



Resumen ejecutivo para tomadores de decisiones

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



**Danish Energy
Agency**



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Directorio

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Ing. Eduardo Olivares Lechuga

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Econ. Erick Rosas Lopez

Jefe de Departamento de Metodologías de Mitigación en los Sectores de Energía, Transporte y Procesos Industriales

Mtro. Loui Algren

Asesor de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Este reporte es parte del estudio:

Potencial de mitigación del almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos en México

Preparado por:

M. en I. Elec. Jorge Alejandro Monreal Cruz, M. en I. Ener. Diego De la Merced Jiménez,

M. en Econ. Pawel Maurycy Swisterski, Dr. Juan José Vidal Amaro

Consultores COWI, Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Econ. Erick Rosas Lopez y Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo. INECC

Por encargo del INECC con apoyo del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>

Imagen de portada:

<https://2dvriazy5as2cpfl71km7oj1-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/sites/9/2018/11/gannawarra.jpg>

Contenido

Contenido	5
Prefacio	7
Objetivo y alineación	8
Contexto de estudio.....	8
Alcance del estudio	9
Estructura del informe	10
Resumen E1	12
Actores involucrados.....	12
Tendencias tecnológicas.....	13
Tendencias regulatorias	16
Resumen E2	18
Resumen E3	19
Resumen E4.....	22
Resumen E5	30
Impactos ambientales.....	30
Sistemas de almacenamiento de energía para servicios conexos.....	31
Modelado del potencial de mitigación de SAE.....	33
Principales conclusiones y recomendaciones	40
E1 Tendencias globales.....	40
E2 Catálogo de tecnología	40
E3 Barreras	41
E4 Potencial de las tecnologías de almacenamiento en México.....	43
E5 Potencial de mitigación de tecnologías de almacenamiento seleccionadas en México	46
Apéndices	48
Materiales disponibles solo en la red.....	50
Participantes en los Grupos de Trabajo.....	¡Error! Marcador no definido.



Prefacio

El Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, con el apoyo del Programa México-Dinamarca de Energía y Cambio Climático, elaboró el estudio "Hoja de ruta de tecnología y potencial de mitigación del almacenamiento eléctrico a gran escala en México" para brindar información actualizada sobre el rol y el potencial de mitigación que podrían tener las tecnologías de almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional. Estas tecnologías podrían contribuir a resolver algunos problemas de flexibilidad o intermitencia en el sistema eléctrico como consecuencia de la creciente integración de renovaciones, lo cual podría representar un potencial aporte al cumplimiento de compromisos internacionales - Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC) de México en mitigación del cambio climático, metas que también se señalan en las leyes mexicanas.

El INECC presenta los resultados de este trabajo para la consideración del público interesado y los actores involucrados. El estudio nos muestra que las tecnologías de almacenamiento de energía pueden tener un efecto positivo para el país, permitiendo ahorros de combustible, aumentando la confiabilidad del sistema y reduciendo las emisiones. Asimismo, el estudio nos muestra las tendencias globales sobre el tema, las barreras que dificultan su despliegue en el país, y las posibles alternativas para llevar a cabo su implementación en las condiciones regulatorias actuales. La parte final muestra el potencial de mitigación modelado para diferentes escenarios.

Los miembros del equipo del proyecto quieren agradecer la participación y aportes de instituciones públicas, asociaciones, empresas y universidades que apoyaron el desarrollo del estudio con su experiencia, conocimiento y especialmente por sus comentarios y discusiones en los grupos de trabajo que han enriquecido este estudio.

Octubre,2020



Objetivo y alineación

El objetivo específico fue evaluar el potencial de mitigación de las tecnologías de almacenamiento en el sistema eléctrico mexicano, así como sus costos, con base en un catálogo de tecnología bien establecido y análisis de sistemas de energía.

Este estudio estuvo orientado al cumplimiento de la meta de política dos de la Estrategia Nacional de Cambio Climático, enfocada a desarrollar políticas fiscales e instrumentos económicos y financieros con enfoque climático, tal como se define en la línea de acción P2.10, que promueve la determinación de tarifas de energía de acuerdo con un análisis de evaluación del ciclo de vida que considera las externalidades, incluido el costo asociado de las emisiones de gases de efecto invernadero y con el objetivo de política tres del Programa Especial de Cambio Climático, que establece el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para la transición a un entorno competitivo desarrollo económico y de bajas emisiones; en particular, de acuerdo con el artículo 34.1 de la Ley General de Cambio Climático. La Estrategia 3.3, relacionada con el desarrollo de herramientas e instrumentos que faciliten la transición energética; y dentro de esta estrategia y la línea de acción 3.3.2 que buscaba integrar las externalidades ambientales en la valoración de los proyectos de generación eléctrica, integrando criterios de evaluación del ciclo de vida.

Contexto de estudio

En los últimos años ha cambiado el funcionamiento y configuración del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por un lado se observa un incremento moderado en la participación de las Fuentes de Energía Renovable Variable (ERV) en la generación, incremento derivado en parte de la reforma energética y subastas de largo plazo ocurridas en años anteriores, por otro lado, en los últimos años también se ha observado un notable incremento en el uso de gas natural en la matriz de generación, el cual ha ido reemplazando a otros combustibles fósiles dentro de la matriz. En el campo regulatorio, las partes interesadas involucradas se encuentran en un período de discusiones que exploran el rol de los ERV, los servicios conexos y el rol de las tecnologías de flexibilidad (tradicionales y nuevas) dentro del sistema. Las tecnologías de almacenamiento de energía son una opción para proporcionar la flexibilidad necesaria dentro del sistema debido al cambio a una matriz de generación más limpia o para la prestación de servicios conexos necesarios para la confiabilidad del sistema.

El estudio se realiza en un período de cambio dentro de las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y de los procesos de planificación programática de la actual administración en los sectores de energía y medio ambiente. Asimismo, este año los Compromisos Determinados a Nivel Nacional del país han sido confirmados por la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, en los que el cumplimiento de los compromisos relacionados con la reducción de emisiones del sector de generación eléctrica es fundamental. Este estudio se realiza con el objetivo de identificar el rol y potencial de mitigación que las tecnologías de almacenamiento de energía podrían tener en este contexto. Estas tecnologías pueden proporcionar a los sistemas eléctricos la



flexibilidad necesaria para suavizar las curvas intermitentes de las ERV, permitiendo una mayor integración de las mismas y también permiten un aumento en la confiabilidad del sistema ya que pueden brindar diversos servicios relacionados.

Alcance del estudio

En enero de 2019, la Comisión Reguladora de Energía de México, CRE, elaboró un proyecto de acuerdo reconociendo ciertos servicios que las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica podrían ofrecer, incluyendo, entre otros: a) Energía, b) Capacidad, c) Reservas secundarias, d) Reservas operativas, e) Reservas no rodantes, f) Reservas rodantes, g) Reservas suplementarias, h) Reservas reactivas, i) Capacidad reactiva, j) Arranque de emergencia k) Operación en isla, y l) Servicios para el diferimiento de inversiones en transmisión y distribución. Además, dicho acuerdo anunció que, manteniendo una posición neutral hacia el almacenamiento de electricidad, la CRE regulará los productos y servicios que brindan las tecnologías de almacenamiento.

Este estudio tuvo el propósito de desarrollar un Catálogo de Tecnología de Almacenamiento que debe proporcionar estimaciones de alta calidad de datos técnicos y económicos clave, desde hoy y hasta 2050, sobre las tecnologías de almacenamiento más relevantes, con base en las fuentes de información existentes, con el objetivo de apoyar el debate en curso sobre el almacenamiento de electricidad. Además, el análisis fue concebido para evaluar la contribución potencial del almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos en México para lograr los objetivos de NDC.

Además, se identificaron barreras técnicas, financieras, de mercado y regulatorias, recomendaciones para superarlas y destacar los habilitadores actuales de las tecnologías de almacenamiento de electricidad en el sistema eléctrico mexicano. El estudio considera la estimación del potencial de mitigación de las tecnologías de almacenamiento basadas en un enfoque de modelado de sistemas, identificando las tecnologías afectadas (p. Ej., principalmente los combustibles fósiles) así como las inducidas (p. Ej., una mayor integración de energía renovable variable) al introducir almacenamientos en el sistema energético.

El principal objetivo con el desarrollo de un catálogo de tecnologías de almacenamiento fue contar con datos detallados y actualizados sobre las características técnicas, económicas y ambientales de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica a escala de servicios públicos, así como su nivel de madurez a nivel nacional y mercado internacional, las perspectivas de desarrollo y las principales barreras para su implementación. Estos datos son de suma importancia al estimar el potencial de mitigación de las tecnologías de almacenamiento.



Estructura del informe

El estudio se estructuró en cinco entregables para cubrir los diferentes aspectos de la implementación de sistemas de almacenamiento de energía a escala de servicios públicos, como lo son las tendencias globales, las tecnologías factibles para México, las barreras para la implementación, el potencial de mitigación y estudios de caso para analizar los problemas y requerimientos respecto de esta tecnología en nivel regional.

Entregable E1: “Revisión de experiencias y tendencias en tecnologías de almacenamiento de electricidad en México y a nivel mundial”, incluye:

- El mapeo de actores involucrados.
- Proyectos de almacenamiento existentes y planificados en México.
- Una revisión de las tendencias mundiales y regionales sobre el almacenamiento de electricidad a escala de la red.
- Criterios de éxito e impulsores que permitieron el despliegue de proyectos de almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos.

El entregable E2: “Catálogo de tecnología para almacenamiento de energía”, incluye:

- Diseño de un marco conceptual para la elaboración del Catálogo de Tecnologías y procesos de consulta pública para la selección de tecnologías de almacenamiento.
- Catálogo de tecnología de almacenamiento de energía, que incluye descripción de la tecnología seleccionada y una tabla con los datos técnicos y financieros, así como las proyecciones de datos e incertidumbres para 2030 y 2050. El catálogo incluye los resultados de retroalimentación y comentarios.

Entregable E3: “Barreras y habilitadores para la implementación de tecnologías de almacenamiento en México”, incluye:

- Descripción del marco regulatorio y financiero para el almacenamiento de energía eléctrica en México.
- Identificación de barreras y habilitadores para el almacenamiento de energía eléctrica.
- Conjunto de medidas para superar barreras y mejores prácticas basadas en la experiencia internacional
- Caracterización de cómo los diferentes marcos regulatorios podrían afectar la viabilidad del caso de negocio.

Entregable “D4: Potencial de las tecnologías de almacenamiento en México”, incluye:



- Mapeo de recursos de almacenamiento geoespecíficos en México: reservorios para hidroeléctricas y cavernas para CAES.
- Identificación de cinco estudios de caso de interés en México.
- Un marco común para la descripción de los cinco estudios de caso de interés.
- Descripción de los cinco estudios de caso.
- Los requisitos específicos de almacenamiento identificados por los estudios de caso y los resultados de la evaluación preliminar de costos y beneficios de la implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) a nivel regional.

Entregable E5: “Potencial de mitigación de tecnologías de almacenamiento seleccionadas en México”, incluye:

- Revisión de la evaluación de impacto ambiental de las tecnologías de almacenamiento.
- Potencial de mitigación de las tecnologías de almacenamiento relacionadas con los servicios auxiliares.
- Potencial de mitigación de las tecnologías de almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos mediante el análisis de sistemas de energía.

El estudio fue acompañado y apoyado por talleres de consulta con expertos, presentación de avances y difusión de resultados.



Resumen E1

Actores involucrados

La Figura 1 muestra los siete grupos de actores involucrados identificados.

1. Actores que tienen un rol primordial en el desarrollo de la política pública y la regulación, con gran influencia en la toma de decisiones sobre el despliegue de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica: CENASE, CRE, SENER.
2. Actores con rol secundario en el desarrollo de políticas públicas y regulación en los sectores ambiental y de inversión pública: SEMARNAT, SHCP, INECC.
3. Actores que proporcionaron electricidad u otros servicios en el sistema eléctrico mexicano, y que pudieran tener interés en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de electricidad o en el impacto que los sistemas de almacenamiento de electricidad podrían tener en sus operaciones como CFE o Proveedores Independientes de Energía (PIE).
4. Actores que brindan apoyo tecnológico al gobierno como lo son organizaciones públicas o privadas de cooperación como GIZ, la Cooperación Danesa, etc.
5. Actores involucrados en la investigación, desarrollo e innovación relacionados con los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en México.
6. Actores involucrados que brindan servicios bancarios y apoyo financiero a nivel internacional (BM, BID) y nacional (NAFIN, BANOBRAS).
7. Asociaciones privadas, grupos de expertos y organizaciones no gubernamentales que apoyan las actividades de lobby o participan en el desarrollo de políticas.

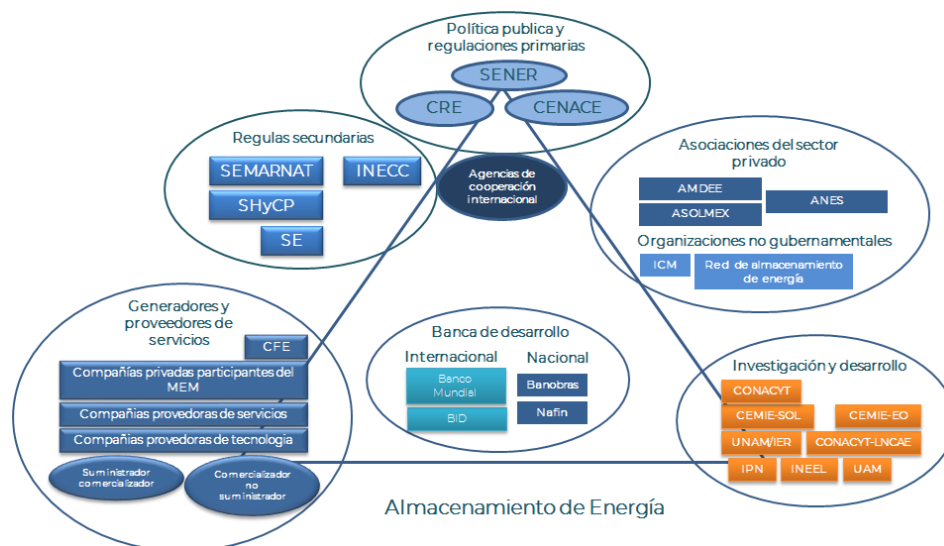


Figura 1. Actores involucrados en el despliegue del almacenamiento de energía. Fuente: elaboración propia.



Tendencias tecnológicas

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está organizado en diez regiones o gerencias de control. Siete regiones del macizo continental están interconectadas construyendo el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que conecta la mayor parte de México y comparte recursos y reservas de capacidad. Las 3 regiones restantes de Baja California, Baja California Sur y Mulegé están completamente aisladas del resto de la red eléctrica nacional.

La creciente penetración de la generación de renovación intermitente o variable en el SEN representa desafíos en la regulación de frecuencia, calidad de frecuencia, reducción de inercia del sistema, regulación primaria, márgenes de reserva y en la vida útil de las centrales convencionales debido a la necesidad de mayor frecuencia y rampas más pronunciadas.

La operación de la SEN se enfrentará cada vez más a la influencia de las siguientes tendencias: las metas de energías renovables del país 35% para 2024 y 50% para 2050, los nuevos proyectos basados en energías renovables resultantes de las subastas de energía a largo plazo (derivados de la reforma del sistema eléctrico), la tendencia a más centrales de gas natural que ya cambian la matriz de generación, así como el crecimiento sostenido de la generación distribuida y los requerimientos futuros de la transición del transporte.

Las tecnologías de almacenamiento de electricidad podrían tener un papel cada vez más importante para abordar algunos de estos desafíos de una manera rentable y, al mismo tiempo, promover la descarbonización del sector energético mexicano. Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden respaldar los objetivos de seguridad energética y cambio climático proporcionando valiosos servicios tales como: mejora de la eficiencia en el uso de recursos del sistema energético; integración de niveles más altos de recursos renovables variables y electrificación del sector de uso final; apoyar una mayor producción de energía donde se consume; aumentar el acceso a la energía; y mejorar la estabilidad, flexibilidad, confiabilidad y resiliencia de la red eléctrica. Además, pueden proporcionar productos asociados y servicios relacionados que pueden contribuir a los componentes de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad de la red a la que están conectados.

A nivel mundial, la información disponible muestra que la capacidad total de energía de almacenamiento instalada está dominada actualmente por el almacenamiento de energía por rebombeo hidroeléctrico (PHS por sus siglas en inglés), con el 96% del total de 176 Gigawatts (GW) instalados a nivel mundial a mediados de 2017. Las otras tecnologías de almacenamiento de electricidad de uso significativo en todo el mundo incluyen el almacenamiento térmico, con 3.3 GW (1,9%); baterías electroquímicas, con 1.9 GW (1,1%) y otro tipo de almacenamiento mecánico con 1.6 GW (0,9%). En 2019, la capacidad total instalada de almacenamiento operativo de energía electroquímica (principalmente baterías) aumentó a 2.8 GW (1,6%), y la capacidad de otro almacenamiento mecánico fue de 1.3 GW (0,8%). En cuanto al número de instalaciones, las aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) con baterías son las que encabezan la lista según los datos del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) y otras tecnologías, como el almacenamiento térmico o los volantes, tienen una representación relevante en aplicaciones por debajo de 10 Capacidad de MW (Figura 1).

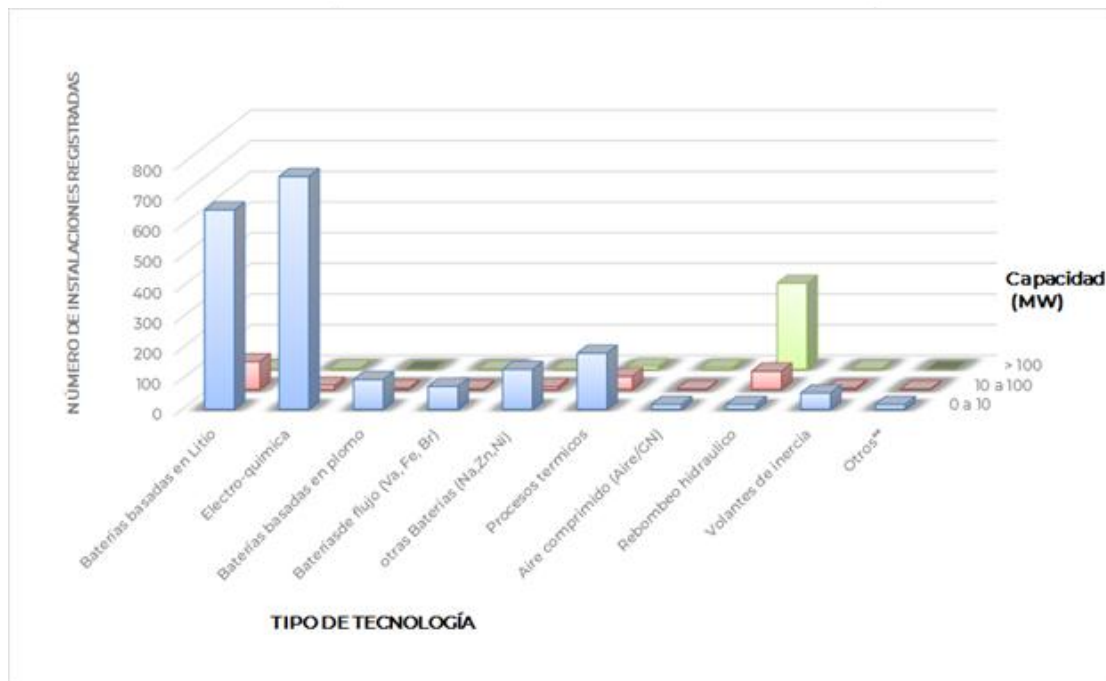


Figura 2. Número global de proyectos de almacenamiento de electricidad por rango de capacidad y tecnología. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

A pesar de los menores niveles de despliegue de almacenamiento electroquímico, electromecánico y térmico, los principales servicios que brindan son más diversos que los de las centrales de PHS. Las aplicaciones de almacenamiento de energía térmica se usan en la energía solar concentrada (CSP), lo que les permite almacenar energía, con el fin de despacharla fuera de las horas pico solar por ejemplo en la noche o durante todo el día (IRENA, 2016). La sal fundida es la tecnología comercial dominante aplicada con el 86% de la capacidad total desplegada de almacenamiento térmico utilizado para aplicaciones eléctricas (2.6 GW) (US DOE., 2019).

El despliegue de almacenamiento electromecánico ha tenido un número relativamente pequeño de proyectos con una capacidad instalada operativa total de 1.3 GW. Está dominado por la tecnología de volante de inercia, con 0.9 GW (69% de la capacidad electromecánica total). El despliegue total de CAES ha alcanzado 0.4 GW de potencia, aunque se concentra en aire comprimido de combustión de gas natural enterrado, y el despliegue de otros tipos de almacenamiento con aire comprimido es del 0.5% (US DOE., 2019). Aunque la potencia operativa instalada del almacenamiento electroquímico es todavía relativamente pequeña, es uno de los segmentos de mercado de más rápido crecimiento. Durante los últimos 20 años, el despliegue de instalaciones globales de almacenamiento electroquímico creció exponencialmente (Figura 3), ya que la rápida disminución de los costos y las mejoras de rendimiento están estimulando las inversiones (IRENA, 2017).

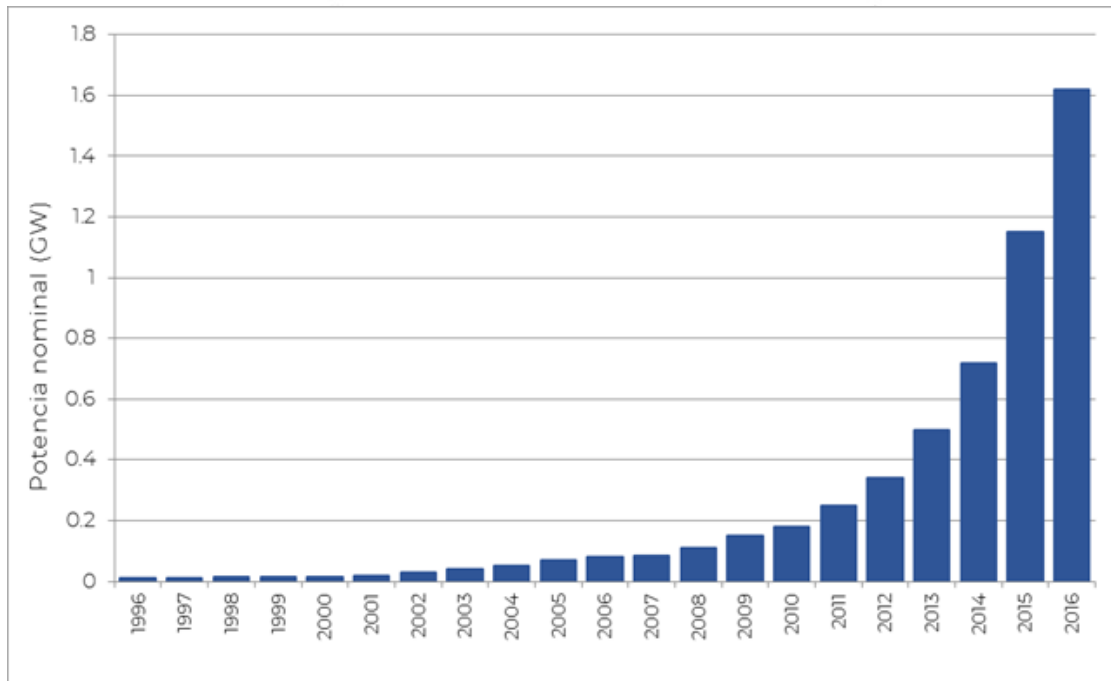


Figura 3. Capacidad global de almacenamiento electroquímico para fines estacionarios, 1996-2016. Fuente: (IRENA, 2017).

En México, la Comisión Reguladora de Energía está comenzando a reconocer el valor del almacenamiento y desde 2018 ha estado trabajando en el desarrollo de una regulación para las tecnologías de almacenamiento. En enero de 2019, la CRE definió preliminarmente los siguientes productos y servicios que el almacenamiento de energía puede ofrecer en México: Energía; Capacidad; Reservas secundarias; Reservas rodantes; Reservas no rodantes; Reservas operativas; Reservas suplementarias; Reservas reactivas; Capacidad reactiva; Arranque de emergencia; Operación en isla; Servicios de diferimiento de inversiones en transmisión y distribución. Si bien el almacenamiento de energía en México no está desarrollado, se han identificado algunos proyectos que muestran que existe un interés actual en esta área por parte del sector público y privado, como se muestra en la siguiente Tabla 1.

Tabla 1. Proyectos actuales en México. Fuente: elaboración propia.

Proyecto	Tecnología	Capacidad	Ubicación	Propósito	Estatus	Naturaleza
Aura Solar III	Baterías de Ion-Litio	10.5 MW/7.0 MWh	La Paz, Baja California Sur	Estabilización de la red	Construido	Privado
Arroyo Power Energy	Baterías electro-químicas	12 MW/12 MWh	Monterrey, Nuevo León	Microred, Respuesta a la frecuencia,	En operación	Privado



Proyecto	Tecnología	Capacidad	Ubicación	Propósito	Estatus	Naturaleza
				Reserva rodante		
Aeropuerto CDMX	Volantes de inercia	1,800 kVA	Ciudad de México	Reserva	En operación	Privado
Aeropuerto Toluca	Volantes de inercia	600 kVA	Toluca, Estado de México	Reserva	En operación	Privado
San Juanico	Baterías Plomo-Acido	2,450 Ah	Comondú, Baja California Sur	Suministro	--	Privado
Zimapán	Rebombeo Hidroeléctrico	570 MW	Zimapán, Hidalgo	Servicios Conexos	Planeado	Publico-CFE

Asimismo, en los últimos años se han lanzado varios proyectos de investigación relacionados con el almacenamiento de energía financiados por el CONACYT-SENER-Fondo Sectorial de Sostenibilidad Energética a través del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) en diversos temas como: almacenamiento de hidrógeno; material para la mejora de la eficiencia en capacitadores; supercondensadores; estudios de viabilidad regulatorios, de costos y económicos de almacenamiento de energía; baterías de iones de sodio; baterías de flujo; y pilas de combustible.

Tendencias regulatorias

La reforma del sector eléctrico mexicano adoptó numerosos elementos estructurales y regulatorios del mercado eléctrico de California. Dado que California está más avanzada que México en términos de regulaciones de almacenamiento de electricidad, las similitudes entre los dos mercados permiten que México adopte muchas de las regulaciones de almacenamiento de California con relativa facilidad.

En 2002, California promulgó la Ley de Portafolio de Renovables Estándares (RPS por sus siglas en inglés) que exige que el 20% de las ventas minoristas de electricidad provengan de fuentes renovables para 2020. El RPS aumentó progresivamente a lo largo de los años para alcanzar el objetivo actual del 60% de la electricidad a partir de fuentes renovables. para el 2030 y para el 2040 prevé que toda la generación deberá estar libre de carbono (Senado de California, 2018).

A medida que aumentaba su porción de generación renovable, California enfrentó desafíos de intermitencia y aumento asociados con la generación eólica y solar. Para



abordar esos desafíos, la regulación de California obligó a sus principales empresas de servicios públicos a adquirir almacenamiento de energía.

Dado que la implementación del almacenamiento de energía fue impulsada por la regulación, para integrar el almacenamiento en el mercado, la Comisión de Energía de California, el Operador Independiente del Sistema de California y la Comisión de Servicios Públicos de California crearon una "Hoja de Ruta de California y la Iniciativa de Recursos de Energía Distribuida y Almacenamiento de Energía" (CAISO, 2014). La Hoja de Ruta identificó una serie de acciones necesarias para promover el almacenamiento de energía a escala de la red y las agrupó en cinco títulos: planificación, adquisiciones, tratamiento de tarifas, interconexión y participación en el mercado.

La hoja de ruta fue reemplazada por la "Iniciativa de almacenamiento de energía y recursos energéticos distribuidos" compuesta de cuatro fases. La primera fase "mejoró la capacidad de los recursos conectados a la distribución y el almacenamiento conectados a la red para participar en el mercado del ISO" (CAISO, 2019A). La segunda fase, entre otras cosas, definió el tratamiento de la energía utilizada para el almacenamiento operativo frente a la energía utilizada para cargar el almacenamiento (CAISO, 2018), y la tercera fase aún no se ha completado al momento de redactar esta sección. El objetivo de la tercera fase es identificar medios adicionales para que el almacenamiento conectado a la red participe en el mercado. Se espera que la cuarta fase aborde el estado de la carga y el poder de mercado de los recursos de almacenamiento y la racionalización de los acuerdos de interconexión.

Además de las regulaciones y políticas que promueven el almacenamiento, existen varias iniciativas a nivel estatal y federal destinadas a facilitar el almacenamiento de electricidad a través de la investigación, incentivos fiscales y regulaciones federales.

A pesar de las numerosas similitudes entre los marcos regulatorios mexicano y californiano, existen algunas diferencias importantes. La diferencia más importante es que en California un sistema de almacenamiento puede ofrecer control de frecuencia en los mercados diarios y en tiempo real para servicios conexos o auxiliares, mientras que México no existe un mercado para el control de frecuencia.

Mientras que California implementó el almacenamiento a través de la regulación, el Reino Unido adoptó un enfoque de mercado.

Tanto el Reino Unido como México tenían sistemas eléctricos de propiedad estatal centralizados antes de sus respectivas reformas energéticas. La reforma del sector eléctrico mexicano, que tuvo lugar 24 años después de la del Reino Unido, dejó una parte significativa de la capacidad de generación, así como los sistemas de transmisión y distribución, bajo el control de empresas estatales. Por otro lado, el Reino Unido privatizó todos los aspectos del sector eléctrico y adoptó un enfoque de mercado para el almacenamiento de energía.

El impulso del Reino Unido para descarbonizar el sistema eléctrico, impulsado por la "Ley de Cambio Climático" de 2008 (Parlamento del Reino Unido, 2008) detonó las inversiones en generación renovable. La porción de las ventas de electricidad de fuentes renovables aumentó del 7.2% en 2010 al 25.1% en 2017 (DUKES, 2018). Además, el programa Feed-In Tariffs (FiT) fomentó la generación distribuida a pequeña escala, y en 2017 el programa alcanzó la capacidad de 6.1 GW. Mientras que en México la generación distribuida se aplica a instalaciones de hasta 0.5 MW, en el Reino Unido el programa FiT se aplica a proyectos de hasta 5 MW (Parlamento del Reino Unido, 2008).



La mayor participación de la generación intermitente en el sistema eléctrico del Reino Unido ha despertado interés en formas óptimas de integrar el almacenamiento de electricidad en la red. En 2015, el Reino Unido introdujo una respuesta de frecuencia mejorada, un servicio auxiliar con un tiempo de respuesta de un segundo o menos. Este servicio en particular favoreció claramente las tecnologías de almacenamiento como baterías, volantes de inercia y supercondensadores con un tiempo de respuesta muy rápido.

En 2016, Carbon Trust y el Imperial Collage London publicaron un informe titulado "¿Puede el almacenamiento ayudar a reducir el costo de un futuro sistema eléctrico del Reino Unido?". El informe encuentra que el almacenamiento podría reducir significativamente el costo del sistema del Reino Unido, incluso sin énfasis en la descarbonización. El informe indicó que las soluciones clave para superar las barreras para la implementación del almacenamiento están relacionadas con las políticas. Algunos ejemplos de soluciones incluyen la monetización de los beneficios del sistema, incluidas las externalidades, la reducción de la incertidumbre de las políticas y la definición de estándares de rendimiento de almacenamiento.

Tanto en el Reino Unido como en California, las regulaciones y políticas de almacenamiento de energía no están finalizadas y, al igual que México, se esfuerzan por integrar con éxito el almacenamiento en el sistema. **Hay tres formas principales en que los gobiernos pueden promover el despliegue del almacenamiento:** a través de una obligación regulatoria similar a la de California; a través de subsidios, como varios programas internacionales centrados en la generación distribuida, o productores de almacenamiento como los subsidios del gobierno alemán para los productores de baterías; y a través de regulaciones que crean un mercado para productos de almacenamiento, similar al del Reino Unido.

Independientemente del camino que se tome, un despliegue exitoso de almacenamiento de energía a escala de red requiere al menos tres factores:

- Reglas, definiciones y clasificaciones claras de los servicios de almacenamiento.
- Regulación no discriminatoria, que reconoce las características físicas y operativas del almacenamiento
- Seguridad de los ingresos, ya sea a través de una estructura de tarifas similar a la de California, o condiciones de mercado que conduzcan a contratos de almacenamiento similares a las del Reino Unido.

Resumen E2

El Catálogo de Tecnología para el Almacenamiento de Energía se divide en tres secciones principales: la primera es una guía de los problemas que atiende y la estructura del catálogo; donde se definen y describen los conceptos básicos del almacenamiento de energía: tecnología y clasificación del almacenamiento, características técnicas de cada una de las tecnologías consideradas. También muestra un marco general de almacenamiento de energía, las tecnologías existentes y las principales aplicaciones o servicios que las tecnologías de almacenamiento pueden proporcionar a la red a escala de servicios públicos. En este apartado se incluye una visión general de las aplicaciones del



almacenamiento de energía en el mundo, identificando las tendencias de aplicación de las diferentes tecnologías, sus principales usos, los principales componentes de cada sistema, la madurez tecnológica, las características o condiciones que limitan o posibilitan su aplicación, entre otras cosas.

La segunda sección presenta las opciones de almacenamiento de energía o tecnologías que se considera tienen potencial para ser implementadas en el contexto del sistema eléctrico nacional mexicano, sus principales características y los datos técnicos que se pueden utilizar para realizar análisis posteriores para cada tecnología de almacenamiento de energía en un sistema.

La tercera parte del Catálogo de Tecnología incluye las tablas resumen (archivos Excel) con los datos técnicos y financieros y las proyecciones e incertidumbres al 2030, la lista completa de hojas de datos se mencionará en la sección “Materiales publicados solo en la red”.

El proceso de desarrollo de este catálogo fue diseñado para permitir la participación continua de los actores involucrados dentro de esta área de experiencia. Por lo tanto, las instituciones interesadas dentro de los sectores académico, desarrolladores y de la administración pública directamente relacionadas con el tema fueron invitadas a un taller introductorio seguido de la integración de un grupo de trabajo para discutir en detalle los diferentes aspectos del catálogo: la selección de tecnología, la estructura de las descripciones de la tecnología y la recopilación de datos técnicos y financieros, así como la mejor manera de presentar proyecciones e incertidumbres.

El proceso participativo consistió en la preparación y realización de tres sesiones con el grupo de trabajo donde se solicitó a los interesados revisar los documentos del catálogo y retroalimentar el trabajo en las diferentes etapas de realización del proyecto. Como parte de la preparación de la sesión del grupo de trabajo, se compartieron los archivos principales. Durante las sesiones se realizaron presentaciones sobre los diferentes aspectos de las tecnologías. El objetivo de este proceso fue mantener informados a los interesados sobre los avances y obtener la mayor retroalimentación posible de la participación del mayor número de expertos en las diferentes áreas.

En el caso de este catálogo de tecnologías, se conformó un grupo de trabajo integrado por expertos de diferentes sectores e instituciones como CENACE, SENER, CRE, INEEL, INVENERGY, AMDEE, AMSOL, CONACYT, UAM, IER-UNAM entre otros; lo que enriqueció este trabajo con su apoyo, revisión y valiosos aportes a lo largo del proceso de elaboración. La lista completa de participantes de los grupos de trabajo tanto para el catálogo de tecnologías como para los temas de regulación y estudios de caso se encuentra al final de este resumen. Agradecemos a los participantes por sus contribuciones y comentarios.

Resumen E3

El despliegue de sistemas de almacenamiento de energía puede ofrecer potencialmente una serie de beneficios. Si el valor de esos beneficios (de mercado, ambientales, socioeconómicos, técnicos, etc.) supera los costos concomitantes, entonces podría valer la pena considerar la implementación del almacenamiento en el sistema eléctrico. Si bien esta sección no compara los beneficios con los costos, sí identifica las barreras y los facilitadores para la implementación del almacenamiento, - en el caso de que la



implementación fuera deseable -, lo cual actualmente puede ser así en México. Dado que no se identificaron facilitadores, la discusión se centra en las barreras encontradas en el marco regulatorio del sector eléctrico.

Las barreras clave identificadas por los participantes del grupo de trabajo de los sectores público y privado fueron:

- Falta de un mercado de respuesta rápida en frecuencia, principal vía de participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados energéticos de todo el mundo, aunque el control de frecuencia proporcionado por las reservas es remunerado.
- La ausencia de un procedimiento formal para la contratación de servicios conexos no incluidos en el mercado mayorista excluye a los sistemas de almacenamiento de ofrecer esos servicios.
- Falta de un marco contractual a largo plazo para los servicios que ofrece el almacenamiento, lo que podría reducir el riesgo de inversión a largo plazo.

Deficiencias regulatorias adicionales que vale la pena mencionar:

- Clasificar el almacenamiento como generación presenta varios desafíos, tales como:
 - Pagar dos veces la tarifa de transmisión. Como generador, el almacenamiento paga la tarifa de transmisión por inyectar la energía en la red, que está destinada a cubrir el 30% de los costos de transmisión. El almacenamiento también debe pagar una tarifa de transmisión cuando se está cargando, una tarifa pagada por la carga, que debe cubrir el 70% del costo de transmisión.
 - Clasificar el almacenamiento como generación obliga a las tecnologías de almacenamiento a competir en pie de igualdad con la generación convencional, lo que no puede hacer para numerosos servicios debido al tiempo limitado en que se puede liberar energía.
- Falta de normas y estándares técnicos, así como de regulaciones ambientales relacionadas con el almacenamiento.
- Falta de incentivos fiscales similares a los que se otorgan a la generación renovable.
- Requisitos más estrictos que para la generación convencional para recibir pagos por disponibilidad en el mercado de capacidad. Mientras que para el almacenamiento es necesario proporcionar electricidad durante 6 horas a plena capacidad, la generación convencional debe proporcionarla durante solo 3 horas.
- Las subastas de capacidad de generación a largo plazo no reconocen las limitaciones de suministro de energía que enfrenta el almacenamiento. En consecuencia, aunque el almacenamiento se clasifica como generación, no puede competir con la generación convencional.

En respuesta a las barreras antes mencionadas, los participantes de los grupos de trabajo de almacenamiento de electricidad sugirieron soluciones, que generalmente eran inversas a las barreras establecidas. Por ejemplo, si una barrera identificada era un "proceso indefinido para la prestación de servicios conexos", la medida de mitigación propuesta era "definir un proceso para la prestación de servicios conexos", etc. Otro



fragmento de respuestas sugirió monetizar los beneficios a la red, investigando con más detalle beneficios potenciales del almacenamiento a través de proyectos piloto, promoción de la educación sobre almacenamiento en universidades, etc.

La posible eliminación de las barreras a la participación en el almacenamiento podría permitir que cuatro modalidades prototipo de almacenamiento participen en el sistema eléctrico. Aunque todas las tecnologías de almacenamiento ofrecen potencialmente externalidades positivas, como la mitigación de gases de efecto invernadero, mayor independencia energética, disminución de los precios pico de la electricidad, etc., cada modalidad de participación en el sistema eléctrico presenta un conjunto diferente de costos y beneficios tanto para los inversores en almacenamiento como para la sociedad en su conjunto. Mientras que el capítulo enumera numerosos costos y beneficios asociados con cada modo de participación en el mercado, aquí solo se presentan los costos y beneficios clave para cada modalidad.

Tabla 2. Opciones de implementación la bajo la normativa vigente: ventajas y desventajas. Fuente: elaboración propia.

Opción	Beneficios/ Desventajas	Para los inversionistas (CFE & PIE)	Para la sociedad
Almacenamiento independiente impulsado por el mercado	Beneficios	El inversionista controla y administra el activo como mejor le parezca (si tiene menos de 20 MW de capacidad).	Disminución de las emisiones de GEI y disminución de los precios de la energía debido a la reducción de picos y la disminución de la congestión.
	Desventajas	El inversionista paga doble tarifa de transmisión.	Posibles impactos ambientales, condicionados al tipo y uso de tecnología de almacenamiento.
Almacenamiento asociado impulsado por el mercado	Beneficios	El inversionista paga solo la tarifa de transmisión del generador	Disminución de las emisiones de GEI y disminución de los precios de la energía debido a la reducción de picos y la disminución de la congestión.
	Desventajas	Inversión significativa de capital a largo plazo sin la seguridad de un contrato a largo plazo	Posibles impactos ambientales, condicionados al tipo y uso de tecnología de almacenamiento.
Almacenamiento independiente, clasificado como transmisión y controlado por CENACE	Beneficios	Seguridad de un contrato a largo plazo y sin riesgo de mercado	Los beneficios para la sociedad antes mencionados se pueden optimizar, porque las decisiones no se basan en el mercado
	Desventajas	El inversionista opera, pero no controla el activo	El contrato a largo plazo podría dificultar que



Opción	Beneficios/ Desventajas	Para los inversionistas (CFE & PIE)	Para la sociedad
			CENACE aproveche la última tecnología
Almacenamiento asociado, controlado por CENACE	Beneficios	Seguridad de un contrato a largo plazo y sin riesgo de mercado	Los beneficios para la sociedad antes mencionados se pueden optimizar, porque las decisiones no se basan en el mercado
	Desventajas	Puede haber un conflicto entre el funcionamiento de la central y el funcionamiento del almacenamiento, ya que ambos están interconectados en bajo las mismas premisas	El contrato a largo plazo podría dificultar que CENACE aproveche la última tecnología

Nota. PIE: Productor Independiente de Energía

Podría decirse que también puede haber ciertos inconvenientes asociados con un acuerdo de almacenamiento contractual. Por ejemplo, un contrato a largo plazo podría dificultar que el CENACE aproveche las últimas tecnologías de almacenamiento que ingresan al mercado y que podrían resultar más baratas y eficientes.

También vale la pena mencionar que, en algunos mercados del mundo, como Dinamarca, el almacenamiento se clasifica como almacenamiento y no como generación. La creación de una nueva categoría de participantes en el mercado elimina numerosos desafíos asociados con la clasificación del almacenamiento como generación. El resto de Europa está revisando el tratamiento danés del almacenamiento y es probable que haga lo mismo.

Resumen E4

La sección 4.1 muestra los hallazgos sobre las estimaciones de potencial bruto de almacenamiento de energía hidráulica por rebombeo (PHS) y (almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) a nivel mundial y en el país. Sobre el almacenamiento de energía hidráulica por rebombeo (PHS), estudios internacionales sobre rebombeo hidroeléctrico de ciclo abierto y almacenamiento de energía estacional por rebombeo de ciclo o circuito cerrado son presentados mientras que a nivel nacional, se discute información sobre la infraestructura de represas en México, además de la comparación con el punto de referencia internacional, para tener una idea del potencial hidrográfico y orográfico geoespecífico para el desarrollo de proyectos de PHS.

Los sitios potenciales de almacenamiento de energía hidroeléctrica por rebombeo estacional (SPHS por sus siglas en inglés) identificados para el desarrollo de instalaciones SHPS con una capacidad fija de generación / bombeo de 1 GW ascienden a más de 5.1



millones en todo el mundo. Los costos de SPHS varían de 0.007 a 0.2 US\$/m³ para almacenamiento de agua, 1.8 a 50 US\$ MWh para almacenamiento de energía y 370 a 600 US\$/kW de capacidad instalada. 1,902 sitios podrían desarrollarse con costos de capacidad de almacenamiento de energía inferiores a 50 US\$/MWh, lo que representa una capacidad total de almacenamiento de 17.3 TWh, aproximadamente el 79% del consumo mundial de electricidad en 2017. En México, los proyectos de SPHS podrían desarrollarse especialmente en las cadenas montañosas. En las cadenas montañosas donde los arreglos en cascada son posibles, algunos proyectos podrían desarrollarse con costos de almacenamiento de energía inferiores a 10 US\$/MWh. La mayoría de los sitios identificados están ubicados en áreas donde el requerimiento de tierra es menor a 10 km²/TWh.

Los PHS de circuito cerrado son sistemas formados por un reservorio superior e inferior conectados a través de un túnel, sin embargo, ninguno de los reservorios está conectado a ningún río, el reservorio se llena de agua una sola vez desde una fuente externa en uno de los reservorios para comenzar el rebombeo. El ciclo de descarga entre ellos reservorios y la cantidad de agua perdida debe reponerse periódicamente. Hay más de 616,000 sitios potenciales para desarrollar proyectos de PHS en todo el mundo con un potencial de almacenamiento bruto total de aproximadamente 23,000 TWh. La capacidad de almacenamiento de energía estimada requerida para soportar un sistema de energía 100% renovable es de aproximadamente 200 TWh, por lo tanto, no hay limitación en el potencial de PHS global para proporcionar servicios de almacenamiento para un sistema de energía global basado en energías renovables. En México, más de 272,000 posibles ubicaciones podrían ser adecuadas para desarrollar sistemas PHS de circuito cerrado con una capacidad total de almacenamiento de energía de 4,200 TWh.

Por otro lado, México tiene una infraestructura de más de 5,000 represas con una capacidad total de almacenamiento de agua aproximada de 150,000 hm³; El 82% de la capacidad total de almacenamiento de agua se concentra en 180 presas. Esta infraestructura constituye un recurso potencial para el desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía hidroeléctrica por rebombeo, ya sea mediante la construcción de un embalse fuera del río en un nivel superior o mediante la instalación de sistemas de bombeo cuando actualmente existe una disposición en cascada en un río. Existen ejemplos de disposición en cascada en el río Grijalva donde cuatro represas están en cascada o en los ríos Tula y San Juan en los estados de Querétaro e Hidalgo respectivamente, los cuales tienen sistemas de represa-cascada y se unen en la represa Zimapán creando un arreglo de cascada adicional.

Para el almacenamiento de energía con aire comprimido (CAES por sus siglas en inglés), se presenta una discusión con base en las referencias internacionales con respecto a los recursos geológicos globales adecuados para el desarrollo de instalaciones CAES subterráneas, incluido un potencial CAES bruto global. En el contexto mexicano, la información sobre los recursos geológicos que pueden ser utilizados para el desarrollo de proyectos CAES se discute con base en los atlas geológicos y las cartas geológicas provistas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y el Servicio Geológico Mexicano (SGM), en español, así como, sobre referencias internacionales.

Los sistemas CAES aprovechan las cavernas subterráneas, ya sean naturales o creadas artificialmente para ser utilizadas como recipientes de almacenamiento. Por lo tanto, la evaluación de los recursos geoespaciales para estimar un potencial CAES subterráneo se convierte en la evaluación de los recursos geológicos que podrían conducir a cavidades subterráneas. La capacidad global bruta de CAES estimada que incluye sal, rocas porosas y formaciones de roca dura es de 6,574 TWh, por lo tanto, el potencial bruto global de CAES parece suficiente para respaldar también un sistema de energía 100% renovable.



En México, las formaciones de sal se ubican a lo largo del Golfo de México donde los estados de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche muestran formaciones de sal que podrían ser estudiadas directamente para fines de desarrollo del CAES, otros estados como Nuevo León, Chihuahua, Oaxaca y Chiapas poseen también recursos de sal. Las cartas geológicas proporcionadas por el Servicio Geológico Mexicano (SGM) son una herramienta muy poderosa para identificar posibles sitios aptos para CAES, ya que incluyen información sobre la extensión y, a veces, la estructura de la sal y otras formaciones subterráneas. En Veracruz, la única instalación de almacenamiento subterráneo en México inició operaciones en 2017. Utilizando una caverna de sal, la instalación privada brinda servicios de almacenamiento de gas LP para Petróleos Mexicanos con una capacidad de almacenamiento de 1.8 millones de barriles y una capacidad de transferencia de hasta 120,000 barriles de gas por día.

Si bien el potencial bruto en México para PHS y CAES parece ser grande, también es evidente que es necesario realizar más investigaciones para evaluar el potencial global de estas dos tecnologías a nivel nacional a fin de facilitar estudios de factibilidad en sitios específicos para identificar el proyectos que se puedan desarrollar en el corto, mediano y largo plazo.

La **Sección 4.2** discute las cuestiones más relevantes de los casos de estudio, el proceso de selección del sitio, el alcance de la recopilación de datos y del análisis que se realizó. Los casos de estudio fueron seleccionados después de un proceso de consulta y participación con los actores involucrados interesados.

La selección inicial de los sitios tomó en consideración: (a.) Las características físicas del sitio, el precio nodal marginal de la electricidad local, la generación y demanda de electricidad por región y problemas técnicos regionales de la red, (b.) el supuesto de que la selección debe tomar en consideración los servicios que el almacenamiento de energía podría proporcionar y (c.) que esos servicios podrían contribuir al alivio de problemas o la integración de energías renovables.

El sistema eléctrico aislado de Baja California Sur con alta demanda, el crecimiento sostenido de la capacidad renovable en la región eléctrica de Coahuila - Nuevo León o el uso de un importante potencial de PHS en la represa de Zimapán en Hidalgo son ejemplos de la diversidad de condiciones que existen en el territorio sistema eléctrico mexicano y constituyen casos interesantes para evaluar el efecto de las tecnologías de almacenamiento de energía. Los cinco casos de estudio se resumen en el siguiente cuadro.

Tabla 3. Estudios de caso: resumen de problemas identificados (no exhaustivo). Fuente: elaboración propia con base en datos de SENER y CENASE.

Gerencia de Control Regional	Zona de estudio	Región de trasmisión	Problemas identificados	Posibles servicios ofrecidos por almacenamiento de energía
Norte	Chihuahua - Ciudad Juárez	Juárez, Moctezuma, Chihuahua	<ul style="list-style-type: none"> • Congestión. • Alto porcentaje de integración de energías renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de energía • Reafirmación de la capacidad de energía renovable • Rampa



Gerencia de Control Regional	Zona de estudio	Región de trasmisión	Problemas identificados	Posibles servicios ofrecidos por almacenamiento de energía
Peninsular	Yucatán	Tabasco, Lerma, Mérida, Cancún, Riviera maya	<ul style="list-style-type: none"> • Apagones por escasez de gas natural. • Cortocircuito por fuego y altas temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de energía • Rampa • Almacenamiento estacional • Energía de respaldo
Occidental	Hidalgo – Querétaro (Zimapán)	Central, Querétaro, San Luis Potosí, Tamazunchale, Salamanca	<ul style="list-style-type: none"> • Congestión. • Condiciones comerciales no ideales: contrato heredado (solo para entregar energía). • Desperdicio no rentable de maquinaria de generación (condensador síncrono de trabajo). 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación de frecuencia, • Descongestión • Rampa • Aplazamiento de inversiones en transmisión y distribución.
Noreste	Coahuila - Nuevo León	Monterrey, Saltillo	<ul style="list-style-type: none"> • Congestión. • Alto porcentaje de integración de energías renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de energía • Reafirmación de la capacidad de energía renovable • Rampa
Baja California Sur	La Paz	Villa Constitución, La Paz	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de suministro • Congestión • Alto porcentaje de integración de energías renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rampa. • Reafirmación de la capacidad de energía renovable. • Aplazamiento de inversiones en transmisión y distribución

La **sección 4.3** ofrece un marco común para la evaluación económica de los cinco estudios de caso. Las ubicaciones del estudio de caso se eligieron de acuerdo con la red y los problemas ambientales que el almacenamiento podría aliviar. Esta sección presenta información pública de CENACE, SENER, SEMARNAT, INECC entre otros, recopilada para cada sitio, la información incluye por ejemplo datos de la evaluación de impacto ambiental de proyectos de ERV, Precios Marginales Locales, generación y demanda regional.

La descripción técnica también incluye: (a) datos técnicos tales como problemas de congestión y pérdidas, posible aumento futuro de energías renovables variables en la región, capacidades y generación actuales, expansión planificada de generación y transmisión, consumo de combustibles fósiles y capacidad de transmisión; (b) Identificación de problemas en transmisión, suministro, control de frecuencia y control de voltaje; y (c) tecnologías de posible aplicación según las necesidades y requerimientos de los servicios identificados. Esta sección presenta una propuesta del tamaño y ubicación de las posibles instalaciones de almacenamiento en base a la información recopilada.



La descripción del marco de evaluación económica desde una perspectiva social comienza con la identificación de externalidades económicas positivas que son beneficios no incluidos en el precio de las transacciones de almacenamiento y que afectan positivamente a la sociedad. Las externalidades positivas se agruparon en tres rubros: intangibles; Tangible, pero sin suficiente información para estimar; y tangible y estimado por el modelo de costo-beneficio.

Un ejemplo de una externalidad tangible estimada por el modelo es el ahorro de combustibles fósiles derivado del desplazamiento de la generación convencional por almacenamiento, que puede conducir a un aumento de la independencia energética derivada de una menor dependencia de las importaciones de combustibles fósiles.

También hay externalidades tangibles que no se evaluaron, ya sea porque requerirían demasiados supuestos discutibles o simplemente porque datos relevantes no se encontraban disponibles. Las pérdidas óhmica de electricidad mitigadas debido a la alta congestión son un ejemplo de una externalidad tangible que no se estimó debido a la falta de datos confiables.

No se consideraron externalidades tangibles negativas asociadas con el sistema de almacenamiento. Podría decirse que no hay suficiente información para estimar los impactos tangibles de las externalidades negativas, como la recuperación más allá de los costos considerados en la decisión de inversión, por ejemplo, o el impacto negativo de las comunidades aguas abajo de los sistemas PHS, que no fueron considerados por las agencias gubernamentales que emitieron permisos. La Sección 4.3 también enumera las ecuaciones utilizadas para cuantificar el Valor Presente Neto (VPN) de los beneficios en términos de generación de combustibles fósiles desplazados, alivio de la congestión, medio ambiente más limpio y menor costo de la electricidad.

Específicamente, los siguientes beneficios se estimaron considerando la vida técnica de cada tecnología de sistema de almacenamiento utilizando una tasa de descuento social del 10%: (1.) Reducción de los picos; (2.) Valor de las emisiones de CO₂ mitigadas; (3.) Ahorro de costos de combustibles fósiles debido a la sustitución de la generación convencional; (4.) Valor de la disminución de la congestión; (5.) Control de voltaje y (6.) Arbitraje. El Modelo de Costo-Beneficio (CBM) evaluó el VPN de cada sistema de almacenamiento sumando los beneficios (1-6) y los costos de capital y operativos.

La sección concluye con la discusión de supuestos clave y limitaciones del modelo. El principal desafío de realizar un análisis de costo-beneficio fue la falta de datos. Los supuestos del modelo de costo-beneficio caen en el lado conservador y subestiman el valor del almacenamiento de energía.

La sección 4.4 comienza con el supuesto de que todas las tecnologías de almacenamiento revisadas en el catálogo son técnicamente viables y que uno de los propósitos clave de esta investigación es evaluar si su implementación tiene sentido económico para cada estudio de caso.

Para ello, se establece un conjunto de supuestos para el “caso base” común para todas las tecnologías de almacenamiento, tales como la tasa de descuento social, los precios de los combustibles utilizados en la generación convencional y su contenido de carbono, las tasas de calor de cada generación convencional, el crecimiento de la demanda, el porcentaje de almacenamiento cargado con ERV, etc. Además, se establece un conjunto de supuestos de caso base para cada tecnología y cada región. Por ejemplo, un caso base para cada tecnología define la eficiencia de ciclo completo, la cantidad mensual de MWh liberados del almacenamiento, la vida útil técnica, los costos de capital y operativos (fijos y variables), etc. Por otro lado, los supuestos del caso base específicos para cada región



incluya el tamaño requerido de capacidad de almacenamiento, los nodos en los que se evalúa la congestión y el tipo de combustible/generación que el almacenamiento desplazaría. El VPN de los escenarios del caso base se estima utilizando las metodologías de evaluación descritas en la sección 4.3. Los escenarios para los cuales se ha realizado el análisis de costo-beneficio se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Escenarios “Caso base” y escenarios del análisis de sensibilidad

Escenario: caso base Ubicación: GCR/Nodos	Escenarios del análisis de sensibilidad
1: Occidental/ Zimapán – San José Iturbide	El resultado del caso base se informa sin análisis de sensibilidad
2: Norte/ Moctezuma – Cereso Juárez	Se informan, además del caso base, los resultados para todas las tecnologías de almacenamiento Dónde: 2A Norte: La generación de combustóleo se desplaza 2B Norte: La generación de gas natural de ciclo simple se desplaza
3: Noreste/ Güémez-Saltillo	El resultado del caso base se informa sin análisis de sensibilidad
4: Peninsular/ San Ignacio – Playa Mujeres	Se informa el resultado del caso base, así como los resultados cuando: 4A Peninsular: La generación desplazada se varía 4B Peninsular: Los costos específicos de inversión y operación son variados 4C Peninsular: el precio del CO ₂ varía 4D Peninsular: la tasa de descuento social es variada 4E Peninsular: El % de almacenamiento cargado con ERV varía 4F Peninsular: el escenario 4A se reinicia (el combustible desplazado cambia, todo lo demás permanece igual) y se varía el precio del CO ₂
5: Baja California Sur (BCS)/ Olas Altas – Insurgentes	El resultado del caso base se informa sin análisis de sensibilidad

Las expectativas iniciales de los beneficios del almacenamiento se centraron en la nivelación de picos y el alivio de la congestión. Los resultados del modelo, sin embargo, sugieren que desde la perspectiva social la contribución más significativa del almacenamiento de energía para todas las tecnologías radica en el ahorro de combustibles fósiles al desplazar la generación de combustóleo. Esto también sugiere que la CFE podría potencialmente obtener beneficios significativos de la adopción de tecnologías de almacenamiento, ya que una fracción importante de la generación todavía utiliza combustóleo.

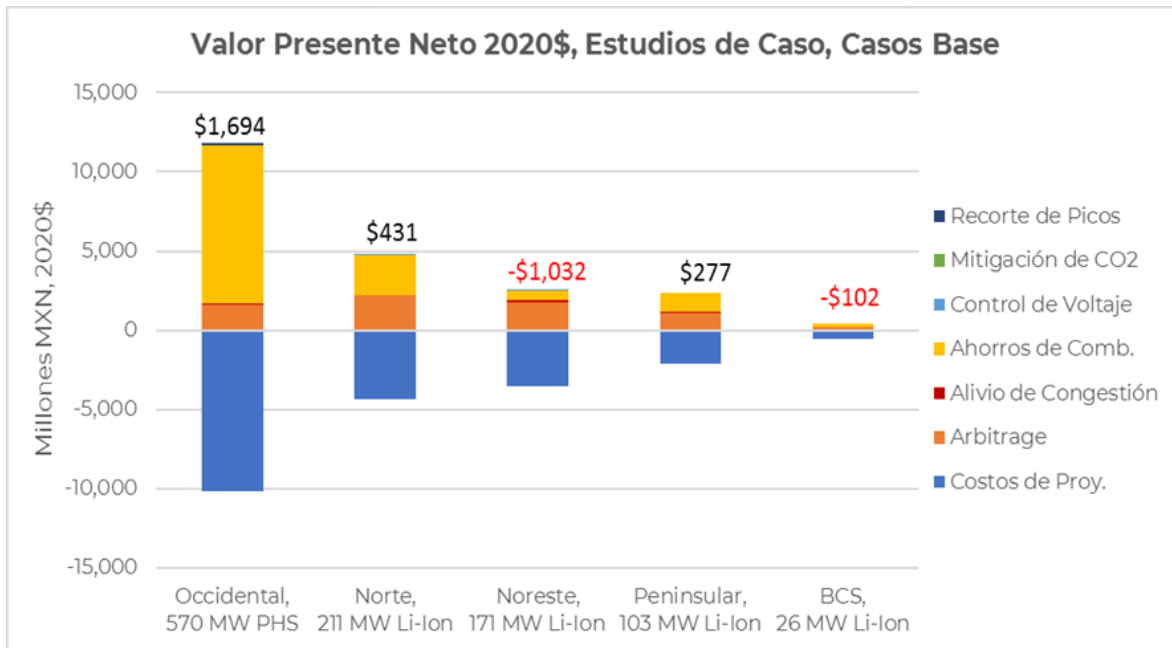


Figure 4. Valor Presente Neto (VPN) en MXN pesos para los 5 casos de estudio – Escenario: caso base.

Hay dos tipos de análisis de sensibilidad realizados en escenarios de casos base. El primer tipo compara el VPN de los costos y beneficios de las tecnologías de almacenamiento entre sí en la región norte, manteniendo constantes los nodos de referencia y el requisito de capacidad de almacenamiento regional para todas las tecnologías.

En el escenario 2A, todas las tecnologías se cargan al 15% con VRE y al 85% de generación de ciclo combinado de gas natural (con la excepción de las sales fundidas que se cargan con energía solar concentrada), donde todas las tecnologías están desplazando la generación de combustóleo. Las tecnologías varían según el costo, la vida útil técnica, las eficiencias de ciclo completo y la cantidad de MWh liberados por mes. En el escenario 2B, todo es igual que en el escenario 2A, excepto que en lugar de desplazar el combustóleo, el almacenamiento desplaza la generación de gas natural de ciclo simple. En el escenario 2A, solo las sales fundidas, iones de litio y PHS tuvieron un VPN positivo. En el escenario 2B, solo la tecnología de sales fundidas mantuvo un VPN positivo.

Es importante señalar que en ambos escenarios 2A y 2B el precio del CO₂ es \$ 0/tonelada, y toda la energía utilizada para cargar el almacenamiento tiene un precio de mercado, incluida la energía de fuentes renovables que de otro modo se recortaría (curtailment). El análisis de costo-beneficio se realiza bajo el supuesto de que el almacenamiento se clasifica como transmisión, una modalidad de participación en el sistema eléctrico descrito en el capítulo 3. Esta clasificación en particular se adapta específicamente al marco regulatorio mexicano y no pretende ser un ejemplo a seguir de forma general.

Si la generación desplazada es de ciclo simple alimentada por gas natural, entonces los ahorros de combustibles fósiles son significativamente menores, principalmente debido al bajo precio actual del gas natural, según los estándares históricos. Además, el análisis 2B solo varía el tipo de generación que se está desplazando, mientras que existen numerosos factores que determinan el VPN de un proyecto de almacenamiento.

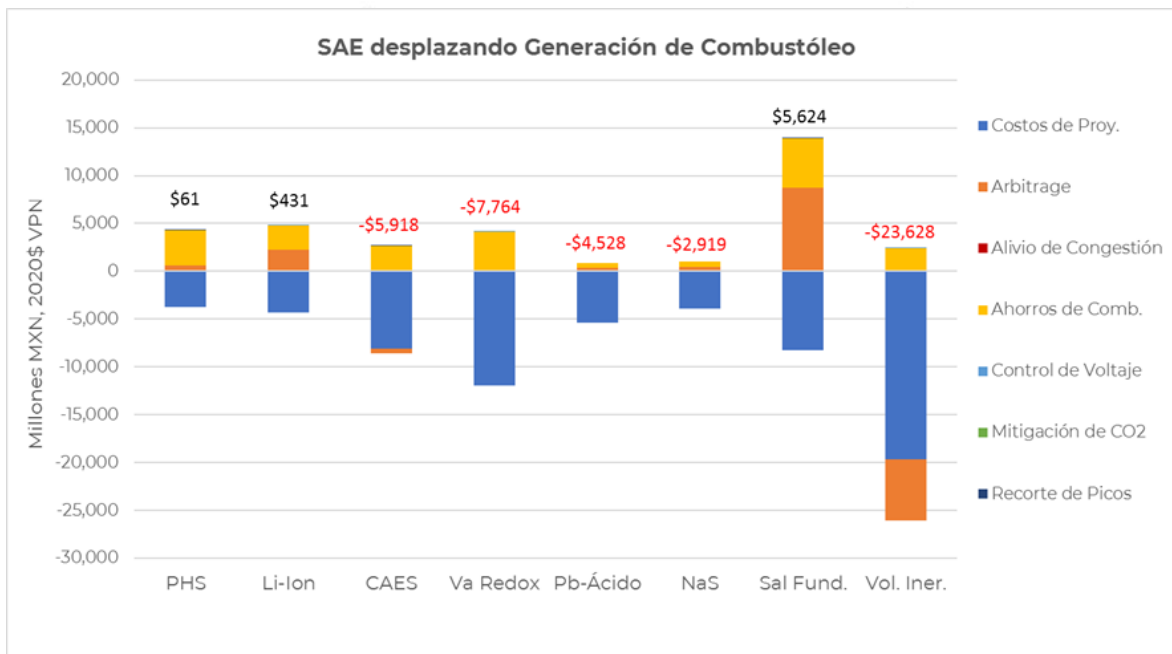


Figure 5. Valor Presente Neto (VPN) en MXN pesos para el escenario: 2ª – GCR Norte, todas las tecnologías y se desplaza combustóleo.

El segundo tipo de análisis de sensibilidad comparó el desempeño de una tecnología consigo mismo en diferentes escenarios. En concreto, el modelo de costo-beneficio examinó cómo cambiaba el VPN de las baterías de Litio-Ion en la Región Peninsular bajo diferentes escenarios de precios del CO₂, el porcentaje de almacenamiento cargado con ERV, el tipo de generación convencional y combustible desplazado por almacenamiento, el aumento/disminución de la tasa de descuento social y cambio en los costos del proyecto.

El análisis de costo-beneficio sugiere que el almacenamiento con baterías de iones de litio en la región peninsular puede producir un VPN considerable que desplaza la generación de gas natural de ciclo simple, no solo combustóleo, bajo una serie de supuestos tales como: el CO₂ tiene un precio comparable a otros mercados mundiales al menos la mitad de la electricidad utilizada para cargar el almacenamiento proviene de recursos renovables, el precio del gas natural se revierte de sus niveles históricamente bajos actuales y el costo de las baterías de iones de litio disminuye en un 10% adicional. Como se menciona en la sección del Catálogo de Tecnología que describe las baterías de iones de litio, el costo de la tecnología disminuyó en más del 20% en 2015 y 2016, en aproximadamente un 15% en 2017, y se espera que disminuya aún más en aproximadamente un 70% durante la próxima década. En el caso de los sistemas de almacenamiento de sales fundidas, por otro lado, se puede obtener un VPN grande sin precios del carbono o niveles de precios del gas natural más normalizados.

La principal conclusión del análisis de costo-beneficio es que, desde una perspectiva social, unas pocas tecnologías de almacenamiento de energía tienen sentido y podrían proporcionar un valor presente neto significativo tanto para la CFE como para la sociedad. Esas tecnologías también pueden proporcionar beneficios no capturados por el VPN positivo, como una mayor independencia energética nacional, la facilitación de la energía renovable para cumplir con los compromisos internacionales, el fortalecimiento de la



confiabilidad de la red, la promoción del acceso a la energía en las comunidades marginadas y posiblemente la creación de un nuevo sector económico con valor-añadido en México como lo es el de almacenamiento de energía.

Resumen E5

Impactos ambientales

El informe identifica los posibles impactos de los sistemas de almacenamiento de energía asociados con la fabricación, uso y disposición final de los equipos que constituyen dichas tecnologías de almacenamiento. Para el Almacenamiento Hidroeléctrico por rebombeo (PHS), los principales impactos fueron los relacionados con el embalse que se crea, la pérdida de suelo por las inundaciones, los cambios en los caudales de los ríos y las emisiones de GEI asociadas al embalse. Las baterías pueden afectar al medio ambiente durante su fabricación, uso, almacenamiento, tratamiento, disposición final, confinamiento y reciclaje. Su producción requiere una gran cantidad de metales y no metales, lo que tiene diferentes impactos ambientales y de salud pública debido a problemas mineros. Ciertos metales y no metales con los que se fabrican las baterías pueden tener efectos adversos en la salud humana a través de diversas formas de exposición. En general, los impactos ambientales durante su operación son relativamente bajos, apareciendo nuevamente en la fase final del ciclo de vida. En el caso de las baterías, las diferentes tecnologías presentan impactos ambientales diferenciados en la etapa de reciclaje, probablemente por el nivel de desarrollo de las cadenas productivas, mostrando que tecnologías como las baterías de plomo presentan menores emisiones que las baterías que aún se encuentran en períodos en los que las cadenas productivas no están bien desarrolladas. Como indicador de la vida útil total del sistema se identificó la Energía Almacenada sobre la Invertida (ESOI por sus siglas en inglés), que es la relación entre la energía eléctrica almacenada durante la vida útil de un dispositivo de almacenamiento y la cantidad de energía primaria incorporada requerida para construir el dispositivo. Dado que las baterías presentan la mayor parte de los impactos de su ciclo de vida durante las fases de fabricación y eliminación, incluido el uso de energía primaria, los indicadores clave propuestos para evaluar el desempeño ambiental están orientados a las emisiones indirectas. La siguiente tabla muestra posibles emisiones y valores típicos de ESOI para diferentes tipos de baterías.

En términos generales, se puede señalar que los impactos ambientales en cuanto a emisiones de los sistemas de almacenamiento por su infraestructura son mayores en el almacenamiento electroquímico (ej. Baterías de Plomo-Ácido y Litio Ion) que en tecnologías de gran volumen como PHS o CAES y que las emisiones en la fase de uso de todas las tecnologías son relativamente similares dependiendo de la configuración y aplicación.



Tabla 4. Efecto específico por kg y por MJ de producción de baterías y valores ESOI típicos para tecnologías de almacenamiento de baterías. Fuente: elaboración propia con datos de (Dehghani-Sanij et al., 2019) (Kourkoupas et al., 2018).

Tipo de batería	Impacto climático (CO ₂ kg/kg)	Emisiones de GEI (kgCO _{2eq} /MJ)	ESOI
Pb - Acido	0.9	5-7	5
Li-ion (Solvente NMP)	12.5	17-27	32
Li-ion (Solvente agua)	4.4		
Vanadio redox			10
Ni-Cd	2.1	10-15	
Ni-MH	5.3	16-20	
Na-S	1.2	2	20
Bromuro de Zinc			9

Nota. Solvente NMP: Solvente de N-Methyl-2-pyrrolidone

Sistemas de almacenamiento de energía para servicios conexos

Este estudio analiza la introducción del almacenamiento en la operación de la red eléctrica, tanto mediante la prestación de servicios de balance a gran escala, como se ha venido haciendo hasta ahora, o usándolo como herramienta para mejorar la calidad del servicio (resolución de contingencias de la red). El almacenamiento de energía proporciona al sistema servicios conexos (respuesta inercial, reservas primarias, reserva "rodante"). En las redes eléctricas se identifican numerosas aplicaciones, agrupadas en cinco categorías según el sistema en el que realizan su función (generación, transmisión, distribución, demanda o servicios conexos). Este estudio se refiere únicamente a este último.

Este estudio estima el tamaño de los servicios auxiliares y el potencial de mitigación de CO₂ del almacenamiento a gran escala en México a través de las dos acciones fundamentales que se toman en cuenta para ofrecer un servicio eléctrico de calidad: (i) regulación de frecuencia; y (ii) regulación de voltaje. Presenta resultados y una evaluación de dichas acciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), compuesto por 158 generadores, 2,022 buses y 3,025 líneas, así como en el sistema aislado de Baja California Sur.

Se realizan estudios para evaluar el comportamiento de la frecuencia, en las diferentes áreas de control del SIN, ante incrementos repentinos de carga. Asimismo, se cuantifican las posibles compensaciones de potencia reactiva en áreas de mayor interés para el sistema para solucionar problemas de perfil de baja tensión, que fueron detectados en estudios previos realizados por autoridades nacionales. Esto se hace para evaluar su comportamiento y proponer los elementos de inserción para ayudar a mejorarlo.



Con base en los valores de reserva requeridos por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), se propone proveerlos mediante tecnologías de almacenamiento de energía. Se cuantifica la reducción de CO₂ y emisiones contaminantes, asumiendo que las tecnologías de generación que se desplazan son tecnologías convencionales que se encuentran fuera de operación.

Desde el punto de vista de los generadores, la reserva rodante es un problema por varias razones, entre ellas el hecho de que obliga a los generadores a trabajar en puntos no óptimos o bajo desviación de la operación nominal. El uso de almacenamiento permite que los generadores funcionen a plena potencia, por lo que, en caso de aumento de potencia, el almacenamiento suministra esos servicios. De esta forma, los sistemas de almacenamiento y sus convertidores asociados pueden hacerse cargo de la reserva rodante, permitiendo que las máquinas convencionales trabajen a su potencia nominal o máxima. Por tanto, el funcionamiento de la red de transmisión y distribución también se beneficia de las instalaciones de almacenamiento. En el documento se describen varias formas de contribución del almacenamiento de energía al mantenimiento de la frecuencia del sistema. La alta velocidad de respuesta, característica de las baterías, les permite colaborar eficazmente en el control de frecuencia primaria.

Este estudio muestra en las secciones primera y segunda una revisión comprensible de los servicios conexos, especialmente el control de frecuencia y voltaje. En los apartados tres y cuatro también se presenta el contexto de estos servicios dentro del concepto de flexibilidad para la integración de Energías Renovables Variables (ERV) en sistemas eléctricos y Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). En la sección cinco se describe el sistema de estudio, así como los resultados de los estudios de frecuencia y voltaje. Las secciones seis y siete explican el papel de la electrónica de potencia en la integración de ERV y un enfoque sobre cómo estimar el potencial de mitigación de SAE. Las secciones 8 y 9 muestran los resultados de un análisis para determinar la ubicación de SAE en función del grado de compensación reactiva de los buses individuales y el tamaño de los requisitos de SAE, según los servicios conexos y las necesidades de respaldo. Finalmente, en la sección 10 se describen algunas conclusiones, así como una comparación del posible potencial de mitigación de emisiones comparando el enfoque presentado en la sección siete con las directrices del IPCC 2006 y la estimación basada en los factores de emisión del inventario nacional.

Los resultados muestran para las diferentes áreas de control en el Sistema Interconectado Mexicano que los SAE podrían ser empleados para brindar servicios conexos. En estos casos, SAE permiten desviaciones en las señales de frecuencia y voltaje dentro de límites técnicamente aceptables. La velocidad de respuesta de tales tecnologías de almacenamiento es fundamental para el éxito del soporte que brindan, especialmente en lo que respecta a la frecuencia. Los SAE podrían respaldar la integración de ERV en aquellas regiones con requisitos de servicios conexos y requisitos de respaldo. Sin embargo, Los SAE solo tienen sentido si existen regulaciones para garantizar que el almacenamiento de energía se use con energía limpia o exclusivamente de renovación.

Para 2018 el requisito de capacidad para el Control de Frecuencia Rápida (FCC) se estimó en aproximadamente 37 MW, estos datos representan una instalación mínima para ayudar a mejorar la operación de la red, este requisito podría ser suplido con tecnologías de almacenamiento. Para 2033, estos requisitos de capacidad para FCC se estiman en 121 MW.

Esta contribución de los SAE para el control de frecuencia es significativa en sistemas pequeños (por ejemplo, el sistema de Baja California Sur), donde las tecnologías asincrónicas pueden desplazar una parte considerable de la generación síncrona basada



en máquinas. En redes más extensas, las tecnologías de almacenamiento utilizadas en las ubicaciones apropiadas pueden lograr resultados significativos para el control de frecuencia y voltaje. La alta velocidad de respuesta, característica de las baterías, les permite colaborar eficazmente en el control de frecuencia primaria. Pero en la actualidad el control de frecuencia de alta velocidad no es un servicio complementario reconocido y no es remunerado.

La flexibilidad es otro factor relevante en la etapa de planificación de la red antes de la integración de las energías renovables y las tecnologías de almacenamiento. El uso de tecnologías de almacenamiento permite brindar servicios de flexibilidad al sistema y contribuir a mejorar la calidad del servicio brindado por las instalaciones de almacenamiento dentro del proceso de integración de ERV.

En cuanto a la ubicación de SAE, parece que los resultados muestran una distribución a lo largo de la red, asociada a las instalaciones de generación cercanas a áreas de alto consumo, ya que significaría que los dispositivos de almacenamiento están cerca de los puntos que requieren un mayor aporte de potencia reactiva. Algunas regiones geográficas se convierten en casos excepcionales, como los alrededores de León, Querétaro, Chihuahua, Riviera Maya, Saltillo, el aislado sistema BCS. Allí, debido a los bajos niveles de voltaje, sería conveniente utilizar recursos reactivos para ayudar a soportarlos. La mitigación potencial de SAE para servicios conexos (solo control de frecuencia) podría situarse entre 2.2 y 2.5 kt CO₂, bajo los supuestos hechos en este estudio, y si solo consideramos el dióxido de carbono. El potencial de mitigación depende profundamente de la combinación de energía utilizada para cargar el SAE.

Modelado del potencial de mitigación de SAE

Antecedentes y contexto

En 2015, México fue el primer país en desarrollo en presentar su contribución determinada a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés), la cual se convirtió en su NDC bajo el Acuerdo de París. Actualmente se le percibe con uno de los países líderes en las Américas en el contexto del cambio climático. Para cumplir con su compromiso actual bajo el Acuerdo de París, México se ha comprometido a una reducción incondicional de gases de efecto invernadero (GEI) de 22% para 2030, incluyendo una reducción de 31% en el sector eléctrico. Adicionalmente, la Estrategia de medio siglo sobre cambio climático (SEMARNAT-INECC, 2016) indica una meta general para reducir las emisiones en 50% en 2050 en comparación con los niveles del año 2000.

Recientemente, la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático de México expresó su apoyo al Programa Especial de Cambio Climático 2020-2024 (PECC), reafirmando las metas de mitigación, en especial las del sector eléctrico.

Cumplir estos objetivos en el sector energético requiere de esfuerzos concretos e implicaría una combinación de medidas de eficiencia, junto con la implementación de tecnologías bajas en carbono y renovables. Para reducir sus emisiones de GEI y alcanzar los objetivos climáticos a mediano y largo plazo, se explorarían rutas alternativas para la descarbonización según se indica en la Ley General de Cambio Climático.

Este estudio busca calcular el potencial de mitigación de CO₂ del almacenamiento a escala de servicio en México al evaluar su papel en un sistema eléctrico cada vez más



descarbonizado. Esto muestra el impacto de una alta descarbonización en el sector eléctrico como resultado de este cambio tecnológico, lo cual sustentaría a México en sus compromisos climáticos.

La descarbonización profunda del sistema eléctrico puede lograrse mediante tecnologías diversas, tales como energía nuclear, captura de carbono y almacenamiento y mediante la integración de partes grandes de energía renovable variable. En este sentido, la disponibilidad de sistemas de almacenamiento a gran escala puede generar un nuevo paradigma y permitir una integración muy alta de energía renovable variable a pesar de su naturaleza variable e intermitente.

Enfoque y modelo usado

Este estudio usa un enfoque de modelización que compara rutas alternativas para satisfacer la demanda eléctrica en México en la manera menos costosa hasta 2050, sujetándose a límites de emisiones de gases de efecto invernadero relacionados con la generación eléctrica.

El enfoque de la modelización combina las restricciones de diferentes límites u objetivos de emisiones de GEI y su precio al carbono asociado para identificar el potencial de mitigación que puede asignarse a las tecnologías de almacenamiento, considerando las reducciones de costos de las tecnologías de generación y almacenamiento en el mediano y largo plazo.

Este potencial se calcula cuantificando la diferencia en emisiones después de aplicar un precio al carbono (calculado como el valor sombra de las emisiones de carbono generadas por la generación eléctrica en una primera corrida) a escenarios con y sin almacenamiento energético.

El estudio identifica si las tecnologías de almacenamiento eléctrico permiten una mayor integración de energía renovable variable mientras reducen los costos del sistema, lo cual implicaría un potencial de mitigación que puede asignarse al almacenamiento. Adicionalmente, se realizan análisis de sensibilidad respecto a diferentes precios al carbono, costos de energías renovables, costos de almacenamiento y precios de gas natural, entre otros, para ver su efecto sobre el potencial de mitigación del almacenamiento energético, dentro de los escenarios modelados.

El estudio es parte de un análisis más amplio de tecnologías de almacenamiento en México, lo cual también incluye otras publicaciones relacionadas con el almacenamiento eléctrico. Los datos usados para esta evaluación de modelización con respecto a las tecnologías de almacenamiento eléctrico provienen del informe “Catálogo de tecnologías de almacenamiento”, cuya elaboración vino acompañada de una consulta y proceso de participación con múltiples interesados para identificar la evolución más probable de tecnologías de almacenamiento eléctrico, en términos de proyecciones de datos tecnoeconómicos, con base en el mejor conocimiento científico.

Balmorel (un modelo de sistemas energéticos y de optimización socioeconómica, de código abierto) fue aplicado para evaluar el impacto y potencial de mitigación del almacenamiento e identificar los impulsores, retos y oportunidades principales de las tecnologías de almacenamiento.

Para este propósito, se desarrollaron escenarios de largo plazo del sistema eléctrico mexicano para evaluar el rol del almacenamiento eléctrico en habilitar una mayor



integración de energía renovable variable e identificar subsecuentemente el potencial de mitigación que puede asignarse a los sistemas de almacenamiento.

Balmorel es un modelo de optimización de enfoque *bottom-up*. Es decir, tiene una representación detallada del sector eléctrico, cuyos objetivos son satisfacer la demanda eléctrica en México al menor costo. El sistema eléctrico mexicano en Balmorel se representa con 53 regiones y la simulación horaria de generación y demanda. Las entradas de datos dependen de las fuentes oficiales y actualizadas disponibles para el público, incluyendo el Catálogo de tecnologías de almacenamiento.

Como el modelo minimiza los costos totales del sistema, actúa como planificador social y no considera cada despliegue individual de cualquier tecnología. Es decir, un plan de negocios, pero el modelo elige qué es mejor para la sociedad a nivel general.

Análisis de escenarios con modelización del sistema energético para evaluar el potencial de mitigación del almacenamiento

Este análisis explora el impacto de tecnologías de almacenamiento en un “Escenario de referencia”, lo cual puede considerarse como un escenario irrestricto impulsado por la optimización de menor costo (es decir, encontrará la manera más barata de satisfacer toda la demanda eléctrica en cada región y hora) y en un escenario “climático” que limitaría las emisiones de GEI a partir de la generación eléctrica en México mediante los precios al carbono.

Para evaluar las diferentes alternativas, se modelaron cuatro escenarios, como se muestra en la Figura 6, considerando la disponibilidad de sistemas de almacenamiento y el uso de precios al carbono para limitar las emisiones de GEI. El precio al carbono se establece a un nivel que, en el “Escenario climático sin almacenamiento”, permitiría alcanzar un objetivo de emisión de 124 MtCO₂e para 2030, lo cual sería consistente con el NDC de México y la meta sectorial para la generación eléctrica establecida en la Ley General de Cambio Climático. Adicionalmente, en 2050, el objetivo se establece en 75 MtCO₂e, lo cual representa una meta de 35% de reducción de emisiones de GHG en comparación con el nivel de 2000.

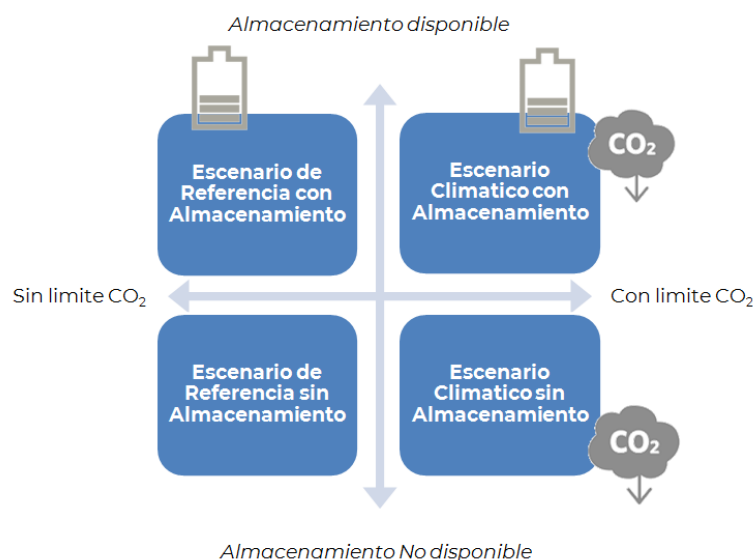


Figura 6. Configuración del escenario principal.



Los escenarios de “referencia” y “climáticos” con la posibilidad de desplegar el almacenamiento asumen las características tecnoeconómicas de baterías de Ion-Litio. Sin embargo, los resultados deben comprenderse en un contexto más amplio, pues también se despliegan otras tecnologías que alcanzan las mismas eficiencias y costos. Adicionalmente, también se realiza un análisis de sensibilidad con almacenamiento hidroeléctrico por bombeo.

Las tecnologías de almacenamiento pueden sustentar la expansión de energía renovable y tienen un potencial de mitigación amplio de CO₂

Los resultados muestran que la generación de energía renovable se volvería más eficiente en costos para satisfacer un crecimiento en la demanda eléctrica y puede desempeñar un papel más grande en el sistema eléctrico futuro, pues sería menos costoso que el suministro eléctrico basado en fósiles, incluso sin precios al carbono. Adicionalmente, cuando se alcanzan objetivos climáticos mediante el uso de precios al carbono, las tecnologías renovables se vuelven incluso más eficientes en costos que las centrales basadas en combustibles fósiles, pues no emiten gases de efecto invernadero y la participación de energía renovable variable sería aún mayor.

Actualmente, la capacidad instalada total de las tecnologías solares fotovoltaicas (FV) es de aproximadamente 5.5 GW y los resultados de la modelización muestran que, incluso sin una ambición climática, la generación de solar FV sería 63% mayor con el almacenamiento en comparación con un escenario sin almacenamiento para 2030 y 25% mayor para 2050. La capacidad de almacenamiento óptima total en 2030 sería de 16 GWh (volumen) y de 5 GW (potencia); aumentaría hasta 69 GWh (volumen) y 23 GW (potencia) para 2050. Los resultados muestran que sería más barato satisfacer la demanda eléctrica al invertir en energía renovable y capacidad de almacenamiento que invirtiendo en centrales basadas en gas. El potencial de mitigación del almacenamiento sería de 6 MtCO₂ para 2030 y hasta 15 MtCO₂ para 2050 (ver Figura 7, izquierda), mientras se reducen los costos totales de satisfacer la demanda de electricidad en el país en 1% en 2030 y 3% en 2050.

Alcanzar un límite climático de 75 MtCO₂ para 2050 considerando una reducción lineal a partir del nivel de emisiones actual implicaría un precio al carbono de 6 USD/tCO₂ en 2030 y 47 USD/tCO₂ en 2050, bajo las condiciones de referencia de este enfoque de modelización y la posibilidad de invertir en el almacenamiento. La generación solar sería de 23% y 105% superior para 2030 y 2050, respectivamente, cuando se compara un escenario con almacenamiento y sin almacenamiento con el mismo nivel de precios del carbono. La capacidad solar FV aumentaría óptimamente hasta 194 GW para 2050, alcanzando el objetivo de 75 MtCO₂ mientras suministra la demanda eléctrica en la manera más costo-eficiente. Para 2030, la capacidad total de almacenamiento óptimo sería de 19 GWh (volumen) y 6 GW (potencia), para 2050, sería de 410 GWh (volumen) y 70 MW (potencia).

La parte de la generación basada en gas natural en el sistema eléctrico en 2050 sería todavía de aproximadamente 37%, sin sistemas de almacenamiento, en comparación con un nivel de 13% que se lograría cuando los sistemas de almacenamiento estén desplegados, porque las tecnologías de almacenamiento desplazarían en gran manera la generación basada en gas. El potencial de mitigación asociado con las tecnologías de almacenamiento sería de 4 MtCO₂ en 2030 y hasta 63 MtCO₂ para 2050 (ver Figura 7,

derecha). Así, el nivel de emisiones sin almacenamiento sería de 138 MtCO₂, a pesar de un precio del carbono de 47 USD/tCO₂, lo cual restringiría la capacidad de México de cumplir con su meta general de reducir sus emisiones totales de gases de efecto invernadero en 50% en comparación con 2000. Por lo tanto, los resultados de modelización muestran que los sistemas de almacenamiento eléctrico permitirían un equivalente de reducción a 46% de emisiones totales en el sector eléctrico en comparación con el escenario climático sin almacenamiento eléctrico. Adicionalmente, los costos totales del sistema se reducirían en 10% anualmente en 2050, si se despliegan tecnologías de almacenamiento.

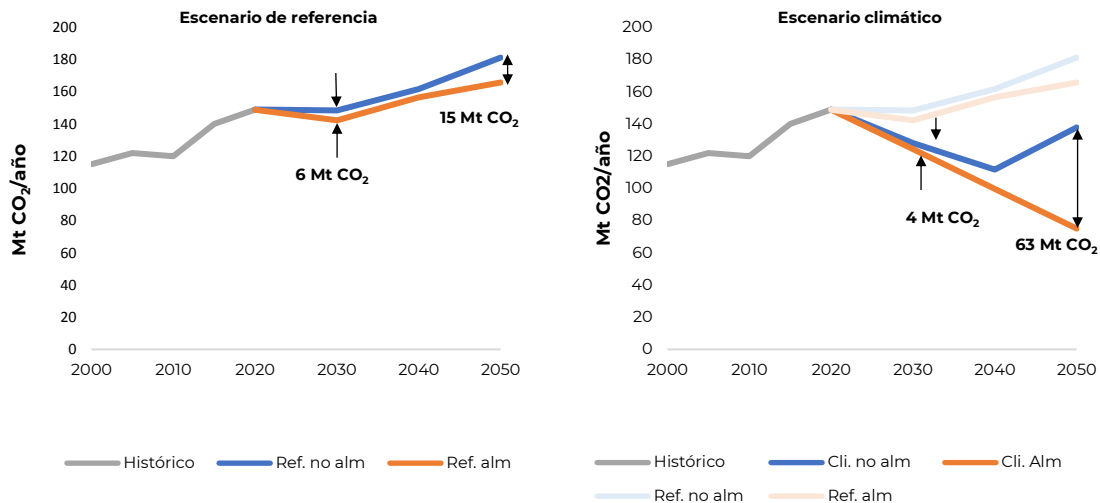


Figura 7. Emisiones anuales de CO₂ y el potencial de mitigación de CO₂ (flecha) en el escenario de Referencia y Climático.

Adicionalmente, se realizaron algunos análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de las incertidumbres en algunas de los datos de entrada que pueden afectar los resultados de manera relevante:

- Las emisiones del sector eléctrico son muy sensibles a variaciones en el precio del gas natural durante todo el periodo. Cuando se usa el precio de carbono de 47 USD/tCO₂ para 2050, las emisiones del escenario con almacenamiento aumentarían de 75 MtCO₂ a aproximadamente 101 MtCO₂, si el precio del gas natural es de 2 USD/GJ menor que el valor definido. Por otro lado, si el precio del gas natural es mayor que el esperado (+1 USD/GJ), las emisiones del sector eléctrico serían de 52 MtCO₂ para 2050. Los precios mayores del gas hacen que las tecnologías renovables tengan más eficiencia en costos, incluso con precios de carbono bajos, y viceversa.
- El impacto de la incertidumbre en el costo de inversión en solar FV solo tendría una gran influencia en 2030 y, para 2050, la diferencia sería de entre +5 MtCO₂ (aprendizaje lento) y -2 MtCO₂ (aprendizaje rápido) en comparación con el caso base.
- La incertidumbre en la tasa de aprendizaje del costo de inversión en baterías tendría un alto impacto en el potencial de mitigación de CO₂. Si las baterías se vuelven más baratas que el cálculo central, el potencial de mitigación crecería de 63 MtCO₂ a aproximadamente 72 MtCO₂ para 2050.



Objetivos climáticos alternativos

Como el precio de CO₂ deriva del objetivo climático, los objetivos alternativos de CO₂ pueden cambiar el potencial de mitigación de almacenamiento, como efecto de los cambios en los precios de CO₂. Adicionalmente, el nivel de precios del carbono cambiaría la dinámica del sistema, lo cual también cambiaría el potencial de mitigación que puede asignarse a tecnologías de almacenamiento.

Este objetivo climático se fortalece de 75 a 50 MtCO₂ en 2050, lo cual implicaría un precio al carbono de 106 USD/tCO₂ y el potencial de mitigación del almacenamiento se reduciría de 63 a 38 MtCO₂. Un precio de carbono muy alto puede hacer que la energía limpia sea eficiente en costos en comparación con la generación basada en fósiles sin almacenamiento. Entonces habría un impacto relativamente menor a partir de las tecnologías de almacenamiento en términos de mitigación, pero altamente relevante en términos de costo, porque la generación de energía limpia se volvería menos costosa. Los costos totales de satisfacer la demanda eléctrica serían 16% menores para 2050 si se despliegan tecnologías de almacenamiento.

Si el objetivo climático se relaja de 75 a 100 MtCO₂ en 2050, esto implicaría un precio del carbono de 30 USD/tCO₂ y el potencial de mitigación del almacenamiento se reduciría de 63 a 55 MtCO₂. El potencial de mitigación es menor pues, en precios de carbono menores, los sistemas solares FV más los de almacenamiento presentan una ventaja un poco menor que la generación con combustibles fósiles. Sin embargo, los costos totales de satisfacer la demanda eléctrica serían 6% menores para 2050 si se despliegan tecnologías de almacenamiento.

Con precios moderados de carbono, la posibilidad de invertir en sistemas de almacenamiento permitiría alcanzar niveles mayores de descarbonización, aumentando la costo-eficiencia de sistemas solares FV y almacenamiento en comparación con la generación basada en fósiles. Con precios de carbono de bajos a moderados, el almacenamiento casi siempre desplaza a la generación basada en fósiles, mientras que, con precios de carbono altos, el almacenamiento también desplaza fuentes energéticas limpias que son más costosas.

Almacenamiento hidroeléctrico de bombeo y batería de iones de litio

Este estudio considera como tecnología de referencia a las baterías de iones de litio, pero existen otras tecnologías que pueden ser altamente relevantes en el contexto mexicano, en especial el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHS, por sus siglas en inglés). El despliegue de PHS promovería la integración de energía renovable variable en comparación con un escenario sin almacenamiento y tendría un potencial de mitigación de 46 MtCO₂ en 2050. Sin embargo, debido a la alta reducción de costos esperada para las baterías de iones de litio en el mediano plazo, el potencial de mitigación asociado con el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo solo es menor que el que se asocia con baterías de iones de litio después de 2040.

El despliegue de ambas tecnologías puede ser la solución preferida, combinando las ventajas de PHS (almacenamiento intertemporal e interanual y un menor uso/importación de recursos minerales) y de las baterías de iones de litio (costos menores y mayores eficiencias de ciclo completo y respuesta rápida para servicios conexos), en donde PHS almacenaría energía durante periodos más prolongados de tiempo.

Si existen limitaciones para el volumen de la batería de iones de litio (MWh), el rol de PHS aumentaría, aunque el de las tecnologías de almacenamiento sería muy menor en general. Los escenarios con límites de iones de litio, de dos a cuatro horas de duración



máxima, implicarían inversiones óptimas de 1.2 GW de PHS para 2030 y 5.0-5.3 GW de batería de iones de litio, las cuales aumentarían sustancialmente hacia 2050.

Las barreras regulatorias y financieras ralentizarían el despliegue efectivo de tecnologías de almacenamiento

Las barreras regulatorias y financieras para los sistemas de almacenamiento tendrían influencia en el ritmo de su despliegue efectivo, lo cual afectaría el nivel de la integración de energía renovable. Sin embargo, como se prevé que el costo de las tecnologías de almacenamiento (baterías de iones de litio usadas en este enfoque de modelización como tecnología de referencia) caiga drásticamente, se volverían económicamente atractivas incluso con la prevalencia de algunas barreras existentes. Así, una regulación adecuada puede facilitar una integración más rápida y mayor, lo cual reduciría más el costo de almacenamiento, teniendo como resultado una reducción del costo general de satisfacer la demanda eléctrica en México mientras cumple con las obligaciones climáticas. Los resultados de la modelización muestran que:

- Los costos altos de transmisión de electricidad hacia y desde fuentes de almacenamiento puede reducir la generación por energía solar FV de 3% a 5% en 2050, resultando en 3 MtCO₂ de emisiones inducidas adicionales.
- Si los dispositivos de almacenamiento con una relación volumen/capacidad mayor a 6 horas pueden participar en una manera más favorable en el mercado eléctrico que los dispositivos de almacenamiento con una relación menor, las emisiones pueden aumentar en hasta 4% en 2040 y 10% en 2050, equivalente a un aumento de 8 MtCO₂.
- Si las inversiones se relacionan con una percepción de riesgo mayor de las tecnologías de almacenamiento, las emisiones pueden aumentar de igual manera.

Aportaciones basadas en el conocimiento para la toma de decisiones y la planificación climática y energética

Este estudio no es un pronóstico acerca de cómo evolucionará el futuro, sino una evaluación de escenarios de lo que puede ocurrir si las tecnologías de almacenamiento pueden integrarse en el sistema bajo diferentes ambiciones climáticas. Los resultados de la modelización muestran que el rol de las tecnologías de almacenamiento pueden ser la clave en un sistema eléctrico mexicano del futuro que sea más descarbonizado y cumpla con las metas climáticas de México.

Si los sistemas de almacenamiento evolucionan en una manera similar a cómo se han evaluado aquí, pueden marcar la diferencia sobre la integración de la energía renovable variable, pues permite abordar la inquietud: "¿qué ocurre cuando el sol no brilla y no sopla el viento?".

Este estudio muestra que las tecnologías de almacenamiento pueden tener el potencial de transformar el sistema eléctrico. Las tecnologías de almacenamiento reducirían costos, facilitarían la integración de renovables y tendrían un potencial de mitigación de CO₂ considerable.



Principales conclusiones y recomendaciones

E1 Tendencias globales

- Las regulaciones y políticas de almacenamiento de energía aún no están finalizadas, incluso en mercados avanzados como lo son California o el Reino Unido.
- El éxito de la integración del almacenamiento de energía en las operaciones del sistema eléctrico requeriría:
 - Incentivos tanto regulatorios como comerciales.
 - El desarrollo del almacenamiento de energía impulsado únicamente por la regulación o por el mercado no es óptimo.
 - Coordinación entre CENACE, CRE, SENER, el sector privado y otros actores en la identificación y eliminación de barreras al despliegue de almacenamiento de energía.
 - Cuantificación de los beneficios que el almacenamiento de energía puede proporcionar a nivel de desarrollador de almacenamiento de energía, así como a nivel social (es decir, cuantificación de externalidades).
 - Definición de almacenamiento y de los productos que el almacenamiento de energía puede aportar a la red, y una metodología que permita valorar dichos productos.
 - Marco regulatorio predecible y transparente.

E2 Catálogo de tecnología

- El catálogo de tecnología proporciona datos técnicos y económicos para la evaluación preliminar del almacenamiento en una única base de datos.
- El desarrollo de tecnologías de almacenamiento puede cambiar sustancialmente la información contenida en el catálogo y siempre será necesario actualizarlo periódicamente para agregar nuevas tecnologías y otras aplicaciones.
- Los costos de las tecnologías de almacenamiento se reducirán en los próximos años.
- La tendencia mundial es hacia instalaciones de almacenamiento más grandes.



- Las tecnologías de almacenamiento son versátiles en sus características y pueden brindar diferentes tipos de servicios y en diferentes aplicaciones.

E3 Barreras

Las barreras clave identificadas fueron:

- Falta de un mercado para el control (respuesta) de frecuencia rápida, que es la forma principal de participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados energéticos de todo el mundo, aunque actualmente el control de frecuencia proporcionado por las reservas es remunerado.
- La ausencia de un procedimiento formal para la contratación de servicios conexos no incluidos en el mercado mayorista excluye a los sistemas de almacenamiento de ofrecer esos servicios.
- Falta de un marco contractual a largo plazo para los servicios que ofrece el almacenamiento, lo que podría reducir el riesgo de inversión a largo plazo.
- Clasificar el almacenamiento como generación presenta varios desafíos, tales como:
 - Pagar dos veces la tarifa de transmisión. Como generador, el almacenamiento paga una tarifa de transmisión por inyectar la energía en la red, que está destinada a cubrir el 30% de los costos de transmisión. El almacenamiento también debe pagar una tarifa de transmisión cuando se está cargando, una tarifa pagada por la carga, que debe cubrir el 70% del costo de transmisión.
 - Clasificar el almacenamiento como generación obliga a las tecnologías de almacenamiento a competir en pie de igualdad con la generación convencional, lo que no puede hacer para numerosos servicios debido al tiempo limitado en que se puede liberar energía.
 - Falta de normas y estándares técnicos, así como de regulaciones ambientales relacionadas con el almacenamiento.
 - Falta de incentivos fiscales similares a los otorgados a la generación renovable.
 - Requisitos más estrictos que para la generación convencional para recibir pagos por disponibilidad en el mercado de capacidad. Mientras que para el almacenamiento se requiere proporcionar electricidad durante 6 horas a plena capacidad, la generación convencional debe proporcionarla solo durante 3 horas.
 - Las subastas de capacidad de generación a largo plazo no reconocen las limitaciones de suministro de energía que enfrenta el almacenamiento. En consecuencia, aunque el almacenamiento se clasifica como generación, no puede competir con la generación convencional.



- La CFE tiene incentivos limitados para implementar el almacenamiento por rebombeo hidroeléctrico bajo los contratos de legados existentes:
 - Los contratos legados tienen una tasa de rendimiento fija y la CFE no podría aprovechar las fluctuaciones del mercado.
 - Para que la CFE pueda construir un sistema de almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo, también tendría que construir una nueva central de generación hidroeléctrica, ya que todas las plantas hidroeléctricas existentes tienen contratos legados.
 - Si se realiza una inversión adicional vinculada a una central bajo un contrato legado, esa inversión también se incluye en el contrato legado. Sin renegociar el contrato, CFE no tiene ningún incentivo para realizar una inversión que no podría controlar.
 - En resumen, CFE compite en el mercado eléctrico con participantes del sector privado y actúa como un participante del sector privado con fines de lucro. En consecuencia, para que CFE pueda realizar una inversión, necesita un retorno de esa inversión que considere aceptable. Sin embargo, las limitaciones impuestas a CFE a través de contratos legados pueden dificultar la obtención del nivel deseado de retorno de la inversión.

- 4 formas posibles de integrar tecnologías de almacenamiento de energía bajo la regulación actual fueron identificadas:
 - Almacenamiento independiente impulsado por el mercado
 - Almacenamiento asociado impulsado por el mercado
 - Almacenamiento independiente, clasificado como transmisión y controlado por CENACE
 - Almacenamiento asociado, controlado por CENACE

- Algunos aspectos deben ser considerados con relación con los activos controlados por CENACE:
 - El ahorro de combustible, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la caída de los precios de la energía debido a la reducción de picos y la disminución de la congestión son algunos de los beneficios para la sociedad que se pueden optimizar, porque las decisiones no se basan en el mercado.
 - Seguridad de un contrato a largo plazo y sin riesgo de mercado.
 - Los contratos a largo plazo pueden dificultar que CENACE aproveche la última tecnología.
 - El inversionista opera, pero no controla el activo.

- A largo plazo, podría ser mejor definir una nueva clase de activos denominada “almacenamiento de electricidad”. El principal beneficio de crear una nueva clase



de activos es el reconocimiento de características distintas asociadas con el almacenamiento.

E4 Potencial de las tecnologías de almacenamiento en México

- En México, los proyectos de PHS podrían desarrollarse especialmente en las cordilleras donde son posibles arreglos en cascada, algunos proyectos podrían desarrollarse con costos de almacenamiento de energía menores a 10 US\$/MWh. La mayoría de los sitios identificados están ubicados en áreas donde el requerimiento de tierra es menor a 10 km²/TWh.
- En México, más de 272,000 posibles ubicaciones podrían ser adecuadas para desarrollar sistemas PHS de circuito cerrado con una capacidad total de almacenamiento de energía de 4,200 TWh.
- México tiene una infraestructura de más de 5,000 represas con una capacidad total aproximada de almacenamiento de agua de 150,000 hm³; El 82% de la capacidad total de almacenamiento de agua se concentra en 180 presas. Esta infraestructura constituye un recurso potencial para el desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía hidroeléctrica por rebombeo, ya sea mediante la construcción de un embalse fuera del río en un nivel superior o mediante la instalación de sistemas de bombeo cuando actualmente existe una disposición en cascada en un río.
- En México, las formaciones de sal se ubican a lo largo del Golfo de México, donde los estados de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche muestran formaciones de sal que podrían ser estudiadas directamente para el desarrollo del CAES.
- Si bien el potencial bruto en México para PHS y CAES parece ser grande, también es evidente que es necesario realizar más investigaciones para evaluar el potencial global de estas dos tecnologías a nivel nacional a fin de facilitar los estudios de factibilidad en sitios específicos para identificar los proyectos que se podrían desarrollar en el corto, mediano y largo plazo.

Casos de estudio

- En México se identifican una variedad de problemas que podrían aliviarse mediante la implementación de tecnologías de almacenamiento, que podrían ayudar a la integración de las energías renovables y conducir a una mitigación de las emisiones de GEI en el SEN.
- El acceso a la información actualmente es limitado, lo que dificulta el análisis oportuno de los problemas operativos en el SEN (a nivel local). Por lo tanto, la realización de proyectos específicos requiere la estrecha colaboración del CENACE y los actores implicados.
- Las cinco regiones estudiadas presentan diferentes problemas dependiendo entre otros aspectos de: su capacidad de transmisión, la generación convencional y renovable, la demanda, la matriz de generación regional y en el futuro de la



posible interconexión de nuevas ERV. Los problemas identificados a nivel regional son:

Peninsular

- o Energía no suministrada
- o Problemas de control de frecuencia.
- o Falta de suministro de Gas Natural
- o La demanda superó la transmisión
- o La demanda excedió la oferta
- o Algunas líneas de transmisión alcanzaron sus límites de transmisión

Baja California Sur

- o Algunas centrales convencionales están al final de su vida útil
- o Reducción de potencia de centrales
- o Incremento de la demanda residencial y turística
- o Red de transmisión subdesarrollada
- o Saturación de carga en bancos de transformación
- o Problemas de control de voltaje

Norte

- o Algunas centrales muestran derrateo
- o Saturación de líneas de transmisión y voltajes fuera de los límites permitidos.
- o Energía no abastecida asociada a problemas de saturación en las conexiones Noreste-Norte y Norte-Noroeste.
- o La región de Ciudad Juárez tendrá un aumento en la demanda pico
- o Mayor carga en autotransformadores

Noreste

- o Las líneas de transmisión muestran congestión en dirección centro y norte.
- o Variaciones de voltaje
- o Aumento de la demanda pico en el área de Monterrey
- o Algunas plantas muestran reducción de potencia.
- o La participación de tecnologías convencionales en la generación es alta.
- o Incremento de la participación de ERV en la generación



Occidental

- Incrementos en el consumo residencial, comercial e industrial
 - Perfiles de baja tensión y problemas de regulación en algunas zonas
 - Reducción de la capacidad de transmisión de la región y saturación en algunas líneas de transmisión.
 - Incremento de la participación de ERV en la generación
- La delimitación de los proyectos de almacenamiento debe partir de la identificación de los principales problemas a resolver, la ubicación y las características físicas de la red a nivel local. La selección del tipo y tamaño de las tecnologías de almacenamiento de energía debe estar orientada a los problemas más importantes a resolver a nivel regional o local.
 - Las tecnologías de almacenamiento de energía podrían desplazar diferentes tipos de generación, dependiendo de la matriz de generación regional y eso tendrá una gran influencia en los beneficios.

Evaluación costo-beneficio

- La principal conclusión del análisis de costo-beneficio es que, desde una perspectiva social, unas pocas tecnologías de almacenamiento de energía (Baterías, PHS, Sales fundidas) tienen sentido y podrían proporcionar un valor presente neto significativo tanto para la CFE como para la sociedad.
- Hay muchos factores que determinan el VPN, los proyectos de almacenamiento pueden tener el VPN positivo con supuestos muy razonables, un ejemplo donde la tecnología de Li-Ion tiene VPN positivo es el escenario donde se desplaza la generación de ciclo simple de gas natural y cuando:
 - El almacenamiento está cargado 50% de fuentes renovables
 - El precio de CO₂ es por lo menos 15 US\$/tonelada
 - El precio de gas sube (por ejemplo, de US\$1.70 a US\$3.75/MMBtu)
 - Considerando una reducción de 10% de los precios actuales de los sistemas LI-Ion (en los últimos años los precios bajaron más que 10%/año).
- Esas tecnologías también pueden proporcionar beneficios no capturados por el VPN positivo, como
 - una mayor independencia energética nacional,
 - la facilitación de la integración de energía renovable para cumplir con los compromisos internacionales,
 - el fortalecimiento de la confiabilidad de la red,
 - la promoción del acceso a la energía en las comunidades marginadas y
 - posiblemente la creación de un nuevo sector económico con valor agregado en México como lo es el de almacenamiento de energía.



E5 Potencial de mitigación de tecnologías de almacenamiento seleccionadas en México

5.1 Impactos ambientales

- En términos generales, se puede señalar que las emisiones de los sistemas de almacenamiento por su infraestructura (fabricación) son mayores en el almacenamiento electroquímico (por ejemplo, baterías de Plomo-Ácido y Litio Ion) que en tecnologías a granel como PHS o CAES.
- En la fase de uso, las emisiones dependen de la configuración (tamaño) y aplicación específicas.

5.2 Servicios auxiliares

- Algunas regiones o zonas geográficas requieren especial atención, como: Bajío, Chihuahua, Riviera Maya, Saltillo y el aislado sistema BCS.
- En 2018 el requerimiento de capacidad para control de frecuencia (rápido) estimado es de 37 MW, estos datos representan una instalación mínima para ayudar a mejorar la operación de la red, este requerimiento podría ser suplido con tecnologías de almacenamiento. Para 2033, estos requisitos de capacidad se estiman en 121 MW.
- La reducción de emisiones puede ser mayor si las tecnologías de almacenamiento brindan no solo regulación de frecuencia, sino también otros servicios relacionados, por ejemplo, participar en reservas de energía (por ejemplo, rampas) y transferencia temporal de energía.
- Las tecnologías que serán mayoritariamente desplazadas serán: Ciclos Combinados, Carbón, Turbogas y Termoeléctrica, en ese orden.
- Los resultados muestran que las tecnologías de almacenamiento podrían usarse positivamente para brindar servicios auxiliares en el SIN, apoyar la integración de renovables y profundizar la reducción de emisiones si se utilizarán energías limpias o exclusivamente renovables con mayores porcentajes y esto a un costo razonable.

5.3 Modelado del potencial de mitigación de ESS

- Incluso sin una ambición climática explícita para el sector de la electricidad, un mercado de electricidad óptimo para el almacenamiento puede aumentar el despliegue de energía de energías renovables variables (ERV), contribuyendo así a la mitigación de CO₂ con hasta 6 millones de toneladas de (Mt CO₂) para 2030 y 15 Mt CO₂ en 2050.
- ERV en combinación con el almacenamiento de energía desplaza principalmente tecnologías como el ciclo combinado de gas natural y las turbinas de gas de ciclo único. Los objetivos climáticos reflejados en los precios del carbono harían que la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento sean más baratos que la



generación basada en fósiles más el precio del carbono asociado a la quema de combustible.

- Tanto la tecnología eólica como la solar se expandirían de 2020 a 2050 bajo un escenario climático, mientras que la disponibilidad de almacenamiento haría que la energía solar fotovoltaica fuera más rentable. La eólica aumentaría en 83 GWh y la solar fotovoltaica en 329 GWh en el escenario climático, incluido el almacenamiento de 2020 a 2050.
- En el escenario climático con almacenamiento, los ahorros de combustible por la disminución del consumo de gas natural nivelan las mayores inversiones de capital en energía solar fotovoltaica y capacidad de baterías, siendo ambos componentes similares.
- Si México persigue políticas de mitigación de GEI mediante la fijación de precios al carbono, el potencial de mitigación del almacenamiento (comparando el escenario climático con y sin almacenamiento) podría ser de hasta 63 MtCO₂ en 2050, equivalente a una reducción del 45% de las emisiones en el sector eléctrico, en comparación con un escenario sin almacenamiento de electricidad.
- El enfoque de modelización de este estudio no puede optimizar la producción y el uso de combustóleo, ya que solo está representado el sector eléctrico. Cuando el consumo de combustóleo en el sistema eléctrico no se hace cumplir, representa un escenario donde su producción podría minimizarse o podría haber usos más óptimos en otros sectores. Bajo un mismo precio del carbono y sin restricciones al combustóleo utilizado para la generación de electricidad, el potencial de mitigación asignado al almacenamiento aumentaría, ya que la combinación de energía renovable + almacenamiento sería más rentable que las centrales eléctricas de gas natural para cubrir el suministro de electricidad a base de fueloil. El potencial de mitigación asignado al almacenamiento sería de 69 MtCO₂ para 2050, si no hay restricciones al uso de combustóleo para la generación de electricidad.
- El nivel de fijación de precios del carbono asociado a diferentes objetivos de emisión cambiaría la dinámica del sistema de energía, cambiando también el potencial de mitigación que podría asignarse al almacenamiento. Un precio muy alto del carbono haría que la energía limpia fuera rentable en comparación con la generación basada en fósiles sin almacenamiento. Habría un impacto relativamente menor de las tecnologías de almacenamiento en términos de mitigación, pero muy significativo en términos de costo, ya que la generación de energía limpia sería más barata. A precios moderados del carbono, la posibilidad de invertir en sistemas de almacenamiento permitiría alcanzar mayores niveles de descarbonización, aumentando la rentabilidad de la energía solar fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento en comparación con la generación basada en fósiles. A precios del carbono bajos a moderados, el almacenamiento desplazaría principalmente a la generación basada en fósiles, mientras que, a precios altos del carbono, el almacenamiento también desplazaría las fuentes de energía limpia más caras.
- El despliegue de sistemas de almacenamiento hidráulico por bombeo promovería la integración eficiente de VRE en comparación con un escenario sin almacenamiento y tendría un potencial de mitigación de 46 MtCO₂ en 2050. No obstante, debido a la gran reducción de costos esperada de las baterías de iones de litio en el A medio plazo, el potencial de mitigación asociado al



almacenamiento de agua por bombeo es menor que el asociado solo a las baterías de iones de litio después de 2040, y el despliegue de ambas tecnologías podría ser la solución preferida, combinando las ventajas de PHS (entre estaciones y almacenamiento interanual y menor uso / importación de recursos minerales) y baterías de iones de litio (menores costos, mayor eficiencia de ida y vuelta y respuesta rápida para servicios auxiliares).

- Los escenarios que consideran inversiones simultáneas en baterías de iones de litio y sistemas de almacenamiento de agua por bombeo muestran que las inversiones en ambas tecnologías serían óptimas, donde PHS almacenaría energía durante períodos de tiempo más largos. Si existen limitaciones para el volumen de la batería de iones de litio (MWh), el papel de PHS podría aumentar, pero el papel de las tecnologías de almacenamiento sería, en general, menor. Los escenarios con límites de iones de litio de un rango de duración de dos a cuatro horas ya implicarían inversiones óptimas de 1.2 GW de PHS para 2030 y 5.0-5.3 GW de baterías de iones de litio, que aumentarían sustancialmente hacia 2050.
- Las tecnologías de almacenamiento serían económicamente atractivas incluso bajo las barreras existentes. Sin embargo, cambios en la regulación podrían facilitar una integración mayor y más rápida, reduciendo así el costo de almacenamiento, lo que resultaría en una disminución del costo total de satisfacer la demanda de electricidad en México y cumplir con las obligaciones climáticas.
- Bajo la tarifa de transmisión actual, donde las tecnologías de almacenamiento se cobran tanto durante la carga como durante la descarga, el potencial de mitigación disminuiría en una cantidad pequeña, pero no despreciable, de 3 MtCO₂.
- Las barreras que restringen los requisitos de capacidad, aquí ejemplificadas mediante la imposición de un requisito mínimo de almacenamiento de 6 horas, podrían conducir a una menor participación de energías renovables y tecnologías de almacenamiento, resultando en un aumento de la emisión de CO₂ debido al mayor uso de gas natural.

Apéndices

D1: "Revisión de experiencias y tendencias en tecnologías de almacenamiento de electricidad en México y a nivel mundial"

Sin apéndice

D2: "Catálogo de tecnologías para el almacenamiento de energía",

2. Apéndice A



2. Apéndice B

D3: "Barreras y habilitadores para la implementación de tecnologías de almacenamiento en México"

3. Apéndice A

3. Apéndice B

D4: "Potencial de las tecnologías de almacenamiento en México"

4. Apéndice A

Apéndice 4.1, Peninsular

Apéndice 4.2, Baja California Sur

Apéndice 4.3, Norte: Juárez-Chihuahua

Apéndice 4.4, Noreste: Saltillo-Monterrey

Apéndice 4.5, Oeste: Hidalgo – Querétaro

D5: "Potencial de mitigación de tecnologías de almacenamiento seleccionadas en México"

5.1 Revisión de la evaluación de impacto ambiental de las tecnologías de almacenamiento.

Sin apéndice

5.2. Uso de tecnologías de almacenamiento para la prestación de servicios conexos y su potencial para la mitigación del cambio climático.

Apéndice A, Control de generación

Apéndice B, Metodología para calcular el requisito de reserva regulatoria

Apéndice C, capacidad de cortocircuito y curvas fotovoltaicas

Apéndice D, Cálculo de almacenamiento de energía

Apéndice E, Tablas de reducción de emisiones por área de control

5.3 Almacenamiento de energía a escala de servicios públicos como facilitador de la mitigación de CO₂.

D5.3 Apéndice A

D5.3 Apéndice B



Materiales disponibles solo en la red

Del “Catálogo de tecnologías para el almacenamiento de energía”

D2 PHS.xlsx

D2 Li-ion.xlsx

D2 Lead Acid.xlsx

D2 VRB.xlsx

D2 NaS.xlsx

D2 Molten Salt.xlsx

D2 Flywheels.xlsx