

REFLEXIONES HACIA UN MARCO REGULATORIO INTEGRAL PARA EL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN MÉXICO

Cecilia Montserrat RAMIRO XIMÉNEZ*

SUMARIO: I. *¿Por qué hablar de almacenamiento energético?* II. *El valor agregado del almacenamiento de energía.* III. *Piezas existentes y faltantes en la regulación mexicana.* IV. *Conclusiones.* V. *Bibliografía.*

I. ¿POR QUÉ HABLAR DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO?

A estas alturas, el consenso entre la comunidad científica es que el cambio climático es un fenómeno real, resultado de la actividad humana, primordialmente de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI).¹ Ante esta problemática, muchos países han adoptado diversos compromisos para disminuir sus emisiones y mitigar los efectos del cambio climático, incluyendo estrategias individuales, así como convenios internacionales. Dentro de estos últimos destaca el Acuerdo de París de 2015, en el cual México se comprometió —de manera no condicionada— a reducir 22% de sus emisiones nacionales de GEI para el 2030.²

Dado que el sector energético contribuye con cerca de dos terceras partes de las emisiones de GEI³ a nivel global, existe una responsabilidad de generar soluciones innovadoras en este sector que permitan hacer frente al problema del calentamiento global. La creciente integración de energías renovables a la

* Excomisionada en Comisión Reguladora de Energía.

¹ Intergovernmental Panel on Climate Change, *Summary for Policy Makers*, en *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*, Cambridge, Cambridge University Press, 2013, pp. 2 y 17.

² Gobierno de la República, *Compromisos de Mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030*, México, Gobierno de la República, 2014, p. 9.

³ International Energy Agency, *Energy and Climate Change*, France, OCDE, 2015, p. 18.

matriz energética ha permitido desplazar, paulatinamente, el uso de combustibles fósiles contaminantes para la generación de energía, siendo una de las estrategias más socorridas para la mitigación de GEI en la industria energética.

México cuenta con un enorme potencial renovable, gracias a su ubicación geográfica. Existen altos niveles de insolación a lo largo de todo el territorio, así como importantes zonas con vientos intensos y constantes, tales como Tamaulipas o el Istmo de Tehuantepec. Sin embargo, la penetración de recursos renovables aún es baja: en 2017, las tecnologías eólica y solar contribuyeron con menos de 5% de la generación del país.⁴ Esta situación, no obstante, está cambiando rápidamente a raíz de tres factores: i) las metas de generación limpia⁵ que estableció México en la Ley de Transición Energética y son parte de sus compromisos climáticos: 25% para 2018, 30% en 2021 y 35% para 2024;⁶ ii) el éxito de las tres subastas eléctricas realizadas entre 2015 y 2017, gracias a las cuales entrarán en operación de 20 proyectos eólicos y 40 plantas solares que incrementarán a 11% el porcentaje de generación a partir de Energías Renovables Intermitentes (ERI),⁷ es decir cuya producción depende de fuerzas naturales no controlables por el hombre como la radiación solar o la intensidad del viento, y iii) el crecimiento sostenido en la generación distribuida que, de continuar con la tendencia actual, podría significar 6.7 GW en 2023 principalmente a partir de recursos fotovoltaicos.⁸

Empero, aunado a su potencial para mitigar las emisiones GEI en la generación eléctrica, la variabilidad de las ERI puede poner en riesgo la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, así como afectar negativamente los precios de energía si no se aplican estrategias adecuadas para manejarla.⁹ Es por ello, que una política de acción climática que prioriza el avance de las

⁴ Secretaría de Energía, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*, México, SENER, 2018, pp. 19 y 22.

⁵ La generación limpia considera recursos solares, eólicos, hídricos, geotérmicos, nucleares y cogeneración eficiente, entre otras tecnologías descritas en el artículo 3o. de la Ley de Transición Energética.

⁶ Secretaría de Gobernación, Ley de la Transición Energética, *Diario Oficial de la Federación*, artículo tercero transitorio, México, 24 de diciembre de 2015, disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015.

⁷ Gobierno de la República, *En la tercera Subasta Eléctrica se obtuvo uno de los precios más bajos internacionales: PjC*, 21 de noviembre de 2017, disponible en: <https://www.gob.mx/cenace/prensa/en-la-tercera-subasta-electrica-mexicana-se-obtuvo-uno-de-los-precios-mas-bajos-internacionalmente-pjc-141671>.

⁸ Estimaciones de la Comisión Reguladora de Energía.

⁹ World Energy Council, *Variable Renewables Integration in Electricity Systems: How to Get It Right*, United Kingdom, WEC, 2016, pp. 31-38.

energías renovables, particularmente intermitentes, no debe dejar de lado el desarrollo de instrumentos regulatorios y de mercado que permitan utilizar las opciones existentes para manejar esta característica.

En este contexto, el almacenamiento de energía eléctrica (AEE) constituye una herramienta prometedora para integrar mayores proporciones de ERI al otorgar margen de maniobra a los operadores del sistema para coordinar generación y demanda aun cuando la energía no sea generada en el mismo instante que se requiere. En términos generales, el AEE abarca diferentes tecnologías (baterías de litio, acumulación por bombeo, aire comprimido, volantes de inercia, supercapacitores, entre otras) que permiten capturar energía producida en un momento del tiempo, para usarla posteriormente.¹⁰

Los sistemas de AEE no son la única solución tecnológica para lidiar con la variabilidad de las ERI y así aprovechar mejor sus beneficios. Mejoras en los pronósticos del recurso eólico y solar, mayor flexibilidad en la generación, expansión de las redes de transmisión y distribución, mayor visibilidad de los recursos de generación distribuida e implementación de programas de respuesta de la demanda, son otras de las opciones más conocidas.¹¹

Los detractores del AEE señalan el costo como la principal desventaja de esta tecnología y es verdad que, por ahora, el AEE continúa siendo una opción costosa para muchos jugadores en diversos mercados, por lo que su desarrollo se ha concentrado sobre todo en economías avanzadas, como las de California o Alemania. Sin embargo, sus costos son cada vez más accesibles, de hecho, entre 2010 y 2017, el precio por KWh de baterías de litio pasó de aproximadamente USD \$1,000 a USD \$200, y para 2030 se espera que se reduzca aún más, llegando a USD \$70 por KWh.¹² Asimismo, ya existen modelos de negocio y aplicaciones específicas para las que el AEE tiene sentido económico.

El objetivo de este artículo no es promover el AEE como una alternativa única para hacer frente a la variabilidad de las ERI, sino destacar los beneficios que esta tecnología podría aportar al sistema eléctrico mexicano y su joven mercado, como una más de las opciones disponibles, dejando siempre a los jugadores del mercado la decisión final de qué opción es la que hace más sentido económico y técnico para su caso en particular. Además, busca

¹⁰ Deloitte, *Energy Storage: Tracking the Technologies that Will Transform the Power Sector*, United States of America, Deloitte, 2015, p. 4.

¹¹ *World Energy Council...*, cit., pp. 44-45.

¹² Bloomberg New Energy Finance, *New Energy Outlook 2018 Report*, Estados Unidos, Bloomberg Finance L.P., 2018, disponible en: <https://bnf.turtl.co/story/neo2018?teaser=true>.

proporcionar una visión general sobre el estado actual del marco regulatorio existente para el AEE en México y una comparativa con el mercado más dinámico en este sentido, California.

Desarrollar un marco regulatorio para el AEE es necesario para que proyectos de este tipo puedan florecer en aquellos casos en que sean la opción más viable. En el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2017-2031 se planteó por primera vez la instalación de un banco de baterías de 20 MW con el fin de mejorar la flexibilidad operacional y facilitar la integración de ERI en el Sistema Eléctrico Nacional (específicamente en Baja California Sur).¹³ En la última edición, el proyecto ha desaparecido. Sin tener claridad en los mecanismos de remuneración y las reglas de operación de este tipo de sistemas, será imposible que alguno se concrete, aun cuando sea una opción destacada en procesos de análisis costo-beneficio como es el PRODESEN.

II. EL VALOR AGREGADO DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Por sus características físicas y operativas, el almacenamiento de energía puede proveer una amplia gama de servicios a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico: promueve la seguridad energética al reducir la dependencia de combustibles fósiles; mejora la eficiencia en la generación y facilita la integración de renovables; mejora la operación de la red y permite diferir inversiones para expandir la infraestructura de transmisión y distribución; robustece la red al aportar mayor flexibilidad, y constituye una alternativa eficaz para que los usuarios finales administren sus cuentas eléctricas.

A continuación, se discuten las maneras en las que el AEE puede generar valor tanto a las redes y usuarios, como a la economía y a la sociedad.

1. *Integración de energías renovables*

Quizás la cara más prometedora del AEE es su potencial para integrar cada vez más tecnologías limpias en la matriz de generación, pues el almacenamiento está particularmente bien equipado para manejar la variabilidad —tanto de corto, como de largo plazo— de la energía producida por las

¹³ Secretaría de Energía, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031*, México, SENER, 2017, pp. 113 y 114.

ERI, así como los posibles efectos negativos que estas pueden tener sobre la calidad del servicio eléctrico.

La capacidad de almacenar energía en un momento para usarla después es una característica central de las tecnologías de AEE. Este servicio, conocido como arbitraje o desplazamiento en el tiempo, es muy valioso para las ERI, cuya generación depende de factores no controlables como el clima y que, por lo tanto, no puede programarse para que coincida con la demanda. A manera de ejemplo, la generación solar ocurre durante el día cuando la demanda de energía no es tan alta; no obstante, al adicionar un sistema de almacenamiento a una planta fotovoltaica surge la posibilidad de guardar la energía producida durante el día para inyectarla luego a la red, cuando haya una mayor demanda.

Adicionalmente, cambios súbitos en las condiciones climáticas (por ejemplo, la acumulación de nubes o vientos que soplan con menor fuerza) pueden provocar fluctuaciones rápidas en los niveles de generación solar y eólica que deben ser contrarrestados por otros recursos de la red. Los sistemas de AEE pueden hacer frente a estas “rampas”, pues se pueden programar para neutralizar velozmente la variabilidad de las ERI y pueden lograrlo mucho más eficientemente que las plantas de combustión convencionales.

Otra manera en la que el AEE contribuye a la integración de renovables es contribuyendo a que sus niveles de generación se mantengan en determinado nivel (capacidad “en firme”), lo cual les permite ofrecer productos y servicios de potencia.

2. *Ventajas para el sistema*

Una de las ventajas más importantes del almacenamiento es la flexibilidad que puede proveer al sistema en general. La flexibilidad es la capacidad de mantener un servicio eléctrico continuo a pesar de los cambios repentinos que puedan ocurrir tanto del lado de la oferta, como del de la demanda. A medida que aumenta la participación de ERI, la flexibilidad se vuelve un tema mucho más apremiante, pues, por un lado, las fuentes de ERI desplazan a los generadores convencionales que brindan flexibilidad y, por otro, aumentan la necesidad de flexibilidad adicional debido a su naturaleza intermitente, creando una “brecha de flexibilidad” que debe ser cubierta por otros recursos.¹⁴

¹⁴ ECOFYS, *Flexibility Options in Electricity System*, Germany, European Copper Institute, 2014, disponible en: <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-eci-2014-flexibility-options-in-electricity-systems.pdf>.

Debido a su capacidad de desplazar la oferta y la demanda en el tiempo y a sus características técnicas únicas, los sistemas de AEE pueden proporcionar una amplia variedad de servicios que —solos o combinados— ofrecen alternativas de flexibilidad de valor para el sistema. Algunas formas en las que el AEE puede contribuir a la flexibilidad de la red eléctrica se analizan a continuación.

Desplazamiento en el tiempo. Como se mencionó anteriormente, la función más básica del AEE es almacenar energía en periodos de baja demanda, en el momento en que su precio es relativamente bajo, para usarla o venderla después, cuando la demanda es alta y el precio también. Además de la posibilidad de generar ganancias mediante este tipo de arbitraje de precios, esta función del AEE reduce la necesidad de contar con centrales eléctricas dedicadas a atender los picos de demanda (plantas que usualmente son más costosas y contaminantes), lo cual puede generar importantes ahorros en el costo total de la energía.

Potencia. El AEE permite poner “en firme” la generación de recursos de ERI y, en consecuencia, ofrecer potencia. Tradicionalmente, este tipo de productos están a cargo de centrales más ineficientes que operan con combustibles fósiles, por lo que esta aplicación del AEE podría reducir los costos operar y mantener plantas eléctricas obsoletas, así como los de instalar nuevos equipos de generación. Sin embargo, en muchos mercados existen barreras para que el AEE pueda efectivamente proveer potencia, pues tiene obligaciones para operar por periodos de tiempo abiertos o lo suficientemente largos para que el almacenamiento no pueda participar.¹⁵

Servicios auxiliares. Una red eléctrica estable, confiable y eficiente requiere diversos servicios soporte, para que la energía eléctrica pueda ir sin problemas desde las centrales de generación hasta las cargas. Algunos de estos servicios son regulación de la frecuencia, reservas operativas, reservas rodantes, regulación de voltaje, arranque de emergencia, operación en isla, entre otros.

Diferentes tecnologías de AEE son capaces de proveer la mayoría de los servicios auxiliares de manera más eficiente que las plantas convencionales de generación fósil. Esta ventaja se debe al hecho de que el almacenamiento tiene tiempos de respuesta más cortos que la mayoría de los generadores existentes, pues su tiempo de arranque es muy rápido: algunas tecnologías de AEE pueden reaccionar en una fracción de segundo, mientras que una planta de ciclo combinado de inicio rápido toma al menos 10 minutos,

¹⁵ En México, el Manual del Mercado para el Balance de Potencia establece un mínimo de seis horas consecutivas para las centrales de AEE, con fines de acreditar potencia en firme.

mientras que las centrales térmicas convencionales tardan cerca de 20 minutos en arrancar.

Una ventaja adicional sobre las plantas convencionales es que el AEE puede funcionar tanto como un recurso de generación como una carga. Por lo tanto, puede proporcionar servicios auxiliares, ya sea modificando su entrega de energía (modo de descarga) o cambiando sus patrones de demanda (modo de carga) y, como ya se mencionó, puede hacer esto de manera muy rápida.

El uso de sistemas de AEE para servicios auxiliares puede facilitar y simplificar los procesos de planeación y operación de los operadores del sistema. De hecho, a finales de 2016 el operador de la red en el Reino Unido realizó una subasta para el servicio de regulación de frecuencia mejorada, que privilegia las ofertas de recursos de generación con capacidad de respuesta más rápida, como los sistemas de AEE. La subasta fue exitosa al lograr asignaciones con precios bastante competitivos (USD \$9.9 por MWh).¹⁶

Respaldo a transmisión y distribución (TyD). Los sistemas de AEE también pueden agregar valor a las redes de TyD de varias maneras. En primer lugar, reforzando las líneas eléctricas, las subestaciones, los transformadores y otros equipos, de modo que la misma unidad trabajando con AEE pueda manejar mayores cantidades de energía. El AEE puede además aliviar la sobrecarga de equipos de TyD, disminuyendo su desgaste y extendiendo su vida útil.

Segundo, si se instala aguas abajo de una sección congestionada de la red, el AEE puede aliviar la congestión mediante el almacenamiento de energía se almacenaría en periodos de baja congestión (durante la noche o los fines de semana), que luego se liberará durante los periodos de demanda pico. Esta aplicación permitiría a los usuarios evitar cargos por congestión.¹⁷

Un tercer beneficio se deriva de que el AEE integrado a los sistemas de T&D puede incrementar la utilización de los activos de la red y, por lo tanto, mejorar su relación costo-beneficio. Por ejemplo, cuando en los periodos no-pico se transmite una mayor cantidad de energía para almacenarla, se transporta más energía (kWh) sobre una misma capacidad de TyD (kVA). A su vez, la mayor utilización de los activos puede repercutir en menores tarifas de TyD en beneficio de los usuarios.

¹⁶ Manghani, R. y R. McCarthy, *Global Energy Storage: 2017 Year-in-Review and 2018-2022 Outlook*, GTM Research, abril de 2018, disponible en: <https://www.greentechmedia.com/research/report/global-energy-storage-2017-year-in-review-and-2018-2022-outlook#gs.ImD43tk>.

¹⁷ Energy Storage Association, *Grid Infrastructure Benefits*, Energy Storage Association, s. f., disponible en: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/grid-infrastructure-benefits>.

En la medida en que el AEE alivia la congestión de la red, mitiga la sobrecarga de los equipos y extiende su vida útil, el almacenamiento permite diferir, e incluso evitar inversiones onerosas para modernizar y expandir la red. Esta aplicación del AEE ya ha demostrado ser exitosa en el estado australiano de Queensland, donde se usaron baterías para soportar una antigua red de distribución y mantener un servicio eléctrico confiable.

3. *Ventajas para usuarios finales*

Los sistemas de AEE detrás del medidor también tienen importantes beneficios potenciales: empoderan a los consumidores y les permiten un rol más activo en sus decisiones de consumo y, en consecuencia, pueden generar ahorros en costos de la energía consumida. Abajo se describen las principales maneras en las que los consumidores finales, ya sean hogares o negocios, pueden beneficiarse de la implementación de soluciones de AEE.

Energía de respaldo. Los sistemas de almacenamiento pueden ayudar con el suministro eléctrico durante apagones ocasionados por desastres naturales o por fallas en la red. Esta aplicación puede ser de particular relevancia para los usuarios comerciales e industriales, a quienes una interrupción repentina del servicio eléctrico puede generar importantes pérdidas monetarias. Además, este tipo de usuarios tiende a invertir en equipos de generación de respaldo costosos y contaminantes, como plantas a diésel. Así, el AEE constituye una alternativa útil de respaldo de electricidad que además tiene el potencial de generar ahorros de dinero por medio de otras aplicaciones, como las que se discuten en seguida.

Calidad del servicio. En los casos en los que la energía entregada por la red es de mala calidad, el AEE permite evitar costos y pérdidas ocasionados por este tipo de deficiencias, como son las variaciones en el voltaje y la interferencia generada por rayos u otros equipos conectados a la red. El uso de sistemas de AEE puede mejorar la calidad de la energía recibida y proteger equipos sensibles.

Generación distribuida. El AEE contribuye a la penetración de las ERI. Lo anterior también es cierto para los sistemas de AEE detrás del medidor, pues estos permiten a los consumidores retener excedentes de energía generados a lo largo del día para consumirlos posteriormente, y así reducir su gasto en electricidad. Algunos estudios argumentan que el almacenamiento residencial podría aumentar la proporción de

autoconsumo de energía de 30% a 65-75%,¹⁸ agregando valor a los recursos distribuidos de energía solar y elevando su rentabilidad. Además, un mayor consumo de la generación *in situ* contribuye a la estabilidad de la red, pues la mayoría de las redes de distribución existentes no pueden manejar altos volúmenes de retroalimentación de electricidad.

Una posible desventaja de esta aplicación es que, si cada vez más usuarios se vuelven autosuficientes gracias a la instalación de sistemas de AEE, puede darse una importante deserción de cargas —e incluso deserción de la red—, afectando los ingresos de los operadores del sistema y de los generadores tradicionales, e incrementando los costos para los usuarios que permanecen conectados.

Gestión del consumo. Hay al menos dos formas en las que el AEE permite a los usuarios finales optimizar su demanda y reducir sus gastos de electricidad. Por un lado, para los clientes sujetos a cargos por demanda (tarifas eléctricas en función de la demanda máxima del consumidor durante periodos específicos), el AEE les permite responder automáticamente a un pico de carga en sus instalaciones, sustituir su demanda de energía de la red con energía almacenada y, en consecuencia, reducir su factura de electricidad. Por otro lado, para los clientes sujetos a tarifas horarias, esta aplicación del AEE también puede generar ahorros significativos al sustituir consumo de la red en los horarios en los que la tarifa es más alta.

Demanda controlable. Otra manera en la que los consumidores pueden reducir el gasto en electricidad participando en programas de control de demanda, cosa que es más sencilla con sistemas de AEE, pues estos permiten reducir el consumo de energía de la red durante las horas pico, sin afectar los procesos de los consumidores.

4. Seguridad energética

La seguridad energética de un país depende en gran medida del grado de diversificación de sus fuentes de energía, lo que, en la mayoría de los casos, llama a reducir la dependencia de los hidrocarburos. El almacenamiento de energía puede convertirse en un aliado prometedor para este esfuerzo; un ejemplo sencillo es la creciente penetración de vehículos eléctricos.

¹⁸ European Parliament, *Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?*, October 2015, disponible en: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU\(2015\)563469_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU(2015)563469_EN.pdf).

En México, el gas natural es el principal combustible para la generación de energía; de hecho, en 2017 las plantas de ciclo combinado sirvieron 50% de la demanda total.¹⁹ Sin embargo, la producción nacional de este hidrocarburo viene cayendo sostenidamente desde 2009 y ahora el país depende de importaciones, que hoy equivalen a 55% de la demanda total de gas natural, principalmente de Estados Unidos de donde provienen 87% de éstas.²⁰

En este escenario y ante los recientes cambios en la agenda política y comercial de Estados Unidos surge la inquietud sobre la seguridad energética de nuestro país. El AEE, como ya se mencionó en este documento, al favorecer la integración de renovables puede reducir la dependencia mexicana del gas estadounidense y afianzar nuestra seguridad energética.

De otro lado, el AEE también puede jugar un papel relevante a la hora de responder a ataques a la red eléctrica que, en un contexto de digitalización creciente, no son improbables. En caso de que un ataque cibernético ocasione un apagón masivo, los sistemas de AEE otorgarían energía de respaldo para actividades esenciales como instalaciones médicas o militares, o ayudar a restablecer el suministro de energía después de que se neutralice el ataque (arranque de emergencia), mejorando así la seguridad del sistema.

5. Otros beneficios

Beneficios económicos. Como mercado, el AEE está destinado a continuar creciendo; de hecho, algunas proyecciones apuntan a que, para 2030, el mercado global de almacenamiento se multiplique por 12, alcanzando una capacidad de 125 GW o 305 GWh e inversiones por USD \$103 mil millones.²¹ Este optimismo refleja el gran potencial económico del mercado del AEE, particularmente para la industria manufacturera, sobre todo en el segmento de las baterías químicas. Esta industria, hoy día se concentra en Estados Unidos y en menor medida en Alemania, pero existen oportunidades para países como México que ya cuentan con cadenas de valor competitivas para productos con componentes electrónicos.

Otras maneras en las que el almacenamiento promueve el crecimiento económico son: desarrollo de nuevas redes industriales; creación de empleos durante la producción, instalación y operación de sistemas de AEE;

¹⁹ Secretaría de Energía, *Programa de desarrollo...*, op. cit., p. 22.

²⁰ Secretaría de Energía, *Prospectiva de Gas Natural 2017-2031*, México, SENER, 2017, p. 16.

²¹ Bloomberg New Energy Finance, *Global Storage Market to Double Six Times by 2030*, November 2017, disponible en: <https://about.bnef.com/blog/global-storage-market-double-six-times-2030/>.

exportación de equipos de almacenamiento y sus componentes; investigación y desarrollo —y potencial innovación— para aumentar la competitividad de la industria; mayor confiabilidad en el suministro de electricidad, y externalidades a otras industrias relacionadas con el AEE, tales como transporte, software, telecomunicaciones y finanzas.

Beneficios ambientales. El AEE permite la integración de mayores porcentajes de energía renovable, lo que eventualmente repercute en menores emisiones de GEI. Los sistemas de almacenamiento no producen emisiones durante su operación, por lo que no tienen impactos negativos sobre la calidad del aire o el cambio climático. Gracias a su versatilidad, los sistemas de almacenamiento también pueden ayudar a optimizar la operación de generadores tradicionales de combustión, disminuyendo sus emisiones al ahorrar combustible.

Beneficios sociales. Más de mil millones de personas no tienen acceso a la electricidad en el mundo según datos de la Agencia Internacional de Energía.²² En México, medio millón de viviendas, principalmente indígenas y rurales, se encuentran en la misma situación.²³ Las mini redes que integran sistemas de AEE y tecnologías renovables son una alternativa para atender a esta población y sustituir a los generadores de diésel y lámparas de keroseno que suelen utilizar. Estos sistemas permiten reducir emisiones de efecto invernadero y proveer un suministro de calidad, similar al proporcionado por la red eléctrica.

III. PIEZAS EXISTENTES Y FALTANTES EN LA REGULACIÓN MEXICANA

Desde la reforma de 2013, México ha trabajado en la liberalización de sus mercados energéticos. Las leyes secundarias, reglamentos y otros instrumentos regulatorios esenciales para el funcionamiento de los mercados fueron publicados en sólo dos años, y aún quedan varios pendientes por resolver.

Una de las piezas faltantes es la regulación para el AEE, si bien ya se han hecho algunos avances en el tema. Por ejemplo, la Ley de la Transición Energética establece que el Centro Nacional de Control en Energía

²² International Energy Agency, *Energy Access Outlook 2017. From Poverty to Prosperity*, France, OECD/IEA, 2017, p. 40.

²³ Cámara de Diputados, “En México, hay 500 mil viviendas sin electricidad, principalmente en comunidades indígenas y rurales”, *Boletín*, núm. 1343, 14 de abril de 2016, disponible en: <http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2016/abril/15/1343-En-Mexico-hay-500-mil-viviendas-sin-electricidad-principalmente-en-comunidades-indigenas-y-rurales>.

(CENACE), el operador independiente del sistema deberá elaborar un Programa de Redes Inteligentes cada tres años que considere, entre otras cosas, la integración de tecnologías avanzadas de AEE.²⁴ El primero de estos programas se publicó en 2016, y ya reconoce al almacenamiento como una tecnología privilegiada debido a su potencial para reducir la variación de voltaje en la red y los costos de la energía, promover la integración de energías renovables y prevenir apagones.²⁵ Además, la Secretaría de Energía ya ha considerado proyectos de AEE como solución a necesidades de la red en el PRODESEN 2017-2031.²⁶ Sin embargo, para desarrollar el potencial del AEE en México, se necesita una regulación específica que dé mayor certidumbre a las actividades que pueden realizar estos activos y sus mecanismos de remuneración. Incluso el Programa Especial de la Transición Energética 2017-2018 reconoce que el marco regulatorio vigente restringe la utilización de sistemas de AEE en algunos segmentos de mercado.²⁷

Inversionistas potenciales han manifestado a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) su interés por participar en proyectos de almacenamiento en el país, pero no los emprenden ante la falta de reglas claras. Llenar este vacío regulatorio, clarificando el rol del almacenamiento en los distintos mercados y los esquemas de remuneración permisibles, es indispensable para desarrollar el potencial del AEE en México y acceder a sus múltiples beneficios.

1. *Todo empieza con una definición*

El marco regulatorio vigente no contempla una figura legal específica para los sistemas de AEE —por ahora deben registrarse bajo la figura de Central Eléctrica y ser representados por un Generador—, y es limitado en cuanto a las actividades que pueden realizar dichos activos. La Base 3.3.21 de las “Bases del Mercado Eléctrico”²⁸ establece que:

²⁴ Secretaría de Gobernación, Ley de la Transición Energética, *Diario Oficial de la Federación*, artículo 39, México, 24 de diciembre de 2015, disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015.

²⁵ Centro Nacional de Control en Energía, *Programa de Redes Eléctricas Inteligentes*, México, SENER, 2016, pp. 26 y 36.

²⁶ SENER, *Programa de Desarrollo...*, cit., pp. 113-114.

²⁷ Secretaría de Energía, “Programa Especial de la Transición Energética 2017-2018”, *Plan Nacional de desarrollo 2013-2018*, México, SENER, 2017, pp. 27-28.

²⁸ Secretaría de Energía, Bases del Mercado Eléctrico, *Diario Oficial de la Federación*, artículo 3.3.21, 2015.

- a) Estos Generadores podrán realizar ofertas para la venta de todos los productos que los equipos de almacenamiento sean capaces de producir, en los mismos términos que cualquier otra Unidad de Central Eléctrica.
- b) Asimismo, con el fin de operar los equipos de almacenamiento, estos Generadores podrán realizar todas las ofertas de compra que correspondan a los Centros de Carga, asumiendo para tal efecto todas las responsabilidades que corresponden a las Entidades Responsable de Carga.
- c) Cuando un equipo de almacenamiento forma parte de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, se deberá observar la estricta separación legal entre el Generador que represente el equipo en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Transportista o Distribuidor que utilice el equipo para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución, en los términos que defina la Secretaría de Energía. Asimismo, estos Generadores, Transportistas y Distribuidores se someterán a la regulación tarifaria que establezca la CRE.

Estas disposiciones reconocen parcialmente la naturaleza multipropósito del almacenamiento de energía, pero generan barreras al ubicar al AEE dentro de categorías existentes que no necesariamente son aplicables, relevantes o lo suficientemente flexibles para aprovechar todo su potencial. Un ejemplo de esto es que no es clara la forma en la que se le cobraría al AEE el servicio de transmisión, pues existen diferentes tarifas para Generadores y Centros de Cargas. Tampoco es claro cómo coexistirán los diferentes servicios que pueda prestar el activo de AEE, lo cual genera incertidumbre sobre la posibilidad de percibir diferentes ingresos y, por lo tanto, sobre la viabilidad económica de estos proyectos.

Historias de éxito como la del mercado Californiano demuestran la importancia de contar con una definición específica y apropiada para el almacenamiento, que además reconozca su naturaleza multipropósito. En este caso, el mercado de AEE se detonó a partir de la publicación de la *Assembly Bill 2514* de 2010,²⁹ la cual define de manera específica los sistemas de AEE sin limitar diferentes tecnologías, ni restringir las alternativas de propiedad del activo. Un sistema de AEE puede ser propiedad de una Entidad Responsable de Carga, una empresa del estado, un usuario final, un tercero, o bien, alguna combinación de estos. Este marco ofrece libertad a distintos modelos de negocio y aclara los esquemas de remuneración a los que puede acceder el AEE.

²⁹ California Legislative Information, *AB-2514 Energy Storage Systems (2009-2010)*, 2010, United States of America, Legislative Counsel's Digest, disponible en: https://leginfo.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=200920100AB2514.

Esta legislación fue un hito para la industria del AEE, pues también requirió al regulador Californiano (CPUC) analizar los beneficios potenciales y la viabilidad económica del AEE y determinar objetivos apropiados para aumentar la capacidad de almacenamiento por medio de procesos de licitación. CPUC fijó la meta de contratar 1,325 MW de capacidad de AEE para 2020; a finales de 2017 ya había licitado 488 MW.³⁰ Este mecanismo —único en el mundo— creó un mercado dinámico en el que se desarrollaron nuevos modelos de negocio, se reforzó la investigación y el desarrollo y dio pie a un marco regulatorio innovador.

Posteriormente, el operador independiente del sistema (CAISO) adoptó la figura de “recursos no generadores” para aquellos recursos que pueden operar como generador y carga y ser despachados en la totalidad de su capacidad, incluyendo desde baterías o volantes de inercia, hasta vehículos eléctricos.³¹

Siguiendo el ejemplo de California, la Comisión Reguladora Federal de Estados Unidos (FERC, por su siglas en inglés),³² publicó a comienzos de 2018 la Orden 841. Esta orden obliga a todos los operadores de sistemas eléctricos del país a desarrollar una figura para la participación del AEE en el mercado, que reconozca sus características técnicas y operativas. Además, especifica que dicha figura debe permitir que los sistemas de AEE sean elegibles para proveer la capacidad, energía y servicios auxiliares técnicamente factibles. La Orden 841 también pide crear una definición específica para los sistemas de AEE que deje clara su elegibilidad con el fin de participar en diferentes segmentos de mercado.³³

2. Regular para activos multipropósito

Además de una definición apropiada, es necesario que el regulador establezca una serie de reglas y modelos contractuales para que el AEE pueda proveer distintos servicios de manera eficiente. En ausencia de reglas

³⁰ The Climate Group, *How California is Driving the Energy Storage Market through State Legislation*, United States of America, The Climate Group, 2017, pp. 2 y 5, disponible en: https://www.theclimategroup.org/sites/default/files/downloads/etp_californiacasestudy_apr2017.pdf.

³¹ California Independent System Operator, *Storage Technologies Provide Flexible Resources in the Market*, s. f., disponible en: <http://www.caiso.com/participate/Pages/Storage/Default.aspx>.

³² Federal Energy Regulatory Commission, *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators (Order 841)*, February 2018, disponible en: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf>.

³³ *Idem*.

claras la operación del sistema podría verse afectada: por ejemplo, si dos servicios son requeridos al mismo tiempo, ¿a cuál debe dar prioridad el activo?, ¿quién decide cuál de los dos es prioritario, el operador del sistema o el dueño del activo?, ¿cómo se coordinaría esta operación?

En California, luego de permitir la participación del AEE en distintos mercados y la percepción de múltiples ingresos, la CPUC publicó a inicios de 2018 once reglas para facilitar la participación simultánea de los AEE en diferentes actividades. Una de las principales aportaciones de estas reglas es la clasificación de servicios en distintos dominios, lo que permite jerarquizarlos y distinguir cuáles pueden ser ofertados de manera simultánea y cuáles no, y cuáles son prioritarios.³⁴

En estas reglas también se atiende una preocupación frecuente relacionada con la percepción de múltiples ingresos: evitar la doble compensación. Con este fin, la CPUC aclara que sólo se podrán compensar aquellos servicios incrementales, distintos y medibles. El mismo servicio sólo puede ser contabilizado y compensado una sola vez.³⁵

Todavía es muy pronto para juzgar si las once reglas de California cumplirán su objetivo y permitirán superar las dificultades de operar sistemas de AEE en mercados paralelos. No obstante, la experiencia californiana es de mayor trayectoria y logros en el mundo y es importante considerar sus aportaciones, particularmente en lo referente a la diferenciación de servicios y su jerarquización.

3. Un mercado de servicios conexos que contemple almacenamiento

Ya se ha mencionado que, por sus características, el AEE es capaz de proveer servicios conexos de manera más eficiente que los generadores tradicionales, especialmente por su rápida velocidad de respuesta. Reconocer este atributo en la remuneración de servicios conexos puede incentivar el despliegue del AEE, además de contribuir a una mayor estabilidad del sistema, un tema de particular relevancia en el contexto actual de una participación creciente de ERI.

³⁴ *California Public Utilities Commission, Decision on Multiple-Use Applications*, enero de 2018, pp. 11-12, disponible en: <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M206/K462/206462341.PDF>

³⁵ *Idem.*

En México, el abanico de servicios conexos se divide en incluidos en el mercado y los que no lo están (Cuadro 1). Los primeros son comercializados en el mercado de corto plazo (día en adelante y tiempo real) y su precio se define por la interacción de oferta y demanda. Los segundos, comprenden servicios regulados a los que aplican tarifas reguladas por la CRE (actualmente están en proceso de desarrollo). Una de las principales barreras para el AEE en el esquema vigente es que éste no considera una contraprestación por el servicio de regulación primaria —un servicio que requiere de mayor rapidez y que en otras partes del mundo ha sido un nicho atractivo para el despliegue de sistemas de AEE—, sino que es considerado un servicio obligatorio que debe ser proporcionado por todas las unidades de generación eléctrica.³⁶

Con el fin de que la prestación de servicios conexos en México resulte más llamativa para tecnologías más eficientes en esta labor, como el AEE, es necesario hacer que las Bases del Mercado permitan la remuneración de la regulación primaria y desarrollar las metodologías tarifarias para la remuneración de servicios conexos no incluidos en el mercado. Clarificar la contraprestación a recibir por la prestación de servicios conexos es fundamental para la viabilidad económica de los proyectos de AEE, sobre todo si se les permite sumarlos con ingresos por otros conceptos, como energía, capacidad, transmisión y distribución.

CUADRO 1.

CLASIFICACIÓN DE LOS SERVICIOS CONEXOS REMUNERADOS EN MÉXICO

<i>Incluidos en el mercado</i>	<i>No incluidos en el mercado</i>
1) Reservas de regulación secundaria	1) Arranque de emergencia
2) Reservas rodantes (10 minutos)	2) Operación en isla
3) Reservas no-rodantes (10 minutos)	3) Conexión a bus muerto
4) Reservas operativas	4) Control de voltaje y potencia reactiva
5) Reservas suplementarias (30 minutos)	

Fuente: Elaboración propia con información de las “Bases del Mercado Eléctrico”.³⁷

³⁶ Secretaría de Energía, Bases del Mercado Eléctrico, *Diario Oficial de la Federación*, artículo 1.2.9, 6.2.1, 6.2.5 y 6.2.6, 8 de septiembre de 2015, disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015.

³⁷ *Idem*.

4. Monetizar su valor en transmisión y distribución

El valor del AEE como proveedor de servicios de TyD ya ha sido reconocido por reguladores, operadores de sistema y compañías encargadas de estas redes. En California ya se han implementado aplicaciones de AEE como activo de red, con un modelo de contraprestación definido. Sin embargo, la combinación de estos ingresos —regulados— con otros ingresos provenientes del mercado es un terreno inexplorado, incluso en mercados avanzados como California (CAISO ya trabaja en una propuesta para ser publicada en noviembre de 2018).³⁸

México tiene la posibilidad de ser pionero en esta área, pues se encuentra en la fase inicial de configuración de sus mercados y del marco regulatorio. Para que la regulación en materia de AEE sea exitosa e incentive el despliegue de estas tecnologías, es necesario que permita la percepción de múltiples ingresos —regulados y de mercado— desde un inicio. Esto permitiría aprovechar mejor los múltiples beneficios del AEE y trasladarlos al sistema y a los usuarios finales.

Para dimensionar el reto que esto implica, vale la pena analizar de nuevo el caso de California. En las siguientes secciones se analizan los modelos que permiten la recuperación de ingresos por medio de tarifas reguladas y su potencial combinación con ingresos del mercado (Cuadro 2). El modelo puramente *merchant*, es decir, que únicamente recibe ingresos del mercado, no será discutido por estar fuera del alcance de este documento.

CUADRO 2.

RESUMEN DE MODELOS DE PARTICIPACIÓN DEL AEE EN EL MERCADO CALIFORNIANO

<i>Modelo</i>	<i>Merchan</i>	<i>Activo de Red</i>	<i>Híbrido</i>
Descripción	Proyectos con la finalidad de proveer servicios en los mercados de energía, capacidad y servicios conexos.	Proyectos que son diseñados para resolver una necesidad específica en la red de transmisión o distribución.	Proyecto que presta principalmente servicios a la red, pero también participa en el mercado eléctrico.

³⁸ California Independent System Operator, *Storage as a Transmission Asset: Enabling Storage Assets Providing Regulated Cost-Of-Service Based Transmission Service to Access Market Revenues*. Revised Straw Proposal, August 2018, p. 7, disponible en: <http://www.caiso.com/Documents/RevisedStrawProposal-Storageas-TransmissionAsset.pdf>.

<i>Modelo</i>	<i>Merchan</i>	<i>Activo de Red</i>	<i>Hibrido</i>
Origen del proyecto	Aprobado por una empresa pública o alguna institución regulatoria, o bien, por una empresa privada que asume todo el riesgo.	Aprobado mediante el proceso de planeación de la red eléctrica.	<i>Propuesta:</i> Aprobado mediante el proceso de planeación de la red eléctrica.
Remuneración	Contratos bilaterales, ingresos de mercado o los dos anteriores.	Tarifas reguladas.	<i>Propuesta A:</i> Tarifas reguladas cubren el costo total del proyecto, los ingresos de mercado son descontados de la tarifa. <i>Propuesta B:</i> Tarifas reguladas cubren parcialmente el costo del proyecto, los ingresos de mercado son adicionales.

Fuente: Elaboración propia con información de CAISO.³⁹

A. La clave para las tarifas reguladas está en el proceso de planeación

En 2013 CAISO desarrolló una metodología para considerar sistemáticamente a los activos de AEE en su proceso de planeación de la red, lo cual constituye un requisito para acceder a tarifas reguladas. Durante este proceso, se debe demostrar que el sistema de AEE es la mejor opción para resolver una necesidad de la red mediante una evaluación de costo-beneficio. Esta metodología fue en parte motivada por la política energética de California, que identifica al AEE como recursos prioritarios (la eficiencia energética, demanda controlable y energías renovables también entran en esta categoría).⁴⁰ Anteriormente, los proyectos de AEE eran considerados caso por caso, dificultando su aprobación. Con la nueva metodología, en el proceso de planeación 2017-2018 se aprobaron dos proyectos de almacenamiento.⁴¹

³⁹ *Ibidem*, pp. 16,17, 24-28.

⁴⁰ California Independent System Operator, *Consideration of Alternatives to Transmission or Conventional Generation to Address Local Needs in the Transmission Planning Process*, September 2013, disponible en: <http://www.caiso.com/Documents/Paper-Non-ConventionalAlternatives-2013-2014TransmissionPlanningProcess.pdf>

⁴¹ CAISO *Storage as a Transmission...*, *op. cit.*, p. 7.

En México, el Programa para la Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución (PAM), es el instrumento mediante el cual se identifican los proyectos que resolverán las necesidades de la red. La metodología utilizada en estos documentos no es tan sofisticada como la de California, en parte porque hasta 2013 se trataba de actividades realizadas por una empresa verticalmente integrada (CFE). En el ejercicio 2018-2032, el PAM evalúa únicamente dos alternativas para cada necesidad identificada y se elige la que represente el menor costo, de acuerdo con una evaluación del operador de la red. A momento, el PAM no considera alternativas a las tecnologías tradicionales de la red.⁴²

Dado que los resultados del PAM se utilizan para la elaboración del PRODESEN⁴³ —donde figuran los proyectos susceptibles a desarrollarse en los siguientes 15 años—, es necesario incluir alternativa de AEE en el PAM para que estos activos puedan acceder a tarifas reguladas como parte de la red.

Si bien el PRODESEN 2017-2031 consideró la implementación de un sistema de almacenamiento como alternativa para atender la congestión en la red de Baja California,⁴⁴ México aún no cuenta con una evaluación sistemática de este tipo de proyectos. La inclusión de banco de baterías para Baja California en el ejercicio 2017-2031 fue la excepción y no la regla. Así, es importante desarrollar una metodología que asegure que el AEE sea contemplado dentro del abanico de potenciales soluciones de red, lo cual puede conducir a soluciones más eficientes para la red que redunden en menores costos para sus usuarios.

Adicionalmente, es necesario definir si el operador del sistema, CENACE, puede ser propietario de activos de almacenamiento. En Estados Unidos, la FERC ya había rechazado una propuesta para considerar el AEE como activo de transmisión porque la empresa promotora, Nevada Hydro Company, proponía que el operador del sistema tuviera control sobre él. FERC y el mismo operador temían que esto comprometiera su independencia, por lo que el proyecto fue denegado.⁴⁵ En México no se

⁴² Centro Nacional de Control en Energía, *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2018-2032*, México, SENER, 2018.

⁴³ Secretaría de Energía, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*, 31 de mayo de 2018, disponible en: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.

⁴⁴ Secretaría de Energía, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031*, México, SENER, 2017, p. 113.

⁴⁵ CAISO, *Storage as a Transmission Asset...*, *cit.*, p. 30.

tiene una postura definida al respecto, pero si se permite que un tercero sea el propietario del activo de AEE, deberán desarrollarse modelos de contrato y reglas de operación que esclarezcan la relación entre operador y dueño.

*B. Combinar ingresos regulados
y no regulados: el gran reto*

En enero de 2017, la FERC definió su postura respecto a la participación del AEE en distintas actividades. La FERC reconoció los beneficios de que el AEE participe en distintas actividades, ya sean reguladas o de mercado, y destacó la importancia de desarrollar regulaciones que prevengan impactos adversos en el mercado, eviten cobros duplicados y protejan la independencia del operador de sistema.⁴⁶

CAISO es el primer operador en desarrollar una propuesta para combinar múltiples percepciones (en proceso de consulta). Esta propuesta establece que los proyectos de AEE que deseen acceder a tarifas reguladas deberán forzosamente pasar por el proceso de planeación de la red, incluso si su objetivo es combinarlas con otros ingresos de mercado.⁴⁷

La propuesta también incluye una metodología para identificar las condiciones bajo las que un proyecto de AEE, que recibe ingresos regulados por el servicio de TyD, puede ofrecer otros servicios al mercado. CAISO propone utilizar el grado de predictibilidad de las necesidades de la red para resolver el dilema: los sistemas de AEE que operen en contextos poco predecibles no podrán participar en el mercado, mientras que aquellos donde existe una alta predictibilidad sí serán elegibles. En ambos casos, CAISO se reserva el derecho de analizar caso por caso, y ajustar los periodos donde puede prestar servicios al mercado de acuerdo con las condiciones existentes en el sistema.⁴⁸

Para aquellos activos de AEE que puedan ofrecer productos al mercado, CAISO propone dos mecanismos de contraprestación que concilian los ingresos regulados (fijos) con los de mercado (variables), evitando la duplicación de costos:⁴⁹

⁴⁶ Federal Energy Regulatory Commission, *Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services when Receiving Cost-based Rate Recovery*, January 2017, disponible en: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2017/011917/E-2.pdf>.

⁴⁷ CAISO, *Storage as a Transmission Asset...*, cit., pp. 16-18.

⁴⁸ *Ibidem*, pp. 21-23.

⁴⁹ *Idem*.

- a) Propuesta 1: El proyecto recuperará el costo total de la inversión más una rentabilidad razonable por medio de las tarifas reguladas. Los ingresos que obtenga del mercado se descontarán de la tarifa regulada.
- b) Propuesta 2: El proyecto recuperará una parte de la inversión por medio de tarifas reguladas, el resto lo recuperará por medio del mercado. El desarrollador asumirá el riesgo *merchant*. No está garantizada la recuperación total de los costos de inversión.

La Propuesta 1 tiene la ventaja de asegurar la recuperación total de los costos y facilitar la comparación del proyecto contra otras opciones en el proceso de planeación de la red. Sin embargo, representa pocos o nulos incentivos para que el activo de AEE participe en el mercado. El segundo mecanismo resuelve esta desventaja, pero en cambio expone a los desarrolladores a un mayor riesgo.⁵⁰

En ambos casos, CAISO reconoce la importancia de desarrollar nuevos modelos contractuales para los proyectos que reciban ingresos regulados y de mercado. Adicionalmente, identifica como prioritario que el operador tenga visibilidad de las operaciones en tiempo real del activo de AEE, incluyendo una vía para operar el sistema en caso de necesidad.⁵¹ Por lo tanto, el modelo contractual deberá ser muy claro sobre las circunstancias bajo las que el operador puede tomar control del activo y cuándo éste puede operar libremente para ofrecer sus servicios al mercado.

Evitar la duplicación de costos y asegurar una coordinación eficiente entre el operador y el activo de AEE, es también una preocupación en el naciente mercado de almacenamiento mexicano. Los tomadores de decisiones sin duda pueden sacar provecho de estudiar el camino ya recorrido por California y deberán considerar seriamente la inclusión de los sistemas de AEE en el PAM y el PRODESEN.

IV. CONCLUSIONES

La descarbonización de la industria energética es una pieza fundamental para afrontar el cambio climático. Parte importante en esta estrategia es el incremento de generación a partir de energías renovables, sobre todo en países con alto potencial como México. Sin embargo, la masificación de

⁵⁰ CAISO, *Storage as a Transmission Asset...*, cit., pp. 24-28.

⁵¹ *Ibidem*, p. 17.

estas fuentes de generación causa cierta preocupación, pues las de mayor crecimiento (solar y eólica) son también intermitentes y su integración complica la operación de la red.

Afortunadamente, los costos del AEE están disminuyendo a pasos agigantados, convirtiéndolos en una solución viable para manejar la variabilidad de voltaje y frecuencia causada por mayores porcentajes de ERI en la red. El AEE también ha demostrado ser valioso para otros propósitos: incrementar la seguridad energética del país, empoderar a los usuarios finales y fomentar la adopción de generación distribuida (renovable en la mayoría de los casos). El almacenamiento también provee servicios conexos de gran valor, sobre todo en aquéllos que requieren altas velocidades de respuesta.

Uno de los servicios menos reconocidos, pero de alto valor, es la utilización del AEE como un activo de transmisión o distribución. Estos sistemas pueden robustecer la infraestructura existente en la red, prevenir estrés y sobrecargas térmicas en las líneas y evitar congestión. De esta manera, el AEE puede diferir —e incluso, evitar— inversiones en nueva infraestructura de TyD, reduciendo costos para el operador y los usuarios finales.

La viabilidad de los proyectos de AEE depende en gran medida de percibir múltiples ingresos, por distintas actividades y servicios que técnicamente sea capaz de proveer. Sin embargo, esto no ha resultado sencillo debido a la estructura actual de los mercados eléctricos. California —el mercado de AEE más avanzado del mundo— ha logrado avances significativos, aunque aún quedan temas por resolver sobre todo en la contraprestación simultánea de servicios de mercado y de TyD.

Siguiendo el ejemplo de California, en México tenemos muchos pendientes para que el mercado de AEE se desarrolle:

- Crear una nueva definición de AEE que reconozca su naturaleza multipropósito. Esta nueva definición deberá evitar el confinamiento del AEE a figuras ya existentes como Generador o Central Eléctrica, pues el almacenamiento tiene características únicas que no necesariamente coinciden con las de otro tipo de activos.
- Desarrollar la metodología de contraprestación de servicios conexos no incluidos en el mercado; considerar la inclusión de productos que reconozcan la velocidad de respuesta del activo a niveles más rápidos (incluidos y no incluidos en el mercado), y reconocer que la regulación de frecuencia primaria tenga una compensación económica.

- Coordinar esfuerzos con CENACE y la Secretaría de Energía para que el AEE sea considerado durante el proceso de planeación de la red eléctrica (PRODESEN), paso necesario para que el AEE pueda recibir tarifas reguladas por la prestación de servicios de TyD.
- Desarrollar una metodología que permita identificar las mejores alternativas para atender servicios de TyD que sea tecnológicamente neutra, e identificar bajo qué supuestos los sistemas de AEE utilizados como activos de red pueden ofrecer servicios al mercado sin comprometer la operación eficiente de la red (esto incluye un mecanismo de compensación justo, que evite duplicidad de cobros).
- Clasificar y categorizar los servicios que puede proporcionar el AEE, como base para el desarrollo de reglas de operación para que convivan diferentes servicios sin comprometer la operación del sistema, ni el funcionamiento del mercado.
- Revisar los instrumentos de mercado vigentes y modificar aquéllos que sea necesarios.

La consolidación de estas acciones requiere de la colaboración entre todos los actores implicados, particularmente entre el regulador (CRE), el operador independiente del sistema (CENACE) y el *policy maker* (SENER).

V. BIBLIOGRAFÍA

- BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE, *New Energy Outlook 2018 Report*, United States, Bloomberg Finance L.P., 2018, disponible en: <https://bnf.turl.co/story/neo2018?teaser=true>.
- CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR, *Consideration of Alternatives to Transmission or Conventional Generation to Address Local Needs in the Transmission Planning Process*, September 2013, disponible en: <http://www.caiso.com/Documents/Paper-Non-ConventionalAlternatives-20132014TransmissionPlanningProcess.pdf>.
- CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR, *Storage as a Transmission Asset: Enabling Storage Assets Providing Regulated Cost-Of-Service Based Transmission Service to Access Market Revenues. Revised Straw Proposal*, August 2018, disponible en: <http://www.caiso.com/Documents/RevisedStrawProposal-Storageas-TransmissionAsset.pdf>.
- CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR, *Storage Technologies Provide Flexible Resources in the Market*, s. f., disponible en: <http://www.caiso.com/participate/Pages/Storage/Default.aspx>.

- CALIFORNIA LEGISLATIVE INFORMATION, *AB-2514 Energy Storage Systems (2009-2010)*, 2010, United States of America, Legislative Counsel's Digest, disponible en: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=200920100AB2514.
- CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION, *Decision on Multiple-Use Applications*, January 2018, disponible en: <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M206/K462/206462341.pdf>.
- CÁMARA DE DIPUTADOS, En México hay 500 mil viviendas sin electricidad, principalmente en comunidades indígenas y rurales, *Boletín*, núm. 1343, 14 de abril de 2016, disponible en: <http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2016/abril/15/1343-En-Mexico-hay-500-mil-viviendas-sin-electricidad-principalmente-en-comunidades-indigenas-y-rurales>.
- CENTRO NACIONAL DE CONTROL EN ENERGÍA, *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2018-2032*, México, SENER, 2018.
- CENTRO NACIONAL DE CONTROL EN ENERGÍA, *Programa de Redes Eléctricas Inteligentes*, México. SENER, 2016.
- CLIMATE GROUP, THE, *How California is Driving the Energy Storage Market through State Legislation*, United States of America, The Climate Group, 2017, disponible en: https://www.theclimategroup.org/sites/default/files/downloads/etp_californiacasestudy_apr2017.pdf.
- DELOITTE, *Energy Storage: Tracking the Technologies that Will Transform the Power Sector, United States of America*, Deloitte, 2015.
- ECOFYS, *Flexibility Options in Electricity Systems*, Germany, European Copper Institute, 2014, disponible en: <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-eci-2014-flexibility-options-in-electricity-systems.pdf>.
- ENERGY STORAGE ASSOCIATION, *Grid Infrastructure Benefits, Energy Storage Association*, s. f., disponible en: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storagebenefits/benefit-categories/grid-infrastructure-benefits>.
- EUROPEAN PARLIAMENT, *Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives are Needed?*, October 2015, disponible en: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU\(20_15\)563469_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU(20_15)563469_EN.pdf).
- FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators (Order 841)*, febrero de 2018, disponible en: <https://www.ferc.gov/whatsnew/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf>.
- FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, *Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services when Receiving Cost-based Rate Recovery*, enero de 2017, disponible en: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2017/011917/E-2.pdf>.

- GOBIERNO DE LA REPÚBLICA, *Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030*, México, Gobierno de la República, 2014.
- GOBIERNO DE LA REPÚBLICA, *En la tercera Subasta Eléctrica se obtuvo uno de los precios más bajos internacionalmente: PJC*, 21 de noviembre de 2017, disponible en: <https://www.gob.mx/cenace/prensa/en-la-tercera-subasta-electrica-mexicana-seobtuvo-uno-de-los-precios-mas-bajos-internacionalmente-pjc-141671>.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, *Summary for Policy Makers*, en *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*, United Kingdom, Cambridge University Press, 2013.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy Access Outlook 2017. From Poverty to Prosperity*, France, OECD/IEA, 2017.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy and Climate Change*, France, OCDE, 2015.
- MANGHANI, R. y R. McCarthy, *Global Energy Storage: 2017 Year-in-Review and 2018-2022 Outlook*, GTM Research, April 2018, disponible en: <https://www.greentechmedia.com/research/report/global-energy-storage-2017-year-in-review-and-2018-2022-outlook#gs.ImD43tk>.
- SECRETARÍA DE GOBERNACIÓN, Ley de la Transición Energética, *Diario Oficial de la Federación*, México, 24 de diciembre de 2015, disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, Bases del Mercado Eléctrico, *Diario Oficial de la Federación*, 8 de septiembre de 2015, disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*, 31 de mayo de 2018, disponible en: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031*, México, SENER, 2017.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*, México, SENER, 2018.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, “Programa Especial de la Transición Energética 2017-2018”, *Plan Nacional de desarrollo 2013-2018*, México, SENER, 2017.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, *Prospectiva de Gas Natural 2017-2031*, México, SENER, 2017.
- WORLD ENERGY COUNCIL, *Variable Renewables Integration in Electricity Systems: How to Get It Right*, United Kingdom, WEC, 2016.