



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA

POSGRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

CURSO DE SEMINARIO DE MERCADOS ELÉCTRICOS

MARZO 2019

PROFESOR: MARIO VIGNOLO

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

Virginia Halty

vhalty@gmail.com

Índice general

Introducción	1
1. Evolución de la estructura de los mercados eléctricos	3
2. Incorporación de un nuevo actor en el sector eléctrico: los sistemas de acumulación de energía	9
2.1. Clasificación	10
2.2. Propiedad y operación	12
2.3. Estructura de los mercados	13
2.3.1. Mercado de capacidad	14
2.3.2. Mercado de servicios auxiliares	14
2.3.3. Mercado de energía	16
2.4. Valorización económica	17
3. Análisis de PJM Interconnection	19
3.1. Estructura de los mercados	20
3.2. Penetración de los sistemas de acumulación	20
3.3. Orden 841 FERC: recursos de almacenamiento energético en mercados RTO/ ISO	21
3.4. Situación regulatoria en PJM	25
3.4.1. Mercado de energía	25
3.4.2. Mercado de capacidad	26
3.4.3. Mercado de servicios auxiliares	26
3.4.4. Principales desafíos regulatorios	27
4. La situación del Reino Unido	31
4.1. Clasificación	34

4.2. Operación y Propiedad	35
4.2.1. Marco regulatorio actual	35
4.2.2. Modelo propuesto a implementar	38
4.3. Participación en los mercados	39
4.3.1. Mercado de energía	39
4.3.2. Mercado de capacidad	40
4.3.3. Mercado de servicios auxiliares	40
4.3.4. Diseño y programación de un sistema de almacenamiento	41
4.4. Impacto incentivos para generación baja en carbono	42
5. El caso de Uruguay	45
5.1. Estructura del mercado	45
5.1.1. Operación del mercado	46
5.1.2. Organización comercial	50
5.1.3. Grado de aplicación del modelo establecido en la reglamentación	51
5.2. Aspectos a considerar para la introducción de sistemas de almacenamiento energético	52
5.2.1. Clasificación	52
5.2.2. Propiedad y operación	53
5.2.3. Participación en los mercados	53
Conclusiones	57
Bibliografía	60

Introducción

Si se analiza la matriz de generación eléctrica a nivel mundial se encuentra una fuerte predominancia de los combustibles fósiles. Más de dos terceras partes, más precisamente, el 67 % de la energía eléctrica en 2016 se obtuvo a partir de los mismos. El primer energético utilizado a nivel mundial es el carbón, seguido del gas natural y en último lugar el petróleo [9]. Esto presenta algunas desventajas considerando que se trata de energéticos no renovables, finitos, que se están agotando, que presentan precios altamente variables, difíciles de predecir, y con emisiones de CO₂ considerables. La situación con la matriz energética primaria mundial es similar, pero con un mayor peso relativo de los combustibles fósiles (mayor al 80 % de la matriz en 2016 [10]), y con el petróleo como el energético más consumido, seguido del carbón y del gas natural.

Este consumo desmedido de hidrocarburos ha aumentado exponencialmente las emisiones de gases de efecto invernadero desde la Revolución Industrial, llevando a un aumento en la temperatura media del planeta. En los últimos años, frente a las evidencias del calentamiento global y a las preocupaciones por el inminente cambio climático, la reducción de emisiones se ha vuelto parte de la agenda internacional, constatando numerosos esfuerzos por frenar el cambio climático. En particular se debe mencionar el Acuerdo de París, firmado por 195 países en el 2015, cuyo principal objetivo es mantener la temperatura media global por debajo de los 2 °C respecto a los niveles preindustriales, y si es posible debajo de 1.5 °C [3]. En este contexto internacional, teniendo en cuenta además que el sector eléctrico es responsable de más del 60 % de las emisiones globales de CO₂ [23], las cuales provienen de la utilización de combustibles fósiles en su mayoría, la descarbonización del sector energético se ha vuelto parte de la política energética de la mayoría de los países. Este proceso de descarbonización implica, entre otras medidas:

- Electrificar algunos usos energéticos como el transporte y el acondicionamiento térmico.
- Sustituir generación fósil con generación baja en carbono, principalmente generación renovable y nuclear.
- Mejorar la eficiencia energética.

Estas medidas tienen un fuerte impacto en el sector eléctrico. Por un lado se prevé un mayor aumento de la demanda por la electrificación de algunos usos energéticos. Por otro lado, la introducción de grandes cantidades de generación renovable y nuclear exige una mayor flexibilidad del sistema, el cual se debe adaptar a una mayor variabilidad en la oferta por la generación renovable altamente fluctuante debido a la fuente que las alimenta, y a la poca flexibilidad en la oferta que tiene la generación nuclear.

Este camino que está recorriendo el sector eléctrico vuelve necesario repensar su forma de diseño para poder afrontar estos nuevos desafíos a los cuales se enfrenta de forma

de poder asegurar el abastecimiento de la demanda futura. Un diseño como el que se tiene hoy en día, que agrega capacidad de respaldo con baja utilización, resultaría muy costoso en infraestructura y en un bajo factor de utilización de la red. La evolución del sistema requiere pensar en otras alternativas que aumenten la flexibilidad del sistema para garantizar el suministro de una forma más eficiente.

En este contexto, el almacenamiento energético a gran escala se plantea como una solución a este problema dado que permite desacoplar temporalmente la oferta y la demanda. A pesar de no ser la única solución, la ventaja de estos sistemas es su posibilidad de brindar múltiples servicios al sistema [8]:

- Permiten ajustar generación y demanda.
- Permiten aplazar inversiones en transmisión y distribución.
- Pueden usarse para el arranque en negro del sistema.
- Permiten regular la calidad de la energía y la estabilidad del sistema.
- Permiten reducir costos de operación y en generación.
- Disminuyen las emisiones de CO₂ del sector eléctrico.

Aún considerando los diversos beneficios que el almacenamiento energético brinda, su participación en los mercados es muy baja. La principal razón radica en sus altos costos. Para una mayor penetración de estas tecnologías una disminución en sus costos es fundamental. Por otro lado, la estructura actual de los mercados, la cual fue desarrollada en otra época con otras tecnologías en mente, debido a que la participación de los recursos de almacenamiento era escasa en ese entonces, y las barreras regulatorias pueden también impedir un mayor desarrollo de estas tecnologías. Se deben desarrollar mercados que reflejen la naturaleza de estos recursos y marcos regulatorios eficientes que incentiven su desarrollo ponderando los múltiples beneficios que brindan.

En este trabajo se analizarán algunos aspectos regulatorios que podrían constituir barreras para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, los cuales se están debatiendo hoy en día en diversos mercados. Se considerarán luego dos mercados, PJM y Reino Unido, buscando aprender lecciones para el desarrollo de un marco regulatorio adecuado para estos sistemas en Uruguay.

Capítulo 1

Evolución de la estructura de los mercados eléctricos

Cuando se comenzó a utilizar la electricidad, luego de que Thomas Edison probara su uso en 1879, los sistemas eléctricos eran muy distintos a los que conocemos hoy en día. Estos empezaron a surgir con generación distribuida, próxima a los centros de consumo. El uso de electricidad en las primeras ciudades comienza con generadores y redes eléctricas locales. Los generadores eran construidos por las industrias para abastecer sus necesidades, o por empresas privadas o municipios para abastecer a las ciudades. No había regulación, se daban concesiones con relaciones de servidumbre.

En los sistemas eléctricos tradicionales las cuatro principales actividades del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización) eran realizadas por una misma empresa. Esto es lo que se conoce como empresa verticalmente integrada. En la Figura 1.1 se muestra una representación de estas empresas. Cada compañía tenía sus propios generadores y coordinaba la planificación tanto en generación como en transmisión para satisfacer a sus clientes. Cada empresa tenía un monopolio regional sobre un conjunto de clientes, por lo que su actividad debía ser regulada por el Estado.

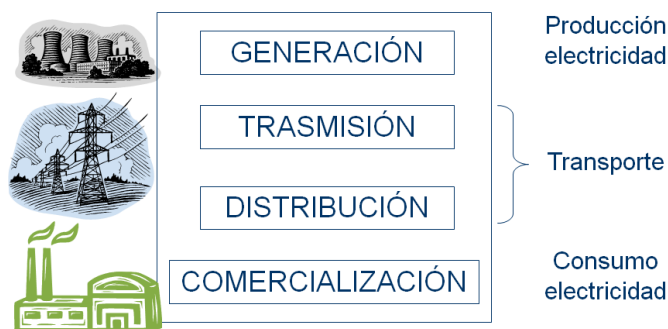


Figura 1.1: Empresa verticalmente integrada.

De esta forma funcionó el sector eléctrico por casi todo el siglo XX. Sin embargo, hacia el final del siglo, los sectores eléctricos de los distintos países comienzan a experimentar diversos problemas que conducen a la denominada “Reforma del Sector Eléctrico”. Esta surge como respuesta a las dificultades del sector. En ella se muestra que el sector eléctrico puede funcionar, de forma más eficiente, con otro modelo distinto al de las empresas verticalmente integradas.

La reforma se da en un contexto económico donde se había impuesto el modelo de libre mercado. En él se busca reducir la intervención del Estado y aumentar la intervención privada. La base conceptual de este modelo es que las decisiones descentralizadas tomadas por productores y consumidores llevan a la eficiencia económica del sistema. En este contexto, con la convicción de que el modelo más eficiente era el de libre mercado, restaba resolver si era posible la creación de un mercado en el sector eléctrico.

Un mercado de corto plazo es un ámbito (virtual o real) donde oferentes y demandantes asisten y tranzan en un tiempo dado una cantidad de un bien por dinero ajustando un precio y una cantidad de equilibrio. Para que exista un mercado competitivo de corto plazo debe cumplirse que:

- No exista poder de mercado. Para esto debe haber atomicidad e independencia de los agentes oferentes y demandantes.
- El bien debe ser único, homogéneo.
- No pueden existir barreras de entrada o salida de un agente.
- Todos los actores del mercado deben manejar idéntica información.

Las reformas de la década de los 90 buscan crear un mercado competitivo en el sector eléctrico. En este mercado el bien intercambiado sería la energía eléctrica (que verifica que es única y homogénea), y los actores que participarían serían: generadores (oferentes o productores del bien), transportistas (transportan grandes bloques de energía en alta tensión, de los centros generadores al sistema de distribución), distribuidores (transportan pequeños bloques en media y baja tensión hacia los consumidores finales), comercializadores (compran energía a los generadores en el mercado mayorista y la venden a los clientes finales en el mercado minorista, realizan la facturación, atención al cliente, gestión del retiro instantáneo del bien, la medición de consumos, pero no almacenan) y demandantes (consumidores finales).

Con la “Reforma del Sector Eléctrico” se busca separar cada una de sus etapas e introducir competencia, de forma de crear un mercado, donde sea posible. Al analizar el andamio de las curvas de costos de cada una de las etapas del sector eléctrico se encuentra que no todas las etapas pueden ser competitivas. La transmisión y la distribución constituyen lo que se denominan monopolios naturales puesto que la tecnología disponible impone que un único productor puede abastecer toda la demanda y aún así presentar economía de escala. En estas etapas la competencia no es viable, por lo que debe existir un agente adicional, el regulador, que determine la cantidad del bien necesario y el precio del mismo. El regulador debe además asegurar que haya acceso abierto a las redes, que no existan barreras de entrada y salida a las mismas, que todos los agentes sean tratados de la misma forma, sin discriminaciones y con los mismos costos, para que no se distorsione la competencia a nivel de generación.

Por otro lado, en la generación y comercialización si es factible la creación de un mercado competitivo, denominado mercado mayorista. Este es el mercado en el que compiten generadores y comercializadores para la venta a las empresas que sirven la demanda, a grandes consumidores en algunos mercados o a cualquier consumidor en otros, según el grado de penetración de competencia que haya en las distintas etapas del sector. En la [Figura 1.2](#) se muestra la estructura del sector eléctrico si en este se establece un mercado. Se cumple que cuanto mayor es el número de productores independientes que participan de este mercado y cuanto más eficientes son sus curvas de costos menor será el precio de oferta de cada kWh. Por lo tanto es importante que el regulador promueva la introducción de competencia en estos ámbitos del sector eléctrico.

Debido a la naturaleza distinta de los negocios de la red (trasmisión y distribución) de los negocios de generación y comercialización, siendo los primeros monopolios naturales regulados y los segundos negocios competitivos, se debe procurar que los primeros no intervengan en los segundos para no distorsionar la competencia. Esto en particular implica que las empresas que operan las líneas de trasmisión o distribución no pueden poseer ni operar activos a nivel de generación, puesto que sino se podrían crear subsidios cruzados o barreras de entrada o salida a la red. En caso en que una empresa tenga activos de generación y además opere las líneas de trasmisión o distribución, se debe garantizar que las actividades sean completamente independientes dentro de la empresa y que una no acceda a la información (confidencial) de la otra.

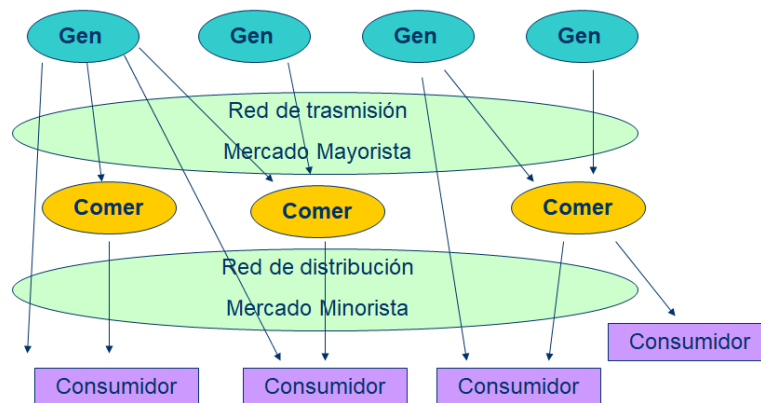


Figura 1.2: Estructura mercado eléctrico.

Por otro lado, el sector eléctrico posee algunas características que lo distinguen de otro tipo de mercados y que hacen necesaria la aparición de otro actor adicional. La primera es que necesita un balance instantáneo entre oferta y demanda porque al día de hoy la capacidad de almacenamiento es limitada. Además existe un muy alto valor de la continuidad del suministro, la demanda es inelástica, una discontinuidad del funcionamiento del mercado es intolerable. Es por esto que debe existir un operador del sistema, independiente de los demás agentes del mercado, encargado de igualar la oferta a la demanda instante a instante de forma de mantener el sistema de trasmisión estable. Como la demanda no se puede controlar, el operador del sistema gestiona la generación para que iguale a la demanda instante a instante, es decir, realiza el despacho de cargas del sistema. Al hacerlo, busca minimizar el costo de abastecimiento de la demanda pero está sujeto a algunas restricciones: debe mantener generadores en reserva, prontos para arrancar, por cualquier contingencia que ocurra, y debe cumplir los requerimientos mínimos que imponga el regulador para la calidad del servicio. El operador del sistema es además responsable de garantizar que todos los agentes del mercado manejen idéntica información.

Los generadores que ofertan en el mercado mayorista pueden competir en dos mercados, de acuerdo al tiempo en que se de la transacción y el intercambio:

- Mercado spot: mercado en que las transacciones e intercambios ocurren en el mismo tiempo. Es el mercado a tiempo real.
- Mercado de contratos: mercado en que las transacciones e intercambios ocurren a tiempos distintos.

Como el mercado spot presenta en general riesgos altos por las variaciones en la oferta (déficit de potencia, por pérdidas de máquinas o líneas de trasmisión), se usan los contratos

como herramientas financieras para reasignar riesgos. Existe un mercado bien definido en el que los agentes compran o venden por adelantado, acordando un precio y una cantidad del bien entre las partes, antes de la fecha de entrega. Así se reduce el riesgo tanto a nivel de las inversiones como a nivel de los consumidores. Normalmente se busca cubrir con contratos cerca de un 80 % de la demanda prevista en un futuro.

La energía que se intercambia entre vendedores y compradores para la operación del sistema puede no concordar con lo acordado en los contratos, debido a que cuando el operador del sistema realiza el despacho de cargas busca la operación que permita abastecer la demanda al menor costo posible, sin mirar los contratos. El despacho se realiza mediante un software que optimiza la operación del sistema y tiene en cuenta los parámetros de cada generador. Los generadores se van despachando en orden creciente de costos variables hasta alcanzar la energía demandada, siempre y cuando se cumplan los requerimientos mínimos. En caso en que esto no sea así, el software se sale del despacho óptimo para verificarlos.

Las diferencias entre los contratos bilaterales y la producción y demanda reales (que surgen del despacho) se arreglan en el mercado spot. El mercado spot cierra la energía contratada, el consumo real y la generación real. Cumple dos grandes funciones:

- Completar el abastecimiento cuando los contratos no cubren el 100 % de la demanda.
- Establecer el precio spot que se usa para liquidar las diferencias. Este es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en el nodo dentro de los criterios de desempeño mínimo.

Cuando el operador se sale del despacho óptimo para verificar los requerimientos mínimos de calidad, llama a un generador para brindar lo que se denomina un servicio auxiliar. Estos principalmente consisten de la regulación de frecuencia y voltaje y las reservas operativas. El control de frecuencia lo realizan generadores capaces de modificar rápidamente su salida de forma de garantizar que la oferta iguale a la demanda, mientras que las reservas operativas son generadores con capacidad disponible para entrar al sistema rápidamente en caso de ser requerido por el operador. Cuando un generador da un servicio de reserva incurre en dos tipos de costos:

- Costos variables de operación.
- Si el generador se priva de participar del mercado spot con su capacidad por dar el servicio auxiliar tiene un costo adicional, un costo de oportunidad de vender energía perdido, igual a la ganancia que hubiese obtenido vendiendo su energía al marginal del sistema.

Normalmente estos servicios se pagan con un costo fijo por estar disponibles, y cuando se llaman a generar se les paga su energía al marginal del sistema. Para la provisión de estos servicios se debe procurar establecer un mercado competitivo siempre que sea posible, tanto a tiempo real como a largo plazo (con contratos). El mercado en que los generadores compiten por la provisión de reservas operativas se lo denomina mercado de capacidad, mientras que al de la provisión de servicios de control de frecuencia o voltaje se lo denomina mercado de servicios auxiliares. Como en el mercado de energía se utilizan contratos para reasignar riesgos y las diferencias se liquidan en el mercado spot. El programa de optimización realizado por el operador del sistema debe mirar los mercados en conjunto, de forma de establecer el despacho al menor costo posible sujeto a las restricciones operativas.

En la actualidad, los sectores eléctricos de los diversos países poseen diversas estructuras. Hunt [7] propone cuatro modelos de los mercados eléctricos según el grado de penetración de competencia en las distintas etapas del sector:

- I. Empresa verticalmente integrada que hace las cuatro etapas. No existe competencia.
- II. Comprador único. Competencia únicamente en generación. Los generadores compiten por un contrato con la distribuidora/comercializadora (con monopolio sobre los clientes finales), por el mercado y no en el mercado.
- III. Competencia en el mercado. Existe competencia en generación y hay más de un agente demandante independiente, participando del mercado mayorista, limitado por la escala dispuesta por el regulador. Grandes consumidores pueden competir en el mercado.
- IV. Competencia plena. Multiplicidad de agentes oferentes y demandantes sin límites de escala, participando del mercado mayorista. Cualquier generador puede venderle a cualquier consumidor.

En la Figura 1.3 se muestran representaciones para las cuatro estructuras mencionadas.

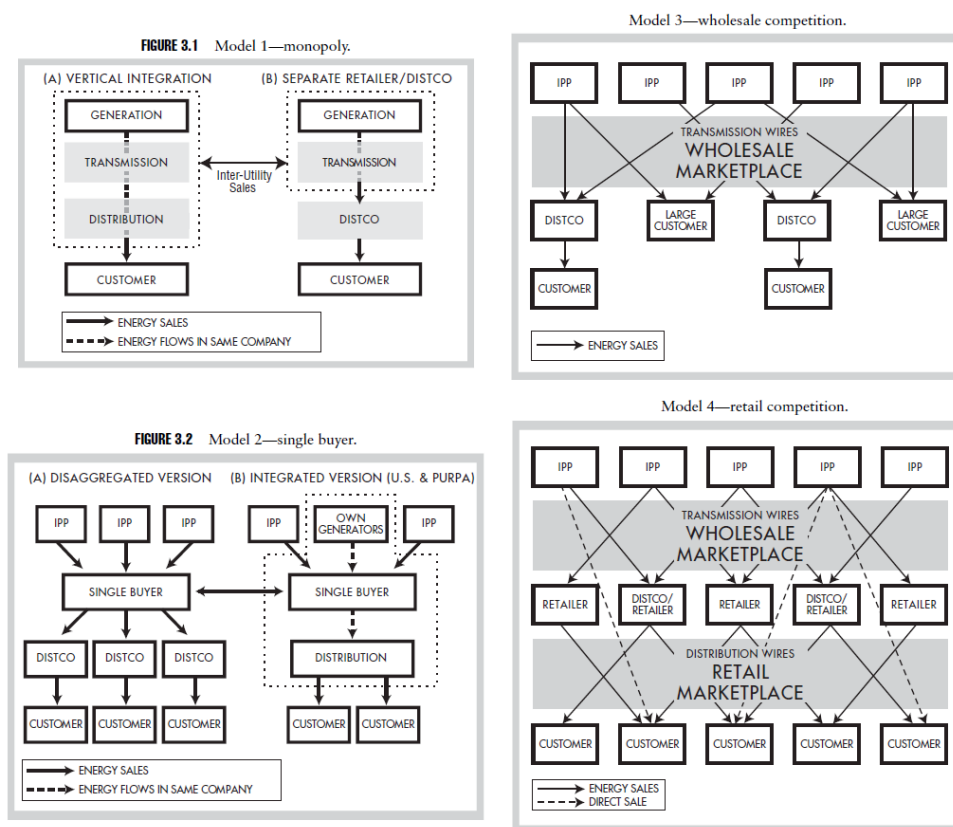


Figura 1.3: Los cuatro modelos de los mercados eléctricos propuestos por Hunt [7].

Qué modelo es el más adecuado depende de las características de cada sistema y de la política del país. El modelo más distribuido es el de competencia en el mercado. Es el modelo del sector eléctrico chileno y argentino, por ejemplo. Reino Unido es uno de los pocos ejemplos de modelo con competencia plena.

En cuanto a Uruguay, en 1997 se aprobó la Ley 16,832 del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico que divide el sector eléctrico en tres etapas: generación, transmisión y distribución. Los Decretos del Poder Ejecutivo del año 2002, que la reglamentan, establecen:

- Competencia en generación.

- Trasmisión y distribución reguladas (monopolios naturales).
- Distribuidoras operan como monopolios geográficos.
- Un operador independiente del sistema, la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), encargado de la operación del sistema y de la administración comercial del mercado mayorista.
- Un regulador del mercado, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), que dicta reglamentos de seguridad, calidad del servicio y materiales, normas y procedimientos técnicos.
- Acceso abierto a las redes.
- Competencia en comercialización limitada según la escala del demandante. Grandes consumidores (con potencia contratada mayor a 250 kW) pueden comprar la energía en el mercado mayorista directamente, y no a la distribuidora.

Por lo tanto, el reglamento vigente establece un modelo del tipo III en el sector eléctrico uruguayo, con competencia en generación y más de un agente demandante dependiendo de su escala. Sin embargo, no es el modelo que se observa en la práctica. Al día de hoy no existen grandes consumidores que compitan en el mercado mayorista, por lo que los generadores no compiten en el mercado en realidad, sino que compiten por el mercado, por un contrato con UTE. El modelo aplicado es entonces un modelo del tipo II, de comprador único. En la Sección [5.1](#) se analiza con mayor detalle la situación de Uruguay.

Capítulo 2

Incorporación de un nuevo actor en el sector eléctrico: los sistemas de acumulación de energía

La mayoría de los mercados eléctricos se desarrollaron en una época donde la participación de los sistemas de almacenamiento energético era escasa. Sin embargo, en un futuro cercano, estos sistemas podrían ser claves para el sector eléctrico teniendo en cuenta el crecimiento exponencial que ha experimentado la generación en base a energías renovables no convencionales, en una búsqueda por descarbonizar el sector eléctrico. Esta generación requiere una mayor flexibilidad del sistema eléctrico por su carácter fluctuante y por las disparidades entre sus curvas de oferta y la curva de demanda. Es decir, el sistema eléctrico debe tener mayor capacidad para ajustarse a los cambios ocurridos tanto a nivel de la oferta como de la demanda. Los sistemas de acumulación de energía se presentan como una alternativa para aumentar dicha flexibilidad.

A pesar de no ser la única solución a esta problemática, la ventaja que poseen los sistemas de almacenamiento frente a otras alternativas es su posibilidad de brindar múltiples servicios al sistema [8]:

1. Permiten ajustar generación y demanda, almacenando energía en momentos en los que sobra y utilizándola luego cuando hace falta.
2. El almacenamiento energético se presenta como una alternativa frente al desarrollo de inversiones en transmisión y distribución. Los sistemas de distribución deben dimensionarse para satisfacer los picos de la demanda. En la medida en que esta crece nuevas líneas y subestaciones deben construirse para satisfacer el pico. Las líneas de distribución suelen ser caras y difíciles de construir, y pueden evitarse o aplazarse colocando almacenamiento distribuido próximo a las nuevas cargas. Los sistemas de almacenamiento se cargarían fuera del pico, mientras que se descargarían cuando el sistema de distribución está cargado, durante el pico, aliviándolo. Al retrasar inversiones, permite reducir los costos de transmisión y distribución. Además, como las pérdidas son proporcionales a la carga de la línea, si se usan recursos de almacenamiento para disminuir la carga se podrían reducir las altas pérdidas que ocurren durante las horas de pico. Las pérdidas evitadas pueden aumentar la capacidad efectiva en el pico de los sistemas de acumulación y pueden mejorar el uso de las redes reduciendo la necesidad de incorporar nueva infraestructura.
3. Pueden usarse para el arranque en negro del sistema luego de una falla, dando energía

para que otras unidades se enciendan y suministrando una frecuencia de referencia para la sincronización. El almacenamiento hidráulico se ha utilizado para este fin.

4. Permiten regular la calidad de la energía y la estabilidad del sistema (frecuencia, voltaje, armónicos, cortes). Para esta función se requieren dispositivos de respuesta rápida.
5. Con el almacenamiento energético se pueden reducir los costos de operación al permitir una mayor incidencia de generación renovable, baja en carbono, caracterizada por tener bajos costos de operación y mantenimiento, y una disminución en el uso de plantas convencionales a base de combustibles fósiles.
6. Permite reducir los costos en generación al disminuir la capacidad de respaldo instalada para abastecer los picos de la demanda.
7. Permite disminuir las emisiones de carbono del sector energético.

Aún considerando los diversos beneficios que el almacenamiento energético brinda la estructura actual del mercado, desarrollada en otra época con otras tecnologías en mente y sin tener en cuenta los recursos de almacenamiento energético, y las barreras regulatorias pueden impedir que se desarrolle en un valor cuantificable. Se deben desarrollar mercados que reflejen la naturaleza de estos sistemas, y marcos regulatorios eficientes que incentiven su desarrollo ponderando los múltiples beneficios que brindan.

A lo largo de este capítulo se desarrollarán algunos aspectos regulatorios que se están debatiendo hoy en día en los diversos mercados, prestando especial atención a las propuestas regulatorias de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission), el agente regulador del sector energético en Estados Unidos, y de Ofgem (Office of electricity regulation), el agente regulador del sector eléctrico en el Reino Unido.

2.1. Clasificación

Dado el gran abanico de servicios que los sistemas de almacenamiento pueden brindar, existen diversos agentes del mercado (generadores, consumidores, distribuidores) que tienen interés en su propiedad y operación:

- Distribuidores: interesados en los servicios de red que los sistemas de almacenamiento energético pueden brindar y como alternativas a inversiones en infraestructura.
- Operadores de la red de transmisión: los sistemas de almacenamiento pueden brindarles servicios de balance.
- Generadores: interesados en utilizar los sistemas de almacenamiento en el mercado mayorista como activos comerciales.

Técnicamente, los sistemas de almacenamiento pueden dar servicios en las cuatro etapas del mercado eléctrico. Por lo tanto, uno de los primeros aspectos sobre el que se debe debatir es sobre su clasificación: si deben ser considerados como agentes generadores, a nivel de la transmisión y distribución o en una nueva categoría. 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 (ver Capítulo 1). Por lo tanto, se debe prestar especial atención a este asunto.

En la mayoría de los sistemas eléctricos en los que existe algún sistema de almacenamiento, se los considera como generadores por defecto. Esto impediría que los negocios de transmisión y distribución tengan propiedad de estos sistemas, dado que constituyen monopolios naturales y no pueden participar de las actividades libres del mercado. Si, en cambio, se clasificaran como activos a nivel de transmisión y distribución, estos serían sus dueños, y los sistemas de acumulación no podrían participar del mercado mayorista. Técnicamente, los sistemas de acumulación podrían usarse para dar más de un servicio a la vez. Sin embargo, la regulación actual no les permite vender en el mercado mayorista a la vez que reciben un pago por los servicios de transmisión y distribución.

Este tratamiento por defecto de los sistemas de almacenamiento como activos a nivel de generación es más bien un accidente histórico que una elección deliberada. Como estos sistemas pueden competir con generación tradicional para la provisión de energía o servicios de balance a la red, lo más sencillo es incluirlos como activos a nivel de generación. Esto puede no ser un problema para los sistemas de gran escala, pero si puede serlo para los de pequeña que tienen aplicaciones distintas, por ejemplo dar servicios a la red. La clasificación como activos de generación impone restricciones a la operación y propiedad de estos sistemas por parte de las distribuidoras que pueden obtener beneficios de los mismos. A pesar de que los sistemas de almacenamiento energético comparten algunas características con los generadores, se diferencian en muchas otras, por ejemplo, consumen más energía de lo que generan por la eficiencia global del sistema.

En este contexto, la percepción en el Reino Unido es que formalizar a los sistemas de acumulación como activos a nivel de generación no sería adecuado. Sería una definición insatisfactoria de estos sistemas, que no se adecúa a la naturaleza de los mismos y no refleja sus características. Se debería reconocer que estos sistemas son diferentes a los sistemas de generación. Como se mencionó anteriormente, la clasificación como activos de generación surgió como una solución sencilla para sistemas de almacenamiento de gran escala, sin tener en cuenta un desarrollo masivo de las tecnologías de almacenamiento ni la gran variedad de tecnologías que existen, cada una con sus propias características y aplicaciones. Por lo tanto, debido a su naturaleza, los dispositivos de almacenamiento energético deberían clasificarse como activos en una nueva categoría propia. La definición de esta categoría debería ser lo más amplia posible de forma de reconocer la gran diversidad de tecnologías que existen y debería tener en mente una mayor penetración de estas tecnologías en un futuro. Al definirse como una actividad diferente, se podrá reglamentar su propiedad y operación en los diversos mercados, así como el mecanismo de remuneraciones de estos sistemas. Además en su reglamentación se podría permitir que las distribuidoras tuvieran propiedad de los sistemas de almacenamiento, siempre que la regulación sea la adecuada para garantizar que no se distorsione el mercado.

En cambio, la FERC considera que las cuatro etapas existentes son suficientes para encuadrar los diversos usos de los sistemas de almacenamiento energético y que una nueva clasificación no introduciría beneficios adicionales [1]. Por lo contrario, una nueva clasificación podría crear nuevas fronteras en el sector cuando las nuevas tecnologías las están de hecho desdibujando. El sistema eléctrico está evolucionando con el desarrollo de los nuevos recursos (generación distribuida, autos eléctricos, recursos de respuesta en la demanda, entre otros) y con los cambios en los patrones de consumo. Por ejemplo, la generación distribuida está creciendo (con una mayor penetración de paneles solares fotovoltaicos) y los límites tradicionales entre generación, transmisión y distribución se están desdibujando. El marco actual, con las tecnologías enmarcadas en una clasificación específica parece ser adecuado para el sector eléctrico tradicional con grandes centrales generadoras apartadas de los centros de consumo y largas líneas de transmisión. Esta separación tan clara puede

resultar ineficiente teniendo en cuenta la evolución que está teniendo el sector eléctrico. Parece ser que la única forma de garantizar que emerja el sistema de potencia más eficiente al menor costo posible es permitirle a los recursos que están desdibujando los límites entre las diversas etapas del sector ingresar al mercado en cualquier categoría que demande el servicio que puede brindar, sin importar dónde esté localizado o de qué tipo de recurso se trata.

La propuesta de la FERC en la Orden 841 [5] es crear nuevas figuras de participación en las clasificaciones actuales de forma de considerar la naturaleza de los recursos de almacenamiento. Estas nuevas figuras deben reconocer las características propias de estos sistemas, en particular su habilidad de brindar múltiples servicios en diversas etapas del sector. De todas formas, estos nuevos modelos de participación debe procurar que no se distorsione la competencia, manteniendo a los operadores de las redes de transmisión y distribución alejados de cualquier actividad del mercado. En la próxima sección se profundizará sobre esto, analizando cómo debería ser la operación y propiedad de estos sistemas.

2.2. Propiedad y operación

Es deseable que los activos de almacenamiento energético sean considerados preferentemente como actores del mercado mayorista y que su actividad se lleve a cabo principalmente en el mismo, participando de los diversos mercados: el de capacidad, energía y auxiliar, y limitando la participación de las distribuidoras en su actividad.

Sin embargo, si el almacenamiento energético se clasifica como una actividad aparte, diferente a la generación, como propone Reino Unido, en principio distribuidores y transmisores podrían ser propietarios y operarlos, beneficiándose de los servicios que estos sistemas le pueden brindar a la red. En este caso, se debe tener cuidado que no se distorsione el mercado mayorista. El requerimiento de separación de las actividades de red de las demás cumple un papel fundamental en la defensa de la competencia, por lo tanto la reglamentación que se desarrolle para los sistemas de almacenamiento energético debe procurar mantenerlo.

Si se le permite a una empresa distribuidora ser propietaria de un activo de almacenamiento debe garantizarse de alguna forma que esta no lleve a cabo su actividad comercial de compra y venta de energía al sistema para que no se involucre en el mercado mayorista (fundamental para no distorsionar la competencia). Una forma en que se podría lograr esto es tercerizando la actividad comercial, de forma que no se lleve a cabo por la misma empresa. En el contrato entre la distribuidora y la empresa se deberá especificar el flujo de fondos hacia la distribuidora de forma de recuperar el capital invertido. La porción del capital que la distribuidora recupere del mercado y la porción que recupere de las tarifas debe ser determinada por el regulador puesto que se trata de una actividad monopólica.

De todas formas, esta debería ser la última alternativa. Es decir, si una distribuidora identifica la necesidad de adquirir un servicio de red o la posibilidad de aplazar una inversión instalando un sistema de almacenamiento, es deseable establecer un proceso abierto, transparente y competitivo, para que la realización de la instalación la lleve a cabo un tercero. En ese proceso se deben establecer de forma detallada los requerimientos de la distribuidora. Solo en el caso en que ninguna oferta verifique lo exigido por la distribuidora se le podría permitir que ella lleve a cabo la obra.

En el modelo que propone la FERC, los sistemas de almacenamiento serían considera-

dos como activos a nivel de generación pero con un modelo de participación propio que les permitiría vender servicios en las múltiples etapas del sector. Por lo tanto, los operadores de la red de transmisión o distribución no podrían ser propietarios ni operar estos sistemas, pero sí podrían contratar sus servicios. De todas formas, existen algunas preocupaciones frente a la provisión de múltiples servicios [8] por parte de un sistema de almacenamiento energético. Si se le permitiera a los sistemas de almacenamiento participar en el mercado mayorista a la vez que reciben una remuneración en las tarifas reguladas por los servicios a las distribuidoras, podría pasar que: queden posicionados en una situación ventajosa frente a otros recursos cuyos ingresos dependan exclusivamente de dar servicios de mercado, se generen distorsiones en el mercado o se comprometa la independencia del operador del sistema.

La solución que propone la FERC es modificar la acreditación de ingresos del mercado de forma que un recurso solo acredite la fracción de ingresos que espera recuperar por la prestación de servicios auxiliares. El resto, lo recuperaría en el mercado mayorista.

Otra solución que se podría implementar es el modelo que la FERC aplicó al gas natural a través de la Orden 656. En este modelo los sistemas de almacenamiento son de propiedad privada, y el dueño de los mismos podría vender capacidad de almacenamiento a terceros. Cada uno de ellos podría usar su capacidad para el uso que quiera. Por ejemplo, una industria podría comprar parte de la capacidad para disminuir los costos de compra de energía, mientras que un operador de transmisión podría comprar otra parte de la capacidad para control de voltaje. Dependiendo de la naturaleza del servicio que se brinde con la capacidad comprada, si los costos se recuperan en el mercado o en las tarifas reguladas [19].

Considerando las diversas posturas, la mejor solución parece ser un modelo de operación y propiedad en el que los servicios de red contraten los servicios que necesitan de un proveedor externo de servicios de almacenamiento. Los servicios de transmisión y distribución deberán establecer de forma clara licitaciones competitivas para brindar un servicio de red que no discriminen por las tecnologías. Por otro lado, los oferentes que compitan por el contrato con los servicios de transmisión y distribución podrán incluir en su remuneración ingresos potenciales de servicios en el mercado mayorista, por fuera del contrato por los servicios de red. Esto le permite a los dueños de los sistemas de almacenamiento usar parte de su capacidad para dar servicios de red, mediante un contrato con las empresas de transmisión y distribución, y usar otra parte de su capacidad para competir en el mercado mayorista, respetando los servicios acordados con la compañía de red [8].

2.3. Estructura de los mercados

La gran mayoría de los mercados fueron diseñados en una época en que la participación de los sistemas de almacenamiento era escasa. En la medida en que la penetración de estos sistemas aumenta se vuelve necesario revisar el diseño de los mismos analizando posibles limitaciones a la participación de los sistemas de acumulación en el mercado de capacidad, en el mercado de servicios auxiliares y en la venta de energía. Con este análisis se busca proponer medidas que aumenten la participación de estos sistemas sin crear situaciones favorables para estas tecnologías, sino eliminando condiciones adversas que impidan una inversión y operación eficiente de las mismas.

2.3.1. Mercado de capacidad

Los mecanismos de remuneración por capacidad han sido identificados como una fuente importante de ingresos para los sistemas de almacenamiento energético. Sin embargo, su habilidad de brindar capacidad firme es aún cuestionada en numerosos países que no permiten su participación en estos mercados. En los países que sí están abiertos a su participación, existen algunas reglamentaciones que pueden limitarla.

Una de las principales limitaciones radica en los requerimientos mínimos que se establecen en estos mercados. En general, los mecanismos de remuneración por capacidad incluyen un incentivo por rendimiento en el cual se establece el período en el que el sistema debe poder dar la capacidad que compromete. En caso de no cumplir con lo acordado se debe abonar una multa. El objetivo de este incentivo es asegurar que un recurso comprometido con un servicio de capacidad gestione el dispositivo de forma de cumplir con el servicio cuando es requerido. Normalmente, los períodos establecidos suelen ser difíciles de cumplir para los sistemas de almacenamiento, quedando estos expuestos a multas. Por ejemplo, CAISO (California Independent System Operator) requiere que cuando son solicitados los recursos deben dar su capacidad máxima por 4 horas y hacerlo por 3 días consecutivos. Para sistemas con capacidades pequeñas esto puede ser difícil de cumplir.

Por otro lado, los requerimientos mínimos son esenciales para asegurar una operación confiable del sistema, por lo que no es posible modificarlos. De todas formas, existen algunas soluciones a este problema:

- PJM propone ofrecer dos mercados con requerimientos diferentes en cuanto a la duración del servicio. De esta forma los recursos con capacidades limitadas participarían en otro mercado. La dificultad se encuentra en diseñar apropiadamente cada uno de estos mercados y sus requerimientos. El regulador debe determinar de antemano la cantidad necesaria de cada producto [8].
- Permitir que los sistemas de almacenamiento se asocien con otros recursos a la hora de hacer la oferta para cumplir con los requerimientos mínimos (esto se denomina “aggregation”). Esto ya se hace en PJM.
- Permitir que los sistemas de acumulación bajen su capacidad para cumplir con los requerimientos de duración (se denomina “de-rate”). Este diseño es apoyado por la FERC. De esta forma, se le permitiría a un recurso de 1 MW/1 MWh ofrecer 0,25 MW en un mercado que requiera 4 horas de duración.

Combinar los mecanismos actuales con “de-rating” y “aggregation” parece ser la opción más factible de implementar en el corto plazo para mejorar la habilidad de los sistemas de almacenamiento energético de competir en el mercado de capacidad manteniendo la confiabilidad del sistema eléctrico.

2.3.2. Mercado de servicios auxiliares

Debido a su rápida respuesta los sistemas de almacenamiento pueden brindar numerosos servicios auxiliares: control de frecuencia, soporte de voltaje, arranque en negro del sistema, entre otros. Sin embargo, se necesitan algunos avances para garantizar un desarrollo eficiente de los mismos en el mercado de servicios auxiliares.

Hasta hace poco tiempo los servicios auxiliares eran brindados por las operadoras de las líneas de transmisión. Aunque esto tiene la ventaja de requerir poca flexibilidad, control

y supervisión, seguramente no sea la alternativa más eficiente, especialmente considerando una mayor penetración de recursos de energía distribuidos. Es entonces importante basarse en los mecanismos de mercado tanto como sea posible para asignar los servicios auxiliares y definir productos de mercado neutrales en cuanto a las tecnologías, que reflejen las necesidades del mercado.

Uno de los aspectos que se debe revisar es la forma en que se adjudican los precios de estos mercados [1]. Con generación tradicional el precio del mercado de servicios auxiliares era el costo de oportunidad incurrido por un generador cuando retenía parte de su capacidad del mercado de venta de energía para dar un servicio auxiliar. Este costo de oportunidad es la venta de energía perdida en el mercado de energía al precio marginal del sistema. El problema de los sistemas de almacenamiento, es que si están diseñados para dar un servicio auxiliar únicamente no tienen definido un costo de oportunidad en el mercado. De esta forma, si hay suficiente almacenamiento instalado para abastecer los requerimientos del sistema, el precio del mercado colapsa a cero. Sin un mercado para cubrir sus costos de capital, los sistemas de almacenamiento no son viables, aún cuando sus costos totales sean menores que los costos marginales de oportunidad de los generadores tradicionales. Los mercados basados en costos marginales no funcionan para tecnologías cuyos costos están dominados por los costos fijos. Una solución a esto es que las transacciones se den mediante contratos con precios acordados entre las partes.

Por otro lado, dado que los mercados de servicios auxiliares fueron diseñados enfocados en la generación tradicional, puede haber algunas restricciones técnicas que limiten su participación. Por ejemplo, normalmente existen valores mínimos de capacidad o períodos específicos en los que entregar energía que pueden ser obstáculos para los sistemas de almacenamiento, en particular para los de menor tamaño. Al igual que en el mercado de capacidad, la forma más sencilla e inmediata de lidiar con estas restricciones es con “de-rating” y “aggregation”.

La definición de la provisión de regulación de frecuencia hacia arriba y hacia abajo como un único producto constituye otra barrera adicional. La regulación que un sistema de almacenamiento puede brindar depende fuertemente de su estado de carga. Esta oferta simétrica obliga a los operadores de estos sistemas a mantener la habilidad de dar regulación en ambas direcciones impidiendo el uso de la capacidad total del dispositivo. Incluso, la separación de la regulación hacia arriba y hacia abajo en dos productos puede resultar más eficiente para el sistema en su conjunto.

La falta de incentivos por flexibilidad en los mercados de servicios auxiliares constituye también una barrera para los sistemas de almacenamiento. Normalmente se centran más en la capacidad y no remuneran por la flexibilidad de los mismos. Sin embargo, en los últimos años se pueden destacar algunos esfuerzos realizados en este sentido. Por ejemplo, la Orden 755 de la FERC [4] propone el concepto de “pago por rendimiento”. Este concepto tiene en cuenta la velocidad y precisión de los servicios de regulación de frecuencia y no solo su capacidad. En el Capítulo 3 se profundizará sobre esta iniciativa.

Finalmente, en muchos mercados algunos servicios brindados por los sistemas de almacenamiento no se rigen por un mercado competitivo, lo cual constituye una barrera para su desarrollo puesto que el impedirles acceder a una fuente adicional de ingresos disminuye su competitividad. Por ejemplo, existen mercados en los que algunos servicios como el control de tensión o reactiva o el servicio de arranque en negro no se rigen por un mercado. Esto normalmente se debe a que un único generador, monopolista, puede dar el servicio completo. Al mismo se le paga por la energía brindada de forma que recupere sus costos variables.

2.3.3. Mercado de energía

La gran mayoría de los sistemas eléctricos están abiertos a la participación de los sistemas de acumulación en los mercados diarios de venta de energía, debido a que normalmente se consideran como generadores y por lo tanto participarían de este mercado naturalmente. De todas formas presentan algunos desafíos por sus limitaciones en la capacidad energética y sus restricciones intertemporales.

La participación de estos sistemas en el mercado diario de energía exige modelos complejos que programen su operación de la forma más eficiente posible y respeten sus limitaciones operativas. Hoy en día existen formatos de arbitrajes mejorados que permiten operar a los sistemas de acumulación de forma más eficiente dentro de sus limitaciones operacionales.

Un protocolo apropiado debería permitir que el algoritmo del mercado de compensaciones programe el consumo y la generación de energía en los períodos de mayor diferencia de precios, con algunas restricciones básicas, como que el sistema se descargue solo si antes se cargó. Una forma posible de asegurar esto en la participación de estos sistemas en el mercado es que el operador del sistema de acumulación envíe una orden de compra fuera del pico (carga), vinculada a una orden de venta en el pico (descarga). Al vincular las dos órdenes se asegura que antes de descargarse el sistema se cargó. Sin embargo no es la forma más eficiente de operarlos. La dificultad de este procedimiento radica en estimar las horas de pico y fuera de pico. Esto se podría solucionar permitiendo que los operadores envíen más de una orden vinculada, con diferentes patrones. Si cada una de ellas se diferencia en el precio, el algoritmo ejecutará la que minimice los costos de operación. Este tipo de protocolo es el ofrecido por la European Price Coupling of Regions. Esta es una iniciativa de siete países europeos de crear una solución única, es decir, un único algoritmo para acoplar las ofertas de los actores y así calcular los precios de la electricidad a lo largo de Europa y localizar capacidad en las fronteras en una base diaria.

La FERC a través de la Orden 841 [5] le exige a cada RTO/ISO (Regional Transmission Organizer/Independent System Operator) la realización de modelos nuevos de participación en el mercado diario de energía para los sistemas de acumulación que tengan los parámetros adecuados que reflejen las características físicas y operacionales de estos recursos. Los parámetros que la FERC sugiere deben ser agregados para que el operador independiente del sistema (ISO por sus siglas en inglés) pueda optimizar de forma más eficiente el despacho son:

- Estado de carga
- Límite de carga superior e inferior
- Tasa de carga y descarga máxima y mínima
- Tiempo de carga máximo y mínimo
- Tiempo de operación máximo y mínimo

También sugiere que a los operadores de los sistemas de acumulación se les de la posibilidad de automanejar su estado de carga y algunos otros parámetros con sus propias estrategias en el mercado. Esto le permitiría a los dueños de los sistemas de acumulación brindar múltiples servicios. De todas formas, el despacho más eficiente se logra cuando estos sistemas están en manos del operador del sistema.

La orden se aprobó en febrero de 2018 y el plazo que dio la FERC para efectuar los cambios fue de un año, por lo que recién estaría entrando en vigencia. De todas formas, en este tiempo, se han creado algunos modelos en Estados Unidos en los que se puede enmarcar la participación de los sistemas de acumulación en los mercados diarios de energía. Luego de la implementación de la orden quizás alguno sufra modificaciones. Algunos de los modelos creados son:

- CAISO: Agregó el Non-generator resource (NGR). Se asume que tienen un rango de operación continuo entre un valor positivo y negativo de la potencia de salida, consumiendo o dando energía. Estos recursos deben dar parámetros adicionales como los límites de carga superior e inferior, el estado de carga y las eficiencias de carga y descarga.
- NYISO (New York Independent System Operator): Los sistemas de almacenamiento pueden participar del mercado de corto plazo como Energy Limited Resources (ELR). Estos actores se definen como recursos que debido a restricciones operativas, requerimientos cíclicos (como la necesidad de recargarse) o alguna otra razón no económica no pueden operar continuamente en una base diaria pero pueden al menos operar por 4 horas consecutivas en un día. Para poder ser elegible para dar energía el recurso debe ser capaz de contribuir con una inyección de 1 MW por 4 horas. No permite a estos actores regular su estado de carga, están sujetos al despacho.
- PJM: Los sistemas de almacenamiento conectados a la red de transmisión o distribución participan de los mercados de corto plazo como recursos de generación. Las centrales de bombeo pueden elegir auto programar su despacho o ser despachadas por PJM. En el segundo caso deben especificar ciertos parámetros. Para unidades de almacenamiento más pequeñas no hay parámetros específicos aún.

Es entonces importante contar con modelos para la participación de los sistemas de acumulación en el mercado de corto plazo que reflejen las características y limitaciones de estos sistemas.

Por otro lado, tanto la IEA-RETD (International Energy Agency's Renewable Energy Technology Deployment) como la European Commission insisten en la necesidad de modificar el tiempo de transacción en los mercados, creando mercados que permitan a los recursos participar en tiempo más cercano al real. Esto le permite a los agentes corregir los errores en los pronósticos del tiempo y en la intermitencia de la generación renovable. Los sistemas de acumulación podrían obtener ventajas de esto, aunque le agregaría complejidad al operador del sistema y a las líneas de transmisión.

2.4. Valorización económica

Como se mencionó en secciones anteriores el almacenamiento energético puede brindar un amplio abanico de servicios, y muchas veces podría brindar aún más de ser capturados por los mercados. Valorizar de forma adecuada estos servicios, sobre todo cuando se tienen combinaciones de los mismos resulta complejo. Analizar múltiples aplicaciones presenta desafíos, sobre todo en el modelado debido a que requiere la cooptimización simultánea de múltiples servicios. Esta cooptimización simultánea es necesaria debido a que los diferentes servicios pueden competir o complementarse entre si. Por lo tanto sumar valores de estudios individuales para cada servicio no suele ser válido.

Un primer aspecto que se debe revisar en cuanto a la valorización económica de estos recursos, es si la señal de precios resulta adecuada. Estos sistemas obtienen beneficios por

las diferencias de precio a la que compran la energía y a la que la venden. Por lo tanto, se debe intentar ir hacia transacciones en tiempos más cercanos al real para que estos recursos puedan obtener un mayor beneficio de las diferencias de precios.

Por otro lado, sería deseable que los costos marginales se calculen localmente y reflejen el nivel de congestión de la red. De esta forma se incentivaría a los recursos de almacenamiento a instalarse en lugares donde puedan aliviar la congestión de la red de transmisión, obteniendo mayores beneficios por brindar este servicio adicionalmente al arbitraje de energía.

Finalmente, existen otros servicios que en general no son capturados por el mercado pero que deberían incorporarse para una justa valorización de estos sistemas. En particular, la reducción en las restricciones operativas en la generación renovable o el aplazamiento de inversiones a nivel de distribución, podrían ser dos flujos de ingresos importantes para estos sistemas, por lo que habría que analizar cómo cuantificar estos servicios.

Capítulo 3

Análisis de PJM Interconnection

Estados Unidos no posee un único mercado eléctrico, sino que está dividido en numerosas regiones. En los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia, el operador independiente del sistema y el organizador regional de la transmisión (ISO/RTO por sus siglas en inglés) es PJM Interconnection. Una organización regional de transmisión es una autoridad otorgada por el gobierno federal para actuar de manera neutral e independiente para coordinar el movimiento de electricidad en el mercado mayorista. PJM es el encargado de la operación confiable del sistema eléctrico, coordinando y dirigiendo la operación de las líneas de transmisión, manteniendo el equilibrio entre oferta y demanda, de la operación eficiente y la administración de los mercados eléctricos competitivos de capacidad, energía y servicios auxiliares, y de la planificación regional tanto en generación como en transmisión para asegurar la fiabilidad del sistema y evitar congestiones en la red de transmisión.

Surgió en 1927 con la unión de “Public Service Electric and Gas Company”, “Philadelphia Electric Company” y “Pennsylvania Power and Light Company”, formando la empresa Pennsylvania-New Jersey Interconexión. Su nombre actual, Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection fue adquirido en 1956 cuando se unen “Baltimore Gas and Electric Company” y “General Public Utilities”. Originalmente era una empresa verticalmente integrada encargada de despachar la generación de forma de obtener el menor costo posible. Se transforma en un ISO en 1997, tras la orden 880 de la FERC, el regulador del sistema eléctrico, que establece un mercado mayorista en el mismo, permitiendo la participación de terceros en actividades que antes eran responsabilidad de la empresa verticalmente integrada. Fue designado como RTO en 2001 por la FERC. Esta regula su actividad y aprueba sus tarifas de transmisión.

En la actualidad su estructura de mercado sigue un modelo del tipo III (ver Capítulo 1). PJM opera 132,845 km de líneas de transmisión, coordina el despacho de 1,304 generadores con una capacidad instalada de 183,604 MW y abastece una carga máxima de 165,492 MW. Administra el mercado mayorista competitivo más grande del mundo con más de 1,000 agentes participando en el mercado [8]. La población bajo su servicio es de 61 millones de habitantes (20 % de la población de Estados Unidos).

PJM Interconnection fue el primer ISO/RTO en Estados Unidos en probar cómo los sistemas de almacenamiento pueden brindar servicios de regulación de frecuencia participando en un mercado competitivo. Desde el primer plan piloto en 2009, PJM ha incorporado cerca de 300 MW de sistemas de almacenamiento avanzados a su mercado. Además

en estos años ha evolucionado en su regulación para permitir la participación de estos sistemas en el mercado mayorista de energía.

3.1. Estructura de los mercados

PJM coordina la actividad de tres mercados: el mercado de energía, el de capacidad y el de servicios auxiliares.

El mercado de energía de PJM tiene dos partes: el mercado del día anterior (day-ahead) con precios calculados por hora para el día siguiente, que se liquida en base a las ofertas de los generadores teniendo en cuenta los requerimientos de reserva del sistema (day-ahead reserve market), las ofertas de demanda y las transacciones bilaterales programadas; y el mercado a tiempo real (real time) en el que se optimiza tanto la energía como los servicios auxiliares necesarios para hacer el balance entre generación y demanda, mantener las reservas y evitar congestiones en la red de transmisión. El resultado del mercado a tiempo real es el despacho de cargas y los costos marginales locales, calculados cada 5 minutos. Estos reflejan el precio de la energía en el lugar y momento específico en que se entrega, con las condiciones de la red en ese instante. Tienen en cuenta el costo de generación pero también la congestión en la red de transmisión y los costos marginales asociados a las pérdidas.

El mercado de capacidad se encarga de mantener la cantidad suficiente de recursos como para asegurar que haya suficiente capacidad para abastecer los picos de demanda en el futuro con un cierto margen de reservas. En el 2016 PJM comenzó a implementar los pagos por rendimiento, y no solo por capacidad, en los que esencialmente se requiere que estén disponibles y sigan el despacho de PJM cuando se los requiere [8].

En cuanto al mercado de servicios auxiliares, este tiene dos señales, una más lenta diseñada para los recursos tradicionales con capacidad para corregir desviaciones por un tiempo más largo, pero con rampas más lentas, y una más rápida diseñada para los recursos de respuesta rápida. Siguiendo la orden 755 de la FERC, el precio de liquidación tiene tres componentes en cuenta: capacidad, rendimiento y el costo de oportunidad perdido al dar un servicio de regulación [4].

3.2. Penetración de los sistemas de acumulación

Las tecnologías de almacenamiento que se encuentran actualmente en operación en PJM son: centrales hidroeléctricas con bombeo, baterías, volantes, vehículos eléctricos y almacenamiento térmico a nivel residencial y comercial.

La primera central hidroeléctrica de bombeo se instaló en el PJM en 1965. Hoy en día la capacidad instalada es de 5,591 MW. Además PJM despacha la central hidroeléctrica de bombeo más grande del mundo, Bath Country Pumped Storage con una capacidad de 3,014 MW [8].

En cuanto a las baterías, el primer proyecto en ser conectado a la red fue un proyecto de 1 MW de celdas de ion-litio que ofrecía servicios de regulación, instalado en 2009. AES Energy Storage era el dueño y operador del mismo. Hoy en día AES opera una batería de 2 MW/500 kWh. En 2015 entró en operación un proyecto mucho más grande, una batería de ion-litio de 31.5 MW. El proyecto, de nombre “Invenergy’s Grand Ridge”, se instaló

en Illinois junto a un parque eólico de 210 MW y uno solar de 20 MW. Para el 2017, la capacidad total instalada en baterías era de 289 MW [8]. En total hay 69 baterías de ion-litio de más de 1 MW, 5 baterías de flujo de más de 1 MW y 11 de ácido-plomo de más de 1 MW [18]. Este crecimiento se debió principalmente a la implementación de la Orden 755 de la FERC del pago por rendimiento en la prestación de servicios auxiliares.

Existe un banco de volantes de 20 MW en Hazel, Pennsylvania, desde el 2013. Contiene un total de 200 volantes, cada uno capaz de girar a 16.000 rev/min. La central brinda servicios de regulación.

Al conectar los vehículos eléctricos a la red, estos pueden actuar como dispositivos de almacenamiento del lado de la demanda (DSR en inglés). Podrían cargarse con electricidad fuera del pico, moviendo cargas a las horas de la noche, y podrían brindar servicios auxiliares mientras estén conectados. En 2014 un proyecto de la Universidad de Delaware y PJM reportó una ganancia de USD 150 por vehículo por mes en el mercado de regulación [8].

Finalmente, una flota de calentadores de agua controlable puede ofrecer su capacidad en los mercados del PJM como recursos DSR. En el 2010 PJM demostró que el efecto de aumentar o disminuir la carga de los calentadores es similar a aumentar o disminuir la generación por parte del operador. Para hacerlo utilizó un piloto propio. Como resultado del exitoso plan piloto se agregaron cerca de 45 MW de almacenamiento térmico para participar en el mercado de regulación [8].

3.3. Orden 841 FERC: recursos de almacenamiento energético en mercados RTO/ ISO

En el 2018 la FERC emitió la Orden 841: “Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independant System Operators” [5], la cual busca eliminar barreras para la participación de los recursos de almacenamiento energético en los mercados RTO/ISO. Las barreras para la participación de los sistemas de almacenamiento energético pueden surgir cuando las reglas que gobiernan su participación en los mercados están diseñadas para recursos tradicionales, limitando con sus exigencias, los servicios que las tecnologías emergentes pueden brindar. En situaciones donde esto ocurre, los recursos que son técnicamente capaces de brindar servicios se ven en desventaja para competir con recursos que ya participan de los mercados. Esto debilita la competencia en los mismos, disminuyendo la eficiencia del mercado.

En la Orden 841, la FERC le exige a las RTO/ISO revisar su reglamentación de forma de establecer un modelo de participación, es decir, un conjunto de reglas del mercado, que reconociendo las características físicas y operativas de los recursos de almacenamiento energético facilite su participación en los mercados RTO/ISO. El modelo de participación debe:

- Asegurar que un recurso que utilice el modelo de participación pueda brindar todos los servicios de energía, capacidad y servicios auxiliares que es técnicamente capaz de dar en los mercados RTO/ISO.
- Tener en cuenta las características físicas y operativas de estos recursos mediante los parámetros de oferta o de alguna otra manera.
- Establecer un tamaño mínimo para la participación en los mercados que no exceda los 100 kW.

Además la orden establece que la venta de energía del mercado al recurso, que luego la vuelve a vender al mercado debe ser al precio marginal local del mercado, y no por ejemplo al precio de un distribuidor si estuviera conectado al sistema de distribución, puesto que su actividad es parte del mercado mayorista. De todas formas, el precio si debe incluir los costos de transmisión que se le aplican a las cargas, salvo cuando el recurso se está cargando para dar un servicio auxiliar, como la regulación de frecuencia.

En la orden la FERC no establece reglas uniformes a las cuales se deben adherir las RTO/ISO, sino que define un conjunto de requerimientos mínimos, como el tamaño de los recursos o los parámetros de oferta a tener en cuenta en los modelos, que cada RTO/ISO debe incorporar en sus modelos de participación, permitiéndoles establecer el modelo que más se ajuste a sus mercados siempre y cuando se verifiquen las exigencias mínimas. A continuación se desarrollarán los diversos requerimientos establecidos por la Orden 841.

Definición

La Orden 841 define un recurso de almacenamiento energético como “un recurso capaz de recibir energía eléctrica de la red y almacenarla para la posterior inyección de energía eléctrica de vuelta a la red”. Es importante definir qué recursos se enmarcarán en el nuevo modelo de participación para poder tener en cuenta las características físicas y operativas propias de estos dispositivos, en particular su capacidad bidireccional de inyectar y recibir energía de la red.

Esta definición es independiente del medio de almacenamiento, es decir, incluye tanto a baterías como a volantes, aire comprimido, centrales de bombeo, entre otras. La idea es asegurar que las reglas de mercado no se diseñen para ninguna tecnología en particular. También es independiente de su localización, ya que estén conectadas a la red de transmisión, distribución o detrás del medidor, si cumplen la definición serán consideradas como recursos de almacenamiento energético.

Por otro lado, la FERC considera que la definición no debe incluir a aquellos recursos que localizados detrás del medidor no inyectan electricidad a la red. Esto se debe a que este tipo de recursos se consideran respuesta del lado de la demanda y ya existe un modelo con reglas bien definidas para estos dispositivos.

Elegibilidad para la participación en los mercados

La Orden 841 busca eliminar barreras para la participación de los recursos de almacenamiento en los mercados RTO/ISO de forma que puedan brindar todos los servicios que sean técnicamente capaces de dar. Por lo tanto, para poder dar un servicio en el mercado cada recurso debe verificar los requerimientos técnicos necesarios para el servicio que desea dar (como cualquier otro recurso). Cada RTO/ISO tiene un conjunto de requerimientos técnicos, operativos y de rendimiento estandarizados que un recurso debe cumplir para dar cada uno de los servicios del mercado. El objetivo de los mismos es asegurar que el servicio se brinde de forma confiable y segura. Estos requerimientos aplican a cualquier tecnología, incluyendo por tanto a los sistemas de almacenamiento energético. Quien debe determinar si un recurso es capaz o no de dar el servicio es el RTO/ISO, analizando cada caso en particular.

Uno de los requerimientos que las RTO/ISO suelen especificar es el tiempo mínimo en que un recurso debe suministrar energía. Esto suele ser un problema para los recursos de

almacenamiento energético dado que suelen tener capacidades limitadas. La orden propone entonces permitirle a los sistemas de almacenamiento de-rate (disminuir) su capacidad de forma de cumplir con los tiempos mínimos de operación. Esto permitiría asegurar que los recursos de almacenamiento sean elegibles para brindar todos los servicios que son técnicamente capaces de dar teniendo en cuenta sus características físicas y operativas, a la vez que se mantiene la calidad y seguridad de los servicios que pretenden dar. La cantidad permitida de de-rate debería basarse en la cantidad de energía que el recurso puede entregar continuamente en el mínimo período de operación exigido por la RTO/ISO. Con este mecanismo, un recurso de 10 MW/20 MWh podría ofrecer 5 MW en un mercado de capacidad que exija un tiempo mínimo de operación de 4 horas. Sin esta oportunidad de de-rate el recurso no podría participar del mercado aún cuando tiene la habilidad de brindar con seguridad 5 MW en el tiempo mínimo exigido.

Participación en los mercados

La Orden 841 exige que el modelo de participación de los recursos de almacenamiento energético permita que sean despachados tanto como generación como como demanda, teniendo en cuenta su capacidad bidireccional para inyectar y recibir energía de la red. De esta forma, los sistemas de almacenamiento pueden establecer el precio de liquidación del mercado como vendedores y como compradores, de acuerdo a lo establecido por la RTO/ISO para la forma de determinar el precio de liquidación del mercado.

Por otro lado la orden requiere que:

- Los recursos usando el nuevo modelo puedan también establecer el precio en el mercado de capacidad cuando aplique.
- Las RTO/ISO deban aceptar las ofertas en el mercado mayorista para comprar energía de los recursos de almacenamiento.
- A los recursos de almacenamiento se les permita participar en los mercados RTO/ISO como “price takers” de forma consistente con las reglas existentes para recursos autoprogramados.

Esta orden busca reconocer que la participación de los recursos de almacenamiento energético en el mercado es distinta de la de otros recursos puesto que pueden ser despachados no solamente para dar energía sino para consumirla, por ejemplo para dar un servicio de regulación de frecuencia.

Por otro lado, se debe tener cuidado que la estrategia de oferta de un recurso no permita señales contradictorias de despacho, es decir, la RTO/ISO no debe aceptar una oferta y una compra de un recurso en el mismo intervalo de tiempo. Por lo tanto, cada RTO/ISO debe tener reglas de mercado que impidan señales conflictivas en un mismo intervalo. Por ejemplo, NYISO sugiere construir una señal de precios para estos recursos que asegure que en un intervalo el precio para vender sea mayor que el precio del recurso para comprar. Esta sería una alternativa para evitar este problema.

Características físicas y operativas

La Orden 841 le exige a las RTO/ISO crear modelos de participación para los recursos de almacenamiento que incorporen parámetros de oferta propios de estos sistemas de forma de tener en cuenta sus características físicas y operativas. Esto permitirá que los

mismos puedan brindar todos los servicios que son técnicamente capaces de dar y a las RTO/ISO adquirirlos de forma más eficiente. La falta de consideración de las características propias de estos recursos constituye una barrera para la participación de los mismos en los mercados, limitando la competencia y haciendo que los precios no sean los más justos y adecuados.

Los parámetros que obligatoriamente se deben incluir son:

- Estado de carga: cantidad de energía almacenada en proporción a la máxima energía que puede ser almacenada, expresada como porcentaje. Como parámetro sería el nivel de energía que se prevé que el recurso tendrá disponible al comienzo del intervalo.
- Límite de carga superior: estado de carga que no debe ser excedido cuando el sistema recibe energía de la red.
- Límite de carga inferior: estado de carga que no debe ser sobrepasado cuando el sistema entrega energía a la red.
- Máxima tasa de carga: máximo valor de potencia (MW) que un sistema puede recibir de la red.
- Máxima tasa de descarga: máximo valor de potencia (MW) que un sistema puede entregar a la red.

Además propone algunos parámetros que pueden ser tenidos en cuenta de forma opcional por parte de las RTO/ISO, reconociendo que la estructura de cada mercado puede requerir la incorporación de parámetros adicionales a los obligatorios. Estos son: mínimo y máximo tiempo de carga, mínimo y máximo tiempo de operación, mínima tasa de carga y descarga y rampa de carga y descarga.

Para poder despachar un recurso de forma eficiente las RTO/ISO deben contar con los parámetros correctos. Para esto, cada recurso de almacenamiento que participe en el mercado deberá darle estos parámetros a las RTO/ISO tanto en el mercado del día anterior como en el mercado a tiempo real, en particular el estado de carga. Este debe monitorearse continuamente de forma de asegurar que no se sobrepasan los límites superior e inferior. Las máximas tasas de carga y descarga pretenden tener en cuenta qué tan rápido puede un sistema de almacenamiento recibir y entregar energía a la red.

Autogestión

Esta orden le exige a las RTO/ISO darle la opción a los recursos de almacenamiento de gestionar su estado de carga. Esto le permitirá a los sistemas de almacenamiento optimizar su operación de forma de brindar todos los servicios en el mercado mayorista que sean capaces de dar técnicamente.

En caso en que un recurso escoja autodespacharse, entonces no es responsabilidad de la RTO/ISO monitorear el estado de carga para verificar que no se sobrepasen los límites superior e inferior, siendo ahora responsabilidad del recurso. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento que elijan gestionar su estado de carga deben estar sujetos a las mismas penalizaciones que los demás recursos por desviarse del programa de despacho. Finalmente, si el sistema brinda un servicio que requiere seguir una señal de despacho, como la regulación de frecuencia, entonces tendrá la obligación de seguir la señal por más que gestione su estado de carga.

Tamaño mínimo

El modelo de participación para los recursos de almacenamiento debe establecer un valor mínimo para la participación de estos recursos en los mercados RTO/ISO que no puede ser superior a 100 kW. Es decir, la mínima potencia exigida puede ser menor a 100 kW como en CAISO, igual como en PJM, pero no mayor. Este valor mínimo en el tamaño es tanto para el mercado de energía como para el de capacidad.

Los recursos de almacenamiento suelen ser más pequeños que los recursos tradicionales, con tamaños en el rango de 100 kW a 1 MW normalmente. Las exigencias actuales, pensadas para recursos tradicionales pueden entonces constituir una barrera para estos recursos que son técnicamente capaces de participar en estos mercados, pero con potencias en general menores.

3.4. Situación regulatoria en PJM

La regulación actual de PJM permite la participación de los sistemas de almacenamiento en cualquiera de los mercados, como activos a nivel de generación, siempre y cuando los recursos cumplan con los requerimientos exigidos en cada caso.

Los dispositivos de almacenamiento energético podrían participar de los mercados conectados a la red de transmisión o distribución. En caso de querer conectarse a la primera deben seguir las mismas reglas que otras tecnologías: deben primero entrar en la fila para determinar si existe o no un impacto en la fiabilidad del sistema con la incorporación, y para especificar los requerimientos de la interconexión al sistema. Si no hay inconvenientes, el recurso debe ejecutar lo previsto por PJM y puede comenzar a participar de los mercados.

Cuando un recurso de almacenamiento se encuentra detrás del medidor participa de los mercados como una demanda. Desde el 2007 los recursos de respuesta del lado de la demanda participan en los mercados de energía, capacidad y servicios auxiliares a nivel de distribución en PJM. Para participar de estos mercados se exige una potencia umbral mínima de 100 kW. Por otro lado, PJM ofrece para la demanda precios sensibles que permitan a las cargas actuar como recursos despachables en el mercado de tiempo real. Hoy en día muchos recursos eligen participar de los mercados como DSR porque son más simples en cuanto a los requerimientos e informes.

Actualmente, la única tecnología de almacenamiento energético que participa de todos los mercados conectada a la red de transmisión es la central hidroeléctrica de bombeo. El resto, cerca de 300 MW, que incluyen a los volantes y baterías que se caracterizan por su rápida respuesta, limitada capacidad energética y pequeñas potencias de salida, solo participan del mercado de servicios auxiliares. Sin embargo, en el marco de la Orden 841 de la FERC (ver Sección 3.3), PJM está evaluando su regulación buscando garantizar condiciones justas para la participación de los sistemas de almacenamiento en el resto de los mercados.

3.4.1. Mercado de energía

Como se mencionó anteriormente, la única tecnología de almacenamiento energético presente en el mercado de energía es la central hidroeléctrica de bombeo. Con una gran

penetración de generación nuclear y en base a carbón, estas centrales se usan tanto para nivelar cargas como para recortar el pico de demanda.

En su participación en el mercado pueden elegir autodespacharse o estar sujetas al despacho de PJM. En el 2006 PJM implementó un modelo de optimización de estas centrales en el mercado del día anterior. En lugar de autodespacharse, las centrales pueden brindar algunos parámetros adicionales (eficiencia de bombeo y la altura inicial, máxima y mínima del embalse), y PJM optimiza el despacho respetando estos parámetros. Luego, en el mercado a tiempo real, las centrales siguen el plan del mercado del día anterior, con la posibilidad de hacer compensaciones a los precios del mercado a tiempo real.

El modelo de las centrales hidroeléctricas con embalse permite reducir la incertidumbre del sistema ayudando con la convergencia entre los mercados del día anterior y a tiempo real.

3.4.2. Mercado de capacidad

Hoy en día, solamente las centrales hidroeléctricas con bombeo y recursos del lado de la demanda participan de este mercado. Desde el 2016, existen reglas estrictas para el rendimiento en este mercado y multas para sus incumplimientos.

En teoría cualquier tecnología de almacenamiento puede participar en este mercado. La capacidad que pueden ofrecer se mide como el valor promedio de los MWh que pueden entregar durante el pico estacional esperado, que va de 3 a 5 h de inyección continua. Como se mencionó en la Sección 3.3 las horas exigidas de inyección continua pueden ser un problema para algunas tecnologías. Una solución que PJM permite es que no ofrezcan toda su capacidad, sino que ofrezcan menos de forma de cumplir con los requerimientos de tiempo de inyección (de-rating). Por otro lado se les permite asociarse con otras tecnologías para participar de este mercado (aggregation) y están sujetas a las mismas penalidades por rendimiento que las otras tecnologías.

3.4.3. Mercado de servicios auxiliares

La mayoría de los recursos de almacenamiento energético, incluyendo centrales de bombeo, volantes y baterías, participan directamente en el mercado de servicios auxiliares. Algunos recursos participan de este mercado pero desde detrás del medidor. PJM le paga como a los demás recursos participando de este mercado, pero impone un límite máximo del 25 % en la cantidad de servicios de regulación que pueden provenir de detrás del medidor.

Como se mencionó en la Sección 3.1 el mercado de servicios auxiliares tiene dos partes: un mercado de respuesta más rápida (ReD) y otro de respuesta más lenta (ReA). Las baterías participan del primero puesto que pueden seguir señales más rápidas con mayor precisión que los recursos que participan de ReA.

Sin embargo, la implementación de las dos señales en el mercado de servicios auxiliares trajo consigo algunos problemas. La implementación de los incentivos por rendimiento, exigidos en la Orden 755 de la FERC, hizo que se invirtiera de forma significativa en ReD, puesto que las baterías pueden seguir fácilmente los requerimientos impuestos, recibiendo un multiplicador en el pago que volvía interesante la inversión. Con los incentivos, las centrales hidroeléctricas de bombeo comenzaron a participar y a calificar como recursos ReD, a partir del año 2015. Esto hizo que la cantidad de recursos ReD se triplicara en un período corto. Las centrales de bombeo se autoprograman en el mercado, bajando los

precios de liquidación en el mismo. Como ReD desplaza económicamente a ReA en el mercado, comenzó a haber una disminución en la cantidad de recursos tradicionales que brindan servicios ReA. Con esta disminución, PJM comenzó a observar que era más difícil controlar el ACE (area control error: diferencia entre la programación y el despacho real de generación en un área determinada teniendo en cuenta el sesgo de la frecuencia) durante las horas de rampa y por lo tanto puso límites a la cantidad de ReD permitida durante las horas de rampa. Las medidas adoptadas por PJM bajaron las tasas de retorno lo cual frenó el crecimiento de la inversión en baterías para ReD.

En enero de 2017, PJM modificó su sistema de gestión de energía para solucionar estos problemas. Si bien la señal para ReD funcionaba correctamente para corregir desviaciones de corto plazo en el ACE, no era un diseño adecuado para controlar desviaciones de largo plazo. Con el sistema anterior, se les estaba enviando señales a los sistemas ReD para que hagan movimientos considerables y se les pagaba por estos servicios más que a los sistemas tradicionales, pero estos movimientos no producían un control efectivo. Además PJM se dio cuenta que la estructura de pagos incentivaba la potencia máxima a instalar y no la capacidad de energía. Esto hacía que las baterías no pudieran corregir las desviaciones por más de 10 minutos.

En resumen, como se mencionó al comienzo de la sección, la mayoría de los sistemas de almacenamiento participan del mercado de servicios auxiliares en PJM. De hecho PJM Interconnection es uno de los mercados más exitosos para estos recursos y ha sido tomado de ejemplo en muchos otros mercados. Como se explicó la razón para la gran penetración de estas tecnologías en este mercado fue el incentivo en el pago por rendimiento, tras la Orden 755 de la FERC. Este incentivo hizo que el precio por servicios de regulación fuera mayor al de servicios de reserva (15.72 USD/MW contra 4.88 USD/MW en 2016 [8]). Sin embargo, PJM detectó que no se estaba enviando una señal adecuada para la inversión eficiente tanto en recursos de rápida respuesta como en recursos de respuesta más lenta, generando inconvenientes en el mercado. Debido a esto implementó cambios en la reglamentación del servicio de regulación de frecuencia que han disminuido el ingreso de un sistema de 20 MW/5 MWh de 623 USD en 2014 a 86 USD al día de hoy [18]. Este cambio refleja la pequeña escala del mercado de regulación. Si bien fue una forma de que estos sistemas se volvieran redituables y pudieran comenzar a participar de los mercados, deben empezar a buscar otras alternativas. Por ejemplo, su potencial para arbitraje de energía es mucho mayor. El servicio que elijan prestar determina en gran medida el diseño de estos sistemas en cuanto a la relación potencia/capacidad. En la medida en que el marco regulatorio evolucione, probablemente los sistemas de acumulación tendrán que revisar estas relaciones de forma de mejorar su rendimiento en los diferentes mercados.

3.4.4. Principales desafíos regulatorios

En el 2018, la FERC emitió la Orden 841 (ver Sección 3.3) para remover las barreras existentes para los sistemas de almacenamiento energético, de forma que puedan participar del mercado mayorista. En esta orden se señalan los principales desafíos relacionados con los sistemas de almacenamiento, que se presentan a continuación [8].

Modelado:

Los sistemas de almacenamiento energético poseen características complejas respecto a los sistemas tradicionales: pueden actuar como cargas, generación o transmisión; tienen

rampas hacia arriba y hacia abajo muy rápidas; no tienen mínimo operativo; no tienen límites en la cantidad de inicios por día; tienen costos de arranque mínimos; poseen una capacidad energética limitada y su tiempo de operación depende de su estado de carga.

Los modelos de participación existentes, desarrollados para tecnologías tradicionales son inadecuados para analizar la participación de los recursos de almacenamiento en el mercado, constituyendo barreras para su desarrollo. Se necesitan nuevos modelos que reconozcan todas estas características para reflejar de forma más precisa la operación de estos sistemas en la red. Estos modelos deberían incluir parámetros como el estado de carga, límites de carga superior e inferior y las potencias de carga y descarga del sistema.

El desarrollo de estos modelos presenta desafíos en cuanto a la complejidad y al tiempo de resolución del algoritmo final. Sin embargo, en la medida en que la capacidad instalada de almacenamiento en la red aumente, estos modelos serán críticos para poder optimizar el despacho de cargas. En este sentido PJM se encuentra trabajando para abordar este problema. En particular, ya creó un modelo de participación para las centrales hidroeléctricas de bombeo que elijan estar sujetas a despacho de PJM y no autodespacharse. Este modelo podría servir de base para otras tecnologías.

Valorización económica:

El principal problema que presentan los sistemas de almacenamiento para aumentar su participación en el sistema eléctrico son sus altos costos. Hoy en día, la única tecnología económicamente viable para cualquier aplicación es la central hidroeléctrica de bombeo. Otras tecnologías están bajando significativamente sus costos con el desarrollo de la industria, en particular, las baterías, pero todavía son soluciones caras para muchas aplicaciones.

Una disminución en los precios de los sistemas de almacenamiento es crítica para el incremento de su participación en el sistema eléctrico, lo cual a su vez permite una mayor penetración de energías renovables en la red. Por otro lado, también se vuelve fundamental una adecuada valoración de los beneficios que estas tecnologías brindan a la red para que recuperen sus costos y se vuelvan viables económicamente. La Orden 755 de la FERC le permite a los sistemas de almacenamiento tener un flujo de ingresos por brindar servicios a la red basado en sus características, como su rápida respuesta. Sin embargo, se deben desarrollar otros flujos de ingresos teniendo en cuenta su posible aporte en el mercado de capacidad o energía de forma que estas tecnologías se vuelvan viables. Hoy existen numerosas barreras, además de la económica, para la participación de los recursos de almacenamiento en otros mercados, que le impiden obtener otros flujos de ingresos. La Orden 841 plantea revisiones a realizar para eliminar algunas de ellas.

En el marco de esta nueva orden, PJM está trabajando hoy en día para cambiar sus reglas de mercado de forma de permitirle a los sistemas de almacenamiento brindar todos los servicios que son capaces de ofrecer. Crear un marco regulatorio adecuado es un desafío, al cual se le suma la capacidad de reconocer adecuadamente el valor en la flexibilidad y confianza que estos sistemas le dan a la red. Este valor es incluso más significativo para los RTO/ISO si se tiene en cuenta su rol como planificador de expansiones para abastecer futuros picos de demanda, puesto que los sistemas de almacenamiento son fáciles de construir y se pueden localizar donde se necesiten, a diferencia de una central tradicional que tiene períodos de construcción largos y en general no se pueden ubicar geográficamente en cualquier sitio.

Tratamiento regulatorio:

Uno de las principales desafíos regulatorios en cuanto a los sistemas de almacenamiento es cómo deben ser operados y cómo se les debe pagar cuando el servicio que brindan es disminuir las inversiones en las líneas de transmisión.

En primer lugar, se debe mencionar que la FERC permitió en la Western Grid que los sistemas de almacenamiento sean tratados como dispositivos a nivel de transmisión, con lo cual pueden recuperar sus costos a través de este servicio. El problema que se plantea es cómo deben ser tratados estos sistemas cuando no son requeridos por el operador, y quién debería operarlos. ¿Se les puede permitir participar de otros mercados recibiendo un pago por los servicios que brinden en ellos? En este caso ¿cómo deben influir estos ingresos en la evaluación de la rentabilidad del proyecto para los pagadores de tasas?

La FERC emitió una declaración en la que establece que no habría ninguna prohibición regulatoria para que un sistema de almacenamiento energético brinde múltiples servicios. PJM cree que debería probarse esto en un plan piloto antes de tomar una decisión.

Capítulo 4

La situación del Reino Unido

El proceso de liberación del mercado en el Reino Unido, que empezó en la década de los 90, dividió el sector eléctrico en cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización. Esta división separó los monopolios naturales, es decir las actividades de la red (transmisión y distribución), de las áreas donde es factible introducir competencia (generación y comercialización), buscando mejorar la eficiencia del sector eléctrico en su conjunto. Como se vio en el Capítulo 1, la forma de mejorar la eficiencia varía en las distintas etapas del sector. En las actividades de la red se debe contar con una regulación mientras que la generación y comercialización deben regirse por las reglas del mercado competitivo, con la menor intervención posible. Este modelo es el que rige hoy en día en el Reino Unido con las cuatro etapas bien delineadas y con competencia plena en generación y comercialización (modelo tipo IV según Hunt -ver Capítulo 1-).

El marco regulatorio vigente al día de hoy es resultado de este proceso de liberalización. La ley central es el “Electricity Act 1989” [21]. Esta ley introdujo la liberalización del mercado. Fue luego complementada con la “Utilities Act 2000” [22] y algunos otros Energy Acts. Reconoce las cuatro etapas del sector eléctrico antes mencionadas y prohíbe la ejecución de alguna de estas actividades sin una licencia. Estas licencias permiten:

- A nivel de generación, generar electricidad con el fin de proporcionar suministro a cualquier consumidor o permitir que se proporcione un suministro.
- A nivel de transmisión, participar de la transmisión de energía eléctrica permitiendo que se proporcione un suministro. Este transporte se da a través del sistema de transmisión, el cual consiste de líneas de alta tensión y se usa para llevar la electricidad de un centro generador a una subestación (distribuidor), o directamente a un cliente final.
- A nivel de distribución, participar del transporte de energía para que se brinde un suministro a través del sistema de distribución. Este consiste de líneas de baja tensión y se usa para llevar la electricidad desde las subestaciones a los consumidores finales. No incluye la venta de energía.
- A nivel de comercialización, vender energía a los clientes conectados al sistema de distribución o a una subestación directamente, que no tengan una licencia para comprar energía directamente de algún generador.

Esta división del sector eléctrico en cuatro etapas ha sido consagrada en la legislación europea también, buscando crear un único mercado europeo liberado.

La estructura actual del mercado británico entonces reconoce y separa las cuatro etapas convencionales del sector eléctrico, pero no reconoce el almacenamiento energético como una actividad o como activo del sector. Esto se debe a que el marco regulatorio vigente refleja los intereses y preocupaciones existentes en el momento en que se desarrolló (liberalización del mercado y promoción de la competencia donde sea posible), y fue efectivo en los objetivos propuestos. Pero cuando se elaboró el marco regulatorio no se tenía el almacenamiento energético en mente, porque las preocupaciones y necesidades del sector eléctrico en ese entonces eran otras.

Hoy en día, frente a las preocupaciones por el inminente cambio climático, la descarbonización del sector energético es parte de la política energética de la mayoría de los países. Este proceso implica electrificar algunos sectores, como el del transporte y el de la construcción, principalmente mediante la introducción de autos eléctricos y bombas de calor respectivamente, y modificar la matriz de generación eléctrica disminuyendo la proporción de generación térmica. En particular, el Reino Unido se comprometió a reducir sus emisiones de carbono en un 80 % para el 2050 comparadas con las emisiones en 1990 [11]. Esto implica numerosos desafíos y una transformación sin precedentes en la forma en como se genera, distribuye y consume la energía eléctrica. Para lograr estas reducciones algunas de las metas que se propone el gobierno que impactan directamente en la operación del sistema son [11]:

- Para el 2030 se deben instalar entre 40 y 70 GW de nueva capacidad baja en carbono que provendrá de generación renovable y nuclear principalmente.
- Para el 2050 se prevé que la demanda de electricidad aumente entre un 30 y un 60 % por la electrificación del transporte y de la construcción.

Como se observa en las metas propuestas por el gobierno del Reino Unido, en el cambio en la matriz de generación, la generación en base a energías renovables no convencionales tiene un rol importante que cumplir junto con la generación nuclear, por lo que se espera que su participación se incremente significativamente en los próximos años. Tanto la generación eólica como la solar son autónomas por naturaleza (dependen de las condiciones meteorológicas), y prácticamente no responden a los precios del mercado. Esto introduce una variabilidad e incertidumbre importante en el sistema, volviéndose difícil de predecir el mix de generación. Por otro lado, la generación nuclear es rígida en cuanto a su oferta. Por lo tanto, se vuelve importante que el sistema aumente su flexibilidad para afrontar la combinación de una mayor variabilidad en la oferta por el aumento de la generación intermitente, una menor flexibilidad en la oferta por el incremento en la generación nuclear y un aumento de la demanda eléctrica.

Teniendo en cuenta el camino que está recorriendo el sector eléctrico, se vuelve necesario cambiar la forma en que se diseña el sistema para cubrir las nuevas necesidades de la forma más eficiente posible. La aplicación de un diseño como el que se tiene hoy en día resultaría en una inversión muy costosa en infraestructura tradicional agregando cantidades significativas de capacidad de generación con baja utilización de la red. La evolución del sistema requiere pensar en otras alternativas que aumenten la flexibilidad del sistema de forma eficiente para garantizar el suministro. En este contexto, el almacenamiento energético a gran escala se plantea como una solución a estos problemas al permitir desacoplar temporalmente la oferta y la demanda. Con esto permite mitigar costos asociados a refuerzo de la red y balance del sistema. El potencial de los sistemas de almacenamiento se incrementa si además se consideran servicios adicionales como el de reservas operativas en caso de fallas y el de respuesta en frecuencia.

Sin embargo, debido a la inmadurez comercial de la mayoría de las tecnologías de

almacenamiento, con altos costos y pocos proyectos en operación, existen grandes incertidumbres (económicas, regulatorias, en su operación, en su funcionalidad, entre otras) que generan desconfianza en los inversores, limitando su desarrollo. Buscando mitigar estas incertidumbres UK Power Network llevó a cabo una serie de proyectos.

El primer proyecto de UK Power Network fue un sistema de almacenamiento de pequeña escala en Hemsby construido para demostrar los servicios que el almacenamiento energético podía brindarle a la red. Si bien no resolvió los numerosos desafíos que los sistemas de almacenamiento presentan, demostró la viabilidad técnica de estos sistemas y dio lugar a un segundo proyecto, el Smarter Network Storage (SNS), desarrollado entre el 2013 y el 2016, con el propósito de estudiar a fondo las barreras regulatorias y las oportunidades de negocio de estos sistemas a gran escala.

En el marco de este proyecto se instaló una batería de ion-litio avanzada de 6 MW/7.5 MVA/10 MWh en una subestación de Leighton Buzzard de 33/11 kV. Esta subestación tenía 2 transformadores de 38 MVA, cada uno alimentado por una línea de 33 kV, con 35 MVA de utilización en invierno. Los estudios de proyección de la demanda revelaban la necesidad de reforzar la subestación con la instalación de algún otro transformador y algunas otras líneas subterráneas (aproximadamente 20 km) [11]. Por más que con esto se resolvía el problema, requería que se determinara con una anticipación de 4 años e iba a estar inutilizado la mayoría del tiempo. Este sitio era entonces ideal para la instalación de la batería de análisis del proyecto puesto que llevó dos años en instalarse y permitió diferir las inversiones en distribución, probando uno de los posibles usos de los sistemas de almacenamiento en la red. La batería fue diseñada para dar el servicio de peak shaving por 1.5 horas como prioridad, dando soporte a la red en los picos de invierno, y cuando no era requerida para este servicio se la aprovechó para otros usos.

Este proyecto dejó múltiples enseñanzas en cuanto al desarrollo de las baterías tanto a nivel comercial como regulatorio. En particular, identificó ciertos elementos del marco legal y regulatorio vigente en el Reino Unido que afectan el desarrollo de los sistemas de acumulación:

- La falta de clasificación de estos activos y su tratamiento como activos a nivel de generación por defecto.
- Los requerimientos de desagregación entre las cuatro etapas del sector agregan incertidumbre puesto que estos activos pueden brindar múltiples servicios en más de una etapa.
- Si se siguen considerando como activos a nivel de generación, los mínimos definidos del negocio imponen una restricción al desarrollo de estos por parte de las operadoras de la red de distribución.
- La aplicación y operación de estos sistemas se ve afectada por la necesidad de asegurar que no alteran la competencia a nivel de generación y comercialización.
- No está claro el valor asignado a estos sistemas cuando brindan múltiples servicios.

Si bien todavía no existe un marco regulatorio que incluya al almacenamiento energético como actividad, se está trabajando en el mismo. A lo largo de este capítulo se analizarán los diversos problemas mencionados y posibles soluciones a los mismos basados en el informe 9.5 del proyecto Smarter Network Storage [2].

4.1. Clasificación

En ausencia de una estructura de mercado que incluya el almacenamiento energético como actividad, se ha tratado a estos sistemas como activos a nivel de generación. Las centrales hidroeléctricas de bombeo de gran escala como las que se encuentran en Ffestiniog y Dinorwig tienen licencias para generación, mientras que los de pequeña escala califican como excepciones a la necesidad de tener una licencia de generación. Estas excepciones se habilitan para generadores con potencias menores a 10 MW [2].

Este tratamiento por defecto de las centrales hidroeléctricas con bombeo como sistemas de generación es más bien un accidente histórico que una elección deliberada. Como estos sistemas pueden competir con generación tradicional para la provisión de energía o servicios de balance a la red, lo más sencillo era incluirlos como activos a nivel de generación. Esto puede no ser un problema para los sistemas de gran escala, pero si puede serlo para los de pequeña que tienen aplicaciones distintas, usándose en general para dar servicios a la red. Por ejemplo, la clasificación como activos de generación impone restricciones a la operación y propiedad de estos sistemas por parte de las distribuidoras que pueden obtener beneficios de los mismos. Si bien pueden acceder a estos sistemas usando la excepción a la licencia de generación (para pequeños generadores), están limitados por las restricciones en la licencia de distribución, que establece que los ingresos de la distribuidora por negocios ajenos a la distribución (como pequeña generación) no pueden exceder el 2.5 % de sus ingresos [2].

A pesar de que los sistemas de almacenamiento energético comparten algunas características con los generadores, se diferencian en muchas otras, por ejemplo, consumen más energía de lo que generan por la eficiencia global del sistema. Las interconexiones internacionales o los dispositivos de respuesta del lado de la demanda también comparten características con los sistemas de generación, y sin embargo no están incluidos en el régimen de licencias de la generación. El “Electricity Act 1989” [21] establece una licencia propia para las interconexiones y considera que la respuesta del lado de la demanda no debe ser una actividad con licencia. Por lo tanto, formalizar a los sistemas de acumulación como activos a nivel de generación no sería lo más adecuado. Sería una definición insatisfactoria de estos sistemas, que no se adecúa a la naturaleza de los mismos y no refleja sus características. Se debería reconocer que estos sistemas son diferentes a la de los sistemas de generación. Como se mencionó anteriormente, la clasificación como activos de generación surgió como una solución sencilla para sistemas de almacenamiento de gran escala, sin tener en cuenta un desarrollo masivo de las tecnologías de almacenamiento ni la gran variedad de tecnologías que existen, cada una con sus propias características y aplicaciones.

Por lo tanto, debido a su naturaleza, los dispositivos de almacenamiento energético deberían clasificarse como activos en una nueva categoría propia. La definición de esta categoría debería ser lo más amplia posible de forma de reconocer la gran diversidad de tecnologías que existen y debería tener en mente una mayor penetración de estas tecnologías en un futuro. Además se debe decidir si su actividad debe requerir o no una licencia.

Si se considerara que no necesita una licencia, se corren algunos riesgos desde el punto de vista regulatorio, debido a que no habría forma de exigirles requerimientos u obligaciones en su operación en el mercado. Esto podría convertirse en un problema en los casos en que las distribuidoras tengan sistemas de almacenamiento porque se podrían crear subsidios cruzados y barreras de entrada y salida a la red, discriminando algunos sistemas

frente a otros.

De esta forma, lo recomendable sería clasificar al almacenamiento energético como una nueva actividad con una licencia asociada. Esto permitiría:

- Distinguir el almacenamiento energético de la generación, permitiendo, entre otras cosas que los operadores de los sistemas de distribución puedan tener sistemas de almacenamiento propio. Para esto, se les debe permitir a las empresas que tengan una licencia para distribución tener una licencia para almacenamiento también, pero se debe mantener la prohibición de tener una licencia para generación o comercialización.
- Establecer con claridad cómo debe ser la operación y quiénes pueden tener propiedad de estos sistemas en los mercados.
- Establecer una regulación adecuada en los casos en que operadoras de la red de distribución accedan a estos sistemas de forma de garantizar que no haya subsidios cruzados ni barreras de entrada y salida a la red.
- Distinguir los usos vinculados con los operadores de la red de distribución de los que no están relacionados con ellos, estableciendo reglas diferentes en cada caso, para no cargar con regulaciones innecesarias a los segundos, y si ser más exigentes con los primeros.

En esta nueva regulación sería recomendable que existiera un límite por debajo del cual no se requiera una licencia para almacenamiento. Esto sería para no perjudicar a aquellos sistemas pequeños que hasta en momento estaban exentos de la licencia de generación por su tamaño pequeño. Esto aplicaría solo a proyectos externos a las distribuidoras.

Como un cambio en el marco regulatorio genera incertidumbres para quienes están desarrollando proyectos al momento del cambio, es recomendable que exista un período de transición en el que quien desarrolle el proyecto pueda elegir entre el marco regulatorio actual o el nuevo a aplicarse. Además una vez implementado, la implementación no debería ser retroactiva a proyectos ya existentes, aunque se les debe dar la oportunidad de cambiarse a la nueva clasificación si así lo desean.

4.2. Operación y Propiedad

4.2.1. Marco regulatorio actual

El proceso de liberación de los mercados no solo separó las distintas etapas del sector eléctrico, sino que impuso restricciones a la operación y propiedad de las diferentes actividades para cada uno de los niveles. En particular, separó las actividades de red (monopolios naturales) de las demás, prohibiendo que un operador de activos de la red tenga actividades en los sectores de generación o comercialización. Esto se hizo para defender la competencia en estos sectores.

A nivel de la Unión Europea (UE), el “Third Energy Package”, una ley para el mercado interno de gas y electricidad en la UE que busca abrir más estos mercados en el interior de la misma, establece esta separación de las actividades de la red de aquellas en que es viable la competencia. En la introducción propone que de no existir una separación efectiva entre estas actividades se corre un riesgo de discriminación en la operación de la red (barreras de

entrada y salida a la misma) y en los incentivos para las empresas verticalmente integradas a invertir adecuadamente en la red.

El sistema del Reino Unido incorpora esta ley en el “Electricity Act 1989” [21]:

- En la Sección 7 se establece que la licencia de transmisión prohíbe al titular de la misma llevar a cabo actividades que requieran otra licencia. Esto es reiterado en la “Standard Condition B6” que le prohíbe al titular de una licencia de transmisión tener cualquier negocio o llevar a cabo cualquier actividad que no sea la de la transmisión de energía. Esto en particular elimina la posibilidad de que un TSO se involucre en actividades de generación o comercialización que como excepción no requieren licencia (pequeña generación por ejemplo).
- Para distribución la Sección 6 prohíbe a cualquier entidad titular de una licencia de distribución tener también una licencia de generación o comercialización. En el caso en que el negocio de distribución pertenezca a una empresa verticalmente integrada, la “Standard Condition 42 and 43” requiere independencia en la gestión y operación del sistema, impidiendo que otras actividades con licencias presentes en la empresa accedan a información confidencial.

Este requerimiento de separación entre las actividades de la red y las de mercado, exige que los TSOs (operadores del sistema de transmisión por sus siglas en inglés) y DSOs (operadores del sistema de distribución por sus siglas en inglés) sean independientes de las actividades de generación y comercialización (a grandes rasgos). Como los dispositivos de almacenamiento energético se clasifican por defecto como activos a nivel de generación, este requerimiento impide que los TSOs y DSOs sean dueños de los sistemas de almacenamiento que requieran una licencia a nivel de generación. Esto impide que se desarrollen cantidades cuantificables de almacenamiento por parte de los operadores de la red como alternativa a inversiones convencionales o para brindar servicios a la red.

Sin embargo, existen algunos activos de generación que no requieren licencia por su tamaño, aquellos cuya potencia de salida al sistema es menor a 10 MW. Esta excepción al requerimiento de licencia a nivel de generación permite el desarrollo de proyectos de almacenamiento energético de pequeño porte por parte de las distribuidoras (los TSOs no pueden utilizar esta excepción porque la “Standard Condition B6” les prohíbe realizar actividades por fuera de la transmisión), siempre y cuando los flujos de energía de estos sistemas en el mercado de energía y servicios auxiliares no sean manejados por la distribuidora. Esta actividad debe estar tercerizada. De todas formas, las distribuidoras tienen un límite en las actividades que realizan fuera de la distribución de energía:

- Los ingresos por actividades que no sean la distribución no pueden superar el 2.5 % del total.
- Las inversiones en actividades que no sean la distribución no pueden superar el 2.5 % del capital del titular de la licencia, sus primas y sus reservas consolidadas.

Por lo tanto, el marco regulatorio actual limita el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento energético por parte de las distribuidoras al clasificarlas como activos a nivel de generación, lo cual es inadecuado como se vio en la Sección 4.1. En la medida en que se siga descarbonizando el sector energético y se necesite mayor flexibilidad en el sistema, para las distribuidoras se volverá fundamental poder contar con los servicios que los sistemas de almacenamiento pueden brindar. Por lo tanto, se debe buscar eliminar las barreras regulatorias actuales que limitan su desarrollo. Sin embargo, preocupa el impacto

que los sistemas de almacenamiento energético puedan tener en la competencia si se les permite a las distribuidoras participar de los mismos.

Para su funcionamiento, los sistemas de almacenamiento energético requieren flujos de energía desde la red o un centro generador hacia el sistema, para poder luego descargarse para brindar un servicio auxiliar o para participar del mercado mayorista, proporcionando un flujo de energía desde el sistema hacia la red. Las distribuidoras deben entonces medir los flujos contabilizando energía vendida o comprada de la red según si el sistema se descarga o se carga respectivamente. Pero si el DNO se involucra directamente en la actividad comercial de los sistemas de almacenamiento se puede generar un problema puesto que el DNO estaría participando en el mercado, pudiendo distorsionar la actividad en el mercado mayorista. Por lo tanto, se debe tener cuidado porque si el DNO participa de la actividad comercial al intervenir en la inyección y extracción de energía de estos sistemas, es probable que se generen distorsiones en el mercado de generación y comercialización, debilitando la competencia.

Lo expuesto anteriormente hace necesaria la realización de un contrato entre el DNO y un tercero para la gestión de los flujos de energía de los sistemas de almacenamiento cuando estos son utilizados para brindar servicios a la red. El objetivo de estos contratos es evitar la potencial distorsión en la competencia y asegurar que la compra y venta de energía se hace de forma transparente, siguiendo las reglas del mercado, sin barreras de entrada y salida para los diversos actores. La entidad tercerizada encargada de los flujos de energía podría pertenecer a la misma empresa que tiene el negocio de distribución siempre que estén bien separadas las dos actividades en la forma legal, contable y en sus operaciones, con los límites claros.

En principio se pueden pensar en dos tipos de relaciones contractuales entre el DNO y la empresa tercerizada encargada de la gestión de los flujos de energía:

- La propiedad de los activos de almacenamiento es del DNO y la empresa se encarga de la actividad comercial. En este caso debe haber un flujo de activos desde la empresa al DNO para la recuperación del capital, que debe ser acordado en el contrato.
- La empresa tercerizada es propietaria y se encarga de la operación de los activos de almacenamiento. En este caso el flujo monetario sería desde el DNO a la empresa por la prestación de servicios de red (en caso que corresponda).

Finalmente, como no está contemplada su actividad en el marco regulatorio actual, tampoco está determinada cómo debe ser la asignación de pagos a los sistemas de almacenamiento por los servicios que prestan.

Cuando un DNO debe reemplazar o reforzar su infraestructura con activos convencionales, lo que se hace es auditar la inversión comparándola con valores esperados eficientes para el tipo de activo en el que se invierte. En base a esto se calcula un costo eficiente que formará parte del ingreso base del DNO y del valor de los activos reglamentario. Para el caso de activos de almacenamiento, el tratamiento de sus inversiones como alternativa a las convencionales no es claro.

Hoy en día, si un DNO decide invertir en un sistema de almacenamiento de pequeña escala, usando la excepción de la licencia en generación, seguramente exceda su asignación de capital, pero también percibirá ingresos por la actividad comercial del sistema (siempre por debajo del 2,5% de los ingresos totales por las restricciones impuestas por la licencia de distribución). Tanto los costos de capital como los ingresos deben ser presentados al regulador, y en caso de que la actividad comercial esté tercerizada los ingresos provenientes

de esta empresa también deben declararse, de forma de que el regulador pueda hacer un benchmarking con proyectos similares una vez que se desarrolle una mayor cantidad de proyectos, para determinar luego un “costo eficiente esperado” como se hace en el caso de infraestructura convencional.

4.2.2. Modelo propuesto a implementar

El requerimiento de separación entre las actividades que constituyen monopolios naturales y las actividades competitivas cumple un papel fundamental en la defensa de la competencia en el mercado mayorista. Por lo tanto, las soluciones que se busquen para los sistemas de almacenamiento energético deben procurar mantenerlo.

Como se mencionó en la Sección 4.2.1 la clasificación de los activos de almacenamiento como generación por defecto impone restricciones en el desarrollo de estos sistemas por parte de los DNOs para dar servicios de red. Una solución a este problema, compatible con la separación de las actividades de la red de las restantes, sería definir el almacenamiento energético como una nueva categoría, con una licencia aparte, que lo distinga de la generación y comercialización, estableciendo claramente las diferencias entre las actividades (ver Sección 4.1). El contar con una licencia diferente permite, en particular, establecer un marco adecuado con la regulación necesaria para la utilización de estos sistemas para brindar servicios de red por los DNOs, asegurando que no se distorsione la competencia, evitando subsidios cruzados y barreras de entrada y salida.

De todas formas, es deseable que los activos de almacenamiento energético sean considerados principalmente como activos del mercado y que su actividad se lleve a cabo en el mismo, limitando la participación de las distribuidoras en su actividad, para distorsionar en la menor medida posible la competencia. Sin embargo, teniendo en cuenta el crecimiento de las energías renovables que exigen mayor flexibilidad en la red, para las distribuidoras, los sistemas de almacenamiento energético pueden volverse importantes para la prestación de servicios de red. Sería recomendable hacer algunas modificaciones en la licencia de distribución, si se les va a permitir a las distribuidoras adquirir activos de almacenamiento, de forma de garantizar que un distribuidor solo lo adquiera si es la solución más efectiva en cuanto a costos para brindar el servicio deseado, y que el proceso de adquisición sea abierto y transparente, sin discriminación. Es decir, en casos donde la distribuidora identifique la necesidad de reforzar la red o de adquirir algún servicio, y existen soluciones alternativas a las tradicionales, como puede ser el almacenamiento energético, que verifiquen de forma confiable los requerimientos de la distribuidora, la licencia de distribución debería exigirle a la distribuidora que en primer lugar intente buscar soluciones por medios competitivos, de forma que el servicio sea brindado por un tercero siempre que sea posible. De todas formas, la licencia de distribución debería permitir que si del proceso competitivo surge que ninguna de las ofertas resulta aceptable (por costos, requerimientos, etc.) entonces la distribuidora podría adquirir el activo de almacenamiento de forma de satisfacer sus necesidades, pero debería ser la última alternativa. En el caso en que el servicio de red sea brindado por un tercero (asignado por un proceso competitivo), los requerimientos del activo por parte de la distribuidora deben especificarse mediante un contrato entre las partes, siendo este un paso fundamental para que el sistema funcione correctamente.

Para los casos en los que el DNO adquiere un activo de almacenamiento, debe exigirse la contratación de un tercero para llevar a cabo la actividad comercial del sistema en el mercado, relacionada con su operación, para que entonces la distribuidora no interfiera en las actividades del mercado mayorista. En el contrato deberá especificarse el flujo de fondos hacia la distribuidora para la recuperación del capital invertido. La determinación

del pago al DNO debe hacerla el regulador, puesto que la distribución es una actividad regulada, y la porción de las tarifas a los usuarios finales asociada a la distribución es determinada por el regulador. Existen dos opciones extremistas:

- 1) Se proporciona el subsidio completo del capital a la distribuidora mediante la tarifa regulada a los usuarios. En este caso, el beneficio adicional por la participación del sistema de almacenamiento en el mercado mayorista debe ser trasladado a los usuarios como un descuento en la tarifa y el DNO no recibe nada del contrato con la empresa tercerizada que lleve a cabo la actividad comercial.
- 2) Mediante la tarifa regulada a los usuarios solamente se le asigna una porción del capital al DNO, que puede ser el valor asignado a una solución convencional eficiente. Luego, la distribuidora deberá recuperar la diferencia mediante la actividad del sistema en el mercado y deberá acordar ese pago en el contrato con la empresa tercerizada que lleve a cabo la actividad comercial. Este caso presenta un mayor incentivo a usar el activo de almacenamiento de forma eficiente.

Se puede también tomar posiciones intermedias. Para determinar qué proporción del capital es asignada al DNO mediante la tarifa regulada se debe hacer un análisis del negocio del sistema de almacenamiento, considerando los diversos servicios que puede brindar, las distintas tecnologías existentes y sus costos. Incluso se podrían tener en cuenta los “beneficios sociales” de estos sistemas que muchas veces no tienen asociado un precio, como puede ser la disminución en los costos por restricciones operativas en la generación renovable, el desplazamiento de generación hacia el pico o la reducción en las emisiones de carbono.

Es recomendable que el DNO solo recupere una porción del capital a través de las tarifas para promover un uso eficiente del sistema.

4.3. Participación en los mercados

Como se vio en el Capítulo 2 los sistemas de almacenamiento energético pueden brindar múltiples servicios a la red. Hoy en día, debido en gran parte a que en general sus costos todavía son altos, para que estos sistemas sean económicamente viables deben tener flujos de ingresos de los distintos mercados: el de venta de energía, el de capacidad y el de servicios auxiliares.

Como se explicó en el Capítulo 1 en cualquiera de ellos existen dos tipos de mercado, uno a tiempo real o spot y otro por contratos. Los contratos son herramientas financieras que se utilizan para mitigar los riesgos asociados al mercado spot. Si los sistemas de almacenamiento pudieran acceder a contratos ya sea por servicios auxiliares o por capacidad, podrían mejorar sus flujos de ingresos, mitigando los riesgos económicos asociados a los altos costos y a la inmadurez comercial. Esto implica un desafío para el operador del sistema a la hora de planificar los requerimientos de cada uno de estos servicios por parte del sistema, en cuanto a la cantidad necesaria y a las características técnicas del mismo.

4.3.1. Mercado de energía

Un dispositivo de almacenamiento energético puede comprar y vender energía en el mercado mayorista y aprovechar la diferencia de precios en el mercado spot para vender a un mayor precio del que compra obteniendo una ganancia en el proceso.

Como se vio en la Sección 2.3 el mayor desafío frente a la participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado de energía se encuentra en el diseño de un modelo que programe su operación de forma eficiente, teniendo en cuenta sus características físicas y operativas. Estos recursos requieren modelos en general complejos, con discretizaciones temporales lo más pequeñas posibles, agregándole complejidad al operador del sistema.

4.3.2. Mercado de capacidad

Los sistemas de almacenamiento energético podrían competir en el mercado de capacidad para dar energía rápidamente ante contingencias (Short-Time Operating Reserve). Hoy en día en el Reino Unido este servicio es brindado por turbinas de gas de ciclo abierto. A las mismas se les paga una cuota por estar disponibles y luego por energía entregada.

En los requerimientos de este mercado se exige una duración determinada en el seguimiento de la carga cuando los sistemas son llamados por el operador. Estas duraciones pueden significar un riesgo para los sistemas de almacenamiento dependiendo de su capacidad, quedando muchas veces expuestos a penalidades [12].

4.3.3. Mercado de servicios auxiliares

Los dispositivos de almacenamiento energético son particularmente adecuados para brindar servicios auxiliares a los operadores de la red de transmisión y distribución. Algunos de los servicios que puede brindar en el Reino Unido son:

- Reducir la demanda en épocas de consumo de pico (Peak-Shaving).
 En UK este consumo se da normalmente en las primeras horas de la noche y solo ocurre por una fracción de las horas del día. Sin embargo, el sistema de transmisión y distribución así como la generación deben diseñarse para poder satisfacer estos consumos, aunque la mayoría del tiempo no se use. Esto implica grandes costos en infraestructura que normalmente no se utiliza. Una forma de disminuir el pico de consumo (y por lo tanto también la inversión necesaria) es suministrando energía localmente con almacenamiento energético o generación distribuida. Para poder valorar correctamente este servicio se debe calcular el costo evitado en inversiones tradicionales.
- Regular la frecuencia para mantenerla dentro de los rangos establecidos por la regulación (50 ± 0.5 Hz en el Reino Unido) o para llevarla a ese valor luego de una contingencia (Firm Frequency Response). Para dar este servicio los sistemas de almacenamiento pueden dar o tomar energía de la red.
 Normalmente este servicio se administra en el mercado y se pagan cuotas por disponibilidad y por energía entregada al precio spot.
 En algunos sistemas la especificación de este servicio requiere que sea entregado continuamente y esto constituye una barrera para los sistemas de almacenamiento energético puesto que una vez dado el servicio debe volver a recuperar su estado de carga para poder darlo nuevamente. Esta es una característica importante que los distingue de los generadores.
 En el Reino Unido existen dos variantes de este servicio: dinámico, en el que la potencia entregada depende directamente de la frecuencia de la red, y estático en el que la potencia del sistema está predeterminada y se entrega en su totalidad siguiendo una desviación de frecuencia determinada.

- Regulación rápida de frecuencia (Enhanced Frequency Response). Recientemente la National Grid creó un servicio pensado para baterías, para dar respuesta en frecuencia en un segundo o menos, promoviendo el desarrollo de estas tecnologías.

4.3.4. Diseño y programación de un sistema de almacenamiento

El diseño de un sistema de almacenamiento energético depende en gran medida de los servicios que brindará, tanto en tamaño como en el tipo de tecnología a utilizar. Los servicios auxiliares por ejemplo requieren potencias altas y capacidades menores, mientras que los de capacidad requieren mayores capacidades para entregar energía por más tiempo al sistema. Por otro lado, el costo del sistema de almacenamiento depende en gran medida de la relación MW/MWh. Por lo tanto, el diseño se trata de hacer un compromiso entre esta relación, los servicios a brindar y los pagos que se percibirán, de forma que el sistema sea redituable, intentando restringir lo menos posible futuros usos del sistema, puesto que no es eficiente diseñar para un único uso actual dado que se desconoce la evolución que tendrá la demanda y la oferta de ese servicio.

En cuanto a la programación de la operación del sistema, cualquiera sea el mercado en el que el sistema de almacenamiento energético participe, para poder brindar el servicio que se requiera en cada caso, el dispositivo debe tener la energía y potencia suficiente como para darlo. En caso que no cuente con ellas y el sistema tenga un contrato por el servicio quedará expuesto a penalidades. Por lo tanto, es importante tener en cuenta los requerimientos para la prestación de un servicio contratado a la hora de programar la operación de un sistema de almacenamiento.

Un posible método para la ejecución de la autoprogramación de forma de evitar penalizaciones podría ser el siguiente [6]:

- 1) Si se tiene un contrato con una distribuidora por un servicio como Peak-Shaving, se le debe dar prioridad. Es decir, el operador del sistema de almacenamiento debe asegurarse de tener la energía acordada a entregar en el momento y durante el tiempo acordado, por ejemplo en el pico de consumo. Para asegurarse disponer de esta energía se debe estimar en qué momento va a ser requerido el sistema por el contrato y cuánta energía se debe reservar. Por ejemplo, en el caso del Peak-Shaving, primero se deben identificar períodos de demanda alta. Para ello se usan pronósticos de la demanda. A partir de los mismos se identifican períodos donde la demanda es superior a la capacidad instalada y la duración de los mismos; y se calcula la potencia necesaria y la energía que se debe reservar.
- 2) Una vez establecida la potencia y la energía a reservar para cumplir con el contrato, y el momento en el cual se dedicará el dispositivo a la provisión del servicio contratado, queda determinado el período en el cual el dispositivo queda “libre” para ser utilizado con otros fines. Luego se pueden ir agregando cada uno de los servicios de a uno, especificando la potencia necesaria, la energía, el tiempo y la duración del servicio, así como el tiempo de entrega (por ejemplo un servicio puede requerir que el dispositivo esté disponible 3 horas pero solo convocarlo a entregar su energía por media hora). Al agregar cada servicio se debe comprobar que este verifique con los requerimientos de los servicios contratados, es decir, que devuelva el sistema de almacenamiento en el tiempo correcto con el estado de carga adecuado.
- 3) Establecidas las potencias y energías en función del tiempo para cada servicio se deben estimar las ganancias y los costos, de forma de maximizar el beneficio de la operación

del sistema.

4.4. Impacto incentivos para generación baja en carbono

Actualmente existen en el Reino Unido una serie de medidas empleadas para incentivar el desarrollo de generación baja en carbono, de forma de disminuir las emisiones de carbono del sector energético. Estas medidas son: “Climate Change Levy”, “Renewable Obligation”, “Contract for Difference Feed-in Tariff” y “Small-Scale Feed-in Tariff”.

En cualquiera de ellas pueden haber cargos adicionales a los sistemas de almacenamiento si se considera la energía consumida por ellos como energía final, cuando en realidad su energía no es efectivamente un consumo dado que se vuelca a la red nuevamente para algún otro uso. A continuación se discuten las repercusiones de cada medida en detalle.

- **“Climate Change Levy”**

Se trata de un impuesto con el que se carga al consumo final de energía eléctrica a nivel comercial e industrial (residencial no) desde abril del 2001.

El problema que se plantea en este caso es que si un comercio o industria adquiere un sistema de acumulación, y los flujos de energía hacia el sistema son considerados como consumos finales, entonces estarán gravados con este impuesto, y el precio de recargar la batería será mayor, haciendo quizás que el negocio no sea rentable.

- **“Renewable Obligation”**

Esta medida obliga a cualquier proveedor de electricidad que tenga licencia a cubrir cierta proporción de su suministro con Renewable Obligation Certificates (ROCs) o pagar una multa en caso de no cumplirlo. Estos certificados son otorgados a los generadores de electricidad a partir de fuentes renovables dependiendo de la cantidad de energía que producen y de la cantidad de ROCs/MWh que se atribuyen a ese tipo de generación. Los proveedores luego pueden comprarle a los generadores los ROCs o pagar la multa en caso de no hacerlo.

De forma similar a lo que ocurría con el “Climate Change Levy” el desafío que enfrentan los sistemas de almacenamiento en este caso radica en si el flujo de energía hacia el sistema se considera o no una energía final. La cantidad de ROCs que un proveedor debe adquirir depende del consumo final total medido. Si los flujos de energía hacia un sistema de almacenamiento se consideran como consumos finales, entonces la cantidad de energía del proveedor aumentará y los ROCs que debe adquirir también. Además, se estaría contando doble a la energía de los sistemas de almacenamiento de alguna forma, porque se consideraría la energía cuando entra al sistema, y también la energía que sale del mismo a la red y es luego usada para algún consumo final. Este costo adicional se traducirá en un costo de transacción o un desincentivo a comercializar con sistemas de almacenamiento.

- **“Feed-in Tariff”**

Nuevamente el problema en este caso consiste en si los flujos de energía hacia los sistemas de almacenamiento se consideran o no como energías finales, puesto que esto afecta la forma en que se recuperan los costos de estos instrumentos.

Tanto en el “Contract for Difference” como en el “Small-Scale” los pagos a la generación elegible bajo este mecanismo son financiados por los comercializadores de energía.

En el caso del “Contract for Difference” los generadores reciben un pago igual a la diferencia entre un índice de precios del mercado de referencia y el precio acordado en el contrato. El pago a los generadores es aportado por los comercializadores de energía en proporción a la cantidad total de energía suministrada en el período en

consideración.

En el “Small-Scale” los generadores reciben un pago por la electricidad que generan. Este pago lo realiza una empresa comercializadora con licencia. Para compensar a los proveedores que tienen más generadores en este régimen existe un fondo de nivelación. Aquellos proveedores con pagos por unidad de energía suministrada menores a la media tienen que aportar al fondo, mientras lo que tienen pagos por encima de la misma reciben apoyo del fondo.

En cualquiera de los dos casos, si la energía demandada por un sistema de almacenamiento se considera como energía final, el aporte de la empresa comercializadora al “Feed-in Tariff” aumentará. Como en el caso de la “Renewable Obligation”, esto crea un costo adicional que se traducirá en un costo de transacción o un desincentivo a comercializar con sistemas de almacenamiento. A la larga, terminará siendo un costo adicional para la carga de los sistemas de almacenamiento, impuesto por las empresas comercializadoras, para absorber los costos adicionales en los que incurren por su presencia.

A partir de lo anterior se puede concluir que los sistemas de almacenamiento enfrentan costos directos o indirectos debido a las cuatro medidas que existen para incentivar el desarrollo de generación baja en carbono si la energía demandada para cargarse se considera como energía final.

De todas formas este problema puede solucionarse de forma sencilla si se aclara que la inyección de energía de la red hacia los sistemas de almacenamiento no se clasifica como un uso final a los efectos de los incentivos asociados a la descarbonización. Esto refuerza la idea que un consumo final se refiere al punto final de consumo, reconociendo que la energía que se inyecta a un sistema de acumulación no es consumida ahí, sino que es un punto de “descanso” intermedio, en el camino entre la generación y el consumo.

En el caso de almacenamiento detrás del medidor lo anterior no aplica, porque la energía que toma de la red es para consumirse en ese mismo punto. En este caso si hay que considerar la inyección de energía al sistema como un consumo final.

Capítulo 5

El caso de Uruguay

5.1. Estructura del mercado

Hasta la implementación de la Ley 16,832 del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, el sector eléctrico de Uruguay obedecía un modelo del tipo I, con la generación, transmisión, distribución y comercialización integradas en una sola empresa: UTE. UTE podía acceder a generación de la región, principalmente por la interconexión con Argentina, y a la generación de Salto Grande. Este no depende de UTE, funciona como empresa independiente gobernada por un administrador compartido. Es binacional. La parte uruguaya depende del Ministerio de Relaciones Exteriores. En la Figura 5.1 se muestra la estructura del sector eléctrico uruguayo antes de la Ley 16,832.

Antes de la Ley 16.832

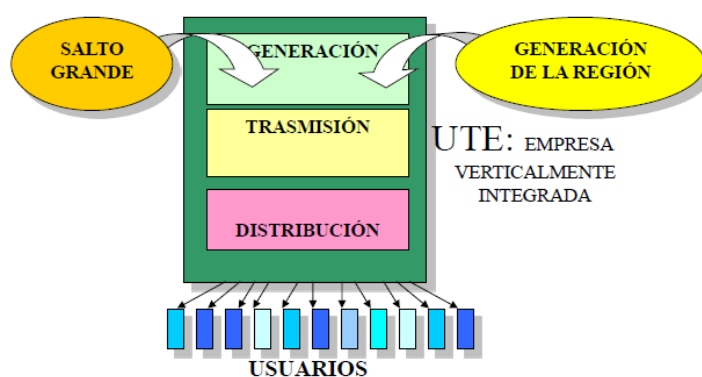


Figura 5.1: Estructura del sector eléctrico antes de la Ley 16,832.

La Ley 16,832 del año 1997 [17] y los Reglamentos Generales, del Mercado Mayorista [16], de Trasmisión [14] y de Distribución [13] del año 2002, que reglamentan la ley, dividen al sector eléctrico en tres etapas: generación, transmisión y distribución. Establecen competencia donde es posible: en generación y comercialización, y monopolios naturales en transmisión y distribución. Existen cuatro tipos de actores en el mercado:

- Generador: vende energía en el mercado mayorista. Existen generadores propios de UTE, pero estos compiten con generadores independientes de Uruguay, con Salto

Grande y la generación de la región. De todas formas, al día de hoy, generadores independientes con potencia superior al 1 % de la instalada solo hay 2.

- **Distribuidor:** compra energía en el mercado mayorista para abastecer a los consumidores regulados. Actúa en condición de monopolio natural en la región en la que opera, por la naturaleza del negocio (ver Capítulo 1), y vende a tarifas reguladas fijadas por el Poder Ejecutivo a través de URSEA (regulador del mercado eléctrico). Por una cuestión de escala, como el tamaño del mercado es pequeño en Uruguay, existe un único distribuidor en el país: UTE. La presencia de más de un distribuidor volvería inviable el negocio.
- **Gran consumidor:** es un consumidor que contrata potencia mayor o igual a 250 kW y opta por dejar de comprarle al distribuidor para comprar en el mercado mayorista. Todavía no existe ningún Gran Consumidor en Uruguay.
- **Comercializador:** compra o vende energía para uno o más agentes. Hoy en día existen dos: UTE y Vecodesa.

En la Figura 5.2 se muestra la estructura del sector eléctrico uruguayo después de la Ley 16,832.

Después de la Ley 16.832

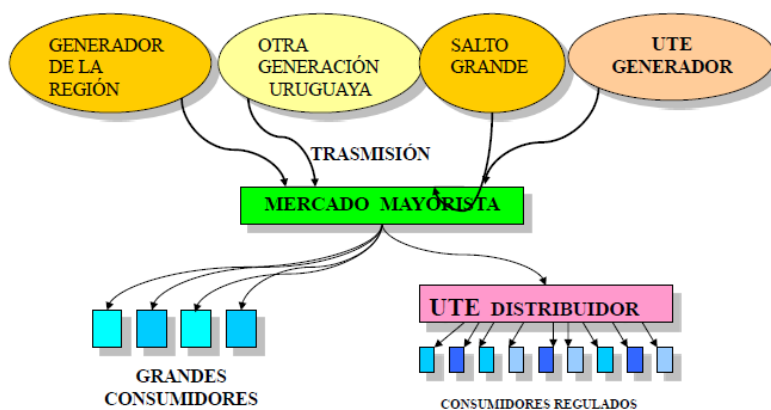


Figura 5.2: Estructura del sector eléctrico después de la Ley 16,832.

5.1.1. Operación del mercado

La programación de la operación la realiza el Despacho Nacional de Cargas (DNC) de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), el operador del mercado, con el objetivo de lograr la operación a mínimo costo, dentro de los criterios de desempeño mínimo (establecidos en el Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica [14] y sus Anexos [15]).

El despacho económico consiste en programar el abastecimiento del consumo previsto, a mínimo costo diario, incluyendo los costos de arranque y parada, y dentro de los criterios de desempeño mínimo; y asignar los servicios auxiliares requeridos. Estos corresponden a las prestaciones necesarias para la operación del sistema dentro de los criterios de desempeño mínimo. Es responsabilidad del Despacho Nacional de Cargas (DNC) determinar la cantidad requerida de cada servicio auxiliar y programarlos dentro de la operación

asignándolos a los agentes habilitados para proveerlos. Un agente puede proveer un servicio auxiliar si cumple todos los requisitos técnicos necesarios establecidos en los Anexos del Reglamento de Trasmisión [15]. El DNC tiene la obligación de determinar para cada Agente los servicios que puede proveer técnicamente. Para ello debe recopilar toda la información técnica necesaria.

Con el objetivo de lograr y mantener la calidad de la operación, todo agente que cuente con los requisitos técnicos para dar un servicio auxiliar tiene la obligación de prestarlo si le es asignado por el DNC. Para la administración comercial se definen los siguientes servicios auxiliares:

- **Control de Tensión:**

El DNC debe administrar los recursos de reactiva disponibles buscando mantener la tensión en valores lo más próximo posible a los nominales y dentro del rango establecido en el Reglamento de Trasmisión. Las unidades generadoras están obligadas a aportar en condición de operación normal hasta el 90 % de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva y en operación de emergencia hasta el 100 %, en caso de ser requeridas por el DNC [15].

En caso de registrarse que la tensión está fuera del rango permitido, el DNC debe modificar los programas de generación y consumo, resultantes del despacho económico, usando criterios técnicos y económicos. En primera instancia se modifica el despacho económico introduciendo generación forzada (no resultante del despacho económico sin restricciones). En condiciones de emergencia se pueden aplicar racionamientos de corto plazo.

El sobrecosto por generación forzada es la energía forzada valorizada a la diferencia entre el costo variable para el despacho de esa generación y el precio spot en el nodo de venta de la generación, salvo que exista un contrato de respaldo para dicha generación forzada en cuyo caso se valoriza al precio acordado en el mismo.

En caso en que el problema se encuentre en la red de distribución el responsable de pagar este servicio será el Distribuidor, mientras que si ocurre en la red de trasmisión el responsable será el Trasmisor.

- **Reserva Operativa:**

La reserva operativa incluye la reserva para regulación de frecuencia y reserva rotante adicional para la operación del sistema con calidad. El servicio auxiliar de reserva operativa se asignará en el despacho a la generación, en función de su reserva rotante y a su capacidad de variar la energía que está generando.

Las unidades generadoras destinadas a regular frecuencia deben cumplir los siguientes requisitos: estatismo con valores entre 0 y 10 %, cambiable bajo carga, con excepción de unidades térmicas con turbinas a vapor las cuales podrían requerir máquina parada para cambiar el estatismo; tiempo máximo de establecimiento igual a 30s para máquinas térmicas y 60s para hidráulicas; oscilaciones amortiguadas en todos los regímenes de operación [15].

Cada productor asignado por el DNC vende en una hora al servicio auxiliar de reserva operativa la potencia asignada por el DNC a ese servicio que no corresponda a potencia firme de largo plazo comprometida como venta en contratos o como servicio de Reserva Nacional. Al finalizar cada mes el DNC calculará la potencia media mensual vendida al servicio de reserva operativa para cada productor, al cual le corresponderá una remuneración igual a valorizar dicha potencia al precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro. Los responsables de pagar por este servicio son los consumidores. Los cargos se dividirán entre los mismos en forma proporcional a su requerimiento real de Garantía de Suministro del mes.

El servicio auxiliar de reserva operativa remunera entonces la potencia firme requie-

rida como reserva operativa de corto plazo para mantener el balance instantáneo entre generación y consumo y la calidad del servicio.

- **Reserva Fría:**

El objeto del servicio auxiliar de reserva fría es contar con el respaldo necesario para seguridad en caso de contingencias. Tanto la generación como el consumo pueden proveer este servicio, siempre y cuando cumplan con los requisitos técnicos y tengan un tiempo de respuesta no mayor a 20 minutos desde su convocatoria por el DNC [16].

El servicio de reserva fría corresponde a un compromiso de disponibilidad diario. Cada día junto con los datos para el predespacho cada participante debe informar la potencia ofertada como reserva fría para el día siguiente y su precio. El DNC elaborará una lista de mérito con las ofertas ordenadas por precio, eliminando aquellos participantes que se cree van a generar (resultado del predespacho económico) y a aquellos que se encuentran indisponibles. Finalmente despachará los requerimientos de reserva fría siguiendo esta lista hasta completar la potencia requerida.

La remuneración de este servicio es igual a la potencia aportada valorizada al precio de la oferta más cara entre las aceptadas. Este cargo se distribuye entre distribuidores y grandes consumidores (o sus comercializadores) que no hayan aportado reserva fría, de forma proporcional a su consumo diario.

- **Seguimiento Demanda:**

Este servicio incluye los sobrecostos que resultan en el despacho económico por las restricciones de tiempos de arranque y parada y costos de arranque.

Cada vez que una unidad turbovapor resulte parada por despacho y posteriormente arrancada también por despacho recibirá una remuneración por costo de arranque que se calculará con el costo variable de combustible requerido para el arranque más una componente por el desgaste asociado a las exigencias térmicas y mecánicas.

- **Administración de restricciones de transporte:**

Este servicio incluye los sobrecostos de la Generación Forzada por congestión en el transporte zonal según lo establecido en el Reglamento de Trasmisión [14].

Además de dar prestaciones de energía para satisfacer la demanda resultado del despacho económico o para dar servicios auxiliares un participante del mercado puede dar prestaciones en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

El Servicio Mensual de Garantía de Suministro es el ámbito donde se concretan transacciones mensuales para conciliar los faltantes de Garantía de Suministro de los consumidores y los faltantes en potencia firme comprometida en contratos o en el Servicio de Reserva Nacional de los productores.

La Garantía de Suministro busca asegurar a los consumidores que exista suficiente potencia firme en el sistema para cubrir su requerimiento de energía. Cada consumidor tiene la obligación de cubrir anticipadamente con potencia firme de largo plazo una parte del requerimiento previsto de Garantía de Suministro. El requerimiento de cada participante se calcula como la potencia media consumida en el período firme (horas fuera de valle) más las pérdidas de trasmisión asociadas. El aporte que los consumidores deben hacer para el seguro para la Garantía de Suministro es de:

- Para los consumidores cautivos, en los siguientes cinco años, el 90 % del requerimiento previsto de Garantía de Suministro. Esta responsabilidad es del distribuidor que los abastece.

- Para grandes consumidores, para el siguiente año el 70 % de su requerimiento previsto.

Este seguro de Garantía de Suministro debe ser cubierto mediante contratos de suministro. El requerimiento de contratar es:

- Para los consumidores cautivos, en los siguientes cinco años, el 80 % del requerimiento previsto de Garantía de Suministro. Esta responsabilidad es del distribuidor que los abastece.
- Para grandes consumidores, para el siguiente año el 50 % de su requerimiento previsto.

Por lo tanto, puede ocurrir que para el año siguiente no todos los consumidores tengan cubierto su seguro para la garantía de suministro con contratos. Existe lo que se denomina Reserva Anual para cubrir estas diferencias. La Reserva Anual se asigna mediante licitación pública internacional, pudiendo participar en ella potencia firme de importación y nacional. Como resultado de la licitación, a cada oferta ganadora se le asignará un contrato de respaldo comprometiendo potencia firme, al precio acordado en la licitación, con aquellos consumidores que requieran Reserva Anual.

Puede ocurrir que los requerimiento reales de Garantía de Suministro no coincidan con los contratos establecidos. El Servicio Mensual de Garantía de Suministro tiene el objeto de cerrar estas diferencias. Al finalizar cada mes el DNC debe hacer un balance de potencia firme para cada agente del mercado. Para consumidores este se calcula como la potencia firme de largo plazo que compra por contratos, más la que compra en el servicio de reserva nacional, más la potencia firme de corto plazo que compra en el servicio auxiliar de Reserva Operativa menos el requerimiento real de garantía de suministro que resulta en el mes. Para los productores se calcula como la potencia firme comercializable (potencia instalada propia), menos la potencia firme de largo plazo que vende en contratos, menos la potencia firme de largo plazo que aporta al servicio Reserva Nacional, menos la potencia firme de corto plazo que vende en el servicio auxiliar de Reserva Operativa. Si el balance de potencia firme da positivo, el agente puede hacer una oferta en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro para el mes siguiente, presentando el precio al cual está dispuesto a vender su excedente de potencia firme (no puede superar el precio de referencia de la potencia establecido por el regulador). Aquellos agentes cuyo balance sea negativo deberán comprar potencia firme en este mercado.

Finalmente existe lo que se denomina Servicio de Reserva Nacional cuyo objetivo es comprometer potencia firme nacional adicional cuando la potencia firme nacional comprometida en contratos no es suficiente para totalizar el respaldo nacional requerido para la Garantía de Suministro. Se cubrirá mediante licitación pública internacional pudiendo participar solo potencia firme nacional. Como resultado cada oferta ganadora será asignada al servicio de Reserva Nacional que se paga entre todos los consumidores. Se trata de un servicio mensual que aporta exclusivamente potencia firme para la Garantía de Suministro. Al finalizar cada mes, los productores que tienen asignado este servicio reciben un pago por la potencia firme comprometida en el mismo valorizada al precio de la licitación, mientras que los consumidores deben pagar por la potencia firme que les corresponde de este servicio, valorizada al costo unitario del servicio de Reserva Nacional del mes.

Por lo tanto, en Uruguay existen tres mercados para la prestación de servicios: uno en que se intercambia energía para el abastecimiento de la demanda al precio spot, otro para la prestación de servicios auxiliares en el que se intercambia energía o potencia firme, dependiendo del servicio prestado, y un tercero en que se intercambia potencia firme para la garantía de suministro (mercado de capacidad).

5.1.2. Organización comercial

Como se explicó en la sección anterior, en el mercado mayorista se comercializa energía y potencia firme para la Garantía de Suministro, que tiene por objeto garantizar el abastecimiento de la demanda con la confiabilidad pretendida.

En el sistema uruguayo hay dos formas en que los generadores y consumidores pueden comercializar la energía y potencia firme: en el mercado de contratos o en el mercado spot.

Los contratos son herramientas financieras que se utilizan para reasignar riesgos. Representan transacciones que se realizan a tiempos distintos. Existe un mercado bien definido en el que los agentes compran o venden por adelantado, acordando un precio y una cantidad del bien entre las partes, antes de la fecha de entrega. Así reducen el riesgo tanto a nivel de las inversiones como a nivel de los consumidores. El mercado de contratos entre los agentes del mercado no afecta al despacho. La energía asignada al cubrimiento de la demanda resulta del despacho económico, independientemente de la existencia de contratos. Existen dos tipos de contrato en Uruguay: contratos de suministro y de respaldo.

En los contratos de suministro un consumidor compra de un productor bloques de energía con discriminación horaria y potencia firme de largo plazo con discriminación mensual. Con esto el consumidor obtiene una estabilización del costo de suministro y un seguro de Garantía de Suministro. A cambio debe pagar por la energía y potencia suministrada independientemente de si las requiere o no, pudiendo vender los excedentes en el Mercado Spot o en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro. El productor por su parte se compromete a suministrar la energía contratada y a contar con la potencia firme comprometida para la Garantía de Suministro. El productor no está obligado a generar la energía contratada sino que cubrirá su compromiso de energía con la generación más barata disponible, resultado del despacho económico, dentro de los criterios de desempeño mínimo, que podrá resultar de generación propia o comprada a terceros por contratos de respaldo o en el mercado spot.

En los contratos de respaldo se acuerda la compra de potencia firme de largo plazo a un productor, el cual compromete su capacidad de generación como respaldo para otro productor o consumidor, a ser requerida cuando lo disponga el comprador. El comprador paga un cargo fijo (por la capacidad disponible, es decir, por la potencia firme que compromete el vendedor), y solo paga por la energía cuando convoca al contrato, al precio acordado en el contrato. Los contratos de respaldo pueden ser sin energía asociada, en cuyo caso el vendedor solo asegura el suministro de energía en caso de racionamiento, teniendo que pagar por la energía al precio spot.

El mercado spot es el mercado a tiempo real, en que las transacciones de energía se dan al mismo tiempo. Es el ámbito en que se concretan las transacciones de energía de corto plazo de forma de conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y la realidad del consumo. La compra y venta de energía en este mercado es horaria a precios spot nodales que reflejan el costo marginal de corto plazo. Este mercado presenta en general riesgos altos por las variaciones en la oferta (déficit de potencia, por pérdidas de máquinas o líneas de transmisión).

Las diferencias entre los contratos bilaterales y la producción y demanda reales se arreglan entonces en el mercado spot. El mercado spot cierra la energía contratada, el consumo real y la generación real. Cumple dos grandes funciones:

- Completar abastecimiento cuando los contratos no cubren el 100 % de la demanda.

- Establecer el precio spot que se usa para liquidar las diferencias. Este es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en el nodo dentro de los criterios de desempeño mínimo.

La ADME calcula el balance de energía horario de cada participante. Para productores este será el resultado de la energía que comercializa (energía propia que inyecta, más la energía que compra por contratos de respaldo, menos la energía que vende por contratos de respaldo) menos la energía que vende por contratos de suministro. Para consumidores este será el resultado de la energía que compra por contratos menos la energía que toma de la red. En una hora, cada participante que resulte con un balance de energía horario positivo se considerará vendedor en el mercado spot, mientras que si este resulta negativo será comprador del faltante en el mercado spot. La energía vendida o comprada en el mercado spot se valoriza al precio spot horario del mismo.

La ADME hace también las liquidaciones mensuales de cada participante productor y comercializador en el mercado. Las transacciones económicas a calcular incluyen las transacciones en el Mercado Spot, recién explicadas, en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro, explicadas en la Sección 5.1.1, y las transacciones por Servicios Auxiliares, también desarrolladas en la Sección 5.1.1.

A diferencia de lo que ocurre con las transacciones de energía para satisfacer la demanda como con las transacciones de potencia firme para garantizar el abastecimiento de la demanda, no existe en Uruguay un mercado bien definido para las transacciones de potencia o energía para la prestación de Servicios Auxiliares. La prestación de estos servicios se considera como una obligación para los generadores, y únicamente se les remunera sus costos variables de operación (en el caso de la Generación Forzada para el control de tensión) o la potencia firme de corto plazo que comprometen para la Reserva Operativa. No existe un mercado de contratos para la prestación de estos servicios. Los generadores calificados para estos fines tienen la obligación de responder a los requerimientos del DNC.

5.1.3. Grado de aplicación del modelo establecido en la reglamentación

En la práctica se observa que el marco regulatorio establecido por la Ley 16,832 y los Decretos Reglamentarios del 2002 tienen un escaso grado de aplicación, e incluso se observa una tendencia hacia otra concepción de mercado.

El principal problema del país es la pequeña escala del mercado. En Uruguay uno de los cuatro requisitos para tener un mercado falla puesto a que no hay atomicidad, existe poder de mercado. Por el pequeño porte del mercado no se logra una atomización suficiente de generadores como para producir competencia real. Por otro lado, no existen grandes consumidores que compren en el mercado mayorista y compitan en la etapa de comercialización.

En los últimos años se ha diversificado la matriz de generación, con la introducción de generación renovable mediante sucesivas licitaciones, y con ello se ha disminuido la dependencia en los países vecinos, aumentando la soberanía energética del país. En las licitaciones ha habido una fuerte participación del sector privado, aunque con contratos de venta con la UTE por un plazo mínimo de 20 años en régimen de exclusividad.

En este contexto es difícil establecer un modelo del tipo III en la práctica, de competencia en el mercado. La solución a nivel regulatorio, y lo que se observa en la práctica parece dirigirse hacia un modelo del tipo II, el del comprador único, de competencia por el mercado. En la Figura 5.3 se muestra la estructura observada en Uruguay hoy en día.

En un modelo del tipo II la optimización se produce primero planificando correctamente y luego en la competencia por la entrada al mercado.

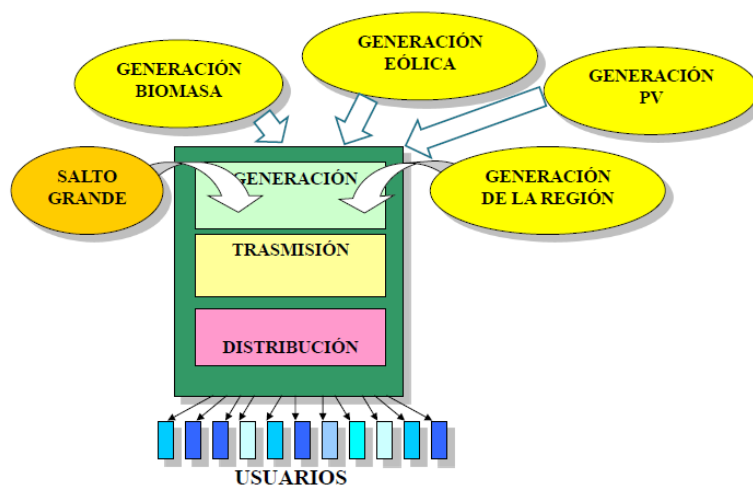


Figura 5.3: Estructura del sector eléctrico observada.

Otra medida que se puede aplicar en Uruguay es obligar a la distribuidora a tener contratada el 100% de la demanda, como ocurre en Brasil. Esto haría desaparecer el mercado spot. Habría que establecer el precio de liquidación de diferencias entre lo que cada agente está comprometido y lo que resulta del despacho real, que sería el costo marginal del sistema.

5.2. Aspectos a considerar para la introducción de sistemas de almacenamiento energético

5.2.1. Clasificación

En la mayoría de los mercados eléctricos los primeros sistemas de almacenamiento energético se introdujeron como dispositivos a nivel de generación. Tanto en PJM (Sección 3.4) como en el Reino Unido (Sección 4.1) los primeros sistemas de acumulación fueron clasificados de esta forma sin modificar la regulación creando una nueva categoría. En la medida en que se fueron desarrollando proyectos piloto, se estudió su funcionamiento en el mercado y se entendieron sus limitaciones, se comenzó a analizar qué modificaciones al marco regulatorio resultarían convenientes para no imponerle barreras en el mercado a estas tecnologías, permitiendo que se desarrollen plenamente. En el Reino Unido hoy en día se está analizando la posibilidad de crear una nueva actividad en el mercado, de almacenamiento de energía eléctrica, de forma de distinguirla de la generación, puesto que a pesar de compartir algunas características son actividades diferentes. Al definirla como una actividad diferente se puede reconocer en la regulación sus limitaciones técnicas y en base a ellas determinar las obligaciones que asignarles en el mercado (ver Sección 4.1). La FERC en cambio, considera que no hace falta una clasificación nueva, sino que se puede incorporar como generación pero con un modelo de participación propio que considere la naturaleza de estos recursos. Este es el camino que está transitando PJM.

Tomando la experiencia de estos mercados como referencia, el camino más oportuno a seguir para la incorporación de los sistemas de almacenamiento energético en el mer-

cado eléctrico uruguayo parece ser el de incorporarlos como activos 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 como está haciendo el Reino Unido. 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.

5.2.2. Propiedad y operación

Como se vio en la Sección 2.3 es deseable que los activos de almacenamiento energético sean considerados preferentemente como actores del mercado mayorista y que su actividad se lleve a cabo en el mismo, limitando la participación de las distribuidoras en su actividad. Teniendo en cuenta que en Uruguay en la práctica se observa un modelo de mercado de comprador único (ver Sección 5.1.3), la eficiencia se logra asegurando que el proceso de entrada al mercado sea competitivo. Por lo tanto, en la medida en que el planificador del sistema identifique la necesidad de incorporar almacenamiento, lo ideal es establecer licitaciones abiertas, transparentes y competitivas para establecer un contrato entre la distribuidora y un tercero por el servicio durante un tiempo determinado.

5.2.3. Participación en los mercados

Si se considera a los recursos de almacenamiento energético como activos a nivel de generación, estos sistemas podrían obtener una remuneración por la venta de energía para satisfacer 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 prestación de Servicios Auxiliares.

Como se explicó en la Sección 5.1 en Uruguay no existe un mercado de Servicios Auxiliares. Estos son concebidos como una obligación de los generadores, y a estos se les paga por los costos incurridos para prestar dichos servicios. Como se vio en las Secciones 3.4 y 4.3 la prestación de Servicios Auxiliares en otros mercados, como PJM o Reino Unido, son fundamentales para la viabilidad del negocio debido a que normalmente estos mercados tienen señales de precios más altas que el mercado de venta de energía. En Uruguay este flujo de ingresos no es viable, pero si podrían obtener flujos de ingresos por participar de los mercados de energía y de capacidad con la venta de potencia firme de largo plazo en contratos o en el servicio de Reserva Nacional y de potencia firme de corto plazo como Reserva Operativa o Reserva Fría.

Para la introducción de estos sistemas en el mercado de energía se deben desarrollar modelos que tengan en cuenta las características físicas y operativas de estos sistemas. En Uruguay ya existe un modelo de participación para los sistemas de almacenamiento en SimSEE, el software utilizado para el despacho del sistema. Este modelo incorpora los siguientes parámetros:

- Capacidad máxima
- Potencia máxima de carga y descarga
- Rendimiento de carga y descarga

Con estos parámetros calcula el costo variable de la energía almacenada como un costo de oportunidad de cuándo utilizar la energía almacenada, de forma similar a como se hace

con una central hidroeléctrica con embalse. Se trata de darle un costo a cuánto sale usar esa energía hoy respecto a lo que saldría usarla en un futuro. Este valor lo utiliza luego para hacer el despacho económico del sistema.

Por otro lado, para la introducción de estos sistemas en el mercado de capacidad se necesita definir su potencia firme. Existen dos tipos de potencia firme: de corto y largo plazo. La de largo plazo tiene el objeto de garantizar el cubrimiento anticipado de la Garantía de Suministro mientras que la de corto plazo está destinada al cubrimiento del consumo a tiempo real (Reserva Fría) y al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa. Ambas se calculan mensualmente. Hoy en día, el Decreto del Mercado Mayorista [16] solamente define la potencia firme de la generación térmica e hidráulica. Estas se definen como:

- Central hidroeléctrica: la potencia firme de largo plazo mensual se calcula como la energía firme hidroeléctrica mensual dividida entre el número de horas del período firme (horas fuera del bloque de valle) del mes. Para calcular la energía firme el Decreto del Mercado Mayorista establece que se deben simular varios años consecutivos para obtener resultados independientes del estado inicial de los embalses utilizando la serie histórica de caudales. Se considerará energía firme a la generación resultante de dichas simulaciones en el período firme con probabilidad de excedencia del 95 %.
- Central térmica: la potencia firme de largo plazo es su potencia efectiva afectada por la disponibilidad comprometida para Garantía de Suministro.

Un sistema de almacenamiento energético es más complicado que un generador porque es a la vez productor y consumidor. Por lo tanto, habría que definir su potencia firme como productor y restarle su requerimiento de potencia firme como consumidor. Sin embargo, se puede limitar el consumo de los sistemas de almacenamiento a las horas de valle con lo que la potencia firme requerida como consumidor sería nula y se podría definir su potencia firme como productor de forma similar a la de las centrales térmicas, como su potencia efectiva afectada por la disponibilidad comprometida para la Garantía de Suministro. En caso de que se registren consumos en el período firme, se deberá calcular el requerimiento mensual de Garantía de Suministro como la potencia media que consume más la pérdidas de transmisión asociadas, al igual que se hace con los demás consumidores.

El reconocimiento de la potencia firme de los sistemas de almacenamiento les abre una oportunidad de negocio en el mercado eléctrico uruguayo. En los últimos años la matriz de generación uruguaya se diversificó con la introducción de cantidades significativas de generación eólica y en menor medida de generación solar fotovoltaica, y se prevé que la potencia instalada de estas tecnologías seguirá creciendo en los próximos años. Al ser intermitentes, no tienen potencia firme asociada, por lo que no pueden participar de la Garantía de Suministro haciendo contratos con los consumidores, ni de la Reserva Nacional o los Servicios Auxiliares de Reserva Fría y Operativa. La instalación de sistemas de almacenamiento energético asociados a las centrales eólicas o solares permitiría definir la potencia firme de estas centrales abriéndoles nuevas oportunidades de negocio a las mismas probablemente favoreciendo la economía de estos proyectos.

Finalmente, tomando como referencia los mercados de PJM y Reino Unido, se podría considerar la incorporación en el mercado eléctrico uruguayo de un servicio adicional, el peak-shaving. Este servicio tiene en cuenta cómo es la utilización de la red. La red eléctrica debe ser dimensionada para abastecer el pico de la demanda, por más que el mismo ocurra solo en un par de horas en el día. La estrategia tradicional para el abastecimiento del pico de la demanda es la instalación de capacidad de respaldo, de rápida respuesta, principalmente turbinas a gas o diesel. Sin embargo, esta no es la solución más eficiente debido a que se debe invertir en capacidad que normalmente no se usa trasladando a los usuarios el costo

de contar con esta capacidad de respaldo. Además suelen tener altos costos de combustible, altas emisiones de CO₂ y costos altos de operación y mantenimiento.

Una alternativa para el abastecimiento del pico de la demanda puede ser la instalación de almacenamiento energético. Al cargar estos dispositivos en horas fuera del pico y descargarlos en horas de pico se logra aplanar la curva de demanda, trasladando cargas de horas de pico a horas fuera de pico. Esto es lo que se denomina peak-shaving. Esta alternativa tiene numerosos beneficios frente a la instalación de capacidad de respaldo, entre los cuales se pueden destacar [20]:

- Reduce la necesidad de recurrir a generación cara para abastecer el pico.
- Se ahorra en costos de combustible y mantenimiento.
- Permite usar el sistema de transmisión y distribución de forma más eficiente, aplazando la necesidad de hacer inversiones en el mismo, aumentando la vida útil de sus equipamientos. Con esto se reducen los costos de capital en transmisión y distribución.
- Reduce las pérdidas, lo cual se traduce en un ahorro para el sistema también.

Para poder valorar de forma adecuada este servicio se deben estimar los costos que se evitan, tanto a nivel de infraestructura en transmisión y distribución como en capacidad de respaldo, y definir en función de la capacidad que el sistema de almacenamiento se ve obligado a reservar y los servicios que por tanto se priva de dar, qué porcentaje del costo evitado efectivamente se le pagará por el servicio de peak-shaving.

Conclusiones

En este trabajo se propuso analizar los aspectos regulatorios actuales de los mercados que podrían constituir barreras para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento energético, buscando avanzar en el desarrollo de un mercado en Uruguay que refleje la naturaleza de estos recursos y de un marco regulatorio eficiente que incentive su desarrollo teniendo en cuenta los diversos beneficios que estas tecnologías le dan al sistema.

En cuanto a su clasificación, no existe una única postura. En algunos mercados se cree que lo más adecuado es crear una nueva categoría en el sector, de almacenamiento energético, de forma de poder considerar sus características propias y regularla como una actividad nueva. En otros consideran que esto no hace falta dado que le agrega complejidad al sistema y los mismos beneficios se pueden obtener si se clasifica a los recursos de almacenamiento energético como generación pero con un modelo de participación diferente que considere su capacidad bidireccional de inyectar y remover energía de la red. Quizás para la introducción de las primeras unidades de almacenamiento lo más conveniente sea esta segunda postura y en la medida en que se vuelva necesario se puede definir una categoría aparte.

Considerando su operación y propiedad, lo ideal es que los recursos de almacenamiento sean concebidos como actores en el mercado y que su actividad se realice en el mismo, limitando la participación de empresas transmisoras y distribuidoras en estos activos. Si bien estas se pueden beneficiar de los servicios que los activos de almacenamiento pueden brindar, lo más adecuado sería que los adquieran en el mercado y no que sean propietarios. Esto se debe a que los recursos de almacenamiento pueden usar la capacidad que no está comprometida en el servicio de red para participar del mercado mayorista, y si los operadores de la red de transmisión o distribución tuvieran su propiedad y operación podrían participar de este mercado distorsionando la competencia.

Dados los altos costos de estas tecnologías, normalmente para que la instalación de un recurso de almacenamiento sea redituable se deben considerar múltiples flujos de ingresos. Por lo tanto, se les debe permitir a estos recursos brindar todos los servicios que son técnicamente capaces de dar. Para lograrlo se deben desarrollar modelos de participación para el despacho de estos recursos con los parámetros adecuados que reflejen sus características físicas y operativas. Se debe también intentar reducir la discretización temporal del mercado spot para que las transacciones se den lo más próximo al tiempo real posible. Por otro lado, se deben revisar los requerimientos mínimos para la prestación de cada servicio de forma que los recursos que sean técnicamente capaces de brindarlo sin disminuir la fiabilidad de la red puedan darlo. Muchas veces estos requerimientos están pensados para generación tradicional y se pueden pensar medidas para que los recursos de almacenamiento califiquen para la prestación del servicio. Algunos ejemplos de esto son las medidas de “de-rate” y “aggregation”. También, siempre que sea posible, se debe buscar desarrollar mercados para los diversos servicios que estos recursos pueden brindar, en caso de que

no existan. Finalmente, se debe buscar hacer una correcta valorización económica de los servicios que dan, con incentivos por rendimiento, intentando contemplar los beneficios sociales como la reducción de emisiones, o los beneficios adicionales del sistema como la disminución en las restricciones operativas de la generación renovable, el uso más eficiente de la red de transmisión y distribución o el aplazamiento de inversiones.

Bibliografía

- [1] D. Bhatnagar, A. Currier, J. Hernandez, O. Ma, and B. Kirby. Market and policy barriers to energy storage deployment. *Sandia National Laboratories*, September 2013. Rep. SAND2013-7606.
- [2] S. Bradbury, J. Hayling, P. Papadopoulos, and N. Heyward. Electricity Storage in GB: SNS 4.7. Recommendations for regulatory and legal framework (SDRC 9.5). *Smarter Network Storage*, 2015. [http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-\(SNS\)/](http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-(SNS)/).
- [3] European Commission. *Acuerdo de París*, 2015. https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es.
- [4] Federal Energy Regulation Commission. *FERC Order 755: Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets*. <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2011/102011/E-28.pdf>.
- [5] Federal Energy Regulation Commission. *FERC Order 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*. <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf>.
- [6] D. Greenwood, N. Wade, N. Heyward, P. Mehta, P. Taylor, and P. Papadopoulos. Scheduling Power and Energy Resources in the Smarter Network Storage Project. *23rd International Conference on Electricity Distribution*, 2015.
- [7] Sally Hunt. *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons, New York, 2002. ISBN 0-471-22098-1.
- [8] IEEE. Opening the Door to Energy Storage. *Power & Energy magazine*, 15(5), 2017.
- [9] International Energy Agency. *Electricity Information: Overview*, 2018.
- [10] International Energy Agency. *World Energy Balances: Overview*, 2018.
- [11] UK Power Networks. Close - Down Report. *Smarter Network Storage*, 2017. [http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-\(SNS\)/](http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-(SNS)/).
- [12] P. Papadopoulos, A. Laguna-Estopier, A. Thomik, E. Boland, T. Koukoulis, and S. Bradbury. The Business Case of Storage: Based on evidence from UK Power Network's SNS Project. *Smarter Network Storage*, 2016. [http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-\(SNS\)/](http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-(SNS)/).

- [13] Poder Ejecutivo, Uruguay. *Decreto 277/002: Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica*. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/277-2002>.
- [14] Poder Ejecutivo, Uruguay. *Decreto 278/002: Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica*. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/278-2002>.
- [15] Poder Ejecutivo, Uruguay. *Decreto 278/002: Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica: Anexos*. https://www.miem.gub.uy/sites/default/files/decreto_278_02_del_28.06.02_reglamento_de_transmision_-_anexo_1.pdf.
- [16] Poder Ejecutivo, Uruguay. *Decreto 360/002: Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica*. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/360-2002>.
- [17] Poder Legislativo, Uruguay. *Ley 16832: Ley Reguladora del Mercado Energético*. <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/16832-1997>.
- [18] M. Salles, T. Gadotti, M. Aziz, and W. Hogan. Breakeven Analysis of Energy Storage Systems in PJM Energy Markets. *6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, 2017.
- [19] R. Sioshansi, P. Denholm, and T. Jenkin. Market and policy barriers to deployment of energy storage. *Economics of Energy and Environmental Policy*, January 2012.
- [20] M. Uddin, M.F. Romlie, M.F. Abdullah, S.A. Halim, A.H. Abu Bakar, and T.C. Kwang. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [21] UK Parliament. *Energy Act 1989*. <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>.
- [22] UK Parliament. *Utilities Act 2000*. <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2000/27/contents>.
- [23] World Resources Institute. *World GHG Emissions Flow Chart*, 2010.