



II Congreso de Agua Ambiente y Energía, AUGM

Análisis regulatorio de los sistemas de acumulación para su aplicación en Uruguay

Virginia Halty^a, Mario Vignolo^b

^aIFFI – Universidad de la República, Uruguay, vhalty@fing.edu.uy.

^bIIE – Universidad de la República, Uruguay, mario.vignolo@gmail.com.

RESUMEN: En este trabajo se busca avanzar en los aspectos regulatorios a considerar para la introducción de los sistemas de almacenamiento en Uruguay, mediante las lecciones aprendidas del estudio de otros mercados, en particular PJM y Reino Unido. A partir del mismo se lograron identificar posibles barreras para el desarrollo de estos sistemas y oportunidades de negocio en el sistema eléctrico uruguayo.

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento, Flexibilidad, Marco regulatorio, Mercados eléctricos.

1 INTRODUCCIÓN

Al analizar la matriz energética primaria mundial se registra una fuerte predominancia de los energéticos fósiles (superior al 80% en el 2016 [1]). Este consumo desmedido de hidrocarburos de los últimos siglos ha aumentado exponencialmente las emisiones de gases de efecto invernadero llevando a un aumento en la temperatura media del planeta. En los últimos años, frente a las evidencias del calentamiento global, la reducción de las emisiones se ha vuelto parte de la agenda internacional, constatándose numerosos esfuerzos por frenar el cambio climático. En este contexto internacional, teniendo en cuenta que el sector energético es responsable de más del 60% de las emisiones [2], su descarbonización es parte de la política energética de la mayoría de los países. Este proceso implica, entre otras medidas, la electrificación de algunos usos energéticos, como el transporte, lo cual provocará un mayor aumento de la demanda eléctrica, y la sustitución de los combustibles fósiles en la generación eléctrica por energéticos renovables y generación nuclear, haciendo que la oferta se vuelva menos flexible y más fluctuante, imponiendo grandes desafíos para el abastecimiento de la demanda.

Esta evolución del sector eléctrico obliga a repensar su forma de diseño para poder afrontar los nuevos desafíos a los cuales se enfrenta. Un diseño como el actual, en el cual se instala capacidad firme de respaldo, resultaría costoso en infraestructura y con un bajo factor de utilización de la red. Se deben pensar alternativas, que aumenten la flexibilidad del sistema de forma más eficiente para así poder garantizar el abastecimiento futuro de la demanda. El almacenamiento energético a gran escala se presenta como una solución dado que al permitir desacoplar temporalmente la oferta y la demanda aumenta la flexibilidad del sistema. A pesar de no ser la única, la ventaja de estos sistemas es su posibilidad de brindar múltiples servicios al sistema: ajustar generación y demanda, aplazar inversiones en transmisión y distribución, regular la calidad de la energía y estabilidad del sistema, reducir emisiones, entre otros [3]. Aun considerando los diversos beneficios que pueden brindar, su participación en los mercados es muy baja. Si bien la principal razón radica en sus altos costos, la estructura actual de los mercados, desarrollada en otra época

sin estas tecnologías en mente, y las barreras regulatorias, también pueden impedir un mayor desarrollo de estos sistemas. Se deben desarrollar mercados que reflejen la naturaleza de estos recursos y marcos regulatorios eficientes que incentiven su desarrollo ponderando los múltiples servicios que brindan. En este trabajo se analizarán algunos aspectos regulatorios que podrían constituir barreras para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento. Se considerarán dos mercados en particular, PJM y Reino Unido, buscando aprender lecciones para el desarrollo de un marco regulatorio adecuado para los sistemas de almacenamiento en Uruguay.

2 INCORPORACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ACUMULACIÓN AL SECTOR

2.1 *Clasificación*

Técnicamente los sistemas de almacenamiento energético (SAE) pueden brindar servicios en las cuatro etapas del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización), por lo que existen diversos agentes del mercado que tienen interés en su operación y propiedad. Por lo tanto, uno de los primeros aspectos sobre los que se debe debatir es sobre su clasificación: si deben ser considerados como generadores, a nivel de transmisión o distribución, o en una nueva categoría propia. Cómo se clasifiquen tiene importantes consecuencias en su operación y propiedad debido al requerimiento de separación de las actividades monopólicas de la red de la generación y comercialización, fundamental para defender la competencia en el mercado mayorista.

En la mayoría de los sistemas eléctricos en los que existe algún SAE se los considera como generadores por defecto. Esto impediría que los negocios de transmisión y distribución tengan propiedad de estos sistemas debido a que no pueden participar de las actividades libres del mercado. Si, en cambio, se clasificaran como activos a nivel de transmisión o distribución los SAE no podrían participar del mercado mayorista. Técnicamente, podrían dar servicios a nivel de transmisión y distribución y participar del mercado mayorista a la vez. Sin embargo, la reglamentación actual no les permite participar de este mercado y recibir un pago a través de las tarifas reguladas por los servicios de red. Existen diversas posturas a nivel mundial que buscan solucionar este problema. En Reino Unido (UK) se cree que formalizar estos sistemas a nivel de generación sería insatisfactorio porque si bien comparten muchas características con los generadores, se diferencian en muchas otras. Sería más adecuado clasificarlos en una nueva categoría propia que contemple la naturaleza de estos dispositivos. Con esto se podría reglamentar su propiedad y operación en los mercados, así como su mecanismo de remuneraciones, de forma diferente a los sistemas de generación, eliminando barreras para su participación en el sector eléctrico. Además se podría permitir que las distribuidoras puedan ser propietarias de estos activos, siempre que en la reglamentación existan mecanismos que aseguren que no se distorsione la competencia [4]. En cambio la FERC (agente regulador del sector eléctrico en Estados Unidos) considera que las cuatro categorías ya definidas son suficientes para enmarcar todos los usos de los SAE, y que una nueva clasificación no introduciría beneficios adicionales [5]. La propuesta de la FERC en la Orden 841 es clasificarlos como activos a nivel de generación pero creando nuevas figuras de participación en los mercados que tengan en cuenta la naturaleza de estos recursos, en particular su habilidad de brindar múltiples servicios en diversas etapas del sector [6].

2.2 *Operación y propiedad*

Existe en general consenso de que es deseable que los SAE sean considerados como actores en el mercado mayorista y que su actividad se lleve a cabo principalmente ahí, limitando la participación de las distribuidoras. Sin embargo, con la nueva clasificación que propone UK, estas podrían ser dueñas y operar estos sistemas siempre y cuando se garantice que la actividad comer-



cial en el mercado esté separada de aquellas de la red, por ejemplo mediante su tercerización con un contrato que especifique el flujo de fondos, aprobado por el regulador. De todas formas, en UK se cree que esta debería ser la última alternativa. Lo ideal es que empresas distribuidoras o trasmisoras no sean dueñas ni operen estos sistemas, sino que sean capitales privados que se asignen mediante una licitación competitiva y transparente.

Con la postura de la FERC, distribuidoras y trasmisoras no pueden invertir en SAE, dado que son activos a nivel de generación. De todas formas, si pueden contratar sus servicios mediante licitaciones competitivas. En cuanto a la acreditación de ingresos, la FERC propone que solo se recuperen por tarifas reguladas la fracción de ingresos que el sistema recuperaría por los servicios auxiliares, el resto lo debe recuperar en el mercado mayorista.

2.3 Estructura de los mercados

La mayoría de los sistemas eléctricos tienen tres mercados bien definidos: el de capacidad (mantiene la cantidad suficiente de recursos para abastecer los picos futuros de la demanda), el de energía (abastece la demanda instantánea al menor costo posible), y el de servicios auxiliares (se intercambian servicios para el adecuado funcionamiento del sistema). Existen algunos otros servicios que hoy no son capturados por ningún mercado como la reducción de emisiones, el aplazamiento de inversiones en transmisión y distribución o la reducción en las restricciones operativas de la generación renovable, que podrían constituir flujos de ingresos relevantes para los SAE.

2.3.1 Mercado de capacidad

No todos los mercados de capacidad están abiertos a la participación de los SAE dado que cuestionan su habilidad para brindar capacidad firme, y en aquellos que sí permiten su participación existen algunas reglamentaciones que pueden limitarla. Las principales limitaciones radican en los requerimientos mínimos exigidos en estos mercados. La remuneración por capacidad suele incluir un pago por rendimiento en el que se establece el período en el cual el sistema debe dar la energía que compromete. Por ejemplo CAISO establece que al ser requeridos deben poder dar su capacidad por 4 horas y hacerlo por 3 días consecutivos [3]. Esto puede ser difícil de cumplir para los SAE, que suelen tener capacidades limitadas. Por otro lado, los requerimientos mínimos son esenciales para la operación confiable del sistema, por lo que no es posible modificarlos. De todas formas, existen algunas soluciones para permitir que los SAE puedan dar este servicio sin repercutir en la confiabilidad del sistema. Una de ellas, denominada *de-rate*, permite que los SAE bajen la capacidad que ofrecen para cumplir con los requerimientos mínimos. Esta medida es apoyada por la FERC [6]. De esta forma, un recurso de 10 MW/20 MWh podría ofrecer 5 MWh en un mercado con un tiempo mínimo de 4 h. Sin esta oportunidad no podría participar del mercado aun cuando tiene la habilidad de brindar 5 MWh con seguridad en el tiempo mínimo exigido. Otra medida, denominada *aggregation*, permite que los SAE se asocien con otros recursos a la hora de hacer una oferta. Esto ya se hace en PJM [3].

2.3.2 Mercado de servicios auxiliares

Debido a su rápida respuesta, los SAE son idóneos para dar múltiples servicios auxiliares, en particular la regulación de frecuencia. Sin embargo, existen algunas barreras para su desarrollo eficiente en este mercado. Una de ellas es que en los mercados eléctricos de varios países algunos servicios auxiliares que podrían brindar los SAE no se rigen por la libre competencia. Esto disminuye su competitividad dado que le impide acceder a fuentes adicionales de ingresos.

La falta de incentivos al rendimiento es otra limitante importante en estos mercados. La remuneración de estos servicios se centra más en la capacidad y no suele considerar la rapidez y

precisión con que se entrega el servicio, lo cual es clave en estos mercados. De todas formas, en los últimos años se pueden constatar esfuerzos en este sentido. En particular hay que mencionar el caso de PJM, que adoptando la Orden 755 de la FERC [7], diseñó dos señales para la regulación de frecuencia, una de respuesta más lenta y otra más rápida. Esta nueva señal aumentó los precios del servicio de regulación haciendo que los SAE se volvieran redituables lo cual incrementó su penetración en el mercado, llegando a casi 300 MW instalados en baterías en el 2017 [3]. Con el aumento de estos sistemas los precios bajaron, lo que refleja la pequeña escala de este mercado. Si bien es una forma de que los SAE se vuelvan redituables y comiencen a participar de los mercados, su mayor potencial se encuentra en los mercados de capacidad y energía.

Una tercera barrera es la forma en que se adjudican los precios en estos mercados. El mismo se calcula como el costo de oportunidad incurrido por el generador cuando retiene parte de su capacidad del mercado de energía para dar un servicio auxiliar. El problema del almacenamiento energético es que si está diseñado únicamente para dar un servicio auxiliar no tiene un costo de oportunidad asociado, por lo que de haber suficientes recursos para abastecer los requerimientos el precio del mercado colapsaría a cero. Los mercados basados en costos marginales no funcionan para tecnología dominadas por costos fijos. Una solución a esto es que las transacciones se den mediante contratos con precios acordados entre las partes.

2.3.3 Mercado de energía

La mayoría de los mercados de energía están abiertos a la participación de los SAE. La principal barrera en este caso es la falta de modelos que programen su operación de la forma más eficiente posible reflejando su naturaleza y respetando sus limitaciones operativas. El desarrollo de estos modelos presenta desafíos en cuanto a la complejidad y al tiempo de resolución del algoritmo final. La FERC a través de la Orden 841 le exige a los RTO/ISO realizar modelos de participación nuevos para despachar estos recursos, como generación y demanda, con parámetros de oferta propios, entre los cuales deben estar: estado de carga, potencia de carga y descarga máxima y límite de carga superior e inferior [6]. De todas formas, los SAE al igual que los demás generadores podrían elegir si auto despacharse o estar sujetos al despacho que surja de estos modelos.

Por otro lado, para los SAE es deseable que los precios marginales, calculados a partir del despacho, se calculen localmente y reflejen los costos de congestión de la red para que entonces obtengan beneficios no solo por la energía que dan sino también por aliviar la red. Además sería importante modificar el tiempo de transacción en los mercados, permitiéndole a los recursos participar en un tiempo más cercano al real. Para los SAE esta modificación es clave dado que se benefician de la diferencia de precio a la que compran la energía y a la que la venden, aunque les agrega complejidad tanto al operador del sistema como al operador de las líneas de transmisión.

3 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN EN URUGUAY

3.1 Clasificación

Tanto en PJM como en UK los primeros SAE que se introdujeron en el mercado fueron clasificados como activos a nivel de generación sin modificar la regulación creando una nueva categoría. En la medida en que se desarrollaron planes piloto, se estudió su funcionamiento y se entendieron sus limitaciones, se comenzaron a estudiar qué modificaciones al marco regulatorio serían convenientes para no imponerle barreras a estas tecnologías y permitir que se desarrollen plenamente. En este contexto en UK hoy se está analizando la posibilidad de crear una nueva categoría para el almacenamiento energético, mientras que la FERC considera que no hace falta una nueva categoría, sino que se puede incorporar como generación siempre y cuando tengan un modelo de participación propio que considere su naturaleza. Tomando la experiencia de estos mer-



cados como referencia, el camino más oportuno a seguir para la introducción de los SAE en el mercado eléctrico uruguayo parece ser el de incorporarlos a nivel de generación pero con un modelo de participación propio que tenga en cuenta la naturaleza de estos recursos. En la medida en que se incorporen estos sistemas y se encuentren ineficiencias en esta clasificación se puede considerar definir una actividad nueva. Es importante tener en cuenta que cada mercado tiene sus propias reglas y dinámica, lo cual impide trasladar en forma directa modelos de otros mercados.

3.2 *Propiedad y operación*

Como ya se mencionó, es deseable que los SAE sean considerados preferentemente como actores del mercado y que su actividad se lleve a cabo principalmente en el mismo, limitando la participación de distribuidoras en su propiedad. Teniendo en cuenta que en Uruguay en la práctica se observa un modelo de mercado de comprador único (aunque la reglamentación establece competencia en el mercado) lo importante es asegurar que el proceso de entrada al mercado sea competitivo. Por lo tanto, cuando el planificador del sistema identifique la necesidad de incorporar almacenamiento se debería crear una licitación abierta, transparente y competitiva para establecer un contrato entre la distribuidora y un tercero por el servicio durante un tiempo determinado.

3.3 *Participación en los mercados*

Clasificados como generadores, los SAE podrían en teoría obtener una remuneración por la venta de energía para abastecer la demanda, por la venta de potencia firme para garantizar el abastecimiento de la demanda y por la venta de energía o potencia firme para la provisión de servicios auxiliares. Como se vio en la Sección 2.3.2 en PJM, el mercado de servicios auxiliares es fundamental para la viabilidad del negocio dado que normalmente este mercado tiene señales de precios más altas. En Uruguay en cambio este flujo de ingresos no es posible dado que no existe un mercado establecido de servicios auxiliares. Estos se conciben como una obligación por parte de los generadores a los cuales se les paga por los costos incurridos al prestar el servicio. De todas formas, sí pueden participar del mercado de energía y del de capacidad [8].

Como se explicó en la Sección 2.3.3 para la participación de estos sistemas en el mercado de energía se deben desarrollar modelos de participación con parámetros que tengan en cuenta sus características físicas y operativas. En Uruguay ya existe un modelo de participación para estos sistemas en SimSEE [9], el cual considera como parámetros: capacidad máxima, potencia máxima de carga y descarga, y rendimiento de carga y descarga. A partir de estos parámetros calcula el costo variable de la energía almacenada como un costo de oportunidad de cuándo se usa la energía, de forma similar a como se hace con las centrales hidroeléctricas con embalses. Se trata de ponerle un precio a cuánto cuesta usar esa energía hoy respecto a lo que saldría usarla en un futuro. Este valor luego se utiliza para realizar el despacho económico de cargas.

Por otro lado, para la introducción de estos sistemas en el mercado de capacidad se debe definir su potencia firme. El Decreto del Mercado Mayorista, solo define la potencia firme de los generadores térmicos e hidráulicos, mientras que la generación eólica y solar no puede participar del mercado de capacidad al no contar con un mecanismo regulatorio para su cálculo (si bien se han realizado algunas propuestas [10]). Para definir la potencia firme de un SAE se debe tener en cuenta que es a la vez productor y consumidor. Por lo tanto habría que definir su potencia firme como productor y restarle su requerimiento como consumidor. Sin embargo, se puede limitar su consumo a las horas de valle con lo cual la potencia firme como consumidor sería nula, dado que la misma se define como la potencia media consumida en el período firme (horas fuera de valle) más las pérdidas de transmisión asociadas [8]. Su potencia firme como productor se podría definir, de forma similar a las térmicas, como su potencia efectiva afectada por la disponibilidad com-

prometida para la Garantía de Suministro [8]. El reconocimiento de su potencia firme les abre una oportunidad de negocio en el mercado eléctrico uruguayo. En los últimos años la matriz de generación eléctrica se diversificó con la introducción de grandes cantidades de generación eólica y solar en menor medida, y se prevé que la potencia instalada de estas tecnologías siga creciendo en los próximos años. La instalación de SAE junto a centrales eólicas o solares permitiría definir la potencia firme de estas centrales, hoy considerada nula, abriéndoles oportunidades de negocio que favorezcan la economía de estos proyectos.

Finalmente, a partir del análisis de los mercados de UK y PJM se reconoce otra oportunidad de negocio para los SAE, el *peak-shaving*. Este servicio consiste en trasladar cargas de horas de pico a horas fuera de pico, aplanando la curva de demanda. Al hacerlo se reduce la necesidad de recurrir a generación cara para abastecer el pico, reduciendo los costos de operación y mantenimiento. También permite disminuir pérdidas y utilizar el sistema de transmisión y distribución de forma más eficiente, aplazando inversiones en el mismo y aumentando la vida útil de sus equipamientos. Este servicio implica modificar la forma de diseño incorporando la noción de utilización de la red a la capacidad de respaldo necesaria. Para valorarlo correctamente se deben estimar los costos que se evitan, tanto en infraestructura a nivel de transmisión y distribución como en infraestructura, costos de combustible, operación y mantenimiento en la capacidad de respaldo.

4 CONCLUSIONES

En este trabajo se analizaron los aspectos regulatorios actuales que podrían constituir barreras para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento en los diversos mercados, buscando avanzar en el desarrollo de un mercado en Uruguay que reconozca la naturaleza de estos recursos y de un marco regulatorio eficiente que incentive su desarrollo teniendo en cuenta los diversos beneficios que le podrían dar al sistema. Su incorporación seguramente será clave en un futuro, en la medida en que la capacidad renovable instalada en el sistema aumente. Si bien la realidad del sistema eléctrico uruguayo es distinta a la de PJM y Reino Unido, considerando tanto la estructura del mercado como las oportunidades de negocio, se identificaron numerosos aprendizajes en el proceder de estos mercados para la introducción de los sistemas de almacenamiento que podrían aplicarse al mercado uruguayo en la medida en que los incorpore.

5 REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency. (2018). *World Energy Balances: Overview*.
- [2] World Resources Institute. (2010). *World GHG Emissions Flow Chart*.
- [3] IEEE. (2017). Opening the door to Energy Storage. *Power & Energy*.
- [4] S. Bradbury, J. Hayling, P. Papadopoulos & N. Heyward (2015). *Electricity Storage in GB: SNS 4.7. Recommendations for regulatory and legal framework (SDRC 9.5)*. Smarter Network Storage.
- [5] D. Bhatnagar, A. Currier, J. Hernandez, O. Ma & B. Kirby (2013). *Market and policy barriers to energy storage deployment*. Sandia National Laboratories.
- [6] *FERC Order 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*. (Dic 2018). <https://www.ferc.gov/whats-new/com-met/2018/021518/E-1.pdf>
- [7] *FERC Order 755: Frequency Regulation in the Organized Wholesale Power Markets*. (Dic 2018). <https://www.ferc.gov/whats-new/com-met/2011/102011/E-28.pdf>
- [8] *Decreto 360/002: Regalmento del Mercado Mayorista de Energía*. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/360-2002>
- [9] G. Casaravilla, R. Chaer, & P. Alfaro (Dic 2018). SimSEE: Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica. *Proyecto PDT 47/12, Technical Report 7*, Universidad de la República (Uruguay), Facultad de Ingeniería, IEE.
- [10] Vidarte, D., de León, I., Vignolo, M., & Piccini, J. (Sep 2018). Calculation of the capacity value for wind generation in Uruguay. *IEEE T&D Latin American* (págs. 1-5). Lima, Perú: <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/>.