

LA INTEGRACIÓN DE FUENTES ENERGÉTICAS INTERMITENTES, DA UN NUEVO IMPULSO A LAS SOLUCIONES DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD

A.T. KEARNEY ENERGY TRANSITION INSTITUTE HA PUBLICADO UN INFORME TITULADO “ELECTRICITY STORAGE”, QUE REFLEJA EL ESTADO DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO Y LOS DESARROLLOS FUTUROS EN EL ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD. EL PRINCIPAL HALLAZGO DEL INFORME ES QUE EL ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD ES UNA TECNOLOGÍA ESENCIAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA. EL INFORME TAMBIÉN SEÑALA QUE, CONSIDERANDO LA TENDENCIA DE ELECTRIFICACIÓN EN MUCHOS SECTORES Y EL CRECIMIENTO DE LAS SOLUCIONES ENERGÉTICAS DESCENTRALIZADAS, LA DEMANDA DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD SOLO CRECERÁ, AL MENOS DURANTE LA PRÓXIMA DÉCADA. SIN EMBARGO, LAS SOLUCIONES DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD AÚN DEBEN DEMOSTRAR LA VIABILIDAD COMERCIAL EN VARIOS SEGMENTOS, ESCALAS Y APLICACIONES. Y LAS INNOVACIONES EN CURSO PROMETEN SOLUCIONES INTERESANTES EN ADELANTE.

Operar sistemas energéticos es una tarea complicada, ya que la oferta y la demanda deben estar exactamente equilibradas en todo momento. Almacenando fuentes de energía primaria, como carbón y gas, o agua en presas hidroeléctricas, los operadores de sistemas han evitado la necesidad de almacenar electricidad. Sin embargo, los sistemas eólicos y fotovoltaicos hacen que oferta y demanda sean más difícil equilibrar, ya que aumentan la necesidad de flexibilidad del sistema, pero no contribuyen de manera significativa a ello.

La gestión de la flexibilidad se puede optimizar perfeccionando los modelos de predicción de la producción de parques eólicos y solares, ajustando las regulaciones del mercado y refinando el diseño de los sistemas energéticos. Pero se necesitará flexibilidad adicional por el lado de la demanda, mejores conexiones entre mercados, mayor flexibilidad en el suministro de energía de carga base y almacenamiento de electricidad.

El propósito principal del almacenamiento de electricidad consiste en garantizar la calidad de la energía y la fiabilidad de suministro, ya sea para proporcionar reservas operativas, soluciones de suministro energético ininterrumpido a los usuarios finales, o energía para reiniciar la red después de un apagón. Un propósito secundario del almacenamiento de electricidad es nivelar la carga, almacenar energía en tiempos de exceso de suministro y descargarla en tiempos de déficit. La nivelación permite aplazar inversiones en la red en nodos de congestión y la utilización óptima de centrales de bajo coste de operación, además de ofrecer oportunidades para el arbitraje de precios. La mayor penetración de energías renovables variables está haciendo que estas aplicaciones sean más críticas. También está creando una nueva aplicación, conocida como equilibrado intermitente, para consolidar su producción o evitar restricciones. Por ello, las renovables variables han resultado en un renovado interés en el almacenamiento de electricidad.

Las características de las tecnologías de almacenamiento deben adaptarse a los requisitos de la aplicación

Las características físicas subyacentes de las tecnologías determinan sus ventajas y desventajas. En las últimas décadas se han desarrollado muchas tecnologías de almacenamiento, que dependen de la energía mecánica, electroquímica, térmica, eléctrica o química. Las aplicaciones que las tecnologías de almacenamiento de electricidad pueden cumplir dependen de sus características químicas y físicas. Las tecnologías deben evaluarse a nivel de aplicación, teniendo en cuenta su potencia, duración de almacenamiento, fre-

INTEGRATING INTERMITTENT SOURCES OF ENERGY GIVES NEW MOMENTUM TO ELECTRICITY STORAGE SOLUTIONS

A.T. KEARNEY ENERGY TRANSITION INSTITUTE HAS PUBLISHED A REPORT ENTITLED “ELECTRICITY STORAGE,” THAT CAPTURES THE STATUS OF STORAGE TECHNOLOGIES AND FUTURE DEVELOPMENTS IN ELECTRICITY STORAGE. THE MAIN FINDING OF THE REPORT IS THAT ELECTRICITY STORAGE IS AN ESSENTIAL TECHNOLOGY OF THE ENERGY TRANSITION. THE REPORT ALSO POINTS OUT THAT CONSIDERING THE ELECTRIFICATION TREND IN MANY SECTORS AND THE GROWTH OF DECENTRALISED ENERGY SOLUTIONS, THE DEMAND FOR ELECTRICITY STORAGE WILL ONLY GROW, AT LEAST OVER THE NEXT DECADE. NEVERTHELESS, ELECTRICITY STORAGE SOLUTIONS STILL NEED TO DEMONSTRATE COMMERCIAL VIABILITY IN VARIOUS SEGMENTS, SCALES AND APPLICATIONS. AND ONGOING INNOVATIONS PROMISE INTERESTING SOLUTIONS AHEAD.

Power systems are challenging to operate, since supply and demand must be precisely balanced at all times. By storing primary energy sources, such as coal and gas, or water in hydro dams, system operators have avoided the need to store electricity. But wind and solar PV systems make demand–supply matching more difficult since they increase the need for flexibility within the system, but do not themselves contribute significantly to this requirement.

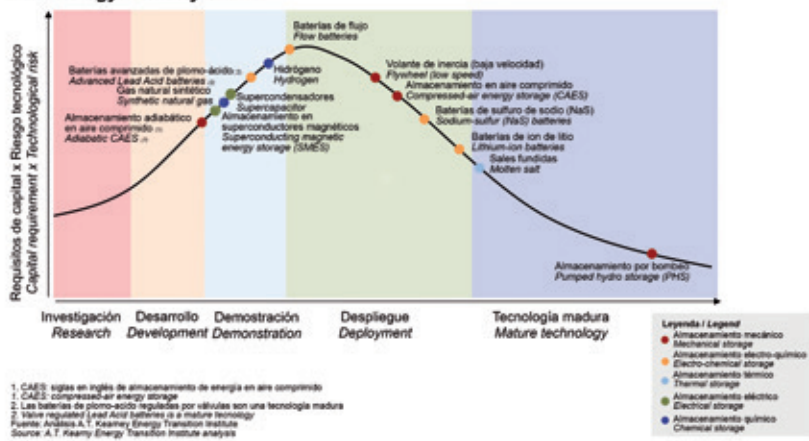
Flexibility management can be optimised by perfecting models for forecasting output from wind and solar plants, fine-tuning market regulations and refining the design of power systems. But additional flexibility will be needed in the form of demand-side participation, better connections between markets, greater flexibility in base-load power supply and electricity storage.

The primary purpose of electricity storage consists of ensuring power quality and supply reliability, whether it is to provide operating reserves, uninterrupted power-supply solutions to end-users, or initial power to restart the grid after a blackout. A secondary purpose of electricity storage is levelling the load - storing power in times of excess supply and discharging it in times of deficit. Levelling enables the deferral of grid investment on a congestion node and optimal utilisation of low operating cost power plants, in addition to offering opportunities for price arbitrage. The increased penetration of variable renewables is making these applications more critical. It is also creating a new application, known as intermittent balancing, to firm their



Central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo de Alqueva (Portugal).
Foto cortesía de Alstom | Pumped hydroelectric storage plant in Alqueva (Portugal).
Photo courtesy of Alstom

Curva de madurez tecnológica Technology maturity curve



cuencia de carga y descarga, eficiencia y tiempo de respuesta, así como las limitaciones del sitio, que determinan los requisitos de potencia y densidad de energía. En general, el bombeo hidráulico y el almacenamiento en aire comprimido son los más adecuados para grandes volúmenes de almacenamiento.

Las baterías son un componente principal del escenario de almacenamiento y pueden cubrir una amplia gama de aplicaciones con requisitos de potencia y energía intermedios. Difieren según el tipo de electrodo y la química de los electrolitos: el sulfuro de sodio (NaS) y el ion de litio (li-ion) son los más adecuados para el almacenamiento estacionario, debido a su mayor potencia y densidad de energía, así como a su mayor durabilidad. Sin embargo, la durabilidad sigue siendo, junto con los costes y la seguridad, uno de los mayores obstáculos para el desarrollo comercial.

Para aplicaciones donde proporcionar energía en ráfagas cortas es la prioridad, los volantes de inercia, el almacenamiento mediante superconductores magnéticos y los supercondensadores, parecen ser los más atractivos, por su alta densidad de potencia, alta eficiencia, alto tiempo de respuesta y larga vida útil. Sin embargo, los costes son altos y, además, estas tecnologías se encuentran actualmente en fase de demostración.

Finalmente, a pesar de su poca eficiencia general y altos costes iniciales de capital, el almacenamiento químico parece ser la única forma de proporcionar los requisitos de almacenamiento a gran escala y a largo plazo, que podrían resultar de un *mix* energético compuesto fundamentalmente por renovables variables. El almacenamiento químico consiste en convertir la electricidad en hidrógeno por medio de la electrólisis del agua. De hecho, va mucho más allá del almacenamiento de electricidad, ya que el hidrógeno también se puede convertir en gas natural sintético, se usa directamente como combustible en el sector del transporte o como materia prima en la industria química.

Las tecnologías de almacenamiento de electricidad se encuentran en niveles de madurez muy diferentes, pero muchas enfrentan un riesgo significativo y requisitos de capital cuantioso. La mayoría de las tecnologías se concentran actualmente en el "valle de la muerte" de la inversión, las fases de demostración o de implementación temprana, con los requisitos de capital y los riesgos en su punto más álgido.

El almacenamiento de electricidad no es un concepto nuevo, pero está generando más interés

Excepto por el bombeo hidráulico, el despliegue del almacenamiento de electricidad se encuentra en una etapa embrionaria. En noviembre de 2017, la capacidad instalada de las plantas de alma-

output or avoid curtailment. For these reasons, variable renewables have resulted in renewed interest in electricity storage.

The features of storage technologies must match application requirements

The underlying physical features of technologies determine their advantages and drawbacks. Many storage technologies have been developed in recent decades that rely on mechanical, electrochemical, thermal, electrical or chemical energy. The applications electricity storage technologies are able to fulfil depend on their chemical and physical characteristics. Technologies must be assessed at application level, taking into account their power rating, storage duration, frequency

of charge and discharge, efficiency and response time, as well as site constraints that determine power and energy density requirements. In general, pumped hydro storage (PHS) and compressed air energy storage (CAES) are the most suitable for bulk storage applications.

Batteries are a major component of the storage landscape and can serve a wide range of applications with intermediate power and energy requirements. They differ according to electrode type and electrolyte chemistry: sodium-sulphur (NaS) and lithium-ion (li-ion) are the most suited for stationary storage because of their higher power and energy densities, as well as their greater durability. Nevertheless, durability remains - together with costs and safety concerns - one of the biggest hurdles to commercial development.

For applications where providing power in short bursts is the priority, flywheel, superconducting magnetic energy storage (SMES) and supercapacitors appear to be the most attractive, as a result of their high power density, high efficiency, high response time and long lifespan. However, costs are high in addition to which, these technologies are currently at the demonstration phase.

Finally, despite its poor overall efficiency and high up-front capital costs, chemical storage seems to be the only way to provide the very large-scale and long-term storage requirements that could result from a power mix generated primarily by variable renewables. Chemical storage consists of converting electricity into hydrogen by means of water electrolysis. It actually goes far beyond electricity storage since hydrogen can also be converted into synthetic natural gas, used directly as a fuel in the transportation sector, or used as feedstock in the chemicals industry.

Electricity storage technologies are at very different levels of maturity, but many face significant risk and extensive capital requirements. Most storage technologies are currently clustered in the investment "valley of death" - the demonstration or early deployment phases - when capital requirements and risks are at their highest.

Electricity storage is not a new concept, but is generating more interest

Except for pumped hydro storage (PHS), the deployment of electricity storage is at an embryonic stage. As of November 2017, the installed power capacity of electricity storage plants amounted to around 175 GW. However, development has been restricted almost exclusively to one technology: PHS, whose

cenamiento de electricidad ascendía a alrededor de 175 GW. Sin embargo, el desarrollo se ha restringido casi exclusivamente a una tecnología: el bombeo hidráulico, cuyo desarrollo comenzó en la década de 1960 y ahora representa el 96% de la capacidad mundial instalada. China, EE.UU. y Japón albergan la mayor capacidad, con un 19%, 17% y 17% de la capacidad operativa mundial, respectivamente. La mayor parte del crecimiento futuro en este segmento estará impulsado por EE.UU. (48% de los futuros proyectos de almacenamiento).

La primera planta de almacenamiento en aire comprimido, una instalación de 290 MW en Alemania, se puso en marcha en 1978. La segunda, una planta de 110 MW en EE.UU., no se construyó hasta 1991. Se han construido algunas plantas de demostración a pequeña escala en los últimos años y hay algunas en construcción en Norteamérica, así como un número menor en Europa, para probar conceptos avanzados o nuevos. Sin embargo, las perspectivas son inciertas, dado que se han suspendido otros proyectos de aire comprimido en Corea del Sur y EE.UU., incluido un emprendimiento de 2.700 MW en Norton, Ohio, y Apex Bethnel, de 317 MW, en Texas.

Los proyectos de baterías se están desarrollando a un ritmo rápido a nivel mundial y la capacidad operativa total (todos los tipos de baterías) asciende a alrededor de 1,5 GW. Impulsadas por la evolución en EE.UU., las baterías de li-ion se han convertido recientemente en las dominantes, ya que representan más del 77% de la capacidad operativa (1.147 MW) y el 80% de los proyectos planificados. Las baterías de NaS, que fueron la tecnología dominante a principios de los 2000, parecen estar perdiendo impulso. Representan menos del 13% de las baterías estacionarias instaladas (188 MW). Aunque en una fase muy temprana de implementación, con pocos proyectos anunciados, las baterías de flujo podrían ser un punto de inflexión a medio plazo.

El almacenamiento térmico se ha desarrollado en los últimos años junto con las plantas termosolares y la capacidad operativa ha alcanzado alrededor de 2,7 GW, principalmente en forma de sales fundidas. Por tanto, el almacenamiento térmico es la fuente dominante de almacenamiento de electricidad (excluyendo el bombeo hidráulico), por delante de las baterías de li-ion y los volantes de inercia. A pesar del reciente aumento en los proyectos encargados, los volantes de inercia luchan por encontrar una propuesta de valor sostenible; los supercondensadores y superconductores magnéticos, se encuentran en fase temprana de demostración.

I+D y demostración emergen para resolver obstáculos tecnológicos

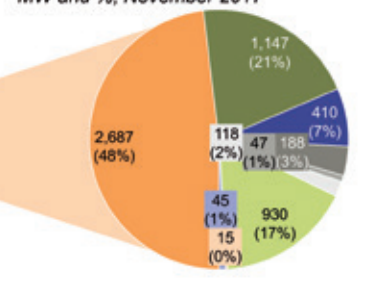
Para el bombeo hidráulico, los objetivos principales son abordar la restricción de la disponibilidad de espacio y minimizar el impacto ambiental mediante el uso de reservas subterráneas o marinas. Como una proporción significativa de la capacidad de bombeo hidráulico está envejeciendo y no está diseñada para ayudar a equilibrar renovables variables, la I+D también se dirige a mejorar las plantas existentes y aumentar su flexibilidad (p.e utilizando turbinas de velocidad variable).

También están en desarrollo varios conceptos de almacenamiento en gas comprimido, que deberían ser más eficientes al reducir o evitar el uso de gas. El aire comprimido adiabático implica el almace-

Capacidad de almacenamiento en operación a nivel mundial MW y %, Noviembre 2017
Operational worldwide storage capacity MW and %, November 2017



Capacidad de almacenamiento en operación (sin bombeo hidráulico) MW y %, Noviembre 2017
Operational non-pumped hydro storage capacity MW and %, November 2017



Almacenamiento por bombeo hidráulico
Pumped hydro storage

■ Térmico / Thermal
■ Li-ion
■ Aire comprimido de NaS / CAES_{NaS}
■ Baterías / Batteries
■ Baterías de flujo / Flow batteries
■ Otras baterías / Other batteries
■ Volante de inercia / Flywheel
■ Hidrógeno / Hydrogen
■ Otros / Others

1. CAES: almacenamiento de energía en aire comprimido / 1. CAES: compressed-air energy storage
 2. Otras baterías incluyen: plomo-ácido, híbridas plomo-ácido/electro-químicas, metal-aire, base níquel, zinc-aire, otras en base sodio (excepto sulfuro) / 2. Other batteries include: Lead acid, Hybrid lead acid/ electro-chemical, Metal air, Nickel based, Zinc air, Other Sodium based (except Sulfur)
 3. Otros incluye: condensadores electroquímicos, almacenamiento gravitacional / 3. Other include: Electro-chemical capacitor, Gravitational storage
 4. Baterías de sulfuro de sodio / Sodium Sulfur batteries
 Fuente: Análisis del A.T. Kearney Energy Transition Institute basado en la base de datos del DOE de EE.UU. Noviembre 2017
 Source: A.T. Kearney Energy Transition Institute analysis based on US DOE database, November 2017

development started in the 1960s and now accounts for 96% of global installed capacity. China, the US and Japan host the largest amount of PHS capacity, with 19%, 17% and 17% of global operating capacity, respectively. Most of the future growth in PHS will be driven by the US (48% of future storage projects).

The first CAES plant, a 290 MW facility in Germany, was commissioned in 1978. The second, a 110 MW plant in the US, was not built until 1991. A few small-scale demonstration plants have been constructed in recent years and some are under construction in North America, as well as a smaller number in Europe, to test advanced or new concepts. However, the outlook is uncertain, given that several other compressed air projects have been suspended in South Korea and the US, including a 2,700 MW venture in Norton, Ohio and the 317 MW Apex Bethnel in Texas.

Battery projects are being developed at a rapid pace globally and the total operational capacity (all battery types) amounts to around 1.5 GW. Driven by developments in the US, li-ion batteries have recently become dominant, accounting for more than 77% of operational battery capacities (1,147 MW) and 80% of planned projects. NaS batteries, which were the dominant technology at the start of the new millennium, seem to be losing momentum. They account for less than 13% of stationary batteries installed (188 MW). Although at a very early phase of deployment, with few projects announced, flow batteries could be a game changer in the medium term.

Thermal storage has developed in recent years in conjunction with CSP plants and operational capacity has now reached around 2.7 GW, primarily in the form of molten salt. Thermal storage is therefore the dominant source of electricity storage (excluding pumped hydro), beyond li-ion batteries and flywheels. Despite the recent increase in the projects being commissioned, flywheels struggle to find a sustainable value proposition; electrical storage technologies, either supercapacitors or superconducting magnetic energy storage, remain at an early phase of demonstration.

R&D and demonstration is making inroads into solving technological obstacles

For PHS, the primary objectives are addressing the constraint of site availability and minimising environmental impact by using sea-based or underground reservoirs. As a significant proportion

namiento de calor residual del proceso de compresión de aire y su uso para calentar el aire durante la expansión. El diseño isotérmico, por el contrario, pretende mantener una temperatura constante. Varios proyectos de demostración a gran escala están planificados o en desarrollo.

La investigación sobre baterías se centra en nuevos materiales y composiciones químicas que aumentarían la vida útil, mejorarían la densidad energética y mitigarían los problemas de seguridad y medioambientales. Por ejemplo, se están probando materiales de bajo coste para el electrodo negativo de las baterías de li-ion, así como soluciones orgánicas para reemplazar los electrolitos a base de agua de las baterías de flujo. Los conceptos de aire líquido y metal líquido, que utilizan oxígeno del aire en lugar de almacenar un agente oxidante internamente, se consideran potencialmente disruptivos, pero sus perspectivas comerciales siguen siendo inciertas.

La I+D en tecnologías basadas en el hidrógeno es muy activa. Los esfuerzos actuales se centran en mejorar la viabilidad de la electrólisis del agua (reduciendo los costes de capital de las membranas de intercambio de protones y aumentando la eficiencia mediante el uso de conceptos de alta temperatura); evaluar la idoneidad de mezclar hidrógeno con gas; desarrollar métodos para usar hidrógeno para fabricar combustibles sintéticos; y continuar investigando el almacenamiento de hidrógeno en forma de hidruros metálicos y en formaciones subterráneas.

Economía del almacenamiento de electricidad

La inversión inicial en una instalación de almacenamiento comprende dos componentes principales: un coste por unidad de potencia (en \$/kW) y un coste por unidad de capacidad energética (en \$/kWh), que varían significativamente según la tecnología.

La combinación de potencia y capacidad energética es, por lo tanto, crucial para evaluar la competitividad de las diferentes tecnologías. Las aplicaciones imponen otro componente importante de la economía de almacenamiento: la frecuencia de los ciclos de carga y descarga. El ciclado afecta la amortización de los costes de capital y los costes anuales de reemplazo, que tienen un impacto significativo en la economía de la batería.

El precio de la electricidad también es un factor clave en la economía del almacenamiento. Usualmente, los operadores de almacenamiento intentan aprovechar los diferenciales de precio de la electricidad (cargando cuando el precio es bajo y descargando cuando es alto), pero esto no es posible en todas las aplicaciones.

La economía del almacenamiento de electricidad sigue siendo inestable. Los costes tienden a superar los beneficios financieros, aunque el arbitraje de precios y el aplazamiento de la inversión en la red pueden hacer que las inversiones en almacenamiento sean rentables en algunos países. Agrupar varias aplicaciones de almacenamiento parece ser una gran palanca para ayudar a que el almacenamiento de electricidad sea rentable. Los proyectos recientes en EE.UU. ponen de manifiesto que los proyectos a gran escala pueden ser económicos, pero los proyectos a pequeña escala (comerciales/residenciales) siguen sin ser rentables. También es necesario eliminar las barreras regulatorias, como hacer que las plantas de almacenamiento sean elegibles para participar en servicios auxiliares, recompensar a los activos de respuesta rápida o permitir que los operadores de red posean instalaciones de almacenamiento.



Volante de inercia de la subestación Mâcher 66 kV (Lanzarote, España). Foto cortesía de REE | Flywheel at the Mâcher 66 kV substation (Lanzarote, Spain). Photo courtesy of REE

of pumped hydro capacity is ageing and not designed to help balance variable renewables, R&D is also being directed at upgrading existing plants and increasing their flexibility (e.g. using variable-speed turbines).

Several CAES concepts, which should become more efficient by reducing or avoiding gas use, are also in development. Adiabatic compressed air involves the storage of waste heat from the air compression process and its use to heat up the air during expansion. The isothermal design, meanwhile, aims to maintain a constant temperature. Several large-scale demonstration projects are planned or under development.

Battery research is focused on new materials and chemical compositions that would increase lifespan, enhance energy density and mitigate safety and environmental issues. For instance, lower-cost materials for the negative electrode of the li-ion battery are being tested, as are organic solutions to replace the water-based electrolytes of flow batteries. Liquid-air and liquid-metal concepts that use oxygen from the air instead of storing an oxidising agent internally are often considered potentially disruptive, but their commercial prospects remain uncertain.

R&D of hydrogen-based technologies is highly active. Current efforts are focused on improving the viability of water electrolysis (by reducing the capital costs of proton exchange membranes and increasing efficiency through the use of high-temperature concepts); assessing the suitability of blending hydrogen with gas; developing methods of using hydrogen to manufacture synthetic fuels; and continuing to investigate hydrogen storage in the form of metal hydrides and in underground formations.

Economics of electricity storage

Initial investment in a storage facility comprises two principal components: a cost per unit of power (in \$/kW) and a cost per unit of energy capacity (in \$/kWh), that vary significantly according to the technology.

The combination of power rating and energy capacity is therefore crucial in assessing the competitiveness of different technologies. Applications dictate another major component of storage economics: the frequency of charging and discharging cycles. Cycling affects the amortisation of capital costs and annual replacement costs, which have significant impacts on battery economics.

The price of electricity is a key factor in storage economics, too. Usually, storage operators try to take advantage of electricity price spreads (charging when the price is low and discharging when it is high), but this is not possible in all applications.

The economics of electricity storage remain shaky. Costs tend to outweigh the financial benefits, although price arbitrage and grid-investment deferral may make investments in storage profitable in some countries. Bundling several storage applications together seems a strong lever in helping electricity storage to become profitable. Recent projects in the US highlight that utility-scale projects can be economical but small-scale (commercial/residential) projects remain uneconomic. Removing regulatory barriers, such as making storage plants eligible to participate in ancillary services, rewarding fast response assets, or allowing network operators to own storage facilities.