017

Figura 2-13. Uso del agua de la producción de H<sub>2</sub> verde como parte del consumo total de agua en 2017.

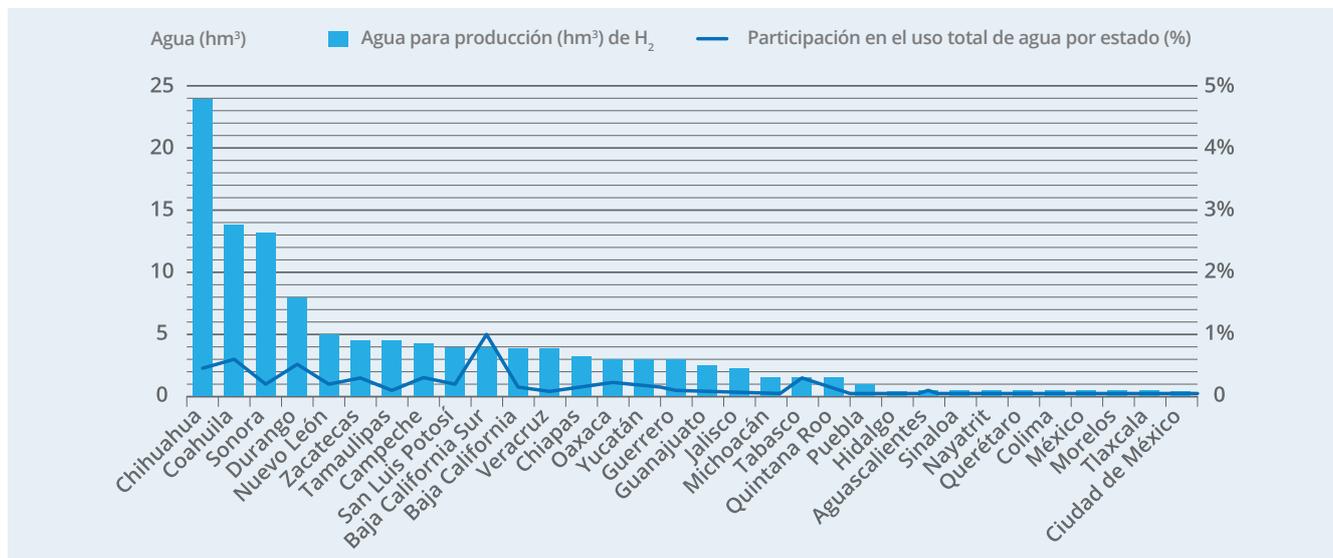


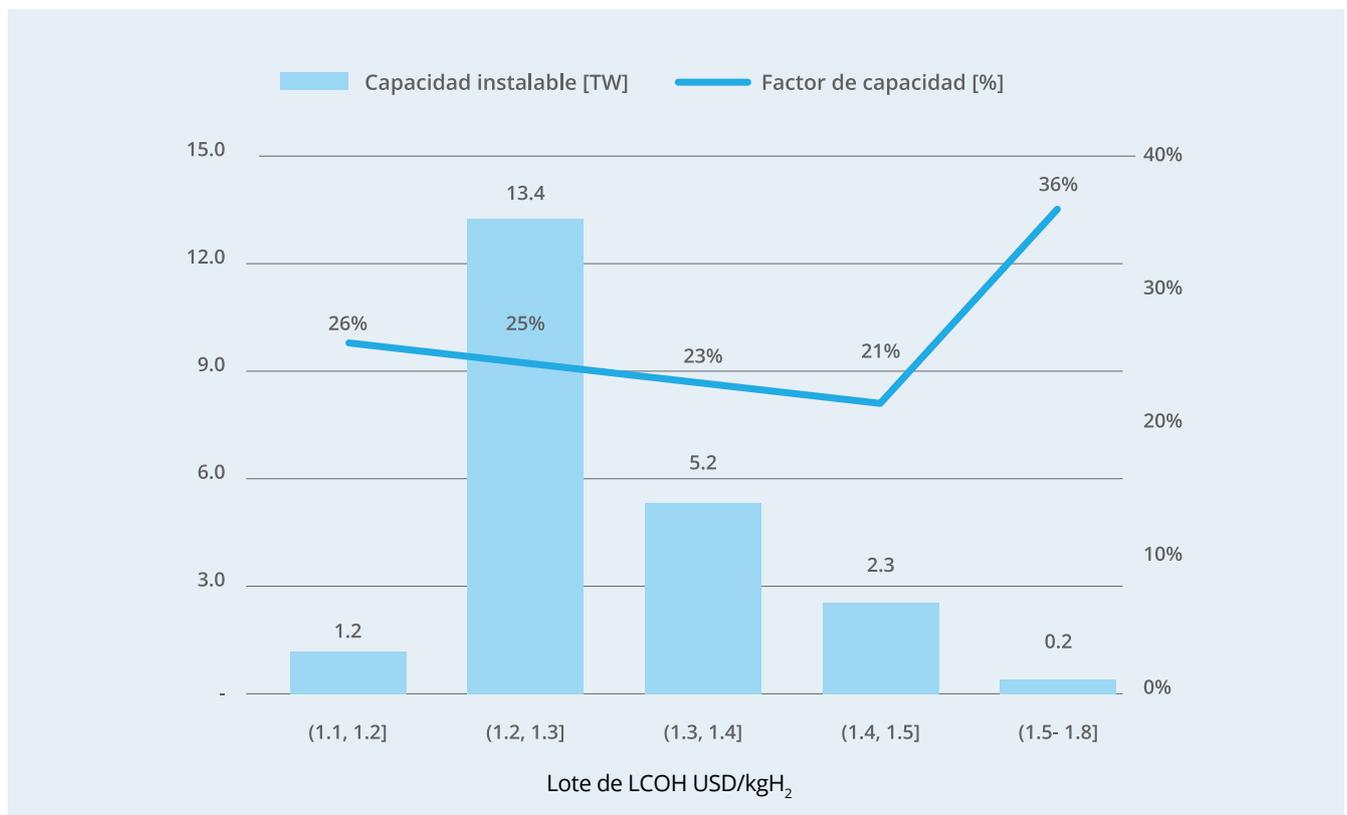
Tabla 2-5. Parámetros de producción de hidrógeno verde por estado.

Estado	Producción anual H <sub>2</sub> verde [Mt <sub>H<sub>2</sub></sub> /año]	Capacidad Electrólisis [GW]	Promedio LCOH [USD/kg <sub>H<sub>2</sub></sub> ]	Consumo de agua [hm <sup>3</sup> /año]
Aguascalientes	4.8	78	1.25	0.4
Baja California	46.8	683	1.18	3.9
Baja California Sur	48.3	747	1.22	4.0
Campeche	50.9	784	1.34	4.2
Coahuila	161.0	2,571	1.30	13.4
Colima	3.5	60	1.33	0.3
Chiapas	38.7	624	1.40	3.2
Chihuahua	291.6	4,619	1.28	24.3
Ciudad de México	0.2	3	1.31	0.02
Durango	99.0	1,589	1.29	8.2
Guanajuato	32.0	512	1.26	2.7
Guerrero	34.4	562	1.33	2.9
Hidalgo	4.8	78	1.35	0.4
Jalisco	26.8	445	1.30	2.2
México	2.8	46	1.29	0.2
Michoacán	16.9	283	1.32	1.4
Morelos	1.1	18	1.25	0.1
Nayarit	4.3	71	1.34	0.4
Nuevo León	59.7	963	1.37	5
Oaxaca	34.6	555	1.38	2.9
Puebla	9.5	149	1.30	0.8
Querétaro	3.6	58	1.27	0.3
Quintana Roo	13.7	217	1.43	1.1
San Luis Potosí	48.4	766	1.32	4.0
Sinaloa	4.8	80	1.36	0.4
Sonora	154.6	2,429	1.24	12.9
Tabasco	14.2	227	1.38	1.2
Tamaulipas	54.1	855	1.42	4.5
Tlaxcala	0.5	9	1.25	0.05
Veracruz	45.9	760	1.46	3.8
Yucatán	34.5	540	1.34	2.9
Zacatecas	55.1	881	1.26	4.6

La Figura 2-14 muestra la capacidad instalable de PEMEL y sus factores de capacidad correspondientes en varios rangos LCOH. Como se muestra en la cifra, la mayor parte del potencial de hidrógeno se puede producir alrededor de 1.2 - 1.3 USD/ kgH<sub>2</sub> con un factor de capacidad de electrólisis PEM de 25%. Como era de esperarse, el costo de producción de hidrógeno aumenta a medida que disminuye el factor de capacidad PEMEL.

Los sitios de producción de hidrógeno verde con un factor de capacidad de 26% pueden producir hidrógeno a 1.1 USD/kgH<sub>2</sub>, mientras que en los sitios con un factor de capacidad de 21% el costo de producción es hasta un 27% más caro a 1.5 USD/kgH<sub>2</sub>.

Figura 2-14. Potencial de hidrógeno verde por LCOH.



La Figura 2-15 muestra el mapa de calor del factor de capacidad de los electrolizadores. La escala de color ha sido adecuada para favorecer una representación visual. De la cifra se desprende que las ubicaciones con factores de capacidad del 20 al 25 % corresponden a las ubicaciones solares menos favorables. A continuación, las ubicaciones con factores de capacidad de alrededor del 26% coinciden perfectamente con las mejores ubicaciones de energía solar. Por último, los factores más altos de capacidad se encuentran en regiones ricas en viento donde la producción de hidrógeno híbrida y eólica es posible.

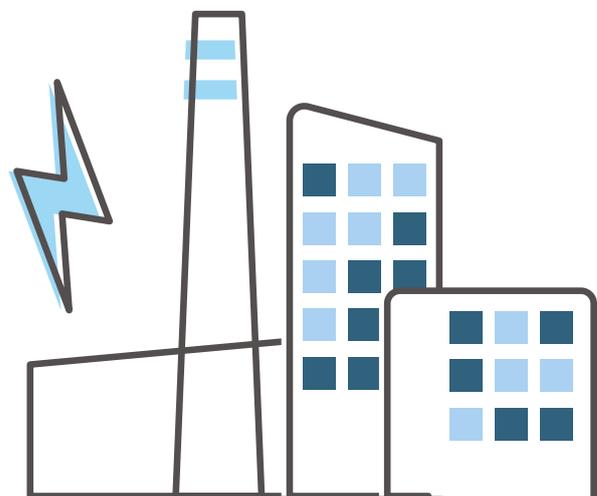
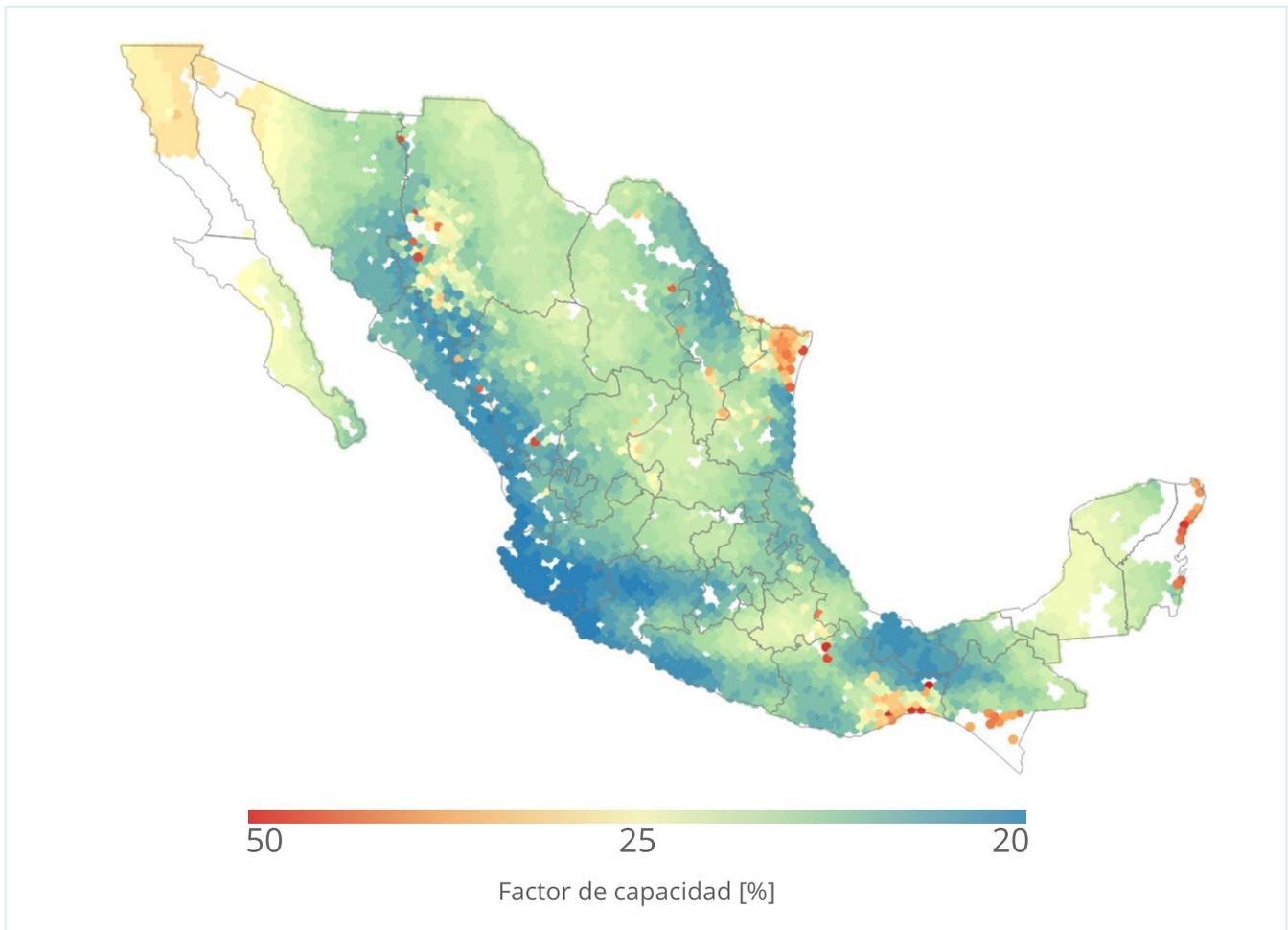


Figura 2-15. Mapa potencial del factor de capacidad PEMEL



Es importante destacar que tener PEMEL con factores capacidad mayores significa que el hidrógeno se produce también en tiempos no diurnos. El valor de mercado para la producción no diurna de hidrógeno podría ser mayor, ya que el 99% de la producción de hidrógeno podría delimitarse a ciclos solares. Por lo tanto, las inversiones en parques híbridos podrían seguir siendo atractivas en algunas condiciones.

### 2.3 Comparación de resultados con estimaciones oficiales

El gobierno mexicano dio a conocer en 2017 el Atlas Nacional de Zonas con alto potencial de Energía Limpia o AZEL<sup>12</sup> que evaluó los potenciales solares y eólicos en México en cuatro escenarios. La evaluación con energía eólica de este estudio es comparable con el escenario eólico 3 de AZEL, que solo considera sitios a menos de 10 km del sistema de nacional de transmisión. La evaluación con energía solar de este estudio es comparable con el escenario solar 1 de AZEL debido a las restricciones de

tierra similares consideradas en el análisis geoespacial, que no considera la cercanía de líneas de transmisión. En términos de potencial de hidrógeno verde, fuentes oficiales no encontraron ninguna evaluación similar para hacer una comparación de resultados.

El potencial de generación de energía eólica terrestre obtenido por este estudio en esta evaluación es 6,3 PWh/año o ~10% inferior al de los 6,9 PWh/año que se encuentran en el AZEL. Las diferencias cada vez más grandes en las metodologías aplicadas pueden explicar esta diferencia. En primer lugar, aquí hay una gran diferencia en la tierra disponible determinada por el escenario 3 de AZEL. La determinación de la capacidad instalable de AZEL no discrimina entre lugares de viento bueno y malo, lo que resulta en alrededor de un 10% más de potenciales de generación en comparación con los resultados de este estudio a pesar de tener capacidades instalables similares. Otra diferencia es el terreno disponible para instalaciones eólicas terrestres. En la evaluación de AZEL, sólo se considera el terreno a menos

<sup>12</sup> Atlas nacional de Zonas con alto potencial de Energías Limpias, Secretaría de Energía <https://dgel.energia.gob.mx/azel/>

de 10 km de una línea de transmisión. Esta consideración de suelo reduce en gran medida en un 90% los terrenos disponibles para las instalaciones en comparación con la evaluación de este estudio, que no consideró que permitiera una posible ampliación de la red que podría ser dirigida por el potencial renovable recién encontrado. Otras restricciones de tierras son similares en ambos estudios. Por último, la estimación de generación de este estudio fue una simulación basada en la física de 20 años de datos meteorológicos, mientras que AZEL utilizó una estimación de densidad de generación.

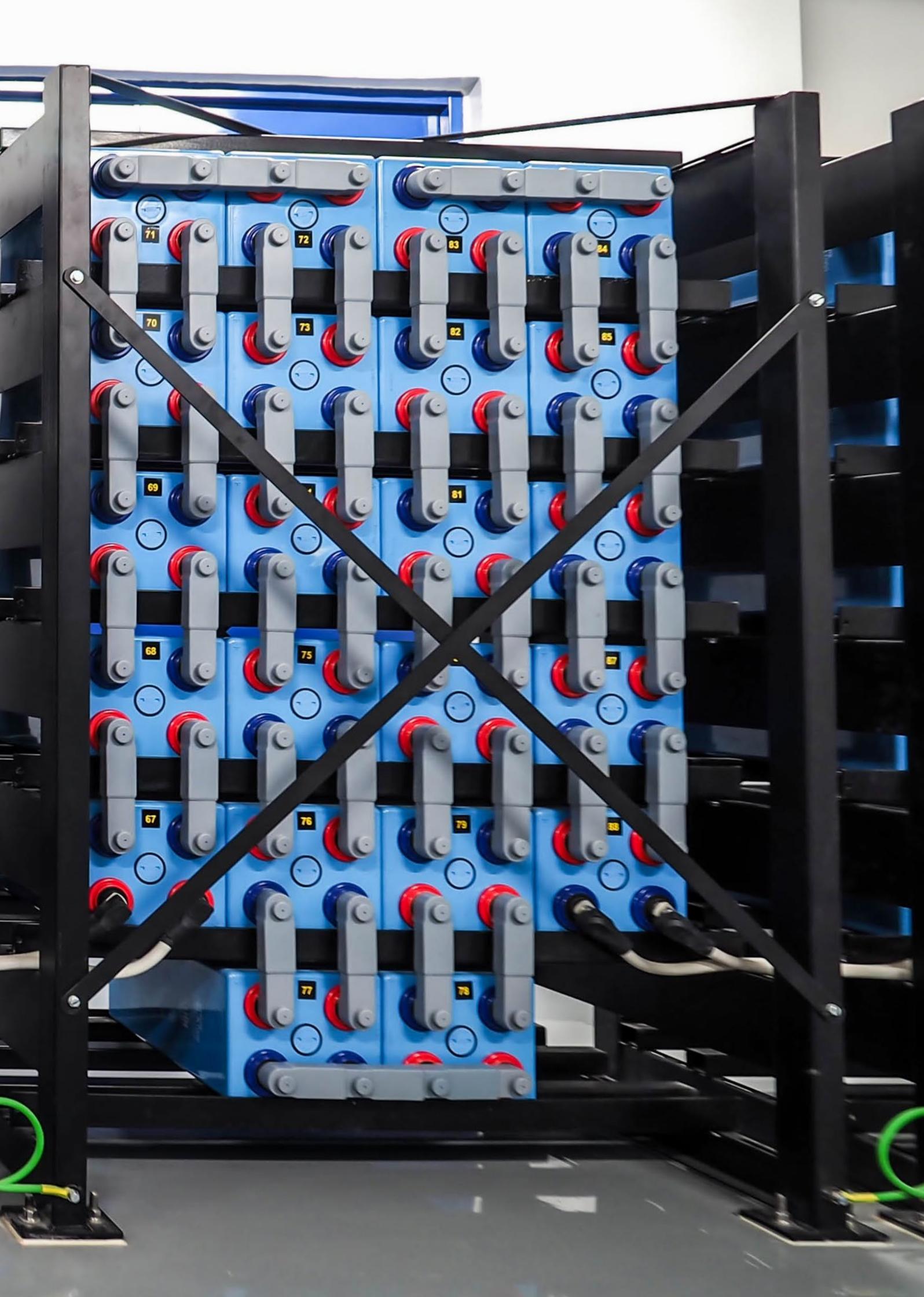
En términos de potencial solar fotovoltaico, AZEL estima alrededor de 511.000 km<sup>2</sup> disponibles para instalaciones fotovoltaicas, mientras que este estudio estimó 650.000 km<sup>2</sup> (~20% más). La diferencia se debe a que AZEL no considera un potencial escaso (menos de 150 hectáreas), mientras que este estudio sí. Además, AZEL incluye

restricciones para las zonas de desastre natural, que este estudio no lo hizo. El potencial de generación solar en la evaluación de este estudio es un 15% mayor que el AZEL debido a las mejoras en la eficiencia del panel fotovoltaico previstas para 2050. Sin embargo, el potencial solar similar por encima de 60 PWh/año encontrado en ambas evaluaciones trae certeza sobre el gran potencial solar fotovoltaico en México.

## 2.4 Conclusiones

Los resultados de la evaluación presentada en este capítulo conducen a varias conclusiones que se utilizarán para diseñar un modelo del sistema eléctrico para las siguientes actividades para evaluar los beneficios y el potencial de integración del hidrógeno en el sistema eléctrico mexicano.

- **La energía eólica y solar tienen el potencial de cubrir toda la demanda actual de electricidad a un costo inferior a 30 USD/MWh para 2050. Sin embargo, se encontró una gran diferencia entre la energía solar y la eólica. El potencial de generación solar es hasta 100 veces mayor que el del viento en LCOEs iguales o inferiores a los 30 USD/MWh.**
- **La distribución de la energía solar es más homogénea en todo el país, con una tendencia a ser mayor en la región noroeste, mientras que los recursos eólicos están focalizados de algunas regiones en específico.**
- **Hasta 33 TW de paneles solares se pueden instalar con un LCOE igual o inferior a 26 USD/MWh, mientras que el potencial eólico es de hasta 2 TW de capacidad instalada con un LCOE igual o inferior a 60 USD/MWh.**
- **La producción de hidrógeno verde estará fuertemente impulsada por el potencial fotovoltaico debido a su gran potencial renovable y bajo costo de energía, y la producción de hidrógeno estaría sujeta a los mismos ciclos horarios de operación.**
- **La producción de hidrógeno verde híbrido fotovoltaico-eólico puede ser hasta un 40% más caro que el solar, pero desde una perspectiva del sistema puede ser útil para igualar el consumo de energía al producirse en momentos no diurnos. Considerando ambos casos, se pueden producir 1,400 Mton de hidrógeno verde al año.**
- **La producción de energía eólica tiene LCOEs más altos que la energía solar, los parques híbridos renovables para la generación de hidrógeno tienen un LCOH más alto que el solar solamente, a pesar de tener un factor de capacidad más alto.**

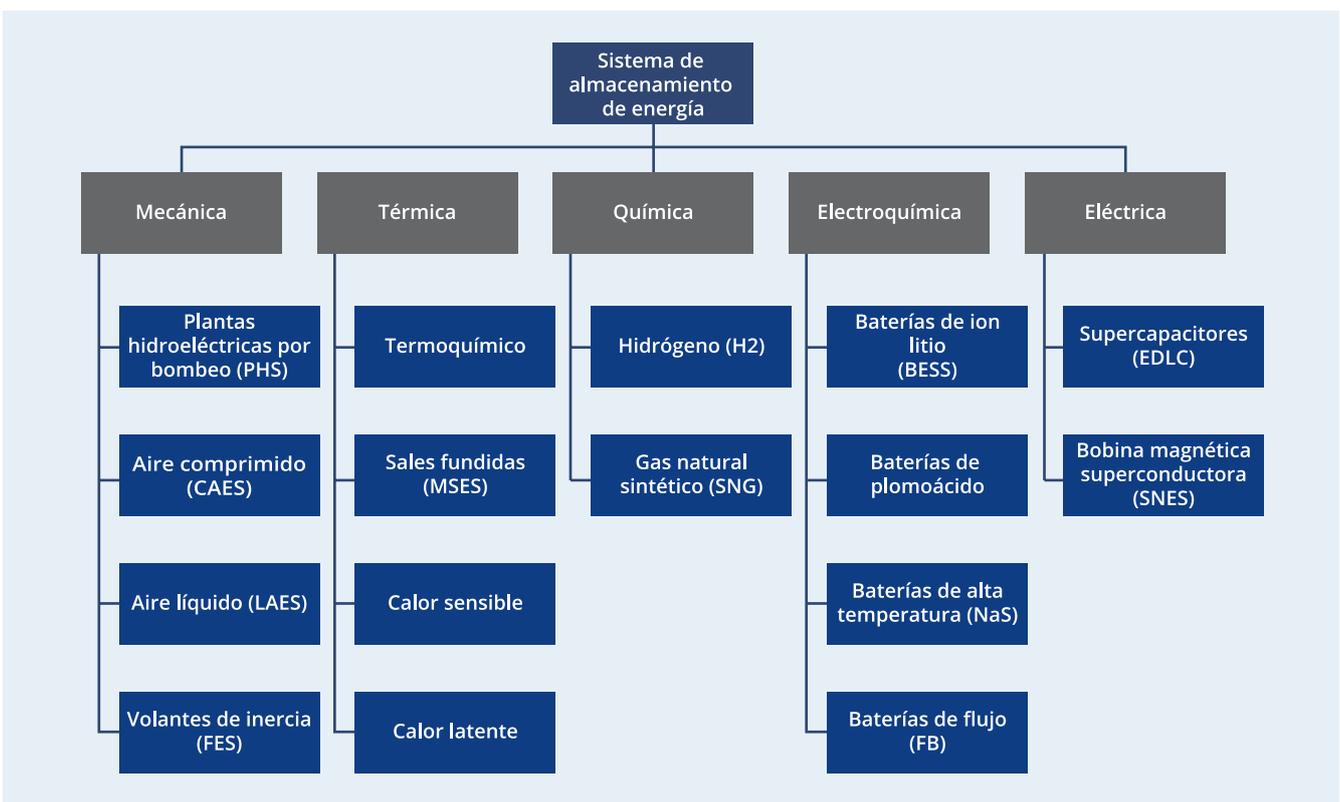


## 3. Tecnologías de almacenamiento de energía

### 3.1 Introducción

Este capítulo proporciona una revisión detallada de los conceptos básicos y un estado del arte actualizado de las principales tecnologías de almacenamiento de energía utilizadas en los sistemas de potencia eléctrica. Adicionalmente, se realiza un análisis de adecuación y rendimiento de cada tecnología en diferentes aplicaciones. Se da una presentación general de los sistemas de almacenamiento de energía, la metodología seguida, una descripción de cada una de las tecnologías un resumen de los resultados y finalmente las conclusiones.

Figura 3-1. Categorización científica de las tecnologías de almacenamiento de energía (con acrónimos del inglés). WEC<sup>13</sup>.



Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, del inglés Energy Storage Systems) permiten la acumulación de energía en diferentes formas: mecánica, térmica, electromagnética, química y electroquímica. La clasificación más común se basa en la forma de la energía almacenada como se muestra en la Figura 3-1. Las tecnologías de almacenamiento en plantas hidroeléctricas por bombeo (PHS), aire comprimido (CAES), volantes de inercia (FES), sales fundidas (MSES),

y baterías de iones de litio (BESS) cubrieron en 2020 el 99.2 % de la capacidad total de almacenamiento en todo el mundo con 189 GWh de 191 GWh instalados<sup>14</sup>.

La capacidad instalada mundial por grupo tecnológico se muestra en la Figura 3-2 y la capacidad operativa global de almacenamiento de energía por tecnología hasta la fecha se muestra en la Figura 3-3.

<sup>13</sup> WEC, World Energy Resources - E-storage: Shifting from cost to value, 2016

<sup>14</sup> US DOE, Base de datos global de almacenamiento de energía.

Figura 3-2. Capacidad de almacenamiento de energía instalada en el mundo por tipo de tecnología, Nov-2020.

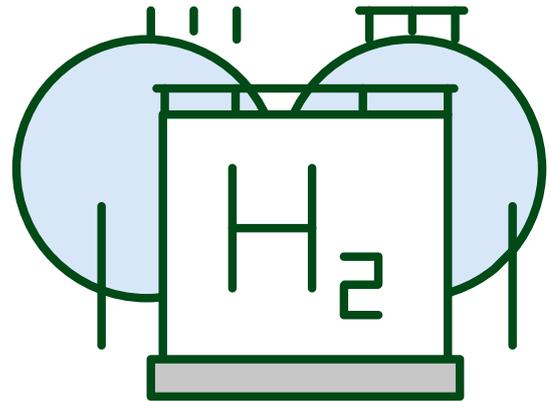
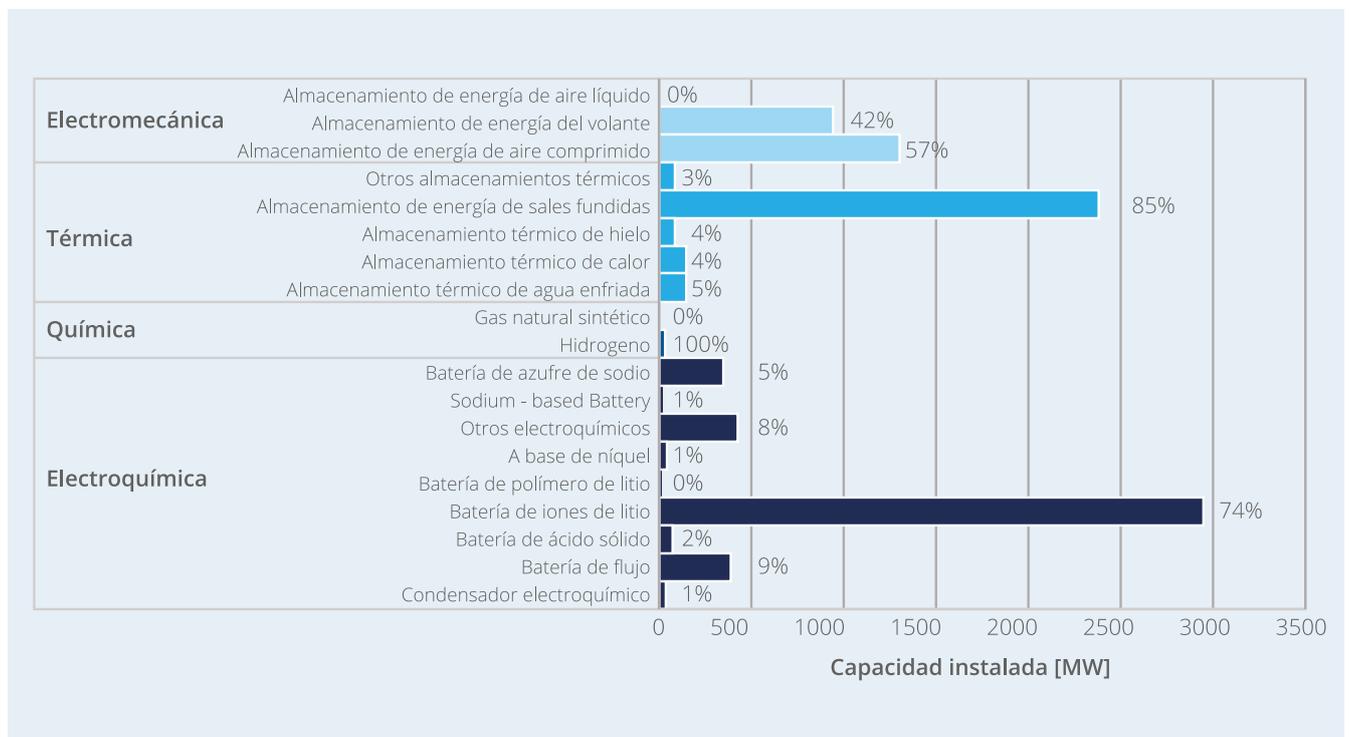


Figura 3-3. Capacidad operativa global de almacenamiento de energía por tecnología excluyendo PHS, Nov-2020.





### Fase 1: Selección de parámetros relevantes

La selección de los parámetros relevantes dependerá de la aplicación a la que esté orientado el sistema de almacenamiento de energía. En este caso, se buscan las mejores tecnologías adaptadas para su aplicación general a los sistemas eléctricos de potencia (EPS).

Por lo tanto, se requiere una tecnología madura que pueda competir con el almacenamiento actualmente instalado en el sistema de energía, y al mismo tiempo, su rendimiento debe ser lo suficientemente bueno como para participar en los diferentes mercados. Por ejemplo, el sistema de almacenamiento de energía debe tener un tiempo de respuesta rápido para prestar servicios auxiliares, almacenar energía durante largos periodos de tiempo para proporcionar capacidad firme, o debe ser capaz de realizar un ciclo diario en el caso de que proporcione amortiguación para energías renovables.

Teniendo en cuenta esto, los parámetros relevantes para este estudio son CAPEX, eficiencia energética de ida y vuelta, vida útil, auto descarga, madurez, espacio requerido y tiempo de respuesta. A continuación, dependiendo de la aplicación a estudiar en cada caso, se asignará un ponderado o “porcentaje de importancia” a cada parámetro relevante, que se explicará en la Fase 3 de esta metodología.

### Fase 2: Asignación de puntuaciones competitivas a cada parámetro de cada tecnología

Sobre la base de los valores de los parámetros técnicos y comerciales identificados como relevantes, se asignaron puntuaciones de competitividad entre 1 y 5 a cada parámetro, donde 5 representa la mejor puntuación y 1 la más baja.

### Fase 3: Peso de los parámetros para las aplicaciones

Se identificaron cuatro aplicaciones orientadas a sistemas de energía eléctrica. Dependiendo de la aplicación, se asoció un peso a cada parámetro. De esta manera, será posible diferenciar que para ciertas aplicaciones algunos parámetros son más importantes que otros. Las aplicaciones a analizar son la potencia firme, los servicios auxiliares, el desplazamiento de carga y la amortiguación de renovables.

### Fase 4: Aplicación de una matriz de adecuación

La puntuación competitiva de cada tecnología (Fase 2) y los pesos nominales (Fase 3) proporcionan una imagen general de la adecuación de cada tecnología para cada aplicación. Sin embargo, la combinación de puntuaciones y pesos es a menudo insuficiente porque podrían variar dependiendo del caso específico.

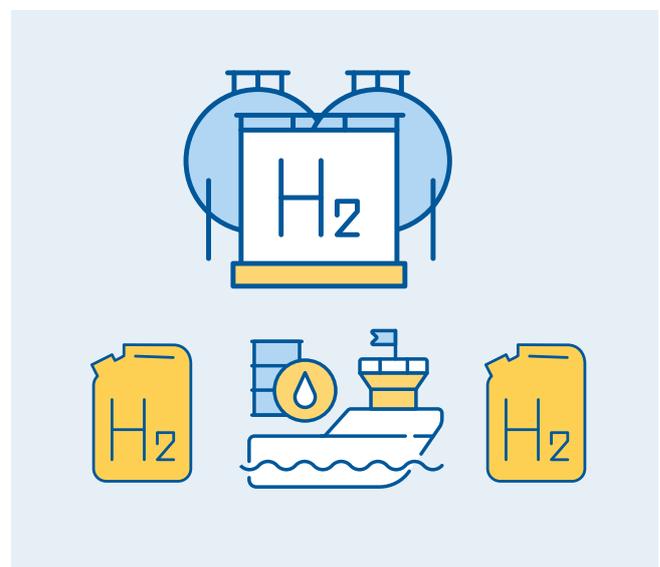
Para abordar este problema, se crea una matriz de adecuación para proporcionar la oportunidad de ajustar la puntuación ponderada. Esto se hace asociando a cada tecnología un valor entre 0 y 1, dependiendo de qué tan adaptada esté la tecnología a cada aplicación.

### Fase 5: Cálculo de la puntuación ponderada final para cada tecnología

La Fase 5 consiste en calcular la puntuación ponderada final de cada tecnología. En primer lugar, los factores mencionados en las fases 2, 3, y 4 son multiplicados, obteniéndose la puntuación ponderada de cada parámetro. A continuación, se suman todas las puntuaciones correspondientes a cada tecnología, obteniendo la puntuación ponderada final para cada aplicación.

### Fase 6: Clasificación de aplicaciones

Por último, con las puntuaciones ponderadas, todas las tecnologías son ordenadas por clasificación, obteniendo un ranking del 1 al 11 de todas las tecnologías analizadas.



### 3.3 Descripción de las tecnologías

#### 3.3.1 Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHS)

Las plantas de energía de almacenamiento por bombeo son la tecnología de almacenamiento de energía a gran escala más desarrollada disponible en la actualidad.

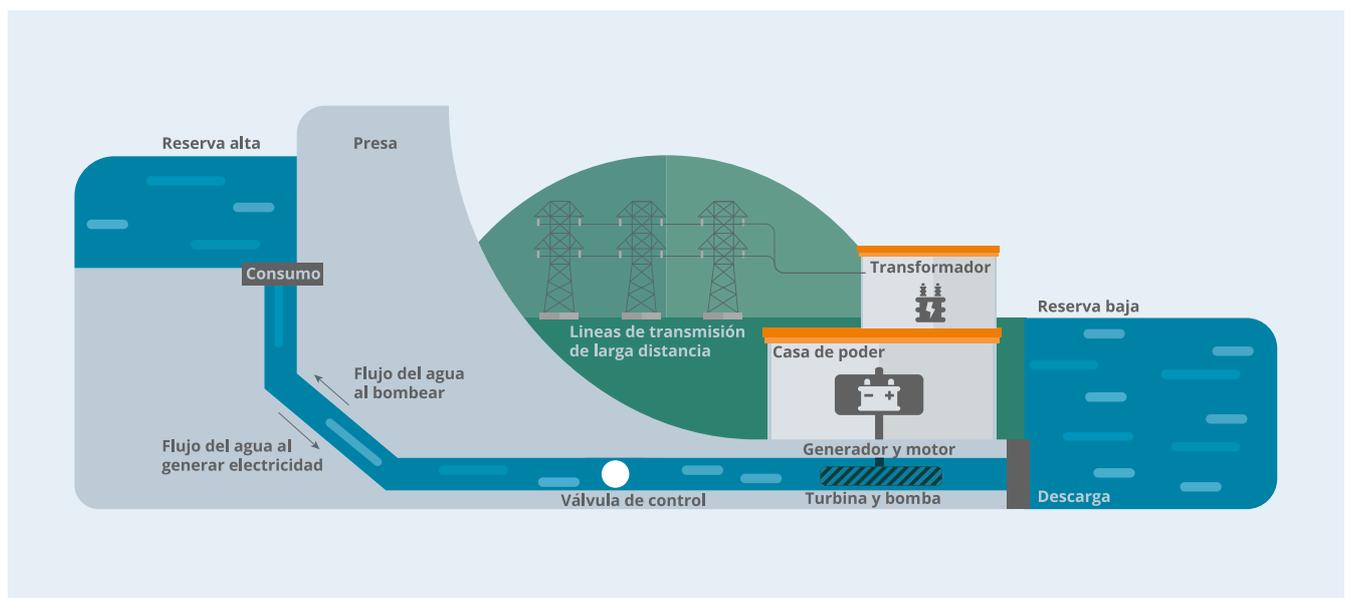
En la década de 1890 comenzó su comercialización, alcanzando una capacidad instalada de 182 GW a finales de 2020. Por lo tanto, PHS es una tecnología madura que ha alcanzado un alto nivel de desarrollo en términos de mejoras en la eficiencia y el mantenimiento de las plantas.

PHS consiste en un sistema con dos depósitos de agua ubicados a diferentes alturas, una presa y un motor/

generador invertible. El principio consiste en almacenar energía en forma de energía gravitacional potencial en el embalse superior, luego abrir la presa y dirigir el agua al embalse inferior cuando la demanda de electricidad es alta. En la parte inferior del canal hay un sistema de turbinas conectadas a un generador/motor invertible que recibe el agua a alta velocidad, pasa a través de la turbina, y transforma la energía mecánica del agua en energía eléctrica.

Durante el proceso de carga, se lleva a cabo el proceso inverso y el agua en el depósito inferior es bombeada por el motor/generador a la presa superior, utilizando la energía de la red. Por lo tanto, los procesos de carga se realizan cuando la demanda es baja y los costos de energía son bajos. En la Figura 3-5 se muestra un esquema general de una estación de bombeo.

Figura 3-5. Diagrama del funcionamiento de una estación hidroeléctrica de bombeo típica.



Las principales ventajas de los PHS son que corresponden a una tecnología madura con amplia experiencia operativa, tienen una buena eficiencia energética de entre el 70 y el 84%, pueden almacenar grandes volúmenes de energía y durante largos periodos (baja auto descarga), tienen bajos costos operativos de 2 USD/kWh y tienen una extensa vida útil, de hasta 40 a 60 años.

Por otro lado, las principales desventajas son las restricciones geográficas para la instalación del embalse, la baja densidad energética, el lento tiempo de respuesta (minutos), los largos periodos de construcción, y existen barreras ambientales debido a la necesidad de inundar la zona superior del embalse. En la actualidad, las

centrales de almacenamiento por bombeo se han vuelto más atractivas debido al alto potencial de desarrollo en conjunto con las centrales de energía solar.

Las principales aplicaciones son:

- Reserva de restauración de frecuencia
- Arbitraje energético
- Seguimiento de carga
- Capacidad de suministro eléctrico
- Potencia firme renovable
- Servicios auxiliares
- Redes aisladas

### 3.3.2 Almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES)

Un sistema CAES almacena energía en forma de aire comprimido en una caverna subterránea que se utiliza como reservorio. Los depósitos de sales viejos o los campos de gas agotados se pueden acondicionar para su uso, lo que reduce los costos significativamente<sup>16</sup>.

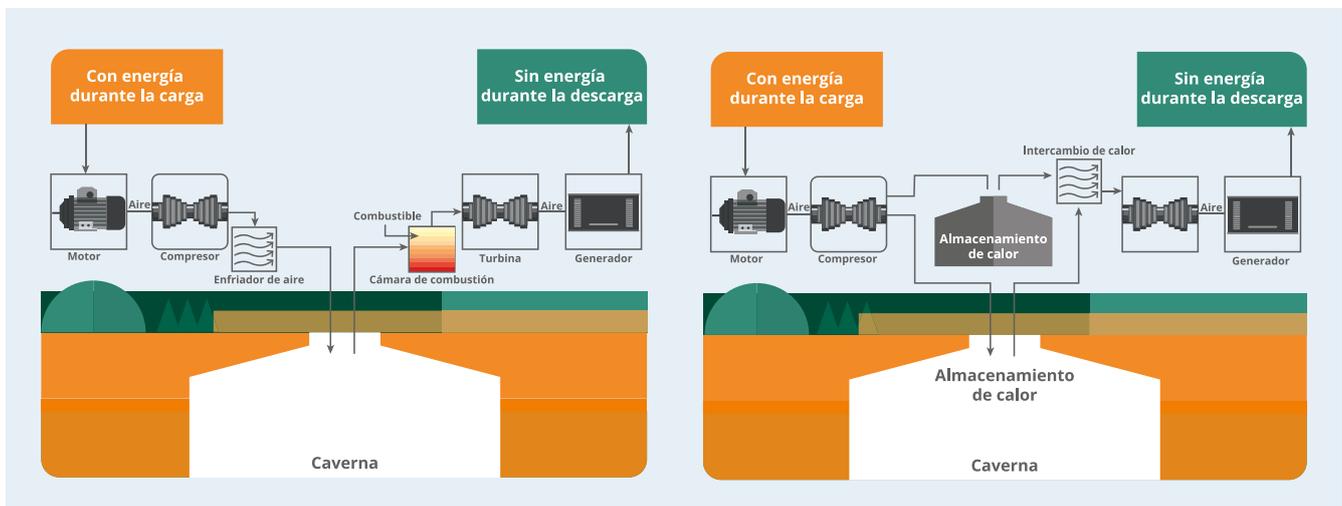
En períodos de baja demanda, el excedente de electricidad se utiliza para alimentar un motor/generador invertible que impulsa una cadena de compresores de aire y luego almacena el aire en el depósito. Durante este proceso, el aire se calienta. En un sistema CAES clásico (adiabático), su calor es eliminado por un enfriador de aire (radiador) y liberado a la atmósfera.

Cuando la demanda de electricidad es alta, el aire almacenado hace correr un generador de turbina de gas. A medida que el aire comprimido se libera del depósito (es decir, se expande) en consecuencia se enfría y

necesita ser calentado para mejorar la eficiencia. Esto se logra mezclando aire comprimido con gas natural en una cámara de combustión para impulsar el sistema de turbina como se muestra en Figura 3-6. El diseño clásico de CAES implica la quema de combustibles fósiles en las cámaras de turbina para proporcionar calor durante la fase de expansión, con el inconveniente de emitir CO<sub>2</sub>.

Un concepto desarrollado más recientemente es el sistema avanzado de almacenamiento de energía de aire comprimido adiabático (AA-CAES) que aborda este problema. En este sistema, el calor que normalmente se liberaría a la atmósfera durante la fase de compresión se almacena y luego se agrega de nuevo a través de intercambiadores de calor. Esto permite a los sistemas AA-CAES realizar el proceso de carga/descarga sin emitir gases de efecto invernadero.

Figura 3-6. Diagrama de un sistema de almacenamiento de energía de aire comprimido diabático (izquierda) y un sistema adiabático (derecha) de.



Las principales ventajas se encuentran en cuanto a la capacidad de almacenar energía durante un largo período con una baja auto descarga (0.5% por día), los bajos costos de CAPEX de 48 USD/kWh (sólo si hay una caverna disponible), y el bajo OPEX (1 USD/kWh).

Las principales desventajas están relacionadas con las restricciones geográficas, baja eficiencia (64%), emisiones de CO<sub>2</sub> (CAES diabático), baja densidad energética (4 Wh/L) y el AA-CAES aún no ha sido validado a escala industrial.

Las principales aplicaciones son:

- Reserva de restauración de frecuencia
- Capacidad de suministro eléctrico
- Potencia firme
- Flexibilidad de rampa del sistema
- Aplazamiento de T&D
- Arbitraje energético
- Seguimiento de carga
- Redes aisladas

<sup>16</sup> IRENA, Almacenamiento de Electricidad y Renovables: Costos y mercados hasta 2030, 2017.

Entre las tecnologías ESS a gran escala, el almacenamiento de energía de aire líquido (LAES) ha atraído una atención significativa en los últimos años debido a la alta relación de expansión del estado líquido al estado gaseoso y la alta densidad de potencia del aire líquido en comparación con el gaseoso<sup>17</sup>.

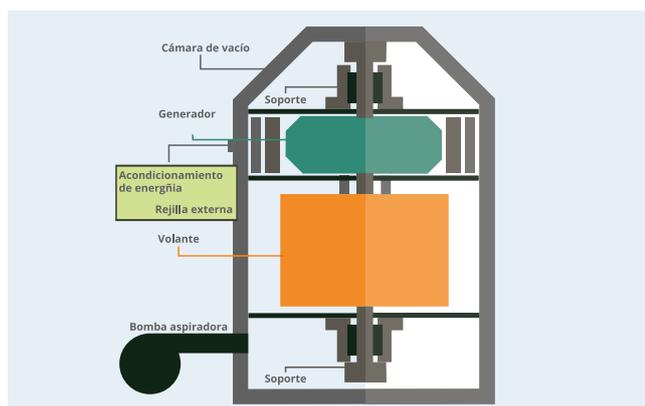
LAES utiliza electricidad para enfriar el aire hasta que se licua, y luego se almacena en un tanque. Para la reconversión, el aire licuado es devuelto a un estado gaseoso por la exposición al aire ambiente o con calor residual de un proceso industrial. El gas obtenido se utiliza para impulsar una turbina y generar electricidad. LAES a veces se conoce como almacenamiento de energía criogénica (CES)<sup>18</sup>.

Las principales ventajas son que el LAES no está sujeto a restricciones geográficas como PHS o CAES y tiene una larga vida útil (30 años o 20,000 ciclos). Las principales desventajas son que a pesar de la madurez de la maquinaria utilizada para LAES (compresores, expansores, intercambiadores de calor), la falta de validación experimental de la tecnología genera un alto riesgo de inversión reduciendo la viabilidad económica para los inversores<sup>19</sup>.

### 3.3.3 Almacenamiento de energía en volante de inercia (FES)

El almacenamiento de energía en volantes de inercia (Flywheel Energy Storage, FES) es un sistema electromagnético que almacena la energía en forma de energía cinética de rotación acelerando y frenando una masa giratoria (el volante de inercia) alrededor de un eje fijo con dos rodamientos magnéticos que están acoplados a un motor / generador eléctrico reversible. Figura 3-7 muestra los componentes de la tecnología FES.

Figura 3-7. Diagrama de un sistema de almacenamiento de energía de volante de inercia.



Los rodamientos magnéticos tienen la función de reducir la fricción a alta velocidad. Toda la estructura se coloca dentro de una cámara de vacío para reducir el efecto de la fricción con el viento. El proceso de carga consiste en transferir la energía eléctrica al volante acelerándolo.

La energía cinética se almacena manteniendo el cilindro girando a una velocidad constante. En el proceso de descarga, el cilindro libera energía cinética (reduciendo su velocidad de giro) y el sistema se comporta como un generador.

Las principales ventajas de la tecnología FES son las capacidades de carga rápida (milisegundos y segundos), el largo ciclo de vida (más de 100,000 ciclos), la no degradación de la capacidad, la alta eficiencia (85%), el bajo mantenimiento requerido y la amplia experiencia operativa (debido a la aplicación en motores y otras aplicaciones industriales). Las principales desventajas son la baja densidad de energía en comparación con los sistemas de baterías (110 Wh/L), la tasa de auto descarga más alta (60% por día) y el CAPEX elevado (2,656 – 3,000 USD/ kWh).

Las principales aplicaciones son:

- Respuesta rápida en frecuencia
- Reserva de restauración de frecuencia
- Potencia firme
- Amortiguación de renovables
- Servicios auxiliares
- Administración de energía reactiva
- Disminución de demanda en horario punta (Peak Shaving)
- Redes aisladas

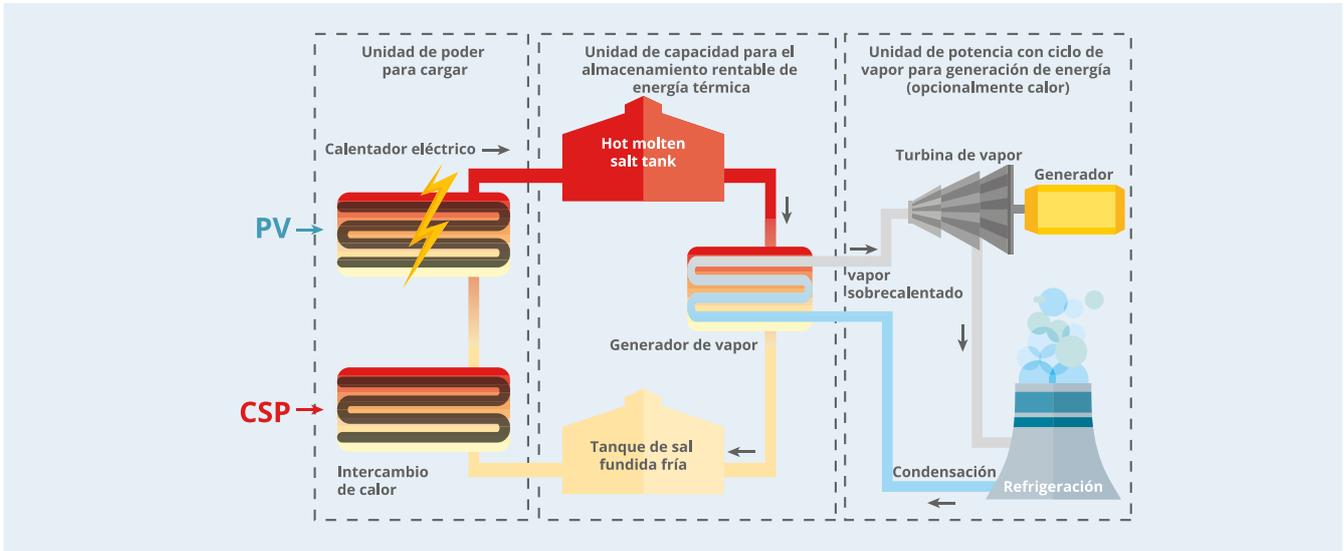
### 3.3.4 Almacenamiento de energía de sales fundidas (MSES)

Las instalaciones almacenamiento de energía de sales fundidas (Molten salt energy storage, MSES) almacenan energía en forma de calor. Para ello, las sales se calientan y se mantienen en ambientes aislado. Un sistema de sales fundidas normalmente consiste en un depósito/tanque, un enfriador envasado o un sistema de refrigeración acumulado, ductos, bombas y controles.

<sup>17</sup> E. Borri, "Recent Trends on Liquid Air Energy Storage: A Bibliometric Analysis", 2020.

<sup>18</sup> Energy Storage Association, "Why Energy Storage - Technologies"

<sup>19</sup> C. Damak, "Liquid Air Energy Storage as a large-scale storage technology for renewable energy integration", 2020.

Figura 3-8. Diagrama de un sistema de almacenamiento de energía de sales fundidas. IEA<sup>20</sup>.

Cuando es necesario generar energía, la energía térmica se libera bombeando agua fría a las sales calientes con el fin de producir vapor que impulsa el movimiento de las turbinas,<sup>21</sup> como se muestra en la Figura 3-8.

Las principales ventajas son la buena eficiencia (80%), bajo CAPEX y OPEX de 60 USD/kWh y 6 USD/kWh respectivamente, la gran cantidad de energía se puede almacenar durante largos períodos (baja auto descarga de 0,05% por día). Las principales desventajas son la baja densidad de energía (200 Wh/L) y el lento tiempo de respuesta (horas).

El almacenamiento de energía de sales fundidas es la solución de almacenamiento de energía térmica comercial dominante implementada hoy en día y representan tres cuartas partes de la capacidad instalada a nivel mundial de almacenamiento de energía térmica para aplicaciones de electricidad, principalmente en plantas de energía solar concentrada (CSP). Por lo tanto, el principal caso de uso es la potencia firme renovable.

Las principales aplicaciones son:

- Amortiguación de renovables
- Potencia firme
- Servicios auxiliares
- Administración de energía reactiva
- Disminución de demanda en horario punta (Peak Shaving)
- Redes aisladas

### 3.3.5 Hidrógeno (H<sub>2</sub>)

Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno almacenan energía en forma de energía química (hidrógeno), que se utiliza para realizar una reacción química entre dos reactivos (H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>). Los tres componentes principales son un electrolizador, que utiliza electricidad y agua para generar hidrógeno, un sistema de almacenamiento de hidrógeno (tanques, cavernas, entre otros), y celda de combustible, que realiza la reacción química inversa: combinar hidrógeno con oxígeno obtenido del aire para generar electricidad.

El principio de funcionamiento es similar al de una batería. La principal diferencia es que una batería generalmente está pensada como una fuente de electricidad portátil o autónoma y debe llevar los reactivos para generar electricidad dentro de ella. Una vez que se agotan, la batería ya no puede suministrar energía. La celda de combustible, por el contrario, no contiene ningún reactivo químico en sí, sino que se suministra con ellos desde una fuente externa.

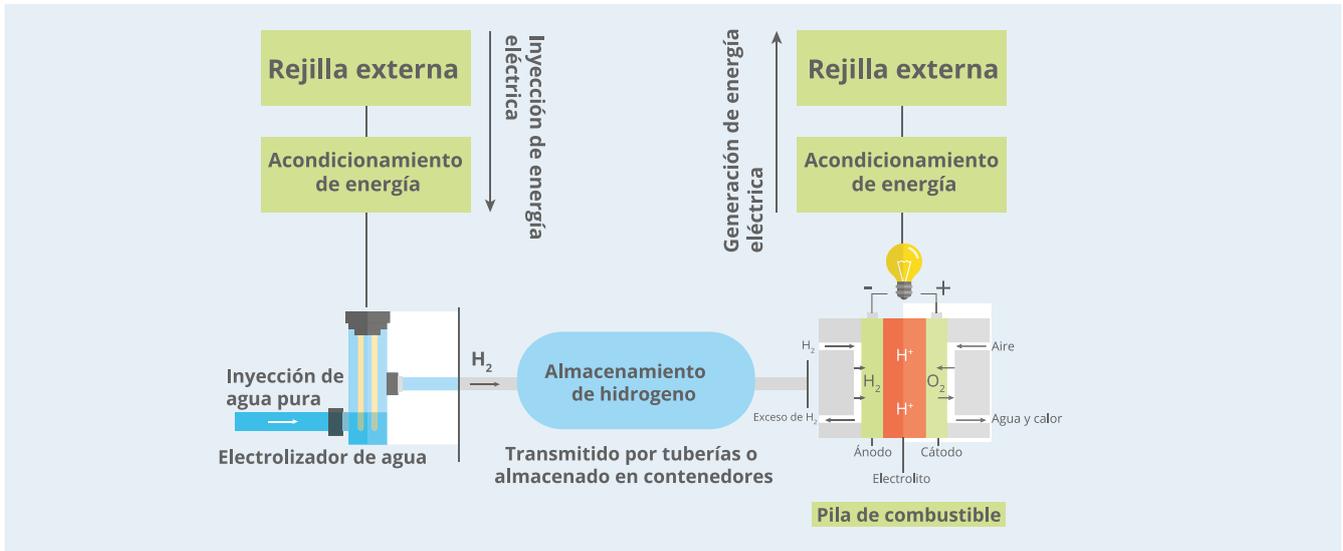
Mientras estos reactivos estén disponibles, la celda continuará proporcionando energía. La Figura 3-9 muestra el principio de funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno<sup>22</sup>.

<sup>20</sup> IEA Technology Networks, Solar Power & Chemical Energy Systems, 2020.

<sup>21</sup> EESI, "Hoja informativa: Almacenamiento de energía", 2019.

<sup>22</sup> P. Brisa, Tecnologías de generación de energía, 2019.

Figura 3-9. Diagrama del sistema de almacenamiento de hidrógeno y celda de combustible.



### 3.3.5.1 Electrolizadores

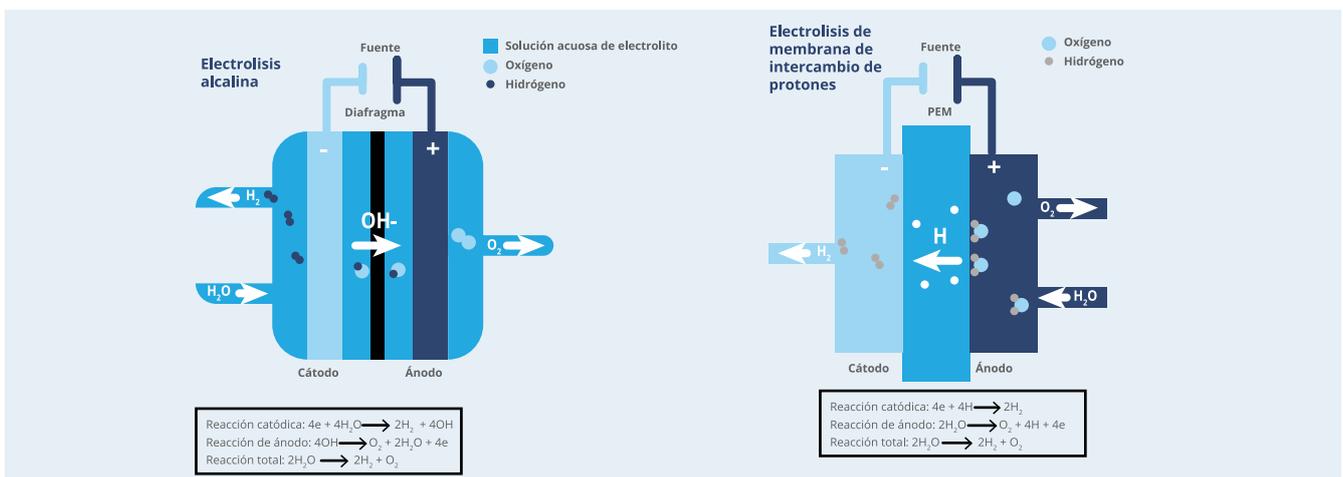
Tres tecnologías principales de electrolizadores (EZ) se utilizan o se están desarrollando hoy: electrolizador alcalino (ALK), electrolizador de membrana del intercambio de protones (PEMEL), y electrolizador de óxido sólido (SOEC). De estas tecnologías, la más madura, menos costosa, y con una vida útil más larga es la alcalina<sup>23</sup>. En éste, se utiliza una solución acuosa (hidróxido de potasio o de sodio) como electrolito, con una presión de funcionamiento entre 1 y 15 bar, puede alcanzar eficiencias entre 65 - 68% y los costos de capital varían entre 700-1,200 USD/kW (Norteamérica o Europa) y 200 USD/kW (China)<sup>24</sup>.

Por otro lado, la electrólisis PEM es una tecnología menos madura, que está disponible comercialmente hoy en día

y debido a los esfuerzos de I + D, sus costos de capital han estado cayendo significativamente. La electrólisis PEM está ganando rápidamente tracción en el mercado porque es una tecnología flexible con un tamaño más pequeño. Estos factores ofrecen una ventaja significativa al permitir una operación flexible para capturar los ingresos de múltiples mercados de electricidad, un rango de operación más amplio y un tiempo de respuesta más corto (1 segundo a 5 minutos).

Otra característica es que tienen una presión de funcionamiento superior a la de los alcalinos, en torno a los 30 bar, lo que los convierte en la mejor opción para aplicaciones para movilidad. La Figura 3-10 muestra la topología tanto de los electrolizadores PEM y ALK y la Tabla 3-1. resume sus características tecno-económicas.

Figura 3-10. Topología de Electrolizadores ALK y PEM. BNEF<sup>25</sup>.



<sup>23</sup> IRENA, "Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition", 2018.

<sup>24</sup> BloombergNEF, "Perspectivas de la economía del hidrógeno", 2020.

<sup>25</sup> BloombergNEF, "Hidrógeno: La economía de la producción a partir de energías renovables", 2019.

Tabla 3-1. Características tecno-económicas de los electrolizadores ALK y PEM (2020,2030).

Parámetro	Tecnología Unidad	ALK		PEM	
		2020	2030	2020	2030
Consumo	kWh/kg	53	46	54	49
Eficiencia (LHV)	%	65	68	57	64
Pila de por vida	Horario de funcionamiento	80,000	90,000	40,000	50,000
Costos totales de instalación	USD/kW	1,200	400	1,500	900
OPEX	% del CAPEX/año inicial	2	2	2	2
CAPEX – reemplazo de pila	USD/kW	416	253	499	247
Degradación de la pila	%/año	1	1	1	1
Presión de salida típica	barra	1	15	30	60
Duración del sistema	años	20		20	
Rango de carga	% de carga nominal	15 – 100		0 – 160	
Puesta en marcha (frío-calor)	s, min	1 – 10 min		1 s – 5 min	
Rampa-arriba/rampa-abajo	%/segundo	0.2 – 20		100	
Apagado	s, min	1 – 10 min		sobras	

Los valores consideran una planta de electrólisis de hidrógeno verde de 1 GW. La conversión de divisas utilizada es 1.2 USD = 1 EUR. Los costos totales de instalación consideran todos los costos asumidos por el propietario, incluida la construcción de ingeniería de adquisiciones, la puesta en marcha, los costos del propietario y las contingencias del electrolizador y el balance de planta (BoP).

Por otro lado, los electrolizadores de óxido sólido tienen el potencial de mejorar la eficiencia energética, pero la tecnología todavía se está demostrando en laboratorio y a pequeña escala de demostración. Sus costos de inversión son actualmente más altos, sin embargo, la producción de SOEC requiere principalmente cerámica y algunos materiales raros para las capas del catalizador, mientras que PEM necesita cantidades significativas de platino. La necesidad de fuentes de calor de alta temperatura cercanas también podría limitar la viabilidad económica a largo plazo de los EZ SOEC, para la que es probable

que las únicas fuentes renovables sean la energía solar concentrada y la geotérmica de alta temperatura.

### 3.3.5.2 Almacenamiento de hidrógeno

De acuerdo con el estado físico de la molécula, existen varios métodos para almacenar hidrógeno. Los métodos de almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso son: almacenamiento subterráneo (cavernas de sal, yacimientos de gas agotados y cavernas de roca), tanques de gas presurizado (tanques de acero y tanques de materiales compuestos) y ductos (dedicadas y en mezcla con gas natural). En el estado líquido están: tanques de hidrógeno líquido, amoníaco líquido y portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC). En estado sólido, en cambio, solo hay un método de almacenamiento que son los hidruros metálicos. La figura 3-11 resume todas las opciones de almacenamiento disponibles actualmente y su capacidad de trabajo.



Figura 3-11. Opciones de almacenamiento de hidrógeno disponibles y su capacidad de trabajo.



### 3.3.5.3 Almacenamiento a gran escala (más de 100 toneladas)

La mejor opción es almacenar el hidrógeno en cavernas de sal porque tienen el costo más competitivo (LCOS de 0.23 USD/kgH<sub>2</sub>), las pérdidas son bajas, el gas se mantiene puro y su uso comercial ya está disponible.

Sin embargo, las cavernas de sal están limitadas geográficamente. En el caso de la ausencia de cavernas de sal, cavernas de roca con un LCOS de 0.71USD/kgH<sub>2</sub> y campos de gas agotados (LCOS de 1.9 USD/ kg H<sub>2</sub>) son la siguiente mejor solución en términos de costo<sup>26</sup>.

Cuando las opciones geológicas de cualquiera de las tres tecnologías de almacenamiento anteriores no son posibles, la cuarta mejor opción para el almacenamiento a gran escala es convertir hidrógeno en amoníaco con un costo de 2.83 USD/kgH<sub>2</sub>, teniendo en cuenta el costo de conversión. Se menciona en “Hidrógeno: La economía del almacenamiento” por BloombergNEF que este costo puede caer aún más a 1.41 USD/kgH<sub>2</sub> mediante el uso del amoníaco directamente, por ejemplo, en turbinas de gas, barcos, o Celdas de combustible de óxido sólido.

En caso de que se requiera transporte local, la opción más barata dependerá en gran medida de la modalidad, la distancia y la cantidad de H<sub>2</sub>, ya que los costos adicionales

de conversión deben sopesarse contra el ahorro de transporte<sup>27</sup>. Hoy en día, la mayoría del hidrógeno se comprime y luego se distribuye en camiones. Si se necesitan volúmenes más grandes, el transporte por ductos de gran capacidad reduce el costo de entrega. Por ejemplo, si se requieren 100 toneladas H<sub>2</sub>/día en un lugar a 500 km del punto de entrega, entonces el uso de camiones sería más barato que los ductos. Pero, si se requieren 500 ton H<sub>2</sub>/ día, entonces un ducto tendría un costo unitario más bajo.

A medida que aumentan las distancias de transmisión, el costo de transportar hidrógeno por ductos aumenta más rápido que el costo del amoníaco, ya que se requiere un mayor número de estaciones de compresión. Para el transporte y la distribución en tierra, el hidrógeno gaseoso es la opción más barata para distancias inferiores a 3,500 km. Por encima de esta distancia, los ductos de amoníaco serían la opción más barata.

Comparando el transporte utilizando ductos y barcos, el transporte de hidrógeno gaseoso por ductos es más barato para distancias inferiores a 1,500 km. Por encima de esta distancia, se espera que para 2030, el y transporte de amoníaco y de portadores orgánicos por barco se conviertan en las opciones de entrega más baratas.

<sup>26</sup> BloombergNEF, “Hydrogen: The Economics of Storage”, 2019.

<sup>27</sup> IEA, “El futuro del Hidrógeno”, 2019.

### 3.3.5.4 Almacenamiento en pequeña escala (menos de 1 tonelada)

En cuanto al almacenamiento a pequeña escala, la opción más viable es el hidrógeno presurizado en tanques de acero, con costos que comienzan en 0.19 USD/kgH<sub>2</sub>. Los tanques ya son ampliamente utilizados y son cada vez más ligeros y fuertes, almacenando más hidrógeno que antes, lo que los convierte en la mejor opción para distancias cortas<sup>28</sup>. Es importante tener en cuenta que estos costos solo se pueden alcanzar si se considera un ciclo diario.

Para distancias más largas o si hay limitaciones de espacio, lo mejor es el almacenamiento de hidrógeno líquido, debido a su densidad superior. Esta característica permite amortizar el costo de la licuefacción ya que se requiere menos inversión en tanques por cada unidad entregada, por lo que es LH<sub>2</sub> un buen candidato para el transporte de hidrógeno por camión (y eventualmente por barco) a través de distancias más largas con un LCOS de 4,57 USD/kg. H<sub>2</sub>.

### 3.3.5.5 Celdas de combustible

Las celdas de combustible (fuel cell, FC) pueden convertir la energía química del hidrógeno y el oxígeno (del aire) en electricidad. La reacción general es:  $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O + \text{energía}$ . Las celdas de combustible se componen de dos electrodos, el ánodo con moléculas de hidrógeno, el cátodo con átomos de oxígeno, y un electrolito que separan los dos electrodos.

El electrolito es el elemento clave en cualquier celda electroquímica porque actúa como un filtro tanto para evitar que los reactivos de la celda se mezclen directamente entre sí como para controlar cómo se permite que los iones cargados creados durante las reacciones parciales en la celda se alcancen entre sí<sup>29</sup>. Dependiendo del combustible y el electrolito, hay seis grupos principales de celdas de combustible, que son: celda de combustible alcalina (AFC), celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC), celda de combustible de óxido sólido (SOFC), celda de combustible de carbonato fundido (MCFC), celda de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC) y celda de combustible de metanol directo (DMFC)<sup>30</sup>.

Las principales aplicaciones del almacenamiento de hidrógeno son:

- Servicios auxiliares
- Potencia firme
- Amortiguación de renovables
- Disminución de demanda en horario punta (Peak Shaving)
- Redes aisladas

Las principales ventajas del almacenamiento de hidrógeno con celdas de combustible es su larga vida útil (10,000 ciclos), tiene la mayor densidad de energía de todas las tecnologías (2,364 Wh/L de hidrógeno líquido a 1 bar), es muy adecuado para aplicaciones a largo plazo debido a su baja auto descarga (0.01 % por día) y si se considera un electrolizador PEM, tiene un tiempo de respuesta rápido (segundos), lo que permite a esta tecnología proporcionar servicios auxiliares de regulación de frecuencias.

Por otro lado, los contras son que sigue siendo una tecnología en desarrollo y, por lo tanto, sus costos de inversión siguen siendo elevados para competir con otras tecnologías de almacenamiento con las mismas características. Otra desventaja es que su eficiencia es la más baja de todas las tecnologías de almacenamiento ya que tiene 2 bloques de conversión (de electricidad a hidrógeno y viceversa).

### 3.3.6 Baterías de iones de litio (BESS)

El sistema recargable de almacenamiento de energía de la batería es una de las tecnologías de almacenamiento de energía más utilizadas en la industria y la vida diaria. Las baterías están compuestas por varias celdas electroquímicas conectadas en serie o paralelas, que producen electricidad con el voltaje deseado a partir de una reacción electroquímica. Cada celda contiene dos electrodos (un ánodo y un cátodo) con un electrolito que puede estar en los estados sólido, líquido o viscoso. El electrolito permite el intercambio iónico entre los dos electrodos, mientras que los electrones fluyen a través del circuito externo<sup>31</sup>.

Existen diferentes tipos de BESS dependiendo del tipo de electrolito. Entre ellas se encuentran las baterías de iones de litio, que son la tecnología de almacenamiento dominante hoy en día para aplicaciones de corta duración (es decir, 1-4 horas), que representan el ~90% del

<sup>28</sup> BloombergNEF, "Hydrogen: The Economics of Storage", 2019.

<sup>29</sup> P. Brisa, Tecnologías de generación de energía, 2019.

<sup>30</sup> X. Luo, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," Applied Energy, 2015

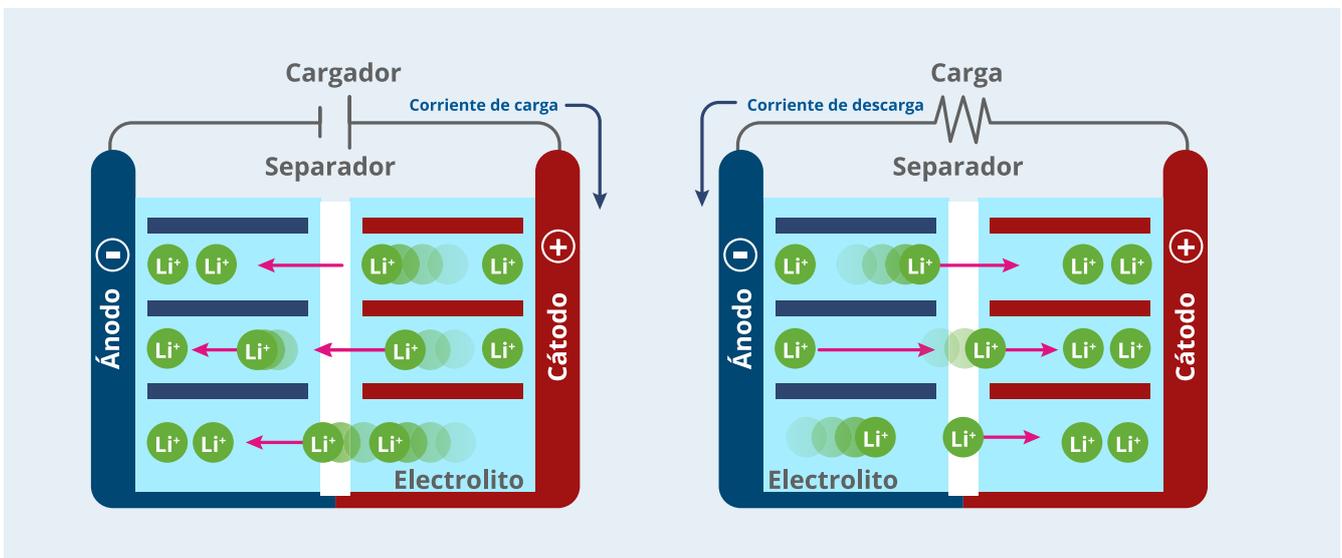
<sup>31</sup> ídem.

mercado. Por lo tanto, este informe solo abordará las baterías con electrolitos de iones de litio<sup>32</sup>.

Las baterías de ion-litio por lo general tienen un cátodo hecho de un óxido de metal de litio ( $\text{LiMEO}_2$ ), mientras que el ánodo a menudo está hecho de grafito o titanato. El electrolito, por otro lado, suele ser una solución orgánica no acuosa que contiene sales de litio disueltas ( $\text{LiClO}_4$ ).

El ciclo de carga y descarga de las baterías de iones de litio se muestra en Figura 3-12. Durante el proceso de carga, los iones de litio ( $\text{Li}^+$ ) se intercambian del cátodo al ánodo y durante el proceso de descarga, se produce el movimiento inverso<sup>33</sup>.

Figura 3-12. Ciclo de carga y descarga de un sistema de almacenamiento de energía de batería de iones de litio. Toshiba<sup>34</sup>.



Hoy en día, debido a las características ventajosas y las vías prometedoras para mejorar aún más los parámetros clave de las baterías de iones de litio, se han desarrollado nuevas tecnologías con diferentes materiales para el electrolito, el cátodo y el ánodo. Entre ellos se encuentran las baterías de titanato de litio, las baterías de fosfato de hierro de litio y las baterías de óxido de cobalto de manganeso de níquel de litio. Tabla 3-2. muestra la comparación de las propiedades, ventajas y desventajas de la química de iones de litio. Aunque las baterías de litio tienen altos costos de inversión, se espera que disminuyan en un 54-61% adicional para 2030<sup>35</sup>.

Tabla 3-2. Comparación de las propiedades, ventajas y desventajas de la química del ion-litio en baterías.

Material activo clave	Titanato de litio (LTO)	Fosfato de hierro de litio (LFP)	Óxido de cobalto de manganeso de níquel de litio (NMC)
Cátodo	Variable	$\text{LiFePO}_4$	$\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_{1-x-y}\text{O}_2$
Ánodo	$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$	C (grafito)	C (grafito)
Seguridad	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ○
Densidad de potencia	● ● ● ○	● ● ● ○	● ● ● ○
Densidad de energía	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ●
Ventaja de los costos de la célula	● ● ○ ○	● ● ○ ○	● ● ● ●
Vida	● ○ ○ ○	● ● ● ○	● ● ● ○
Rendimiento del sistema BESS	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ○ ○

<sup>32</sup> Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 6.0", 2020.

<sup>33</sup> Díaz-González F., "A review of energy storage technologies for wind power applications", 2012

<sup>34</sup> TOSHIBA Corporation, "Basics of Lithium-ion Batteries - Battery School", 2020.

<sup>35</sup> IRENA, "Almacenamiento de Electricidad y Renovables: Costos y mercados hasta 2030", 2017.

Material activo clave	Titanato de litio (LTO)	Fosfato de hierro de litio (LFP)	Óxido de cobalto de manganeso de níquel litio (NMC)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muy buena estabilidad térmica</li> <li>• Vida útil del ciclo largo</li> <li>• Capacidad de descarga de alta velocidad</li> <li>• No hay problemas de interfases de electrolitos sólidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muy buena estabilidad térmica</li> <li>• Muy buena vida del ciclo</li> <li>• Muy buena capacidad de potencia</li> <li>• Bajos costos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Buena combinación de propiedades</li> <li>• Se puede adaptar para alta potencia o alta energía</li> <li>• Puede operar a altos voltajes</li> </ul>
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El alto costo del titanio</li> <li>• Voltaje de celda reducido</li> <li>• Baja densidad de energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor densidad de energía debido a un menor voltaje de la celda</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuestiones relativas a las patentes en algunos países</li> </ul>

La estructura del titanato de litio (LTO) está ganando atractivo debido a algunas ventajas sobre el grafito que pueden ser relevantes para aplicaciones estacionarias. En particular, las células LTO exhiben beneficios en términos de eficiencia y vida útil, mientras que la mayor agilidad de iones en la estructura LTO permite la carga rápida (es decir, el funcionamiento a alta velocidad).

Aunque tienen el mejor rendimiento entre las baterías de iones de litio, los costos de capital siguen siendo altos para competir con las otras baterías de iones de litio. Por otro lado, el fosfato de hierro de litio posee una capacidad de potencia relativamente alta, la ventaja ambiental del material cátodo barato y no tóxico, y una larga vida útil. Estas características, así como la tasa de descarga relativamente baja, hacen del sistema LFP BESS una tecnología muy atractiva para aplicaciones estacionarias.

Finalmente, las células de óxido de cobalto de manganeso (NMC) de níquel surgieron debido a la necesidad de encontrar costos más bajos, por lo que el avance fue el enfoque de sustituir parte del níquel por cobalto y manganeso. El ajuste cuidadoso de la composición tuvo éxito en el equilibrio de la densidad de energía, la estabilidad, la seguridad y el costo con respecto a la aplicación objetivo, lo que finalmente condujo al éxito comercial de NMC. Como resultado, este material está dominando hoy en día el mercado de baterías de iones de litio, y se prevé un nuevo aumento en su despliegue<sup>36</sup>.

Las principales aplicaciones del almacenamiento de hidrógeno son:

- Respuesta rápida en frecuencia
- Arbitraje energético

- Servicios auxiliares
- Potencia firme
- Amortiguación de renovables
- Flexibilidad de rampa del sistema
- Disminución de demanda en horario punta (Peak Shaving)
- Redes aisladas
- Aplazamiento de T&D
- Administración de energía reactiva

### 3.3.7 Baterías de plomo-ácido

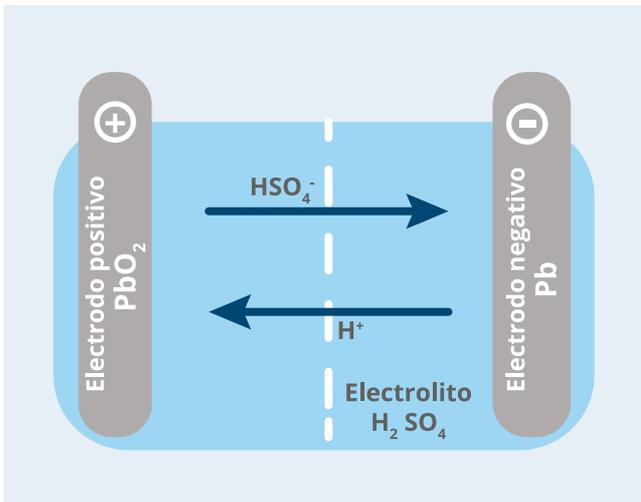
Las baterías de plomo-ácido se desarrollaron por primera vez hace más de 150 años y son la batería recargable más antigua y más ampliamente desplegada. Tienen el mismo principio de funcionamiento que las baterías de iones de litio y, al igual que ellas, fueron creadas especialmente para proporcionar servicios de regulación de frecuencia rápida. Las baterías de plomo-ácido a veces se combinan con otras tecnologías de almacenamiento de alta potencia, como las baterías de iones de litio o los volantes de inercia, para crear sistemas de baterías híbridos rentables y de buen funcionamiento<sup>37</sup>.

Hay dos tipos de baterías de plomo-ácido: baterías de plomo-ácido inundadas y reguladas por válvulas (VRLA). El primero utiliza el ácido sulfúrico líquido ( $H_2SO_4$ ) como un electrolito (generalmente 37% de peso ácido), un electrodo negativo hecho de plomo metálico (Pb), un electrodo positivo hecho de dióxido de plomo ( $PbO_2$ ) y un separador utilizado para aislarlos electrodos entre sí como se puede ver en la Figura 3-13. El segundo tiene los mismos componentes, pero tiene válvulas que regulan la sobrepresión máxima de la célula, con el fin de evitar la pérdida de electrolitos.

<sup>36</sup> 36Armand M., "Lithium-ion batteries - Current state of the art and anticipated developments", 2020.

<sup>37</sup> IRENA, "Almacenamiento de Electricidad y Renovables: Costos y mercados hasta 2030", 2017.e

Figura 3-13. Principio de funcionamiento de una batería de plomo-ácido<sup>38</sup>.



Por lo general, tienen una buena relación costo-rendimiento en una amplia gama de aplicaciones.

Sin embargo, tienen una densidad de energía relativamente baja (75 Wh/L), muy pesada, por lo general no responden bien a la descarga profunda, tienen una vida útil corta (500 ciclos), y el plomo puede ser un material restringido en algunas aplicaciones o lugares debido a su toxicidad. Sin embargo, las baterías de plomo-ácido se reciclan con relativa facilidad y existe un gran mercado.

Las principales aplicaciones son:

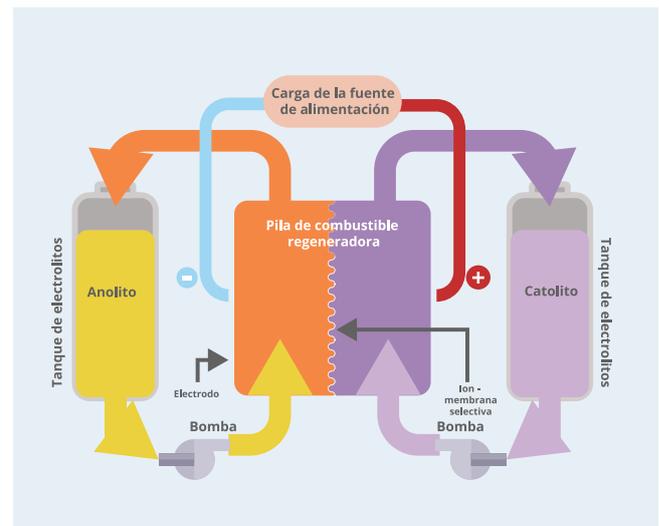
- Respuesta rápida en frecuencia
- Desplazamiento de carga
- Flexibilidad de rampa del sistema
- Aplazamiento de T&D
- Administración de energía reactiva
- Disminución de demanda en horario punta (Peak Shaving)
- Redes aisladas

### 3.3.8 Baterías de flujo (FB)

Otra tecnología de almacenamiento de baterías es las baterías de flujo, también conocido como celdas de combustible regenerativas. Se diferencian de las baterías recargables convencionales en que los materiales electroactivos no se almacenan todos dentro del electrodo, sino que, en su lugar, se disuelven en soluciones de electrolitos que se almacenan dentro del electrodo. Los electrolitos se almacenan en tanques

(uno en el lado del ánodo y el otro en el lado del cátodo). Estos dos tanques están separados de la pila o stack de celdas regenerativas (es decir, unidad de reacción). Los electrolitos se bombean desde los tanques a las celdas donde se producen reacciones electroquímicas reversibles durante la carga y descarga del sistema, como se puede ver en la Figura 3-14.

Figura 3-14. Principio de funcionamiento de una batería de flujo.



Dependiendo del tipo de electrolito utilizado, las principales tecnologías en el mercado son: Redox de Vanadio con un costo total instalado de 268 USD/kWh y Bromo de Zinc con un costo total instalado de 696 USD/kWh. Para 2030, se espera que el costo se baje a 108 USD/kWh y 576 USD/kWh, respectivamente. Se espera que las eficiencias de ida y vuelta para estas baterías de flujo mejoren del 72% en 2020 al 78% para 2030. Aunque actualmente tienen altos costos de inversión iniciales en comparación con otras tecnologías, estas baterías a menudo superan los 10,000 ciclos completos, lo que les permite compensar el alto costo inicial a través de rendimientos de energía de por vida muy altos.

Las principales aplicaciones son:

- Reserva de restauración de frecuencia
- Desplazamiento de carga
- Capacidad de suministro eléctrico
- Potencia firme
- Flexibilidad de rampa del sistema
- Aplazamiento de T&D
- Arbitraje energético
- Seguimiento de carga
- Disminución de demanda en horario punta (Peak Shaving)
- Redes aisladas

<sup>38</sup> IRENA, "Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030", 2017.

### 3.4. Resumen y resultados

Las tablas a continuación muestran un resumen de las características comerciales y técnicas de los sistemas de almacenamiento de energía discutidos en este capítulo, incluyendo el nivel de madurez tecnológica (TRL)<sup>39</sup> y el índice de madurez comercial (CRI)<sup>40</sup>. Todas las tecnologías consideran un proyecto a gran escala (mayor

a 1 MW). Específicamente, la tecnología del hidrógeno considera un proyecto estacionario de almacenamiento de energía de hidrógeno de 12 horas a gran escala de 2-3 MW, compuesto por un electrolizador alcalino, un tanque de almacenamiento de hidrógeno presurizado (50-80 bar), un compresor y una celda de combustible de óxido sólido.

Tabla 3-3. Características comerciales de los sistemas de almacenamiento de energía.

CAPEX				OPEX	Densidad de energía	Vida útil	Madurez		
Tipo	Tecnología	Potencia USD/kW	Energía USD/kWh	USD/kWh	Wh/l	No. ciclos	TRL	CRI	
Mecánico	PHS	2,000 - 4,000	21 - 80	2	1	20,000	10	5	
	CAES	400 - 1,000	48 - 53	1	4	20,000	10	3	
	FES	250 - 350	2,656 - 3,000	80	110	100,000	9	2	
Térmico	MSES	200 - 300	30 - 60	6	200	10,000	10	5	
Químico	Hidrógeno	4,000 - 5,000	1,040 - 1,500	< 1	2,364	10,000	9	2	
Baterías Electro-químicas	Li-Ion	1,000 - 1,500	284 - 456	8	410	3,500	10	5	
	Li-Ion LFP	N/D	N/D	8	410	3,500	10	3	
	Li-Ion LTO	N/D	N/D	6	410	10,000	9	2	
	Li-Ion NMC	N/D	N/D	8	470	3,500	10	3	
	Pb-Ácido VRLA	300	600	226 - 263	3	75	500	10	5
Baterías de flujo electro-químico	VRFB	600	1,500	268 - 347	11	42.5	10,000	9	2
	ZBFB	400	1,500	696 - 900	15	45	4,000	9	2

Tabla 3-4. Características técnicas de los sistemas de almacenamiento de energía.

Tipo	Tecnología	Capacidad Instalada	Eficiencia de ida y vuelta		Dod <sup>41</sup>	Auto descarga	Tiempo de respuesta
		MW (%)	(%)		(%)	% por día	h, min, s, ms
Mecánico	PHS	181,798 (95.2%)	80	90	2	0.01	min, h
	CAES	1,291 (0.7%)	64	40	1	0.50	min, h
	FES	953 (0.5%)	80	85	80	60.00	ms, s
Térmico	MSES	2,452 (1.3%)	80	100	6	0.05	h
Químico	Hidrógeno	20 (<0.1%)	35	100	< 1	0.01	min, h
Baterías Electro-químicas	Li-Ion	2,636 (1.4%)	92	90	8	0.20	ms, s
	Li-Ion LFP	191 (0.1%)	86	90	8	0.10	ms, s
	Li-Ion LTO	62 (<0.1%)	96	95	6	0.05	ms, s
	Li-Ion NMC	86 (<0.1%)	92	90	8	0.10	ms, s
	Pb-Ácido VRLA	110 (0.1%)	81	50	3	0.25	ms, s
Baterías de flujo electro-químico	VRFB	327 (0.2%)	72	100	11	0.15	min, h
	ZBFB	85 (<0.1%)	72	100	15	15.00	min, h

Notas: PHS: Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo; CAES: Almacenamiento de energía de aire comprimido; FES: Almacenamiento de energía del volante; MSES: Almacenamiento de energía de sales fundidas; SNG: Gas Natural Sintético; LFP: Fosfato de Hierro de Litio; LTO: Titanato de Litio; NMC: Litio Níquel Manganese Óxido de Cobalto; VRLA: Ácido de plomo regulado por válvulas; VRFB: Batería de flujo redox de vanadio; ZBFB: Batería de flujo de bromo de zinc; CZFB: Batería de flujo de cobre zinc.

<sup>39</sup> TRL: los Technology Readiness Levels fue desarrollado por la NASA y son ampliamente utilizados, yendo en un rango partiendo de 1 (principios básicos observados) a 9 (sistema probado en entorno operativo).

<sup>40</sup> CRI: el Commercial Readiness Index fue desarrollados por el Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA) para complementar a TRL, y parten de 1 (propuesta comercial hipotética, TRL 1-8) pasando por 2 (prueba comercial, TRL 9+), y hasta 6 (clase de activo financiable).

<sup>41</sup> DoD: Depth of Discharge, Profundidad de descarga.

Tabla 3-5. Tabla de seguimiento de puntuaciones competitivas.

	5	4	3	2	1
CAPEX	< 100 USD/kWh	100 - 325 USD/kWh	325 - 550 USD/kWh	550 - 800 USD/kWh	> 800 USD/kWh
Vida	10.000 - 100.000 ciclos	5,000 - 10,000 ciclos	3,500 - 5.000 ciclos	1,000 - 3,500 ciclos	500 - 1,000 Ciclos
Madurez	TRL=10, CRI=5	TRL=10, CRI=3- 4	TRL=9, CRI=2	TRL < 9, CRI < 2	TRL < 9, CRI < 1
Eficacia	> 90%	80 - 90 %	70 - 80 %	60 - 70 %	< 60 %
Auto descarga	< 0,01	0.01 - 0.02	0.02 - 0.1	0.1 - 0.5	> 0,05
Tiempo de respuesta	Milisegundos (ms)	Segundos (s)	Minutos (min)	Horas (h)	Días (d)
Espacio requerido	> 1.000 Wh/l	600 - 1.000 Wh/l	300 - 600 Wh/l	100 - 300 Wh/l	< 100 Wh/l

Tabla 3-6. Puntajes competitivos para tecnologías de almacenamiento.

	PHS	CAES	FES	MSES	H <sub>2</sub>	LFO	LTO	NMC	VRLA	VRFB	ZBFB
CAPEX	4.4	4.3	2.0	4.4	2.0	3.4	2.0	3.8	4.7	3.2	2.3
Vida útil	5.0	5.0	5.0	3.0	3.6	1.4	3.6	1.3	1.1	4.4	3.6
Madurez	5.0	4.0	3.0	5.0	4.0	4.0	3.0	4.0	5.0	2.0	1.0
Eficacia	3.2	1.0	3.7	3.2	1.0	3.9	5.0	4.6	3.4	2.1	2.1
Auto descarga	4.5	2.0	1.0	3.0	5.0	3.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0
Tiempo de respuesta	2.0	2.0	5.0	1.0	2.0	5.0	5.0	5.0	5.0	2.0	2.0
Espacio requerido	1.0	1.0	2.3	2.5	5.0	3.0	3.3	3.3	1.5	1.0	1.2

Tabla 3-7. Ponderaciones de parámetros para el seleccionado.

	Potencia firme	Servicios auxiliares	Desplazamiento de carga	Amortiguación de renovables
CAPEX	30%	30%	40%	30%
Vida útil	15%	15%	15%	15%
Madurez	10%	10%	10%	10%
Eficiencia de ida y vuelta	10%	10%	10%	10%
Auto descarga	25%	20%	20%	20%
Tiempo de respuesta	5%	15%	0%	15%
Espacio requerido	5%	0%	5%	0%

Tabla 3-8. Matriz de adecuación para las aplicaciones seleccionadas.

	PHS	CAES	FES	MSES	H <sub>2</sub>	LFO	LTO	NMC	VRLA	VRFB	ZBFB
Potencia firme	1.0	1.0	0.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	1.0	1.0
Servicios Auxiliares	0.3	0.3	1.0	0.3	0.5	1.0	1.0	1.0	0.5	0.3	0.3
Desplazamiento de carga	1.0	1.0	0.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	1.0	1.0
Amortiguación de renovables	0.3	0.3	1.0	0.3	0.5	1.0	1.0	1.0	0.8	0.3	0.3

Tabla 3-9. Puntuaciones ponderadas finales, su promedio y clasificación.

	PHS	CAES	FES	MSES	H <sub>2</sub>	LFO	LTO	NMC	VRLA	VRFB	ZBFB
Potencia firme	4.17	3.19	0.79	3.52	3.24	3.17	3.11	3.36	2.59	2.68	1.95
Servicios Auxiliares	1.23	0.97	2.97	1.00	1.47	3.37	3.29	3.55	1.78	0.82	0.61
Desplazamiento de carga	4.28	3.42	0.76	3.76	3.09	3.11	2.91	3.34	2.69	2.80	2.03
Amortiguación de renovables	1.23	0.97	2.97	1.00	1.47	3.37	3.29	3.55	2.85	0.82	0.61
Promedio	2.72	2.14	1.87	2.32	2.32	3.26	3.15	3.45	2.48	1.78	1.3
Clasificación	4	8	9	6	7	2	3	1	5	10	11

### 3.5 Conclusiones

En este capítulo, en primer lugar, se recopiló la información necesaria de fuentes como IRENA, IEA, U.S. DOE, BNEF, Lazar, Science Direct, entre otras. A continuación, se llevó a cabo el estado del arte de los sistemas de almacenamiento de energía, lo que permitió construir una visión general de las tecnologías adaptadas a los sistemas de energía eléctrica. Finalmente, se eligieron los parámetros relevantes, teniendo en cuenta que la selección dependerá de la aplicación principal de cada tecnología de almacenamiento de energía.

Con base en el análisis anterior, sólo las tecnologías maduras pueden competir con los sistemas de almacenamiento de energía actualmente instalado en los sistemas de energía eléctrica, pero también su rendimiento debe ser lo suficientemente bueno como para participar en los diferentes mercados, e. g., corto

tiempo de respuesta para prestar servicios auxiliares, almacenamiento a largo plazo para proporcionar potencia firme, o capacidad para realizar ciclos diarios para la amortiguación de renovables.

En línea con esto, los parámetros relevantes considerados para este estudio fueron: CAPEX, eficiencia de ida y vuelta, vida útil, auto descarga, madurez, espacio requerido y tiempo de respuesta. A continuación, dependiendo de la aplicación a estudiar en cada caso, se asignó un ponderado o “porcentaje de importancia” a cada parámetro relevante y se definió matriz de adecuación para calcular las puntuaciones ponderadas finales de cada tecnología. Con estos elementos, se elaboró el ranking de las tecnologías para cada aplicación como se muestra en el Tabla 3-10.

Tabla 3-10. Ranking de las tecnologías de almacenamiento para cada aplicación.

Ranking	Potencia firme	Servicios auxiliares	Desplazamiento de carga	Amortiguación de renovables	Promedio
1	PHS	NMC	PHS	NMC	NMC
2	MSES	LFP	MSES	LFP	LFP
3	NMC	LTO	CAES	LTO	LTO
4	H <sub>2</sub>	FES	NMC	FES	PHS
5	CAES	VRLA	LFP	VRLA	VRLA
6	LFP	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	MSES
7	LTO	PHS	LTO	PHS	H <sub>2</sub>
8	VRFB	MSES	VRFB	MSES	CAES
9	VRLA	CAES	VRLA	CAES	FES
10	ZBFB	VRFB	ZBFB	VRFB	VRFB
11	FES	ZBFB	FES	ZBFB	ZBFB

Los resultados permiten identificar las tecnologías más adecuadas para los sistemas de energía eléctrica, dando lugar a las siguientes conclusiones.

- Para la potencia firme, las mejores tecnologías son la hidroeléctrica de bombeo (PHS), las sales fundidas (MSES), y las baterías de óxido de cobalto de manganeso de níquel litio (Li-ion NMC). Esto está en línea con las expectativas, ya que PHS proporciona niveles significativos de capacidad de energía, lo que los convierte en la mejor tecnología para proporcionar este servicio como un caso de uso principal. MSES se implementa principalmente en plantas de energía solar térmica concentrada (CSP), por lo tanto, el caso de uso principal de hoy en día es la potencia firme. En cuanto a Li-ion NMC, se utilizan principalmente para la restauración de frecuencia rápida, debido a su descarga rápida, pero a veces también se utilizan para la potencia firme si se instala un sistema de gran consumo de energía. Las tecnologías de almacenamiento PHS, MSES y Li-ion NMC tienen en común que tienen un CAPEX bajo, son una tecnología madura y su eficiencia de ida y vuelta es relativamente alta.
- Para servicios auxiliares y amortiguación de renovables, las mejores tecnologías son las baterías de iones de litio (NMC, LFP y LTO). Para estas aplicaciones, es necesario tener una respuesta rápida a los cambios de frecuencia, carga y generación renovable, y por lo tanto, la característica que más pesa es el tiempo de respuesta. En línea con esto, las baterías de iones de litio tienen el tiempo de descarga más rápido de todas las tecnologías. La segunda característica que pesa más es el gasto de capital (CAPEX), de ahí que la batería NMC de iones de litio sea la líder del ranking.
- Por último, el rendimiento general requerido para proporcionar desplazamiento de carga (arbitraje de energía renovable) es poder realizar un ciclo diario, con el fin de cargar el sistema de almacenamiento en las horas de radiación solar o producción eólica, es decir, en horas “valle” (precios bajos), y luego descargar la energía almacenada en las horas pico o punta (precios altos). Teniendo en cuenta esto, las tecnologías que lideran el ranking son las de almacenamiento mecánico y térmico de bombeo hidroeléctrico, sales fundidas, y aire comprimido. Estas tecnologías tienen en común la característica de tener una larga vida útil, incluso corriendo ciclos diariamente con una baja pérdida de eficiencia, lo que los convierte en los más adecuados para esta aplicación.

El hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía no destaca sobre otras tecnologías, ya que sus costos de inversión siguen siendo elevados y tiene una eficiencia muy baja como consecuencia de contar con dos bloques de conversión de energía.



AGUA DE  
SERVICIOS  
Cap. 1000 mts³

AGUA DE  
SERVICIOS  
Cap. 1000 mts³

## 4. Potencial de integración del hidrógeno en los sistemas eléctricos nacionales y de Mulegé

### 4.1. Introducción

Para este capítulo se investigó la posible integración de hidrógeno en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y en el sistema Mulegé, BCS, utilizando un modelo de sistema energético para cuantificar los beneficios de la integración. El capítulo sigue la siguiente estructura: en primer lugar, la metodología empleada para ambos modelos de sistema se describe conjuntamente debido a sus similitudes. A continuación, los resultados y las perspectivas importantes del análisis se presentan y discuten para cada sistema por separado. Por último, se presentan un conjunto de conclusiones y recomendaciones.

### 4.2. Metodología

La Figura 4-1 Metodología de bloques de modelado del sistema energético, muestra la metodología seguida para ambos modelos de sistema energético. Se puede dividir en cuatro pasos:

- **Definición de escenarios:** Selección del tipo de modelo de sistema energético a emplear (un nodo o multi-nodal) y diseño de los escenarios a evaluar.
- **Recopilación de datos energéticos:** Recopilación de datos energéticos disponibles públicamente por fuentes oficiales e instituciones reconocidas internacionalmente. Cuando sea necesario, también se incluye la simulación y/o proyección de parámetros faltantes y/o futuros.
- **Modelado del sistema eléctrico:** Modelo configurado según los escenarios definidos, los datos energéticos y las condiciones de límite definidas.
- **Análisis de resultados:** Evaluación del sistema e interpretación de resultados.

Figura 4-1. Metodología de bloques de modelado del sistema energético.



Cada paso se explica con más detalle en los próximos subcapítulos.

#### 4.2.1 Definición de escenarios

Este subcapítulo explica las consideraciones que se tienen en cuenta para el diseño de los escenarios modelados. Comienza con una descripción de cinco escenarios que se utilizaron para modelar el sistema de energía nacional, y dos escenarios que se definieron para mirar el sistema Mulegé.

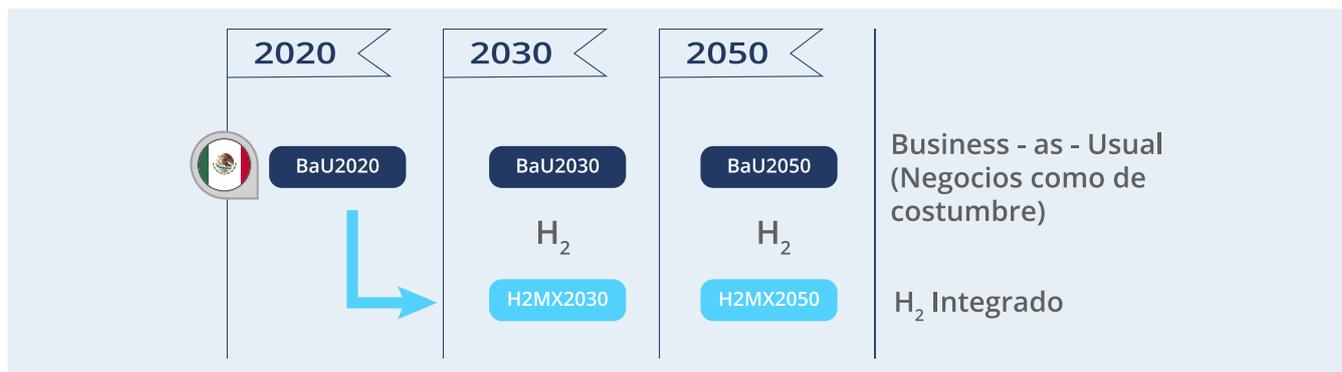
##### 4.2.1.1 Sistema eléctrico nacional

Se analizaron cinco escenarios para investigar el posible desarrollo del sector eléctrico mexicano cuando se introduce el hidrógeno. Además, también es importante

estimar cuándo podría producirse dicha integración del hidrógeno (a mediano plazo frente a largo plazo). En consecuencia, el potencial de integración del hidrógeno se investiga durante dos períodos de tiempo (2030 a mediano plazo y 2050 a largo plazo) en cinco escenarios.

Los plazos fueron elegidos de acuerdo con los años utilizados por el gobierno mexicano para establecer contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC). La Figura 5-2: Escenarios modelados para la evaluación del sistema nacional de energía.

Figura 4-2. Escenarios modelados para la evaluación del sistema nacional de energía.



- **BaU2020** - Escenario de control “Business-as-Usual para 2020” utilizado para comparar, calibrar y normalizar los resultados.
- **BaU2030** - Escenario a mediano plazo “Business-as-Usual para 2030” bajo características previsibles del sistema.
- **H<sub>2</sub>MX2030** - Escenario a mediano plazo “H<sub>2</sub> integrado para 2030” bajo las características previsibles del sistema y la integración del hidrógeno.
- **BaU2050** - Escenario a largo plazo “Business-as-Usual para 2050” con características óptimas en costos.
- **H<sub>2</sub>MX2050** - Escenario a largo plazo “H<sub>2</sub> integrado para 2050” con características rentables e integración de hidrógeno.

Se considera que el sistema eléctrico mexicano puede desarrollarse en una de las dos direcciones representadas en la Figura 4-2: Escenarios modelados para la evaluación del sistema nacional de energía. La dirección “Business-as-Usual” (BaU) representada por el azul oscuro en la figura corresponde al desarrollo natural o esperado para 2020, 2030 y 2050. Bajo esta dirección, el escenario etiquetado “BaU2020” es el primero evaluado. Está diseñado para parecerse lo más cerca posible del sistema eléctrico actual en México a partir de 2020 utilizando la información disponible públicamente. El objetivo de BaU2020 es normalizar los resultados del modelo para que los resultados de otros escenarios se puedan comparar con este escenario de control. Dos escenarios más bajo esta dirección, “BaU2030” y “BaU2050”, están concebidos para evaluar un desarrollo esperado del sistema eléctrico mexicano para 2030 y 2050.

Alternativamente, la línea azul claro en Figura 4-2: Escenarios modelados para la evaluación del sistema nacional de energía, representa una dirección de

desarrollo del sistema que es facilitado por el hidrógeno. Se consideran dos plazos para esta visión integrada de hidrógeno; una integración a mediano plazo para 2030 y una integración a largo plazo para 2050. Dos escenarios llamados “H<sub>2</sub>MX2030” y “H<sub>2</sub>MX2050” modelan este desarrollo alternativo del sistema con integración de hidrógeno. Incluyen las mismas consideraciones que los escenarios BaU más la adición de tecnologías de hidrógeno en el sistema (electrolizadores PEM, centrales CCGT-H<sub>2</sub>, ductos y tanques de almacenamiento de hidrógeno).

Se elige un enfoque de modelado multi-nodal del sistema energético para evaluar el sistema multirregional, que consiste en varios “nodos” que representan regiones. Estos nodos tienen demandas energéticas asociadas a ellos (en este caso, la demanda de electricidad), así como tecnologías que pueden proporcionar la energía. Los nodos están interconectados, por lo que la energía se puede transmitir de un nodo a otro para que coincida con los déficits de energía. Nueve nodos correspondientes a nueve regiones de transmisión y sus capacidades de interconexión según el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018 de la Secretaría de Energía (SENER) son seguidos y mantenidos sin cambios para todos los escenarios del sistema energético nacional.

#### 4.2.1.2 Sistema energético de Mulegé

El sistema de energía Mulegé, BCS, está actualmente aislado del resto del Sistema Eléctrico Nacional. Debido a su ubicación geográfica y características climáticas, la producción de electricidad de Mulegé es más cara. Sin embargo, su aislamiento y alto costo de electricidad lo convierten en un candidato interesante para desarrollar un sistema de energía de cero emisiones<sup>42</sup>. Por lo tanto, se diseñaron dos escenarios para investigar hasta qué punto el hidrógeno puede facilitar la conversión del sistema Mulegé en un sistema de cero emisiones para 2050. Los escenarios se llaman “ZERO” y “H<sub>2</sub>-ZERO”. La única diferencia entre ellos es que el escenario H<sub>2</sub>-ZERO incluye tecnologías de hidrógeno mientras que el escenario ZERO no lo hace. Se muestran en la Figura 4-3: Escenarios modelados para el sistema renovable Mulegé. con una breve descripción.

Figura 4-3. Escenarios modelados para el sistema renovable Mulegé.



**ZERO** - Diseño óptimo de costos para un sistema de cero emisiones sin integración de hidrógeno.

**H<sub>2</sub>-ZERO** - Diseño óptimo de costos para un sistema de cero emisiones con integración de hidrógeno.

Ambos escenarios del sistema Mulegé se modelan como un sistema de energía de nodo único. Consiste en una sola demanda asociada a una región que no interactúa con otras regiones (nodos). No hay modelado de transmisión en un sistema de energía de un solo nodo, por lo que los resultados se informarán sobre la generación, conversión y almacenamiento de energía.

#### 4.2.2 Recopilación de datos energéticos

Las fuentes oficiales de datos de las autoridades mexicanas fueron preferidas cuando posible, seguidas por organizaciones reconocidas internacionalmente y otros estudios similares. La principal fuente de datos es el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. El PRODESEN es el principal instrumento de planificación para el sector eléctrico en México y es publicado cada año por la Secretaría de Energía de México. HINICIO se refirió a las versiones de 2018 y 2019 del PRODESEN para obtener los siguientes datos: demandas de electricidad con resolución por hora, regiones de transmisión y capacidades de transmisión interregionales, parámetros tecno-económicos de las centrales hidroeléctricas existentes, plantas geotérmicas, plantas nucleares, tecnologías de generación convencionales y costos de combustible. En general, los valores para 2020 y 2030 se tomaron según lo indicado por las proyecciones de PRODESEN, mientras que los valores para 2050 se proyectaron utilizando las tasas de crecimiento esperadas del PRODESEN o asumieron lo mismo que los valores de 2030.

<sup>42</sup> Cero emisiones con respecto a la generación eléctrica del sistema únicamente.

Los objetivos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para 2030 se han tomado de los compromisos de mitigación y adaptación al cambio climático para 2020-2030 publicados por el Gobierno Mexicano en 2015 en la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) para cumplir con el Acuerdo de París. Se propone un objetivo de emisiones para 2050, no siendo un compromiso explícitamente establecido por el Gobierno Mexicano. Los datos relativos a los parámetros tecno-económicos de las

energías renovables, las series temporales de generación y las capacidades máximas se obtuvieron de la evaluación de las energías renovables presentadas en la sección 2 de este informe. Otros parámetros tecno-económicos fueron tomados de la IEA, el National Renewable Energy Laboratory de los EE.UU. (NREL) y otras fuentes como se muestra en el Tabla 4-1., que resume los datos de entrada y las referencias utilizadas.

Tabla 4-1. Entrada de energía data.

Datos relativos a	Descripción	Referencia/fuente	Notas
Demanda de electricidad	Perfil de demanda de electricidad por hora por región de la transmisión	PRODESEN 2018	2020 y 2030 como escenario de planificación por el PRODESEN 2018. Se proyectaron a 2050 valores de acuerdo con la tasa de crecimiento promedio reportada en el PRODESEN 2018
Regiones	9 regiones de transmisión y capacidad de transmisión eléctrica interregional	PRODESEN 2018	Regiones fijas y capacidad de transmisión interregional para todos los escenarios
VRES (eólica y PV)	Series temporales de generación eólica y fotovoltaica, máximas capacidades instaladas y parámetros tecno-económicos	PRODESEN 2019 y evaluación	Capacidades instaladas para 2020 según PRODESEN 2019 y potencial futuro según los resultados de la tarea 2.1
Hidro-electricidad	Parámetros tecno-económicos de las grandes centrales hidroeléctricas	PRODESEN 2018	Parámetros tecno-económicos fijos para todos los escenarios
Geotermia	Parámetros tecno-económicos de las centrales geotérmicas	PRODESEN 2018	Parámetros tecno-económicos fijos para todos los escenarios
Nuclear	Parámetros tecno-económicos de las centrales nucleares	PRODESEN 2018	Parámetros tecno-económicos fijos para todos los escenarios
CCGT-NG Nuevos	Parámetros tecno-económicos de las nuevas turbinas de gas de ciclo combinado – parámetros tecno-económicos de gas natural (CCGT-NG)	IEA	Para nuevas instalaciones en 2030 y 2050
Tecnologías de generación convencional	Parámetros tecno-económicos de centrales termoeléctricas (combustión-tóleo), carbón, combustión interna (diésel), y turbinas de gas de ciclo abierto con gas natural (CCGT-NG)	PRODESEN 2018	Parámetros tecno-económicos fijos para todos los escenarios
Costos de combustible	Parámetros tecno-económicos del gas natural, el diésel, el carbón, el combustóleo	PRODESEN 2018	Como proyecciones PRODESEN para 2020 y 2030. Los costos de 2050 se tomaron igual que en 2030

Datos relativos a	Descripción	Referencia/fuente	Notas
Tecnologías del hidrógeno	Parámetros tecno-económicos de la turbina de gas de ciclo combinado – H <sub>2</sub> (CCGT-H <sub>2</sub> ), turbina de gas de ciclo abierto – H <sub>2</sub> (OCGT-H <sub>2</sub> ), tanques H <sub>2</sub> , gasoductos H <sub>2</sub>	Peña-Sánchez, suposiciones de HINICIO	Parámetros tecno-económicos para 2050 según Pena Sánchez y 2030 como estimaciones del HINICIO
Baterías de iones de litio	Parámetros tecno-económicos de las baterías de iones de litio para el almacenamiento de energía estacionario	NREL	Parámetros tecno-económicos para 2030 y 2050 como estimación estándar por NREL
Objetivo de reducción de CO <sub>2</sub> (*)	Reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> en el sector energético de acuerdo con las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC)	Objetivos de 2030 de los compromisos del gobierno mexicano y los objetivos asumidos para 2050	NDCs a 2030 para el sistema eléctrico nacional. Los objetivos de 2050 fueron sugeridos por la GIZ

\*Refiriéndose únicamente a la etapa de generación del sistema de energía, no a las emisiones del ciclo de vida.

### 4.2.3 Modelo de sistema energético

La herramienta empleada para llevar a cabo el modelo de optimización del sistema eléctrico fue el Marco para la Evaluación Integrada del sistema eléctrico (FINE)<sup>43</sup>.

Se utiliza un algoritmo de agregación de series de tiempo<sup>44</sup> para agrupar los datos de series temporales de entrada en 30 días típicos con una resolución de 1 hora para que coincida con la de PRODESEN. El margen de error reportado de FINE con esta configuración es de ~5%<sup>45</sup>. Las series temporales de Generación para energía eólica y solar fotovoltaica se obtuvieron simulando los registros de datos meteorológicos de 2019 de acuerdo con la metodología de evaluación renovable presentada en el apartado 2.1. Dada la resolución de tiempo de hora del modelo, las tecnologías de capacidad máxima como las turbinas de gas de ciclo abierto (OCGT) podrían subestimarse en algunos escenarios, ya que no se evalúan períodos inferiores a una hora.

Los cinco escenarios construidos son:

- **BaU2020:** Este escenario de control se modeló con la operación de capacidad “Fija”, lo que significa factores de capacidad constantes para todas las tecnologías de entrada de acuerdo con el PRODESEN 2019, a excepción de las tecnologías VRES para parecerse lo más posible al sistema de energía

mexicano actual. Las tecnologías VRES se modelaron con la capacidad instalada como el PROESEN 2018 pero se optimizó la operación.

- **BaU2030:** Además de las tecnologías utilizadas en el BaU2020, las baterías de iones de litio, la nueva turbina de gas de ciclo combinado alimentada por gas natural (CCGT-NG) y más capacidad VRES pueden entrar en el sistema para competir con todas las demás tecnologías sobre una base de costo óptimo. Las tecnologías convencionales de combustibles fósiles se modelan como “Fijo+” o “Fixed+”, lo que significa que comienzan con la misma capacidad instalada con la opción de instalar más capacidad si es necesario. La energía geotérmica se modela con la capacidad instalada de 2020 pero en un despacho de costo óptimo. Las centrales nucleares e hidroeléctricas son de entrada con capacidad fija y operación como indica el PRODESEN 2018.
- **H<sub>2</sub>MX2030:** Tiene las mismas características de sistema que el BaU2030 más la asignación de tecnologías de hidrógeno con una proyección de CAPEX en 2030 para participar en la solución óptima de costos.

<sup>43</sup> Welder, L., Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany, 2018.

<sup>44</sup> Kotzur, L., Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design, 2018.

<sup>45</sup> D. G. Caglayan, Robust Design of a Future 100 % Renewable European Energy System with Hydrogen Infrastructure., 2020.

- **BaU2050:** Tiene las mismas características del sistema que el BaU2030 con respecto a todas las tecnologías, excepto para las centrales nucleares e hidroeléctricas establecidas en una expansión de capacidad óptima de costo y despacho operativo.
- **H<sub>2</sub>MX2030:** Tiene las mismas características del sistema que el BaU2050 más la asignación para tecnologías de hidrógeno con una proyección de CAPEX 2050 para participar en la solución de costo óptimo.

La configuración de modelado entre escenarios se puede comparar con la Tabla 4-2. Comparación de los escenarios modelados.

Tabla 4-2. Comparación de los escenarios modelados.

Sistema	Nacional					Mulegé	
	BaU2020	BaU2030	X2MX2030	BaU2050	X2MX2050	"Zero"	"H <sub>2</sub> Zero"
VRES (solar PV y eólica)	Fijo	Óptimo	Óptimo	Óptimo	Óptimo	Óptimo	Óptimo
Geotérmico	Fijo	Fijo	Fijo	Óptimo	Óptimo	-	-
Hidroeléctrico	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo	-	-
Tecnologías convencionales	Fijo	Fijo +	Fijo +	Óptimo	Óptimo	-	-
Nuclear	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo	-	-
Tecnologías H <sub>2</sub>	-	-	Óptimo	-	Óptimo	-	Óptimo
Batería de iones de litio	-	Óptimo	Óptimo	Óptimo	Óptimo	Óptimo	Óptimo
Red de transmisión	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo	-	-
Objetivo de reducción de CO <sub>2</sub> [MtCO <sub>2</sub> /a](reducción del%)	143 (0%)	136 (-30%)	136 (-30%)	174 (-50%)	174 (-50%)	0 (-100%)	0 (-100%)

- **Fijo:** Capacidad y operación según se había dado. No optimizado.
- **Fijo+:** Capacidad según se diera y se permitiera la expansión. Operación optimizada.
- **Óptimo:** Capacidad y operación en costo óptimo. Totalmente optimizado.
- - : No incluido en el modelo.

## 4.3 Resultados

Los resultados para el Sistema Eléctrico Nacional se presentan en primer lugar. Posteriormente, se presentan los resultados del sistema de cero emisiones de Mulegé.

### 4.3.1 Sistema eléctrico nacional

Los cinco escenarios sobre el desarrollo del sistema eléctrico nacional siguen un orden de plazos. El primer escenario presentado es el **BaU2020**, la representación más cercana del sistema eléctrico mexicano actual, por lo que los resultados posteriores se pueden comparar con estos resultados de control. A continuación, se presentan y comparan los dos escenarios que modelan el horizonte temporal a medio plazo para 2030, **BaU2030** y **H<sub>2</sub>MX2030**. Por último, se presentan los escenarios 2050 a largo plazo, **BaU2050** y **H<sub>2</sub>MX2050**.

#### 4.3.1.1 Escenario de control - BaU2020

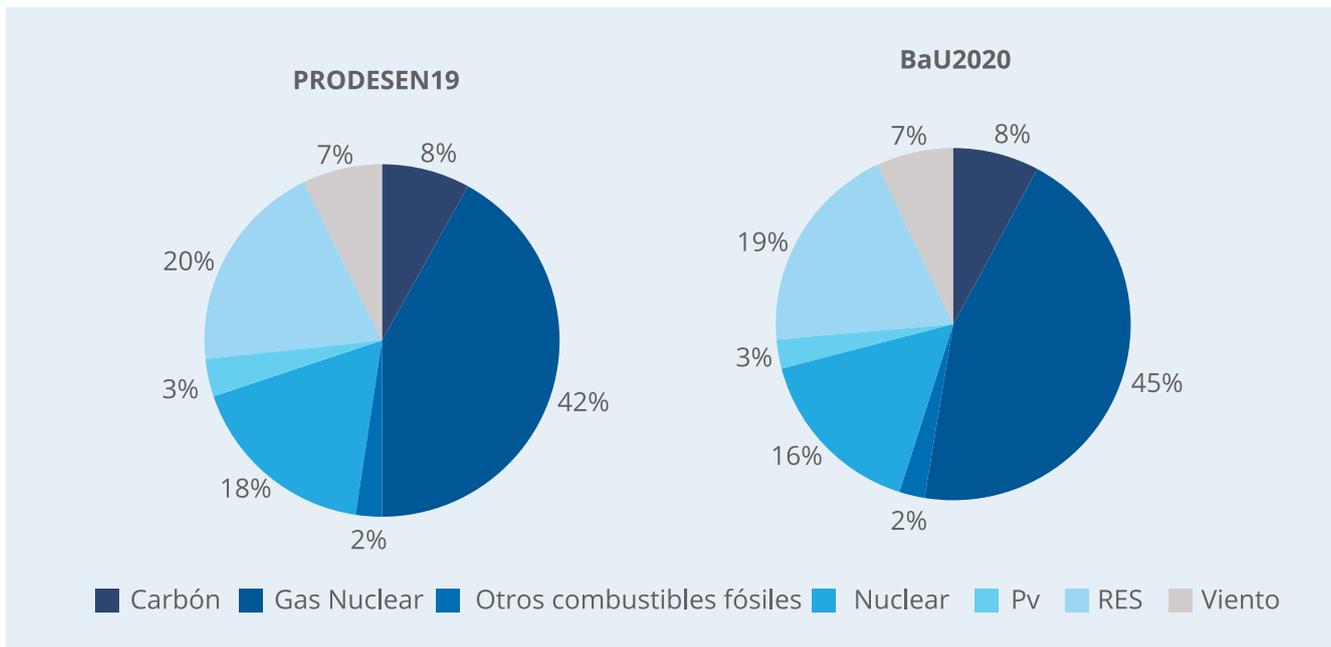
Para este escenario de control, se encontró un costo anual total (TAC, Total Annual Cost) de 35 mil millones USD/año, que corresponde a un costo promedio de electricidad de 100 USD/MWh<sup>46</sup>. Las emisiones totales por el sistema se estiman en 116 MtCO<sub>2</sub>/año.

Figura 4-4 muestra una comparación de capacidad instalada entre los datos de PRODESEN 2019 y el escenario de control **BaU2020**. En comparación con PRODESEN 2019, el escenario **BaU2020** muestra una mezcla de capacidad muy similar.

En el escenario **BaU2020** el TAC no incluye cargos como el costo de capital de la red, los costos de la red de distribución, los impuestos y otros cargos que no pudieron incluirse debido a la falta de información disponible públicamente. Sin embargo, la capacidad instalada, las capacidades de transmisión y la demanda eléctrica fueron tomadas del PRODESEN, haciendo que estos dos sistemas sean comparables en las etapas de generación y conversión, y transmisión.

<sup>46</sup> Refiriéndose a la contribución anual a los costos de capital y costos operativos de la generación, conversión, costos de combustible e infraestructura de almacenamiento del sistema. La operación de las líneas de transmisión también está incluida en este costo.

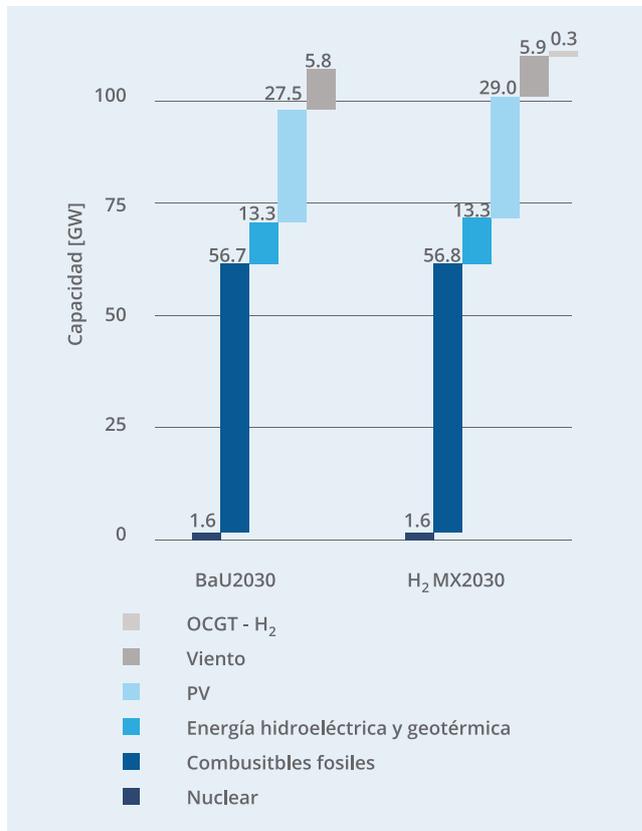
Figura 4-4. Comparación de la mezcla de capacidad instalada del PRODESEN 2019 y el escenario BaU2020.



#### 4.3.1.2 Integración de hidrógeno para 2030 - Escenarios BaU2030 y H<sub>2</sub>MX2030

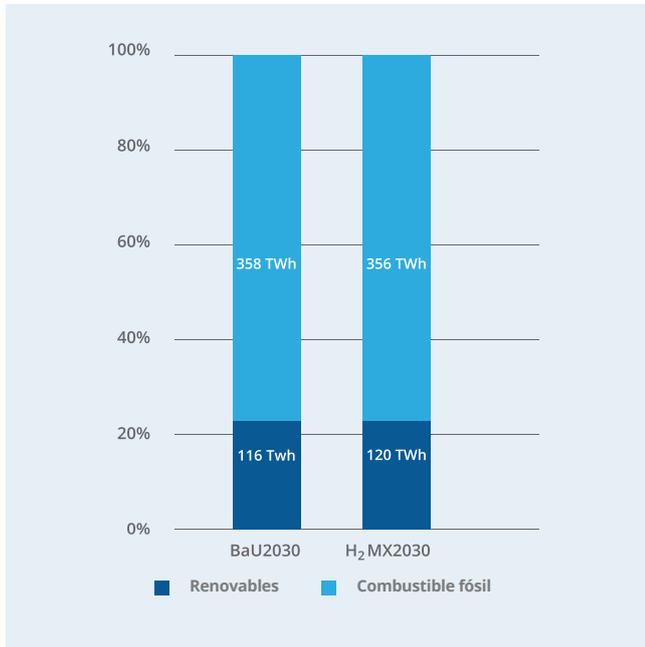
En esta sección se compara BaU2030 con H<sub>2</sub>MX2030 para evaluar el potencial de integración de hidrógeno para 2030. En primer lugar, Figura 4-5 compara la capacidad instalada de los dos escenarios posibles para 2030. En términos generales, ambos escenarios muestran una combinación de capacidades similar. Ambos escenarios se basan en 56 GW de tecnologías alimentadas por combustibles fósiles, 1.6 GW de centrales nucleares, 13.3 GW de centrales hidroeléctricas y geotérmicas (RES), alrededor de 27-29 GW de energía fotovoltaica y casi 6 GW de instalaciones eólicas. Al mirar más de cerca, hay algunos pequeños cambios entre los dos escenarios, como la adición de 100 MW de viento y 1.5 GW de energía solar en el escenario H<sub>2</sub>MX2030. El escenario H<sub>2</sub>MX2030 también cuenta con 1 GW de capacidad de electrólisis PEM instalada, produciendo 60 ktH<sub>2</sub>/año. El proceso de reconversión en electricidad elegido por los modelos se lleva a cabo por 300 MW de OCGT-H<sub>2</sub>. A pesar de estas diferencias, las capacidades instaladas en el sistema para ambos escenarios sigue siendo muy similar.

Figura 4-5. Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030.



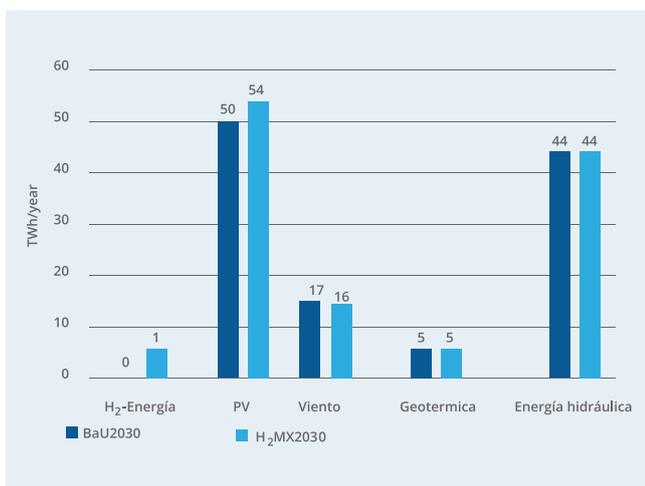
En segundo lugar, la Figura 4-6 muestra que el porcentaje de electricidad renovable en ambos escenarios también es similar. Se espera que alrededor del 24% de la electricidad provenga de fuentes renovables en cualquiera de los dos escenarios. El resto, alrededor del 76% del total, sigue siendo de origen fósil. Una diferencia es que aproximadamente 4 TWh de electricidad renovable fueron facilitados por hidrógeno en el escenario H<sub>2</sub>MX2030 para compensar los procesos de conversión de electricidad a hidrógeno mediante electrólisis.

Figura 4-6. Generación de electricidad por fuente en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios.



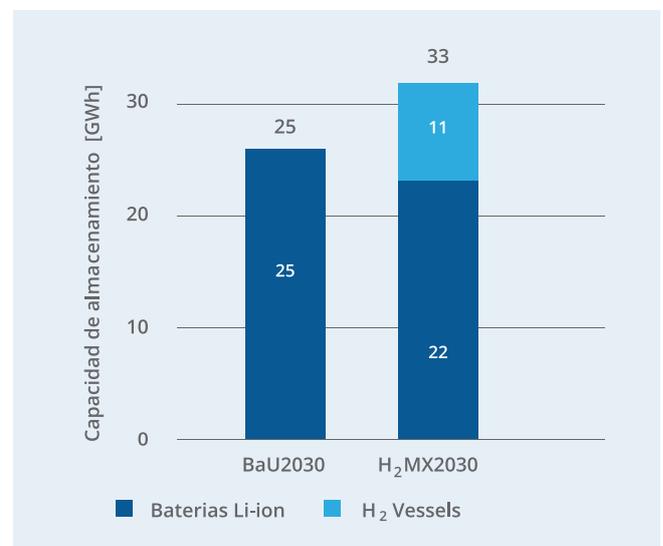
Complementario, Figura 4-7 muestra la producción de electricidad de las diferentes tecnologías renovables en ambos escenarios de 2030. La energía fotovoltaica es la tecnología renovable con mayor producción de electricidad en México para 2030. En el escenario BaU2030, la solar PV muestra una generación anual de 50 TWh, mientras que esta producción anual aumenta a 54 TWh en el escenario H<sub>2</sub>MX2030. Las tecnologías geotérmica e hidroeléctrica no muestran cambios entre los escenarios de 2030. Se muestra que la producción de energía eólica disminuye marginalmente en 1 TWh/año en el escenario H<sub>2</sub>MX2030. No obstante, esta disminución se compensa con 1 TWh/año de electricidad producida adicionalmente a partir del hidrógeno.

Figura 4-7. Producción renovable en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios.



En tercer lugar, las necesidades de almacenamiento en ambos sistemas se pueden comparar en Figura 4-8. En general, el hidrógeno causa una reducción en las necesidades de almacenamiento de electricidad al permitir el almacenamiento físico de energía en forma de hidrógeno gaseoso. En el escenario BaU2030, las necesidades de almacenamiento de electricidad del sistema son de alrededor de 25 GWh en baterías.

Figura 4-8. Necesidades de capacidad de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios.



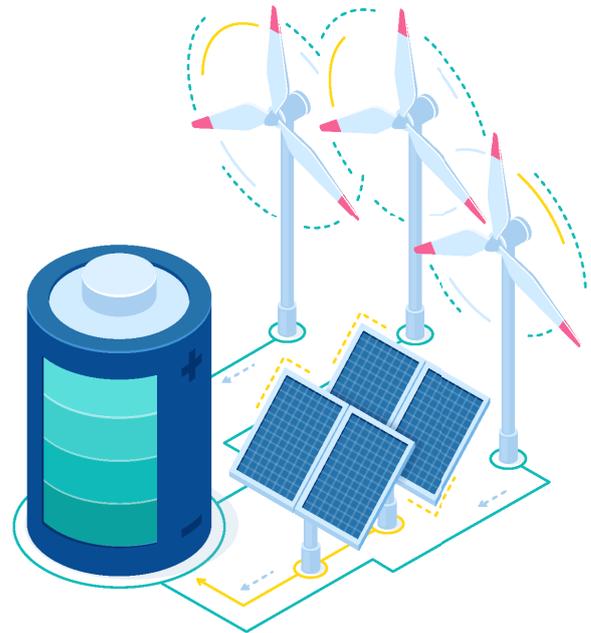
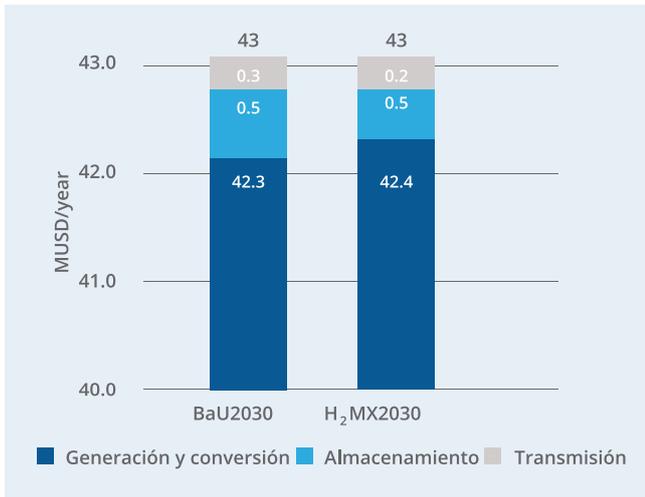
Para el escenario H<sub>2</sub>MX2030, las necesidades de almacenamiento de electricidad en baterías se redujeron a 22 GWh, pero se necesitaron 11 GWhH<sub>2</sub> adicionales (330 toneladas de H<sub>2</sub>) en tanques de hidrógeno.

Aproximadamente un 25% más de almacenamiento de energía fue posible en el escenario H<sub>2</sub>MX2030 en comparación con el de BaU2030 al mismo costo.

A pesar de las diferencias en los dos escenarios de 2030, la integración del hidrógeno no causó cambios sensatos en el costo anual total. Como se muestra en Figura 4-9, el TAC de cualquiera de los escenarios se encontró en alrededor de 43 mil millones de dólares / año. El costo de electricidad correspondiente es de 91 USD /MWh. Hubo una reducción de ~10% en el costo de la electricidad en comparación con el escenario BaU2020. La generación y conversión de electricidad es el principal motor de costos. Representó aproximadamente el 95% del costo del sistema. Las emisiones anuales totales para 2030 se estimaron en 134 MtCO<sub>2</sub>/año para el escenario BaU2030 y 133 MtCO<sub>2</sub>/ año para el escenario H<sub>2</sub>MX2030. Esto representa un 15% más de emisiones para 2030 que en 2020. Sin embargo, el aumento de la producción de electricidad por parte del sistema aumentó en alrededor

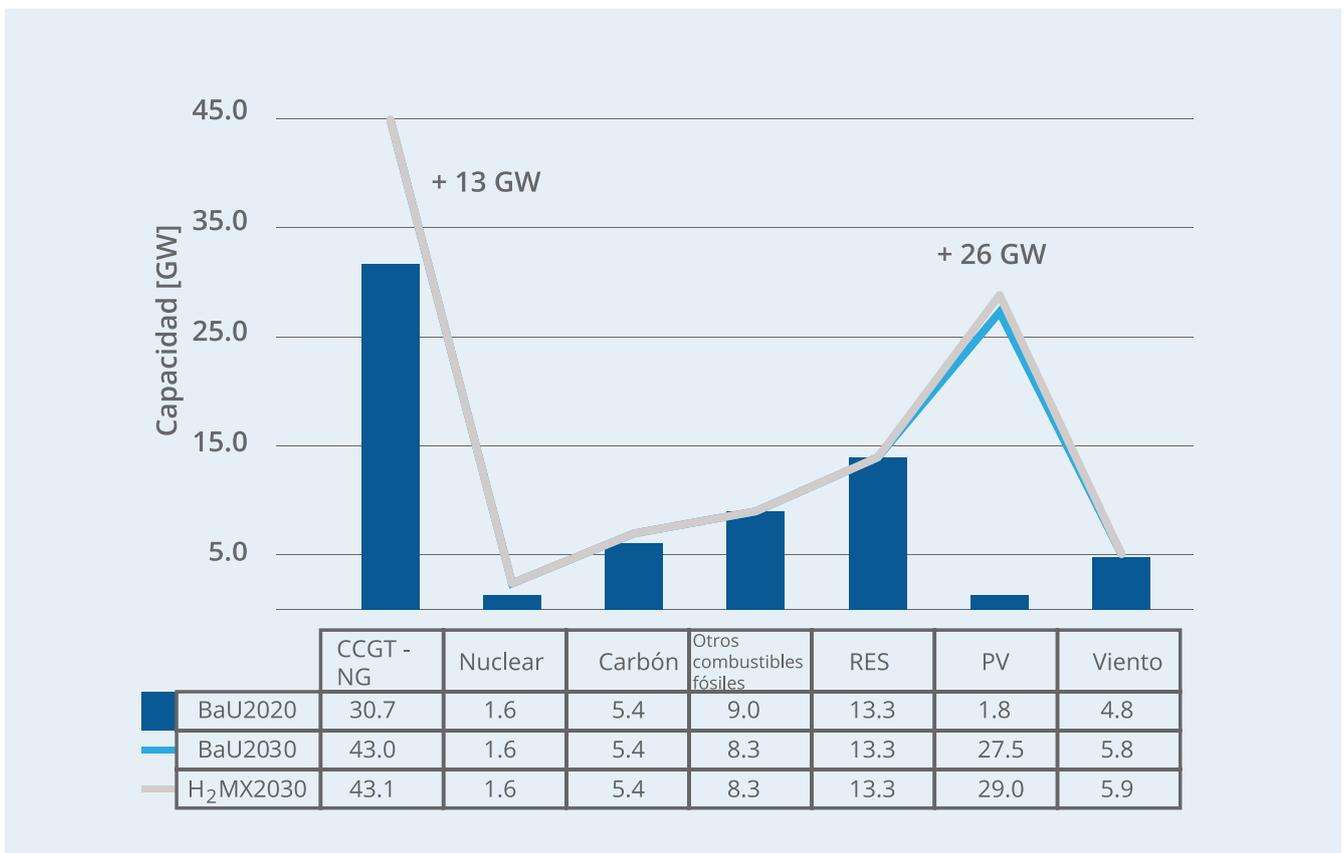
de un 35% por lo que las emisiones específicas de carbono por kWh de electricidad disminuyeron en un 18% de 339 gCO<sub>2</sub>/kWh a 289 gCO<sub>2</sub>/kWh.

Figura 4-9. Costos anuales totales del Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios.



La Figura 4-10 presenta las capacidades instaladas de BaU2030 y H<sub>2</sub>MX2030 en comparación con las BaU2020. De la figura se pueden ver dos grandes cambios de 2020 a 2030; 13 GW adicionales de capacidad instalada CCGT-NG Y 26 GW de energía solar fotovoltaica.

Figura 4-10. Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional para 2030 bajo dos escenarios en comparación con el estado 2020 (CAMBIO a PRODESEN 2019).



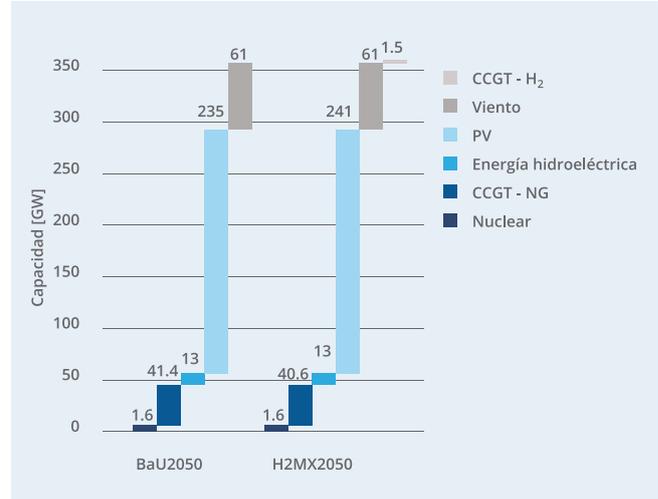
Además, se cerraron alrededor de 700 MW de centrales de generación termoeléctricas y de generadores diésel. La energía nuclear, el carbón, la hidroeléctrica, la geotérmica y la eólica se mantuvieron sin cambios.

### 4.3.1.3 Integración del hidrógeno para 2050 - Escenarios BaU2050 y H<sub>2</sub>MX2050

En esta sección se compara BaU2050 con H<sub>2</sub>MX2050 para evaluar el potencial de integración de hidrógeno para 2050. Una vez más, la primera comparación se refiere a las capacidades instaladas de diferentes tipos de centrales eléctricas, como se muestra en Figura 4-11.

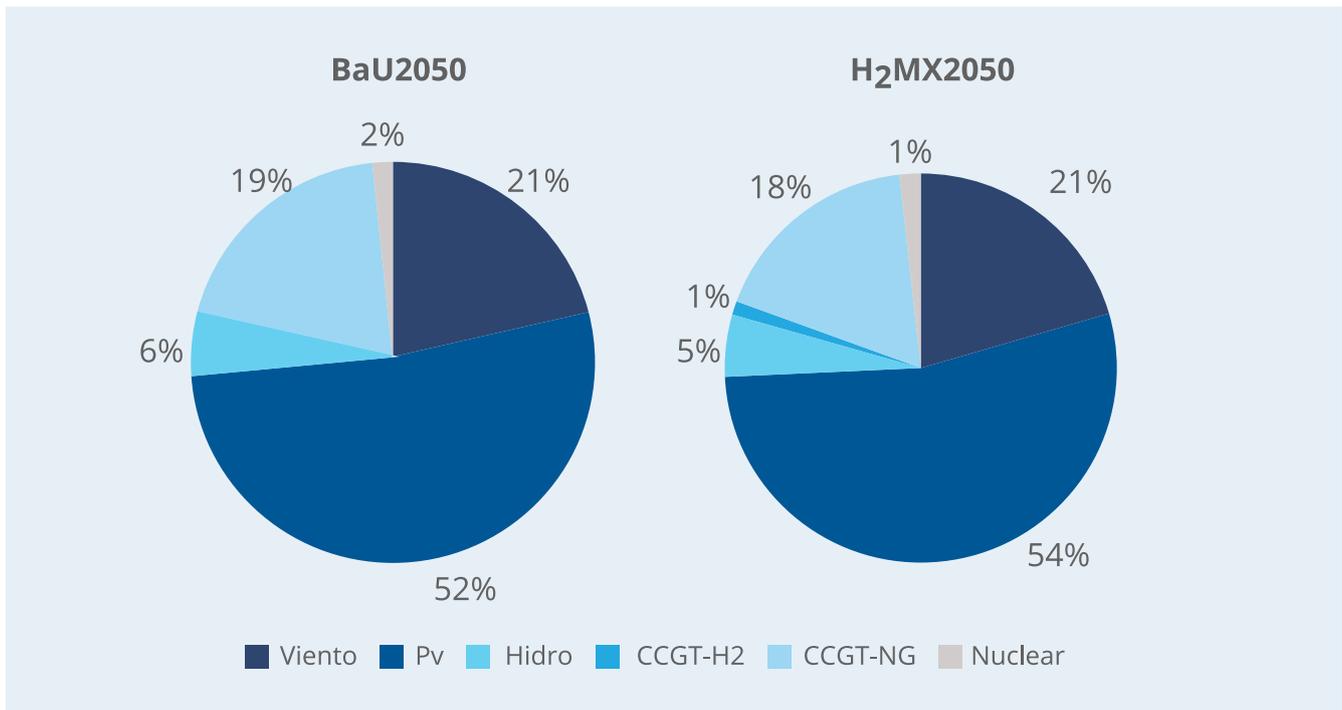
En el escenario H<sub>2</sub>MX2050 hay un aumento de 6 GW de energía solar fotovoltaica y 1.5 GW de turbina de gas de ciclo combinado propulsada por hidrógeno (CCGT-H<sub>2</sub>), respecto al escenario sin hidrógeno. Asimismo, la capacidad instalada del CCGT-NG se redujo en 800MW en el escenario integrado de hidrógeno. Similar a los escenarios de 2030, en 2050 la solar fotovoltaica es la tecnología que domina la generación de electricidad.

Figura 4-11. Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional para el año 2050 bajo dos escenarios.



La Figura 4-12 muestra que la energía fotovoltaica podría ser responsable de más del 50 % de la generación total de electricidad para 2050 en cualquier escenario. La energía eólica es la segunda fuente de electricidad más importante con ~ 21% de la cuota de producción de electricidad independientemente del escenario, mientras que CCGT-NG es tercero con ~ 18-19% dependiendo del escenario Figura 4-12

Figura 4-12. Producción renovable en el Sistema Eléctrico Nacional para el 2050 bajo dos escenarios.



Para el modelo se optó por no incluir otra tecnología basada en combustibles fósiles excepto ciclos combinados, además de incluir a la energía nuclear.

Como se explicó anteriormente, la energía nuclear se modeló de manera fija, por lo que su participación en la matriz energética obedece a las decisiones de diseño de escenarios en lugar de a una solución óptima.

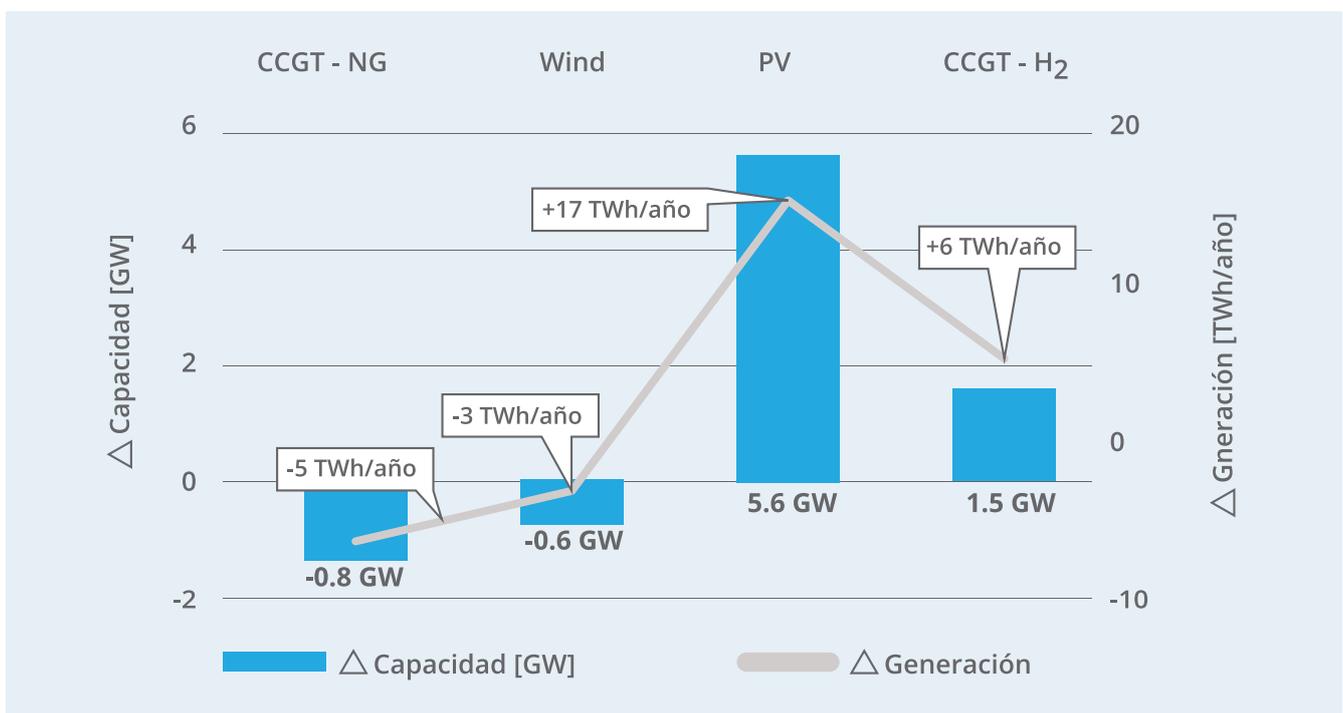
La falta de otras tecnologías basadas en hidrocarburos puede ser explicada por varios factores. En primer lugar, los costos de los combustibles fósiles hacen que el costo marginal de producción de electricidad no sea competitivo con las tecnologías solar o eólica. En segundo, las bajas eficiencias de las actuales tecnologías de combustibles fósiles en comparación con las nuevas centrales de ciclo combinado con gas natural (CCGT-NG) o con hidrógeno (CCGT-H<sub>2</sub>). Otra razón son los factores de capacidad reducida que son consecuencia de tener un sistema con cantidades tan grandes de energía renovable. Por último, la preferencia por las tecnologías bajas en carbono por parte del optimizador para que el presupuesto de carbono se maximice mediante el uso de tecnologías menos contaminantes como CCGT-NG.

En la misma línea, no había planes para el despacho de energía geotérmica en ninguno de los dos escenarios para 2050. Esto puede explicarse también por el alto

costo marginal de producción de la energía geotérmica y sus factores de carga reducidos. Es importante destacar que las tecnologías geotérmicas fueron modeladas con precios constantes para 2020, 2030, 2050 ya que no se esperan grandes desarrollos en esta tecnología renovable. En caso de que el costo de inversión se reduzca y el costo marginal de producción se reduzca a cerca de cero para que esta tecnología pueda competir con VRES (PV y eólica) y, la energía geotérmica puede tener mayor importancia para 2050.

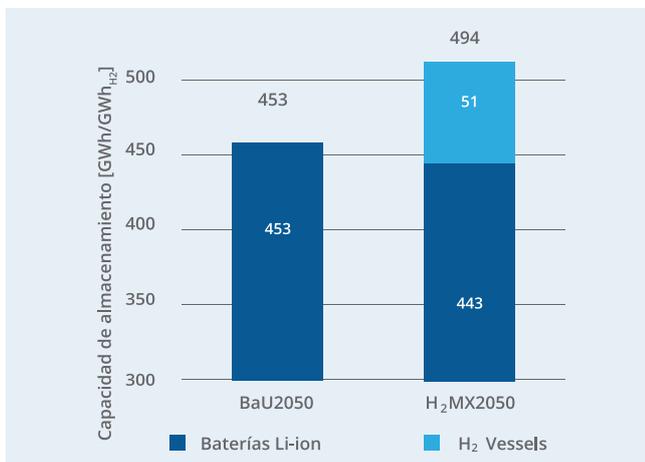
Otro cambio entre los escenarios BaU2050 y H<sub>2</sub>MX2050 es la cantidad total de energía generada. Hay 15 TWh / año de electricidad adicional generada (~ 2% del total) en el escenario H<sub>2</sub>MX2050 para tener en cuenta los procesos de conversión de electricidad a hidrógeno y su reconversión en electricidad. La Figura 4-13 muestra que el incremento se debe a unos 20 TWh/año de electricidad renovable adicional; 17 TWh/año de ellos procedentes de 5.6 GW adicionales de solar PV y otros 6 TWh/año de 1.5 GW de CCGT-H<sub>2</sub>. También hay 3 TWh/año menos de energía eólica provenientes de una reducción de 600 MW de capacidad en instalaciones eólicas. Así mismo, hay una reducción de 5 TWh/año en la producción eléctrica de plantas CCGT-NG con 800 MW menos instalados.

Figura 4-13. Cambios en la generación de electricidad y capacidades instaladas en el Sistema Eléctrico Nacional para 2050 en los dos escenarios.



Con casi un 80% de penetración de energía renovable solar o eólica, las necesidades de almacenamiento para 2050 son aproximadamente 18 veces mayores que para los escenarios de 2030. En BaU2050 se necesitan aproximadamente 453 GWh de almacenamiento de energía, mientras que en H<sub>2</sub>MX2050 se necesitan 443 GWh de almacenamiento eléctrico y 52 GWh de almacenamiento con hidrógeno (con 1.5 ktH<sub>2</sub>). En H<sub>2</sub>MX2050, el sistema necesita alrededor de un 10% más de almacenamiento para poder producir e integrar más energía fotovoltaica.

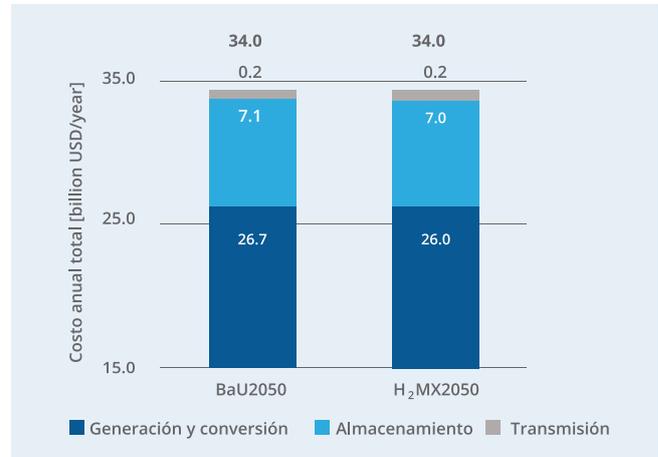
Figura 4-14. Necesidades de almacenamiento para un Sistema Eléctrico Nacional para 2050 bajo dos escenarios<sup>47</sup>.



El costo anual total de ambos sistemas en 2050 disminuye en alrededor del 20% respecto a los sistemas de 2030 a pesar de producir aproximadamente un 60% más de electricidad. El costo anual total para cualquiera de los escenarios de 2050 se encuentra en alrededor de 34 mil millones de dólares al año. El costo de la electricidad correspondiente es de 43 USD/MWh. Esto significa que hay una reducción de 57% en el costo de la electricidad en comparación con el escenario de control BaU2020.

La reducción del costo anual total es posible debido a los menores costos de capital esperados para las centrales fotovoltaicas y eólicas y de las baterías de iones de litio en 2050. Dadas las grandes cantidades de energía que necesitan ser almacenadas, el peso que el costo de almacenamiento de energía tiene en el costo anual total es mucho mayor, siendo alrededor del 20% del costo de la electricidad en 2050. La generación y conversión de la energía sigue siendo el mayor contribuyente de costos.

Figura 4-15. Costo total anual (TAC) de un Sistema Eléctrico Nacional para 2050 bajo dos escenarios.



Las emisiones totales para 2050 se calcularon en 30 MtCO<sub>2</sub>/año y 29 MtCO<sub>2</sub>/año para los escenarios BaU2050 y H<sub>2</sub>MX2050 respectivamente, lo que una disminución de alrededor del 75% en comparación con el BaU2020.

Las emisiones específicas por kWh de electricidad producida disminuyeron en casi un 90% de 339 gCO<sub>2</sub>/kWh en el BaU2030 a 39 gCO<sub>2</sub>/kWh en el BaU2050 y 38 gCO<sub>2</sub>/kWh en el escenario H<sub>2</sub>MX2050. Cabe mencionar que la reducción de emisiones se debe principalmente al incremento esperado en la producción de energía renovable, siendo la diferencia en emisiones de solo 1 gCO<sub>2</sub>/kWh o 1 MtCO<sub>2</sub>/año entre los escenarios con y sin hidrógeno para 2050.

#### 4.3.1.4. Hidrógeno en el escenario H<sub>2</sub>MX2050

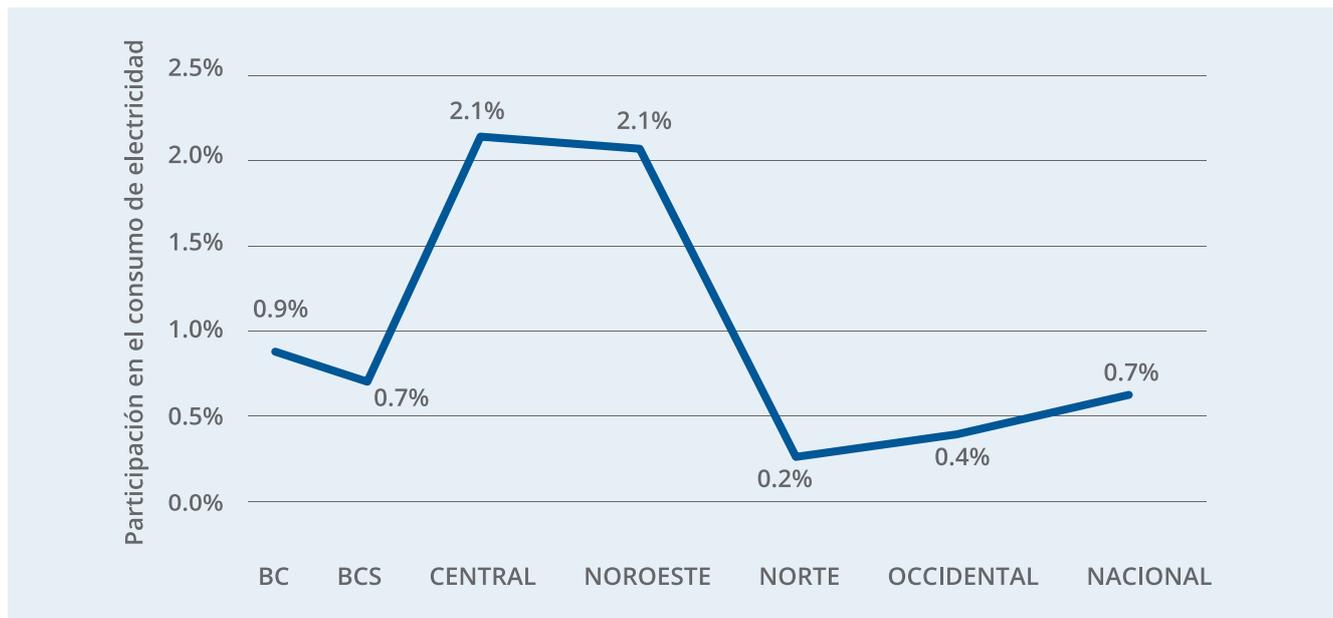
Las dos últimas secciones mostraron una comparación uno a uno entre los escenarios con y sin integración de hidrógeno. En esta sección se analiza específicamente la infraestructura de hidrógeno en el escenario H<sub>2</sub>MX2050, que fue el escenario que mostró el mayor potencial de integración.

Según los resultados del modelo, para mediados de siglo 5.5 TWh/año de electricidad provendrían de la reconversión en electricidad del hidrógeno. Esta cantidad es aproximadamente el 0.7% de la generación a nivel nacional para 2050 y alrededor de la mitad de la producción actual de energía nuclear. La proporción de hidrógeno re-electricificado en CCGT-H<sub>2</sub> no es la misma en todas las regiones de transmisión del sistema eléctrico mexicano. La Figura 4-16: Proporción de la generación de electricidad procedente de la reconversión del hidrógeno en el total consumido por región en el

<sup>47</sup> H<sub>2</sub> Vessels: tanques de almacenamiento de hidrógeno verde para su reconversión en energía eléctrica.

escenario H<sub>2</sub>MX2050. muestra la participación re-electrificada a partir de hidrógeno en la electricidad por región de transmisión. En las regiones Central y Noroeste, el hidrógeno tiene un mayor potencial de integración de hasta el 2.1% (3 veces superior a la media nacional). En otras regiones, el nivel de integración se encuentra entre el 0.2% y el 0.9% de la generación eléctrica total. Hay dos regiones, peninsular y oriental, donde el hidrógeno no muestra integración en la matriz de generación eléctrica.

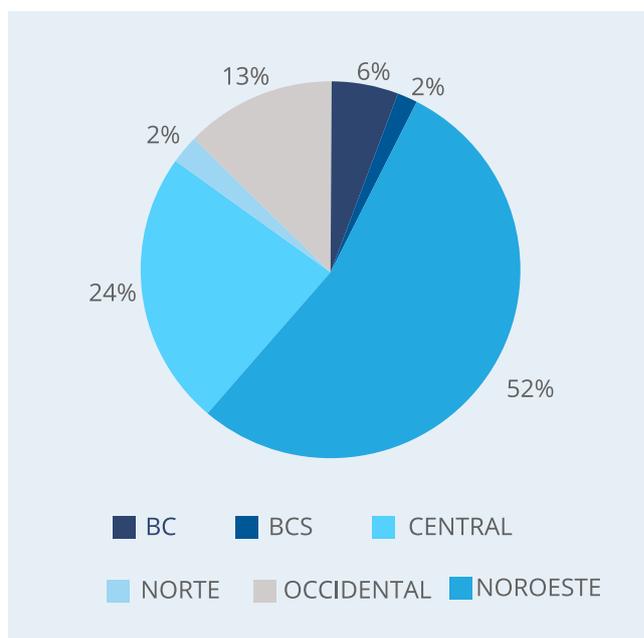
Figura 4-16. Proporción de la generación de electricidad procedente de la reconversión del hidrógeno en el total consumido por región en el escenario H<sub>2</sub>MX2050.



En total se producen 280 ktH<sub>2</sub>/año entre seis regiones. La Figura 4-17: Producción de hidrógeno verde por región de transmisión en el escenario H<sub>2</sub>MX2050 muestra la cuota de producción de hidrógeno por región.

Aproximadamente 14,8 ktH<sub>2</sub>/año (53% de la producción total) ocurre en la región central. Según la evaluación renovable de presentada en el capítulo 0 recursos eólicos y es la región con mayor demanda de electricidad por lo que el hidrógeno ayuda a aprovechar la energía solar, el único recurso renovable disponible ahí. Otros 67 ktH<sub>2</sub>/año (24% de la producción total) se producen en la región del Noroeste, donde existe el mayor potencial solar y también hay una falta de recursos eólicos. El hidrógeno restante (23% de la producción total) se produce entre las otras regiones. El modelo no considera la instalación de ductos para el transporte de hidrógeno, por lo que todo el hidrógeno verde producido en cada región se consume en la misma.

Figura 4-17. Producción de hidrógeno verde por región de transmisión en el escenario H<sub>2</sub>MX2050.



El hidrógeno es producido por electrolizadores PEM con un factor de capacidad promedio del 26% que señala que la energía solar es la principal fuente de energía para producir hidrógeno. Figura 4-18 muestra un mapa de la capacidad instalada de electrólisis por región. En total, se requieren 4.2 GW de capacidad de electrólisis y su distribución es correspondiente en proporción con el hidrógeno producido con algunas pequeñas diferencias según el potencial de recursos variables (eólico o solar) disponibles de la región. Aproximadamente el 50% (2.2 GW) de la capacidad de electrólisis se instalará en la región central. Otro 25% de la capacidad instalada de electrólisis se encuentra en la región del Noroeste.

La reconversión en electricidad del hidrógeno es llevada a cabo por turbinas de ciclo combinado con hidrógeno (CCGT-H<sub>2</sub>) con un factor de capacidad promedio del 42%. Como se explicó anteriormente, dada la resolución de tiempo de 1 hora del modelo no se favorece a las instalaciones de ciclo abierto (OCGT-H<sub>2</sub>). Se espera que ambas tecnologías coexistan en una proporción de alrededor del 95% de CCGT-H<sub>2</sub> y el 5% de OCGT-H<sub>2</sub>.

Otras tecnologías de reconversión en electricidad de hidrógeno, como las celdas de combustible (fuel cells), podrían considerarse en un análisis más profundo con resoluciones espaciales y temporales más altas.

Figura 4-18. Capacidad instalada de electrólisis en MW por región en el escenario H<sub>2</sub>MX2050.



Figura 4-19 muestra la distribución de la capacidad instalada de centrales de generación con turbinas de hidrógeno por región. En total se necesitarían 1.5 GW de CCGT-H<sub>2</sub>. La distribución de electrólisis y centrales de hidrógeno por región es proporcional.

Hay aproximadamente 3 veces más capacidad instalada de electrólisis que de generación eléctrica, correspondientes con factor de capacidad menor para la electrólisis debido a la variabilidad de las fuentes renovables.

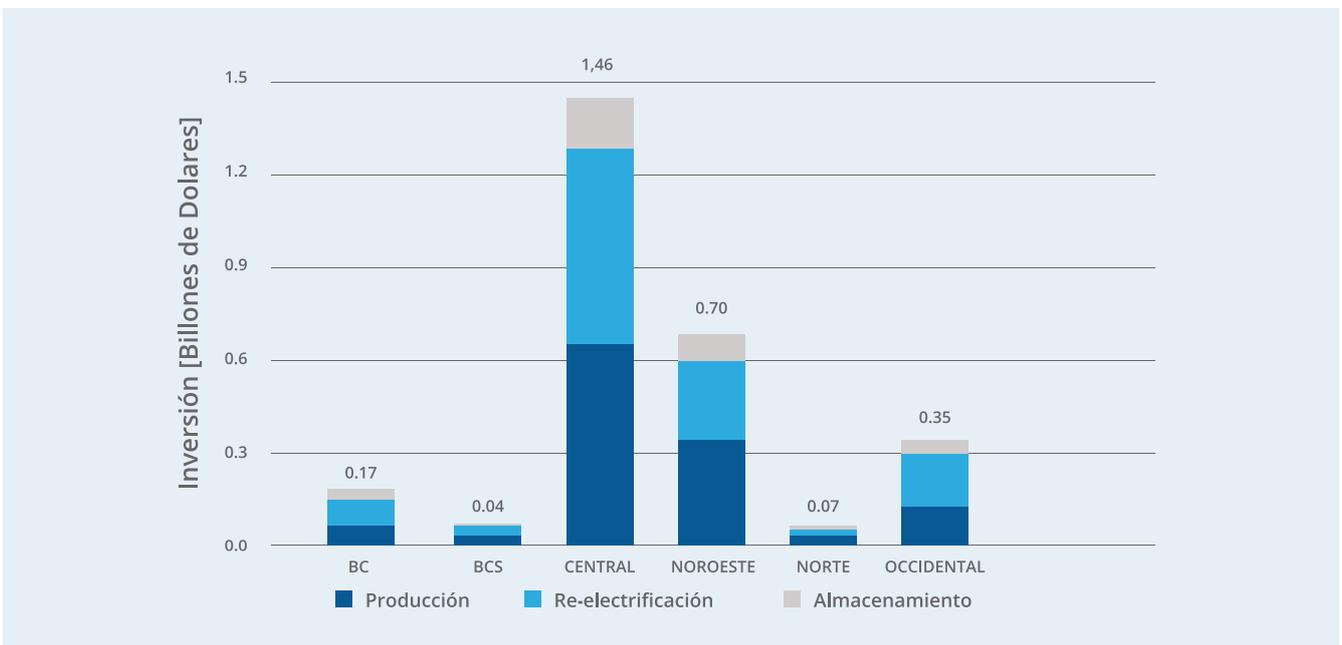
Figura 4-19. Capacidad instalada de turbina de gas de ciclo combinado de hidrógeno por región en el escenario H<sub>2</sub>MX2050.



Según los resultados del modelo, se necesitan 2.8 mil millones de dólares para la infraestructura de hidrógeno.

Las regiones con la mayor proporción son de nuevo las regiones Central y Noroeste, como se muestra en la Figura 4-20. El gran contribuyente de costos es la etapa de producción de hidrógeno con electrólisis, representando alrededor del 45% de la inversión total. La etapa de reconversión en electricidad (centrales CCGT-H<sub>2</sub>) representa alrededor del 40% y el almacenamiento de hidrógeno alrededor del 15%.

Figura 4-20. Inversión en infraestructura de hidrógeno por región en el escenario H<sub>2</sub>MX2050.

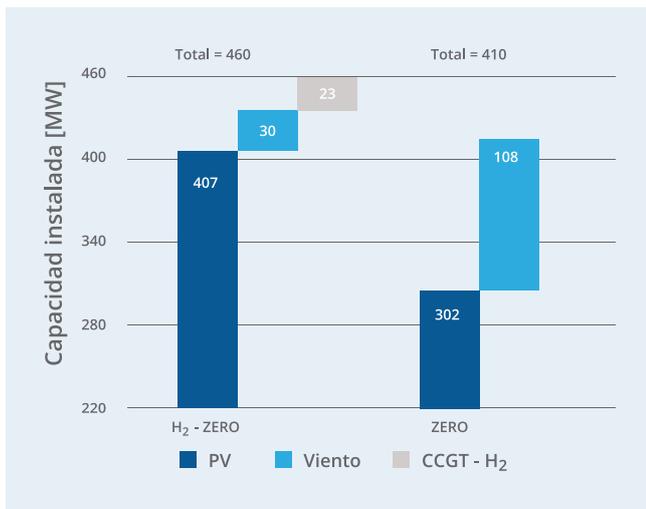


### 4.3.2 Sistema Mulegé de cero emisiones

Se pueden observar cambios considerables en el sistema de cero emisiones de Mulegé con y sin hidrógeno. El primero es la capacidad total instalada. Para el escenario con hidrógeno **H<sub>2</sub>-ZERO**, la capacidad instalada total es de 460 MW, mientras que para el escenario sin hidrógeno **ZERO** es de 410 MW. En el escenario del hidrógeno se presenta aproximadamente un 11% más de capacidad instalada, debido a que la introducción de energía solar es facilitada por el almacenamiento con hidrógeno. La energía solar fotovoltaica es la fuente de energía más barata, por lo que se prefirió la introducción de 105 MW de energía fotovoltaica adicional en lugar 78 MW de energía eólica para producir hidrógeno verde (la diferencia en capacidades se debe a un mayor factor de capacidad de la energía eólica). Adicionalmente, se necesitan 23 MW de CCGT-H<sub>2</sub> para volver a electrificar el hidrógeno producido.

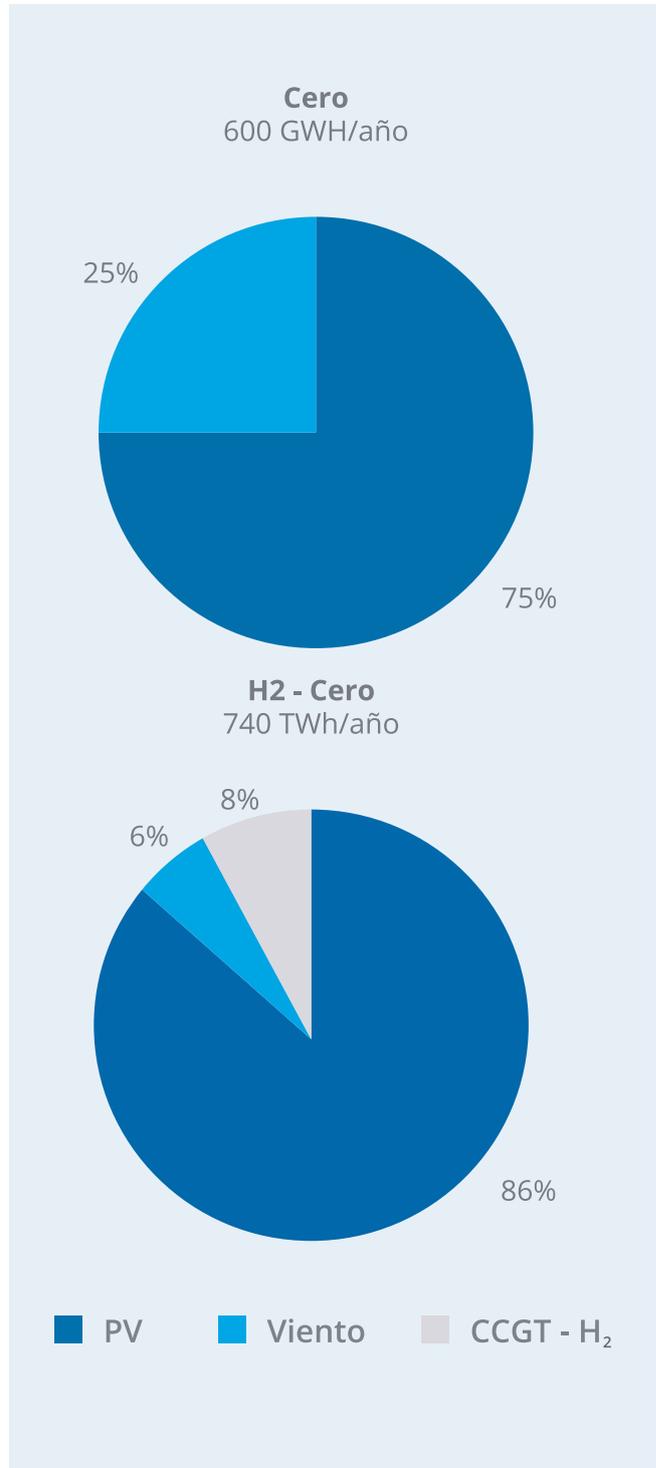
El cambio hacia más energía solar se puede ver en la matriz de generación de electricidad presentada en la Figura 4-22: Producción. En el escenario **ZERO** (sin H<sub>2</sub>) la energía solar toma el 75% de la generación total y el 25% restante es electricidad proveniente del viento. En el escenario integrado con hidrógeno, hay hasta un 86% de energía solar en el sistema con solo el 6% de eólica y el 8% de turbinas de hidrógeno.

Figura 4-21. Capacidad instalada en un sistema de energía Mulegé de cero emisiones para 2050 bajo dos escenarios.



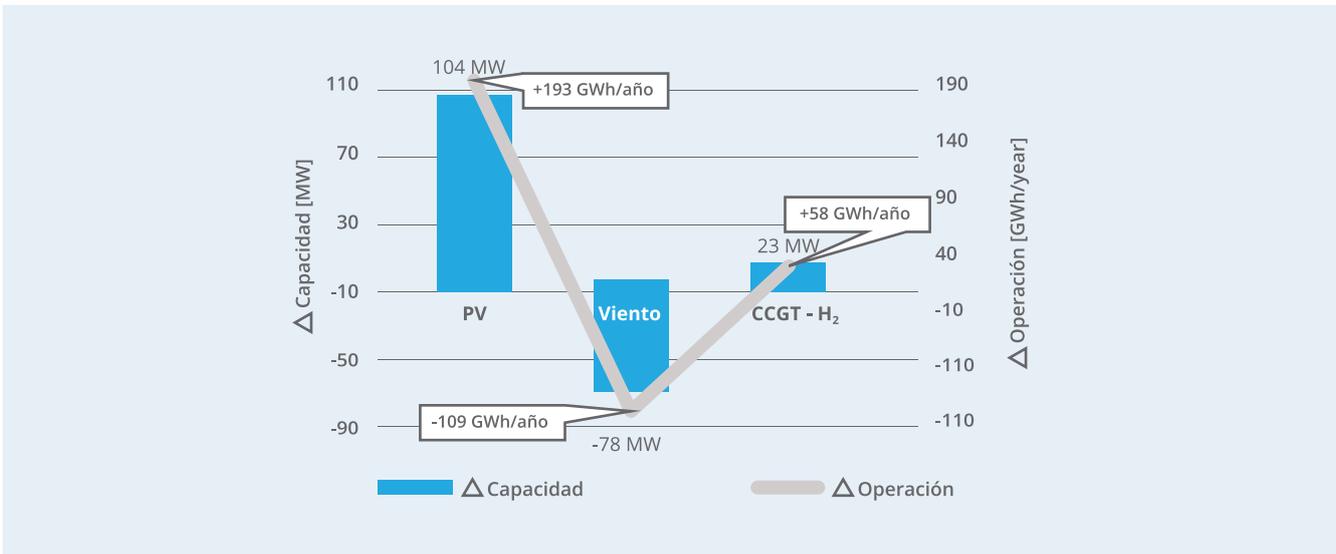
Los cambios en la generación eléctrica no solo se encuentran en proporciones, sino también en la cantidad total. El escenario H<sub>2</sub>-ZERO necesita producir un 19% más de energía para compensar los procesos de producción de hidrógeno con electrólisis y su reconversión en electricidad en turbinas.

Figura 4-22. Producción de electricidad por fuente en un sistema de energía Mulegé de cero emisiones para 2050.



La Figura 4-23: Cambios en la capacidad de generación de electricidad y la operación en un sistema de provino de 193 GWh/año adicionales de electricidad por parte de las plantas fotovoltaicas y 58 GWh/año de electricidad por parte de turbinas de hidrógeno. También se puede ver una reducción de generación de 109 GWh/año de energía eólica en el sistema, al ser de mayor costo.

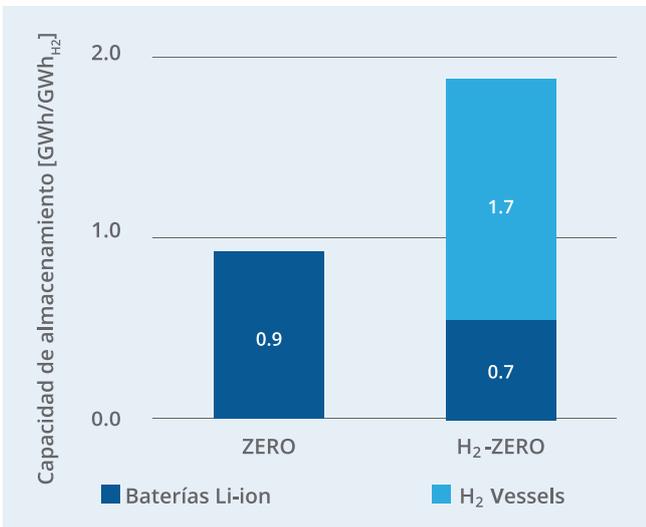
Figura 4-23. Cambios en la capacidad de generación de electricidad y la operación en un sistema de energía Mulegé de cero emisiones para 2050 bajo dos escenarios.



Las necesidades del sistema de almacenamiento de electricidad en baterías también disminuyen.

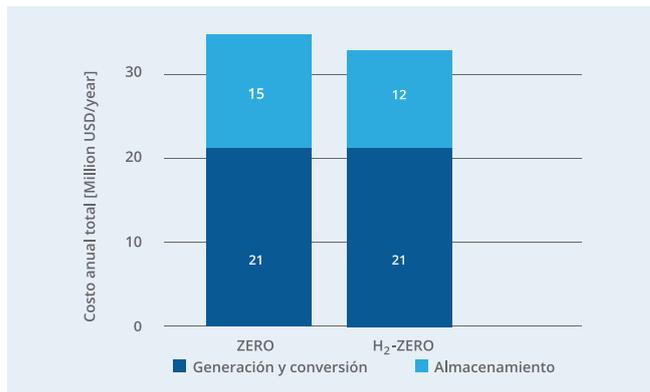
En el escenario ZERO, se necesitan 943 MWh de almacenamiento eléctrico en baterías, mientras que en el escenario H<sub>2</sub>-ZERO se requerían 718 GWh de almacenamiento en baterías (24% menos en comparación con el escenario ZERO) y se añaden 1.6 GWh de almacenamiento en hidrógeno (50 tonH<sub>2</sub>). La Figura 4-24: Necesidades de almacenamiento para un sistema demuestra las necesidades de almacenamiento de ambos sistemas.

Figura 4-24. Necesidades de almacenamiento para un sistema de energía Mulegé de cero emisiones para 2050 bajo dos escenarios.



El costo anual total (TAC) del sistema también muestra una reducción cuando se integra el hidrógeno. En el escenario H<sub>2</sub>-ZERO, se encontró que el TAC era de 36 millones de USD/año y en el H<sub>2</sub>-ZERO el TAC era de 33 millones de USD/año. Se trata de una reducción neta del 8,3% con 3 millones de USD/año menos en el TAC causados en su totalidad por la reducción de las necesidades de almacenamiento en baterías. A pesar de contar con un 11% más de capacidad instalada, el escenario H<sub>2</sub>-ZERO no aumentó la contribución del TAC de la etapa de generación y conversión de electricidad. El costo de generación y conversión de electricidad se mantuvo en 21 millones de dólares/año en ambos escenarios. Es importante destacar que no se modelaron líneas de transmisión en el modelo energético de nodo único utilizado en el sistema Mulegé, por lo que las líneas de distribución locales deben ser evaluadas y agregadas al costo total del sistema por separado.

Figura 4-25. Comparación de los costos anuales totales (TAC) para un sistema Mulegé renovable para 2050 en dos escenarios.



### 4.3.3. Tabla de resumen

La Tabla 4-3. muestra un resumen de los beneficios en porcentajes del total que el hidrógeno trae al sistema eléctrico nacional (SEN) en los escenarios H<sub>2</sub>MX2030 y H<sub>2</sub>MX2050, y al sistema de Mulegé H<sub>2</sub>-ZERO en 2050 en comparación con los respectivos escenarios sin integración de hidrógeno.

Tabla 4-3. de resumen de los impactos de la integración de hidrógeno verde en los sistemas eléctricos nacional y de Mulegé.

Ranking	SEN 2030	SEN 2050	Mulegé 2050
Proporción de generación eléctrica con H <sub>2</sub>	< 0.01%	0.7%	8%
Reducción de TAC	< 0.01%	< 0.1%	8.3%
Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub>	< 0.01%	0.03%	-
Integración de energía solar	5%	4%	40%
Integración de energía eólica	-6%	-2%	-72%
Reducción de almacenamiento eléctrico	-12%	-2%	-23%
Conclusión	Potencial de integración limitado	Bajo potencial de integración	Potencial de integración medio

Por último, la Tabla 4-4. muestra que las necesidades de agua para la producción de hidrógeno por región según el modelo de sistema eléctrico son insignificantes en comparación con la cantidad total de agua consumida

en cada una. En todos los casos, el uso de agua para la producción de hidrógeno representaría el 0.01% o menos del agua total consumida en la región.

Tabla 4-4. Comparación del consumo de agua.

Región	Consumo de agua para la producción de H <sub>2</sub> estimado para 2050 [hm <sup>3</sup> /año]	Consumo de agua en la región* [hm <sup>3</sup> /año]	Porcentaje de consumo de agua para la producción de H <sub>2</sub> en la región
Baja California	0.2	3,050	<0,01%
Baja California Sur	0.1	424	0.01%
Central	1.8	7,573	0.01%
Noroeste	0.9	16,599	<0,01%
Norte	0.1	6,739	<0,01%
occidental	0.4	21,065	<0,01%
Mulegé	0.03	141**	0.02%

\* Cantidad estimada sumando el consumo de agua por los estados incluidos en la región

\*\* Cantidad estimada asumiendo 1/3 de consumo de agua en el estado de Baja California Sur según la participación territorial de Mulegé en el estado.

#### 4.4. Conclusiones

De los resultados del modelo se pueden extraer varias conclusiones:

##### El Sistema Eléctrico Nacional y la integración del hidrógeno para 2030

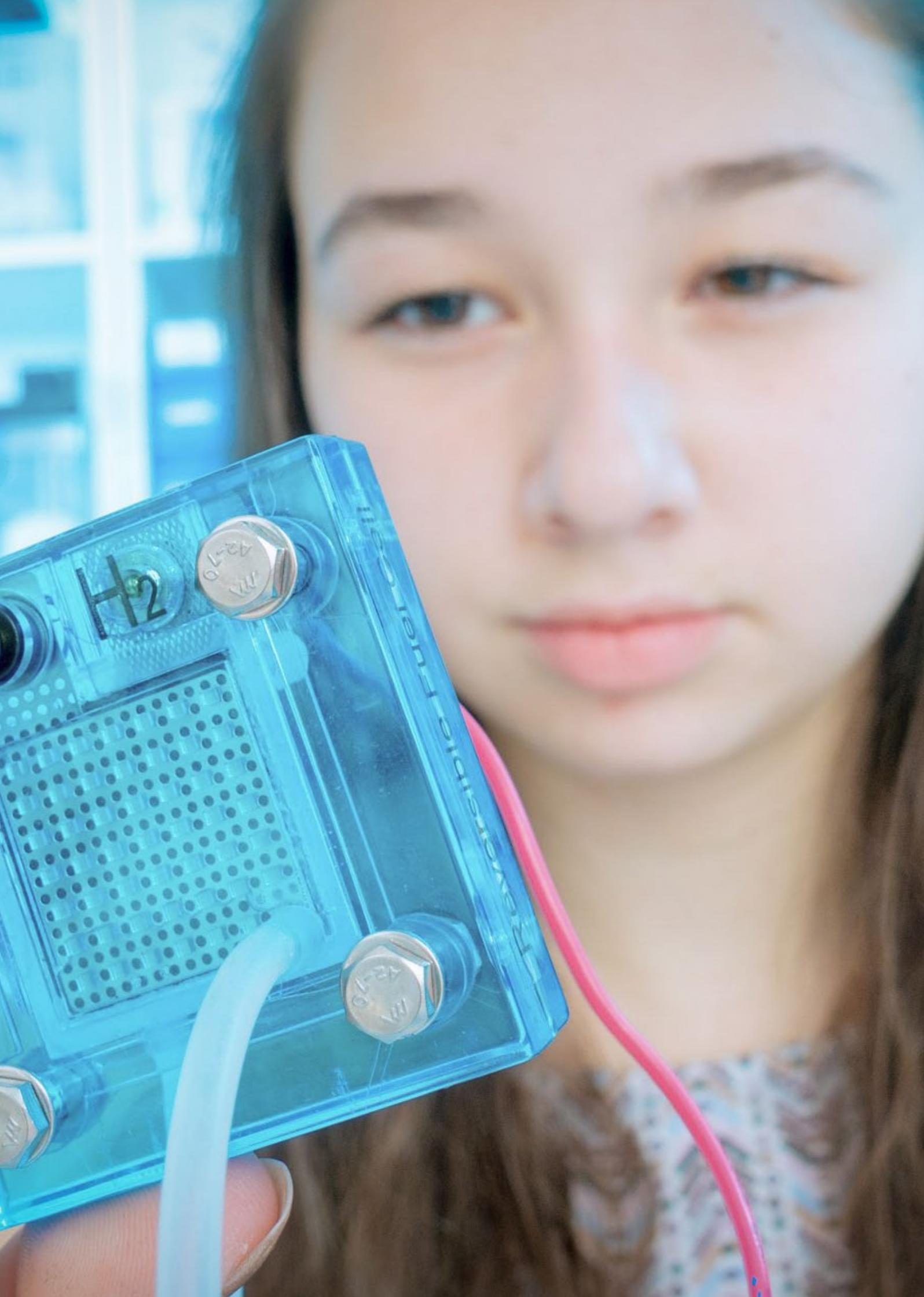
- La producción de electricidad para 2030 seguirá estando dominada por las tecnologías de combustibles fósiles. El NDC de 2030 no se cumplirá a menos que se tomen medidas para renovar la infraestructura de generación de electricidad existente, especialmente las centrales eléctricas de carbón, termoeléctricas y diésel. El modelo de optimización no tuvo en cuenta la instalación de más de estas tecnologías, por lo que, a menos que reduzcan drásticamente su costo de capital y mejoren su eficiencia, la mejor opción es sustituirlas por tecnologías de energía renovable (principalmente solar fotovoltaica) con sistemas de almacenamiento de baterías a escala de servicios públicos y nuevas centrales de ciclo combinado con gas natural.
- Las similitudes entre los escenarios BaU2030 y H<sub>2</sub>MX2030 señalan que el desarrollo del sistema eléctrico mexicano va a ser más o menos el mismo durante los próximos 10 años. Las tecnologías de hidrógeno necesitan aprovechar grandes cantidades de energía solar y eólica a un costo marginal casi nulo, pero no se esperan altos niveles de energía renovable en el sector eléctrico mexicano para 2030. Por lo tanto, la integración del hidrógeno para 2030 es limitada. Es probable que la integración del hidrógeno a gran escala se produzca después de 2030. Aun así, algunos centros de producción de hidrógeno podrían implementarse en la próxima década para preparar el terreno para un mayor despliegue de infraestructura de hidrógeno en el futuro. El enfoque sugerido consiste en la instalación de electrolizadores alimentados por energía solar y turbinas de ciclo combinado de hidrógeno para la generación de energía lo más cerca posible de los centros de demanda de electricidad (y potencialmente de demanda de hidrógeno).
- La energía solar podría convertirse en la mayor fuente renovable de electricidad para 2030. Combinando el costo proyectado de las plantas fotovoltaicas de 587 USD/kW para 2030 y el gran potencial de este recurso en todo el país, el sistema energético mexicano debe estar preparado para manejar las fluctuaciones en la producción de electricidad de acuerdo con los ciclos solares. En consecuencia, el sistema eléctrico mexicano necesita invertir en el control y la despachabilidad de sus tecnologías convencionales existentes y nuevas. Además, nuevos estudios geológicos para encontrar posibles reservorios para hidroeléctricas de bombeo, así como los estudios de localización y viabilidad de cavernas salinas para el almacenamiento de hidrógeno son opciones adicionales para permitir el almacenamiento de energía e incrementar la resiliencia en el sistema eléctrico. En paralelo, el sistema eléctrico mexicano necesita implementar el almacenamiento de baterías de gran escala (utility-scale) y eventualmente explorar el almacenamiento físico de energía en forma de hidrógeno.

## El Sistema Eléctrico Nacional y la integración del hidrógeno para 2050

- Para 2050, el Sistema Eléctrico Nacional cambiará naturalmente de ser basado en combustibles fósiles a uno basado en energía renovable variable, de acuerdo con el desarrollo de la tecnologías solar y eólica y la disminución de costos esperada para entonces. De acuerdo con los resultados del modelo de cualquiera de las líneas de desarrollo, la configuración óptima del sistema de energía nacional para 2050 incluye aproximadamente el 80% de la electricidad con energía solar o eólica. Con esta intensidad de integración de energías renovables, la integración del hidrógeno puede suceder a nivel nacional.
- La producción de hidrógeno verde en México será principalmente de origen solar. Su integración en el sistema se traduce en hacer un mayor uso de la energía solar de bajo costo en tiempos no diurnos. El nivel de integración del hidrógeno mostrado en el modelo es comparativamente pequeño (entre el 0.5% y el 1% de participación en la matriz de generación eléctrica). Sin embargo, la infraestructura de hidrógeno no requiere inversiones adicionales y podría permitir el acoplamiento estratégico del sector con otros segmentos económicos importantes.
- El despliegue de la infraestructura de hidrógeno seguirá a los centros de demanda de electricidad como la zona metropolitana de la Ciudad de México y regiones con los mayores recursos solares como la región Noroeste.
- De acuerdo con la tecnología actual y las proyecciones de costos, los electrolizadores PEM y las turbinas de gas de ciclo combinado con hidrógeno (CCGT-H<sub>2</sub>) son las tecnologías de hidrógeno verde que dominarán las inversiones en hidrógeno para la generación de energía.
- El efecto de la integración del hidrógeno en los sistemas eléctricos evaluados permitirá una participación mayor de la energía solar fotovoltaica en la matriz energética, reduciendo las necesidades de almacenamiento. La producción de hidrógeno verde será principalmente basada en energía solar. La integración del hidrógeno reduce la necesidad de centrales eólicas en las regiones donde hay altas proporciones de la tierra que son una reserva natural y tienen las mejores ubicaciones de viento contenidas en su interior.
- El almacenamiento de energía es clave para integrar altos niveles de energía solar fotovoltaica y eólica en el sistema de energía. Las baterías y el almacenamiento de hidrógeno son responsables de la alta integración de energías renovables variables y las reducciones de costos en la generación de electricidad. Alrededor del 20% del costo del sistema se va a destinar al almacenamiento de energía.
- Es importante que se siga avanzando y manteniendo al día sobre otras opciones de almacenamiento, como el almacenamiento geológico de hidrógeno en cavernas de sal y el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. Los nuevos hallazgos y potenciales de almacenamiento se pueden incorporar en futuros análisis y reducir la necesidad de baterías de iones de litio que son de mayor costo.

## Un sistema Mulegé de cero emisiones para 2050

- El hidrógeno verde aumentará el nivel de integración solar en el sistema. Según los resultados de la optimización, la integración del hidrógeno aumentaría la participación de la solar PV en la matriz energética hasta el 86%. Tener una mayor proporción de energía solar en el sistema podría ser beneficioso, ya que la solar PV es una fuente de energía accesible, predecible y de bajo costo disponible en la región. También reducirá la necesidad de desplegar energía eólica en áreas naturales protegidas con buenos recursos eólicos. Por otro lado, debe haber suficiente capacidad de almacenamiento en el sistema para aumentar la seguridad de suministro con el fin de que el sistema pueda manejar la posibilidad de no tener luz solar en un período de tiempo determinado dada la gran dependencia del sistema para esta fuente de energía.
- El despliegue de mayores cantidades de energía eólica no es una garantía para un suministro de energía más seguro por parte del sistema, a pesar de tener factores de capacidad más altos que la energía solar. Si se fomentara una mayor integración de la energía eólica en el sistema, las capacidades de almacenamiento de energía también tendrían que ser capaces de manejar períodos de falta de viento y de luz solar combinados.
- La integración del hidrógeno también causaría una reducción en el costo de almacenamiento. Con grandes cantidades de energía solar, el sistema tendrá que almacenar una gran cantidad de energía. Hacer eso solo con baterías de iones de litio será un 8.3% más caro que usar el almacenamiento de hidrógeno en tanques para una parte de la energía.
- La generación de electricidad a partir de la reconversión en electricidad del hidrógeno en turbinas podría tener una mayor participación en la matriz energética que la energía eólica según las proyecciones actuales de costo y desarrollo tecnológico.



## 5. Conclusión

México tiene un gran potencial renovable tanto para plantas solares fotovoltaicas como eólicas, pero debido a los recursos disponibles la energía solar fotovoltaica es más atractiva, alcanzando los 15 USD/MWh en una gran parte del territorio. La energía que pueden producir podría ser suficiente para cubrir toda la demanda eléctrica del país, pero es poco probable que esto suceda en el corto plazo debido a las restricciones y desafíos inherentes de un sistema eléctrico con alta penetración de energía renovable variable, a pesar de los beneficios en costos.

El potencial del hidrógeno verde en México es impulsado principalmente por la energía solar fotovoltaica. Su competitividad en precio podría permitir producir hidrógeno verde a un costo de alrededor de 1.5 USD/kgH<sub>2</sub> en 2050 siguiendo la tendencia actual en la disminución de los costos de la tecnología. El agua que se necesitaría para la producción de hidrógeno es casi insignificante en comparación con el consumo nacional actual, como se ve en la Figura 2-13, y el consumo de agua en México no se vería amenazado por la producción de hidrógeno verde a escala masiva.

Se realizaron y evaluaron varios escenarios para tomar en cuenta los efectos de las energías renovables y la integración del hidrógeno verde tanto en el sistema eléctrico nacional como en el sistema eléctrico de Mulegé en BCS. Para el sistema nacional, se espera que para el período intermedio de 2030 el sistema no tenga cambios significativos. Después de una continua reducción de costos y mejoras las tecnologías hacia 2050, el sistema incorporará hidrógeno para aplicaciones power-to-power (electricidad a H<sub>2</sub> a electricidad) en cantidades significativas por razones económicas.

Para la región de Mulegé, debido a sus características geográficas y operativas, se analizó un sistema 100% renovable, con y sin hidrógeno verde. Para abastecer la demanda total en 2050, serán necesarios más de 400 MW de generación renovable. El principal beneficio de la integración del hidrógeno es que permitirá un mayor uso de la energía solar fotovoltaica de menor costo, disminuyendo el costo total del sistema.

Este estudio recomienda el análisis de la integración del hidrógeno verde en diferentes sectores, tales como el transporte de servicio pesado y los usos químicos y térmicos en la industria, además de la generación de energía. El acoplamiento de diferentes sectores al uso del hidrógeno verde (sector-coupling) podría mejorar su competitividad y acelerar su despliegue, ya que una demanda agregada puede crear un escenario más adecuado para la producción de hidrógeno verde a gran escala.





## 6. Bibliografía

- BloombergNEF, "Hydrogen Economy Outlook", BloombergNEF, Londres, 2020.
- BloombergNEF, "Hydrogen: The Economics of Production From Renewables", BloombergNEF, Londres, 2019.
- BloombergNEF, "Hydrogen: The Economics of Storage", BloombergNEF, Londres, 2019.
- C. Damak, D. Leducq, H. M. Hoang, D. Negro and D. Anthony, "Liquid Air Energy Storage (LAES) as a large-scale storage technology for renewable energy integration – A review of investigation studies and near perspectives of LAES," International Journal of Refrigeration, vol. 110, pp. 208-218, 2020.
- CONAGUA, Estadísticas del Agua en México 2017 - Comisión Nacional del Agua, 2017.
- D. G. Caglayan, Diseño robusto de un futuro sistema energético europeo 100 % renovable con infraestructura de hidrógeno., 2020.
- DTU Wind Energy , "Global Wind Atlas", 2019.
- E. Borri, A. Tafone, G. Zsembinszki, G. Comodi, A. Romagnoli y L. F. Cabeza, "Tendencias recientes sobre almacenamiento de energía de aire líquido: un análisis bibliométrico", Ciencias Aplicadas, vol. 10, pp. 2773-2792, 2020.
- EESI, "Hoja informativa: almacenamiento de energía", Instituto de Estudio Ambiental y Energético, Washington D.C., 2019.
- Energy Storage Association, "Por qué almacenamiento de energía - tecnologías" [En línea]. Disponible: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/liquid-air-energy-storage-laes>.
- ESMAP, SOLARGIS, WB e IFC, "Atlas solar global. En Global Solar Atlas", 2019.
- Evans, D.G., Jones, S.M., "Detección de polígonos Voronoi (área de influencia)", Geología Matemática, 1987.
- F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt y R. Villafila-Robles, "Una revisión de las tecnologías de almacenamiento de energía para aplicaciones de energía eólica", Revisiones de Energía Renovable y Sostenible, vol. 16, pp. 2154-2171, 2012.
- Gobierno de México, Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el periodo 2020-2030, 2015.
- Heuser, S.D., "Análisis tecno-económico de un posible vínculo de comercio de energía entre la Patagonia y Japón basado en hidrógeno libre de CO<sub>2</sub>", International Journal of Hydrogen Energy, 2019.
- Hydrohub Inovation Program, "Gigawatt green hydrogen plant," Hydrohub Innovation Program, Amersfoort, 2020.
- IEA Technology Networks, "Morocco Pioneers PV with Thermal Storage at 800 MW Midelt CSP Project," Solar Power & Chemical Energy Systems, p. 1, 25 de abril de 2020.
- IEA, los costos de construcción de la mayoría de los tipos de centrales eléctricas han disminuido en los últimos años, 2017.
- IEA, "El futuro del hidrógeno", Agencia Internacional de Energía, París, 2019.
- IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2019", Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dhabi, 2020.
- IRENA, "Almacenamiento de electricidad y energías renovables: costos y mercados hasta 2030", Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi, 2017.
- IRENA, "Electricity Storage Valuation Framework: Assessing System Value and Ensuring Project Viability", Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi, 2020.
- IRENA, "Hidrógeno de energía renovable: Perspectivas tecnológicas para la transición energética", Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi, 2018.
- Kotzur, Leander & Markewitz, Peter & Robinius, Martin & Stolten, Detlef. Impacto de diferentes métodos de agregación de series temporales en el diseño óptimo del sistema energético. energía renovable. 117. Alemania, 2017.
- Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 6.0", Lazard, Nueva York, 2020.

- M. Armand, P. Axmann, D. Bresser, M. Copley, K. Edstr, C. Ekberg, D. Guyomard, B. Lestriez, N. Petr, M. Petranikova, W. Toshiba Corporation, "Conceptos básicos de las baterías de iones de litio - Battery School", SCIB, Tokio, 2020.
- Porcher, S. Trabesinger, M. Wohlfahrt-Mehrens y H. Zhang, "Baterías de iones de litio – Desarrollos actuales de última generación y previstos", *Journal of Power Sources*, vol. 479, pp. 228708-228734, 2020.
- National Aeronautics and Space Administration, "National Aeronautics and Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2. NASA Goddard Earth Sciences (GES) Data and Information Services Center (DISC).", 2019.
- NREL, Battery storage: Cost Projections for Utility-Scale, 2019.
- P. Breeze, "Chapter 7 - Fuel Cells," in *Power Generation Technologies (Third Edition)*, Elsevier, 2019, págs. 145-171.
- Peña Sánchez, E.U., "Análisis tecno-económico de la producción de hidrógeno libre de CO<sub>2</sub> a partir de fuentes variables de energía renovable en México, Tesis de Master", 2019.
- Ryberg D. S., "Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe," 2019.
- Ryberg, D. S., & Caglayan, D. G., "Renewable Energy Simulation toolkit for Python.," 2019.
- Ryberg, D. S., Caglayan, D. G., Schmitt, S., Linßen, "The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs," 2019.
- Ryberg, D.S., "Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe," 2019.
- Ryberg, D.S., "Geospatial Land Availability for Energy Systems (GLAES).," 2018.
- Ryberg, David & Robinius, Martin & Stolten, Detlef., *Methodological Framework for Determining the Land Eligibility of Renewable Energy Sources*, 2017.
- Secretaría de Energía, *Atlas Nacional de Zonas Con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL)*, 2017.
- Secretaría de Energía, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional - (PRODESEN 2019 - 2033)*, 2019.
- Secretaría de Energía, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2018 - 2032)*, 2018.
- Departamento de Energía de los Estados Unidos, "DOE Global Energy Storage Energy Storage Database: Energy Storage Projects", [Online]. Disponible: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>. [Consultado el 5 de noviembre de 2020].
- Welder, Lara & Ryberg, D. Severin & Kotzur, Leander & Grube, Thomas & Robinius, Martin & Stolten, Detlef, 2018.
- "Optimización espacio-temporal de un futuro sistema energético para aplicaciones de potencia a hidrógeno en Alemania", *Energy*, Elsevier, vol. 158(C), páginas 1130-1149.
- World Energy Council, "World Energy Resources - E-storage: Shifting from cost to value", Consejo Mundial de Energía, WEC, Londres, 2016.
- X. Luo, J. Wang, M. Dooner y J. Clarke, "Visión general del desarrollo actual en tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica y el potencial de aplicación en el funcionamiento del sistema de energía", *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015.

