



Nuevas soluciones para la expansión de la red

Sistemas de almacenamiento como infraestructura de transmisión

Los sistemas de almacenamiento pueden ser utilizados para aumentar las capacidades de transferencia de nuestros sistemas de transmisión. No obstante, para ello aún queda camino por recorrer: se requiere trabajar en las metodologías para su análisis y estudiar cómo podría incorporarse en nuestro marco regulatorio.

Eduardo Pereira-Bonvallet, Francisco D. Muñoz y Rocío Marín

SEPTIEMBRE 2020



Sistemas de almacenamiento como infraestructura de transmisión

Eduardo Pereira Bonvallet
SPEC
epereira@spec.cl

Francisco D. Muñoz
Universidad Adolfo Ibáñez
fdmunoz@uai.cl

Rocío Marín
Universidad de Chile
rocio.marin@ug.uchile.cl

Introducción

Es un hecho que, durante la última década, las energías renovables (ER) han tenido un increíble despegue, fuera de todo pronóstico. A la fecha, el país cuenta con alrededor de 3.000 MW de capacidad instalada de energía solar fotovoltaica y 2100 MW de eólica (entre proyectos de pequeña y gran escala) en operación [1]. En términos de energía anual, todo apunta a que este año 2020 se superará la meta de abastecer la demanda eléctrica con un 20% de ER, esto es, 5 años antes de la meta establecida.

Una de las principales estadísticas que da cuenta del acelerado desarrollo que están experimentando en Chile las ER es la cantidad de centrales declaradas en construcción y cómo ha evolucionado esta declaración en los últimos 6 meses. En la Figura 1 se presenta la capacidad total acumulada que se agregaría al sistema durante el periodo 2020-2021 y cómo ésta ha cambiado según las resoluciones exentas publicadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) desde Enero a Junio de 2020 [2]. Como se observa, solo en un periodo de 6 meses se adicionaron en torno a 1000 MW solares fotovoltaicos y otros 400 MW eólicos.

Lo anterior, combinado con la capacidad eólica y solar en operación, significa que a fines de 2021 Chile podría sobrepasar la barrera de los 10.000 MW en capacidad instalada de generación a partir de fuentes renovables variables. [3]. Esta cifra se elevaría aún más en el mediano plazo (2020-2025) si se consideran proyectos anunciados por diversas empresas y otros que deben formar parte del soporte de licitaciones que inician suministro durante dicho periodo. A modo de ejemplo, el último Informe de Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo de julio 2020 considera que esa cifra superaría los 12.500 MW a 2025, lo cual puede ser una importante subestimación considerando las tasas de crecimiento de estas tecnologías que observadas el corto plazo, como ha sido la tendencia durante los últimos años.

La transición energética hacia una matriz más renovable traerá consigo múltiples desafíos a la hora de planificar los sistemas de transmisión y de operar el sistema, en particular, al momento de determinar las necesidades de flexibilidad. En esta línea, la transmisión jugará un papel relevante para, entre otros, habilitar la incorporación de fuentes limpias a la red, aumentar los niveles de confiabilidad del suministro eléctrico y fomentar la competencia.

El presente artículo tiene por objetivo ilustrar el rol de los sistemas de almacenamiento en aumentar las capacidades de transferencia de nuestros sistemas de transmisión, junto con identificar aspectos esenciales para articular su integración a través del proceso de planificación de la transmisión. El trabajo lo hemos desarrollado en tres partes principales:

- **Parte 1:** identifica las limitaciones de las herramientas de simulación tradicionales utilizadas dentro del contexto de planificación de transmisión y de dimensionamiento de requerimientos de flexibilidad.

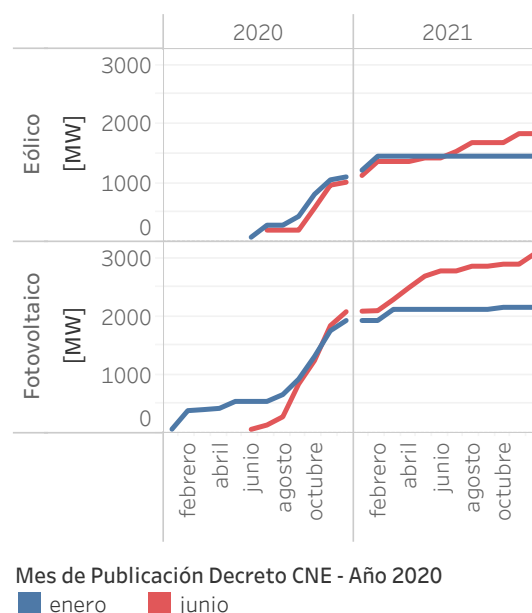


Figura 1: Capacidad instalada acumulada eólica y fotovoltaica según fecha de las declaraciones en construcción en el periodo 2020/01 - 2020/07.

- **Parte 2:** demuestra que el concepto de multiservicio es clave para capturar correctamente el valor de los sistemas de almacenamiento, mediante una propuesta de tratamiento y de modelamiento.
- **Parte 3:** identifica posibles esquemas de remuneración y ajustes regulatorios necesarios para habilitar sistemas de almacenamiento de energía (SAE) multiservicio vía planificación de transmisión.

Parte 1: El diablo está en los detalles

Durante mucho tiempo, el “estándar” para simular el mercado eléctrico chileno ha sido utilizar herramientas de despacho económico (DE) desarrolladas durante la década de los 90s y principios de los años 2000 (ej. PLP, OSE2000, SDDP, entre otros). Dichas herramientas fueron originalmente creadas en base a una representación reducida de los detalles temporales y operacionales del sistema y han sido ampliamente utilizadas para analizar el comportamiento mensual y anual del mercado, considerando diversas condiciones hidrológicas, variaciones de la demanda y precios o disponibilidad de *commodities*.

En un contexto de crecientes niveles de penetración de generación eólica y solar, cabe preguntarse si los modelos matemáticos utilizados comúnmente en los procesos de planificación de nuestro mercado eléctrico son adecuados para analizar las dinámicas operacionales relevantes (ej. cambios abruptos de la disponibilidad de generación solar o eólica). En particular, lo anterior no sólo tiene relevancia en el sentido de si lo que simulan es representativo de la realidad operacional que se observará a futuro, sino también cómo incorporan el funcionamiento de nuevas tecnologías, tales como los sistemas de almacenamiento.

Como se verá a lo largo de esta sección, ante los niveles de energía renovable solar y eólica actuales y proyectados, se puede concluir que los modelos antedichos no logran capturar de manera apropiada las nuevas dinámicas operacionales, por lo que se requiere una revisión de su alcance.

A continuación, describimos las dos principales desventajas de este tipo de enfoques para simular los mercados eléctricos con alta penetración de ER.

Representación temporal

El uso de bloques representativos corresponde a una simplificación que consiste en reducir el número de periodos de despacho para hacer frente a las limitaciones computacionales de los modelos de simulación. Por ejemplo, un mes de 31 días o 744 horas se representa mediante bloques o puntos de operación agregados. Dicha representación generalmente promedia los valores que son asignados a cada bloque mediante una aproximación de la curva de duración de carga o bien mediante definiciones administrativas, como las utilizadas por la CNE, donde se representan distintos periodos del día, diferenciando entre hábil y no hábil, en 16 bloques.

Para el caso de la aproximación de la demanda eléctrica, dado su comportamiento horario repetitivo a lo largo de los días hábiles dentro de una semana, el uso de bloques representativos se puede considerar una aproximación razonable. No obstante, la disponibilidad de recursos eólicos y solares puede presentar distintos patrones diarios. En efecto, puede ocurrir que todos los días dentro de un mes tengan patrones muy diferentes de generación.

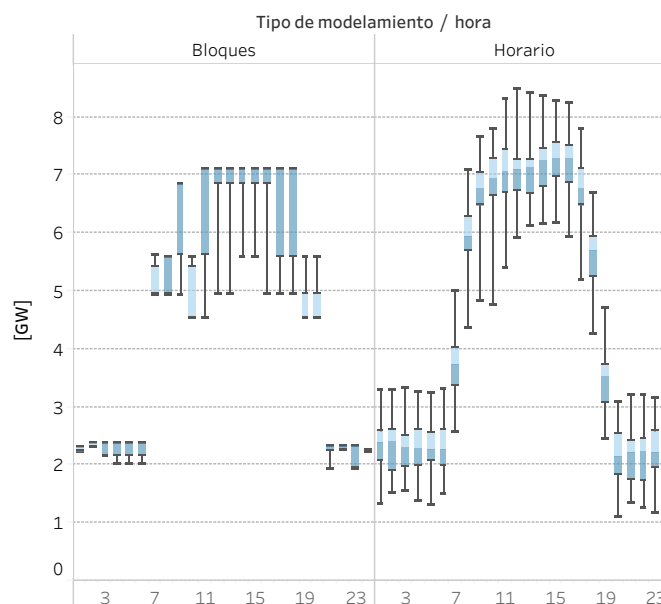


Figura 2: Dispersión horaria de la generación total eólica y solar durante el año 2025 para la aproximación por bloques (16 bloques)

Para demostrar este punto, en la Figura 2 se presenta una estadística (a través de gráficos de caja) para las 24 horas del día¹, comparando la variación horaria de la generación eólica y solar proyectada para el año 2025 (según escenario considerado en [4]) en el caso de utilizar 16 bloques por mes² versus una representación horaria (Visualización interactiva: <https://tabsoft.co/300nFGg>).

Si bien, por definición, la energía de ambos modelamientos es la misma y en términos promedio ambas curvas son similares, la representación horaria captura un mayor espectro de valores tanto mínimos como máximos, siendo estos últimos de particular importancia para identificar, por ejemplo, eventos de congestión en los sistemas de transmisión o requerimientos de flexibilidad en la operación del sistema. Queremos destacar que, en la ventana de tiempo que abarca desde las 11:00 hasta las 16:00 horas, cerca de un 25% de los datos (bigote superior) de alta generación renovable del caso horario no son representados de manera adecuada en el modelo por bloques.

Modelamiento de la operación

Si bien es claro que en el detalle temporal existe una falencia inherente de los modelos por bloques, la mayor desventaja de las herramientas de simulación tradicionales es que no capturan las dinámicas de la operación de corto plazo que están asociadas a la integración masiva de ER. En específico, estos modelos no representan las restricciones de flexibilidad y de servicios necesarios como, por ejemplo, las rampas de toma y bajada de carga, el ciclaje de unidades, la operación a mínimo técnico, y las reservas en giro, entre otros. Dichas restricciones cobran mayor relevancia a medida que se aumentan los niveles de integración de ER, como es el caso de Chile.

Esto conduce a que los modelos tradicionales de bloques sub-estimen sistemáticamente la necesidad de flexibilidad operacional. En otras palabras, las simulaciones realizadas con modelos tradicionales que utilizan bloques de despacho representativos no son capaces de capturar las inflexibilidades de la operación real del sistema. Por lo tanto, cualquier conclusión y/o iniciativa impulsada en esta línea que se base en resultados poco representativos de la realidad no serían las adecuadas.

La manera correcta de capturar el impacto de restricciones de flexibilidad del sistema es utilizar modelos de *Unit Commitment (UC)*. Estos modelos consideran un gran nivel de detalle temporal horario y cronológico de las variaciones de demanda, de la disponibilidad de energías solar y eólica, y de las restricciones técnicas de todas las unidades de generación, por lo que permiten capturar de manera detallada las dinámicas de operación del sistema eléctrico en el contexto de alta integración de ER.

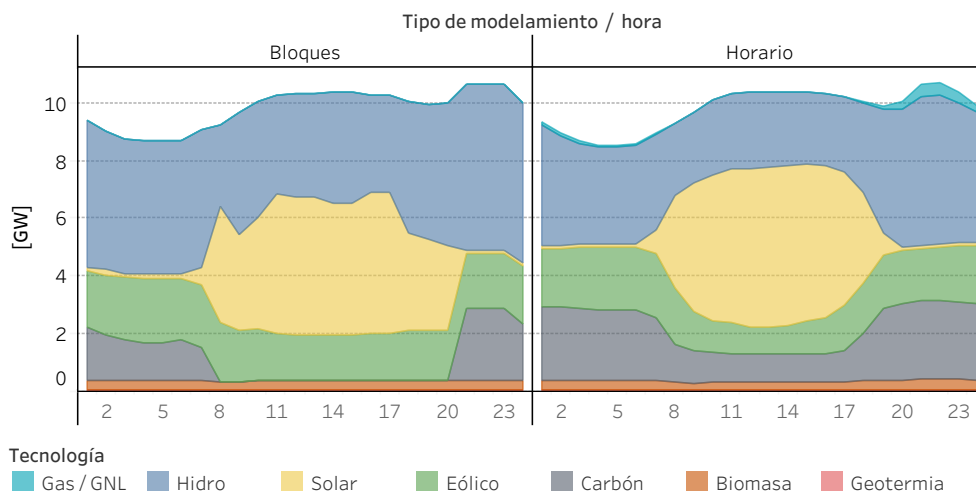


Figura 4: Comparación de perfiles de generación horaria por tecnología que son resultantes de la modelación de despacho económico por bloques y de un modelo de Unit Commitment horario. (Visualización interactiva: <https://tabsoft.co/3mJjbh3>)

¹ Cada caja es construida con un número de puntos igual a los días del mes.

² En el caso de la representación a bloques, solo se cuenta con 16 valores por mes. Estos valores se repiten según su mapeo hacia las 744 horas del mes para poder construir los gráficos de caja.

El uso de modelos basados en representaciones simplificadas de la operación del sistema puede introducir sesgos en la estimación de riesgos en contratos PPA entre privados, o en licitaciones de contratos para clientes regulados, y distorsionar los resultados de una planificación centralizada de la red

La Figura 4 ilustra los perfiles de generación horarios que resultan de los modelos tradicionales por bloques y los que resultan de un modelo de *Unit Commitment* horario.³ Notar que se observan grandes diferencias en la operación del sistema eléctrico que se obtienen a partir de ambas herramientas de simulación y optimización. En primer lugar, se observa que el modelo tradicional por bloques muestra un grado de flexibilidad inexistente del parque de generación a carbón. Según el modelo por bloques, este parque puede reducir significativamente su nivel de generación en periodos en que la generación solar es abundante (entre las 8:00 y las 20:00), para luego, en horas de demanda punta, inyectar a plena capacidad. Este resultado es un artefacto de las simplificaciones del modelo de despacho por bloques, ya que en este no se consideran todas las limitaciones técnicas de las unidades de generación a carbón y otras unidades térmicas. En contraste, en el modelo de UC se representan de manera adecuada todas las restricciones técnicas de las centrales, en particular las de carbón, lo que resulta en cambios mucho más lentos en su nivel de producción en comparación con los observados en el modelo por bloques y en un aumento en su nivel de producción en las horas de abundancia de generación solar por restricciones de mínimos técnicos.

En segundo lugar, se observa que en los resultados del modelo de UC hay participación de unidades de Gas/GNL en las horas de demanda de punta. El despacho de estas unidades tiene el objetivo de hacer frente a las demandas máximas del sistema y mantener los requerimientos de reserva en giro durante. Sin embargo, en el modelo en bloques es incapaz de identificar la necesidad de despachar unidades de Gas/GNL para cumplir con los requerimientos mencionados anteriormente.

¿Cuál es el impacto de estas limitaciones?

Los dos aspectos anteriores son fundamentales para comprender que los modelos tradicionales por bloques no simulan correctamente la operación del SEN. Además, las limitaciones asociadas a la modelación del sistema se propagan a todos los indicadores que emergen como resultado de las simulaciones.

En la Figura 5 se presenta la estadística de los flujos de transmisión en horas solares resultantes de las simulaciones para los distintos tramos del corredor de 500 kV Kimal – Polpaico (Visualización interactiva: <https://tabsoft.co/302dAsE>). Se observa que la simulación en base a bloques subestima de manera significativa las congestiones de transmisión.

Dado que el modelo tradicional por bloques subestima las congestiones de transmisión, esto también puede resultar en una distorsión significativa en la estimación de costos marginales a lo largo de la red.

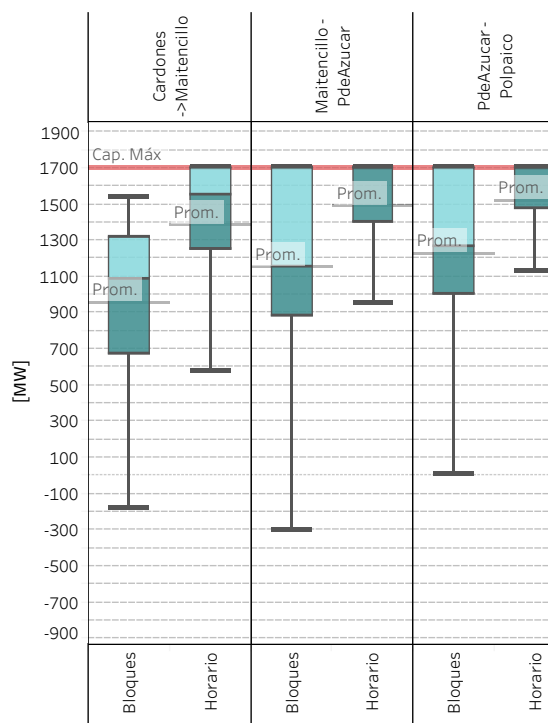


Figura 5: Comparación de la dispersión de flujos de transmisión en tramos del corredor de 500kV Kimal – Polpaico, por bloque horario e hidrología, para los dos enfoques de modelamiento.

³ En el caso del modelo de despacho con 16 bloques por, los valores son mapeados a las horas de cada mes según estas son asignadas a cada bloque

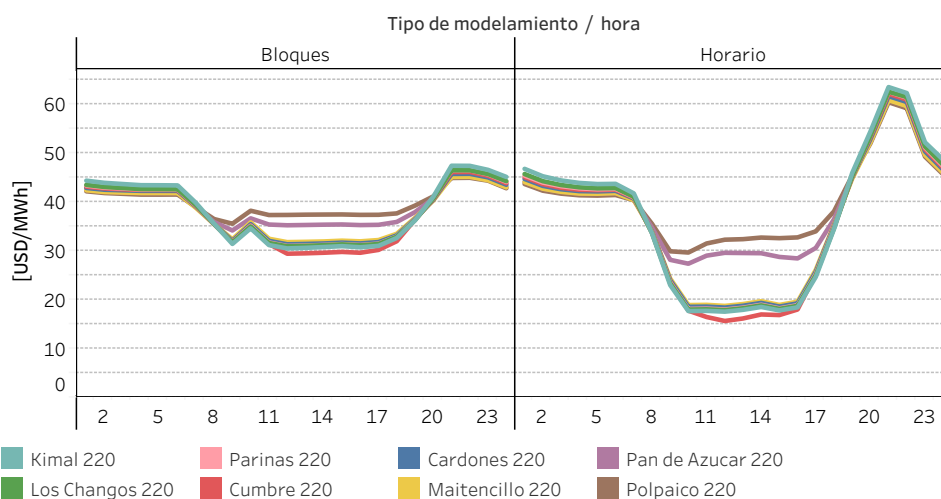


Figura 6: Comparación de perfiles horarios de costos marginales por mes en distintos nodos del sistema, para los dos enfoques de modelamiento. (Visualización interactiva: <https://tabsoft.co/361Ekxh>)

En la Figura 6 se presentan los perfiles horarios de los costos marginales resultantes en distintos nodos de la red que se obtienen a partir de los dos modelos. Es claro que la subestimación de congestiones y de las inflexibilidades del modelo por bloques en horas solares resulta en una menor dispersión de los costos marginales a lo largo de la red que en el modelo horario de UC.

Los resultados de estas comparaciones son preocupantes. Muestran que el uso de modelos basados en representaciones simplificadas de la operación del sistema puede introducir sesgos o distorsiones en diversas estimaciones que son realizadas en base a simulaciones de mercado, tales como:

- Estimación de colocación de energía y valor en el mercado spot
- Riesgo de retiros por congestiones en contratos PPA, entre privados o con clientes regulados
- Necesidad de refuerzos de la red de transmisión
- Valor de activos que proveen flexibilidad

Parte 2: Capturando el real valor del almacenamiento

Además de los sesgos mencionados anteriormente, el uso de modelos simplificados también puede ser una barrera de entrada para la evaluación de mecanismos que proveen flexibilidad, como los sistemas de almacenamiento de energía. De acuerdo con [5], se ha demostrado que para el SEN el ahorro estimado de costos de operación al integrar un SAE es entre **3 a 7 veces mayor** si las simulaciones son realizadas (1) con modelos detallados tipo UC y (2) considerando la prestación de múltiples servicios de manera simultánea.

El concepto de activo multiservicio que puede acumular ingresos de distintas fuentes o realizar “revenue stacking” es un aspecto clave para que los sistemas de almacenamiento logren capturar todos los beneficios económicos que le pueden entregar a un sistema eléctrico, permitiendo un desarrollo eficiente del sistema en el largo plazo [7]-[8]. Por multiservicio se entiende que un SAE puede proveer, por ejemplo, servicios complementarios (ej. reservas en giro, desconexión de demanda o partida en negro) en paralelo con el arbitraje de energía. Adicionalmente, uno de estos servicios podría estar orientado a aliviar congestiones en la red, lo que podría permitir dilatar inversiones en nueva infraestructura de transmisión. Lo anterior cobra aún más relevancia si se consideran las dificultades y plazos asociados al desarrollo de soluciones basadas en líneas de transmisión, en que se podrían considerar alternativas de SAE que permitan utilizar al máximo la capacidad de generación y transmisión existentes.

En el caso del corredor de 500 kV Kimal - Polpaico, las restricciones de capacidad de transferencia obedecen fundamentalmente a operar con el criterio de seguridad N-1. Este criterio obliga a limitar la transferencia total con el fin de que, durante una contingencia simple, se respeten los límites térmicos de los circuitos que se mantienen en operación. Como se ilustra en la Figura 7(a), si llamamos X la capacidad de cada circuito, entonces la inyección neta en el nodo A debe limitarse a X para poder cumplir con el criterio N-1.

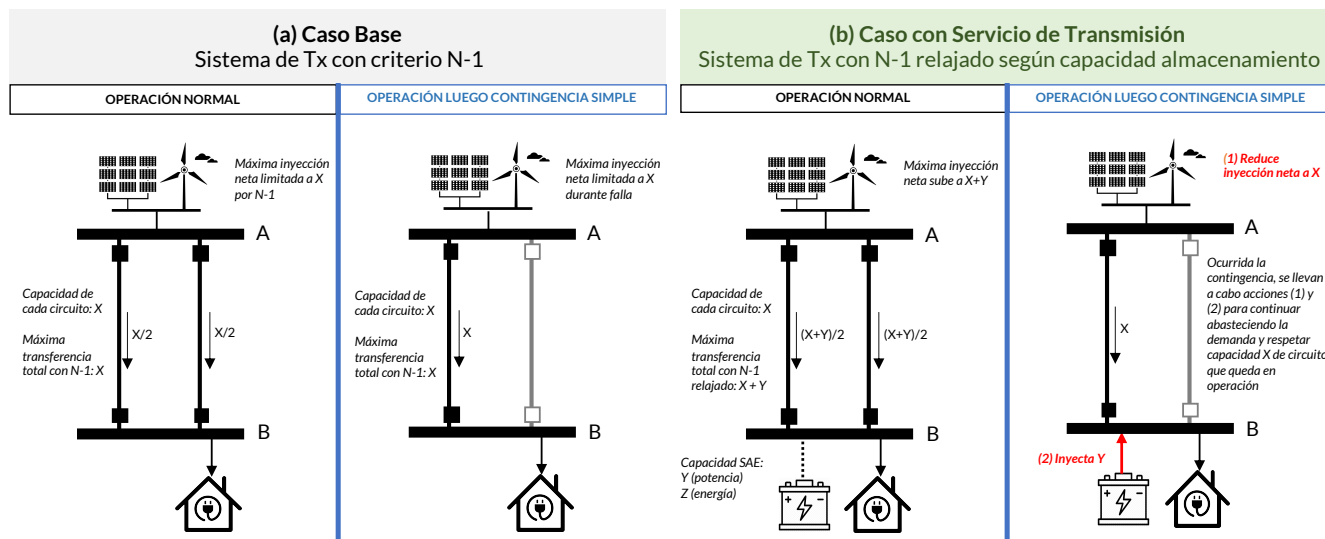


Figura 7: Comparación caso base (a) con caso (b) donde se aumenta el flujo de A-B por esquema de ERAG/EDAG apoyado por un sistema de almacenamiento.

Una de las alternativas para relajar el criterio N-1 y así aumentar la capacidad de transferencia es implementar un esquema de control automático EDAG-ERAG⁴. Este esquema de control reduce rápidamente las inyecciones de generación aguas arriba de la congestión, en caso de que ocurra una contingencia en uno de los circuitos, lo que permite respetar los límites térmicos nominales del circuito que queda en operación. Esta es una solución conocida y ha sido usada en los periodos de congestión de la zona norte del ex Sistema Interconectado Central (SIC), probando ser efectiva en brindar una mayor capacidad de transmisión al sistema y en reducir los vertimientos de ER en esa zona. No obstante, en este esquema, la capacidad adicional de transferencia gracias al esquema de control automático EDAG-ERAG es relativamente baja respecto a la capacidad nominal de las líneas. Además, las eventuales reducciones de la generación en el sistema podrían ser suplidas con la capacidad de reserva en giro existente, sin generar mayores complicaciones para mantener en todo momento el balance entre generación y demanda.

Para habilitar una mayor capacidad sin comprometer la seguridad y calidad de servicio, se considera en el esquema de la Figura 6 (b) el apoyo de un SAE de Y [MW]/ Z [MWh] dedicado al servicio de transmisión, conectado aguas abajo de la congestión. Éste se mantiene cargado a la espera de una contingencia de línea, luego de la cual inyectará su energía directamente a la red, compensando la reducción de la generación. Dado la rápida respuesta de algunas tecnologías de baterías, los SAE podrían ser efectivos en aumentar los montos de los ERAG-EDAG, y consecuentemente, de las transferencias en el sistema congestionado. En este caso, el monto máximo de transferencia puede levantarse en Y [MW] que es justamente la capacidad del SAE [9]⁵.

Como puede deducirse de la Figura 6 anterior, las congestiones del corredor de 500 kV sólo ocurrirían durante las horas solares y, por lo tanto, cabe preguntarse si el SAE puede prestar otros servicios de red durante el resto del día, con el fin de maximizar el valor que entrega al sistema. Por ejemplo, el SAE podría inyectar energía durante las horas de noche, post horas de congestión, donde ya no hace falta que esté cargado. Alternativamente, el SAE podría atender posibles fallas de generación durante la noche-madrugada, aportando energía según se necesite. En ambos casos, el SAE puede volver a cargarse durante las horas de la mañana antes de la congestión, quedando con carga suficiente para el servicio de redundancia para el sistema de transmisión durante las horas solares.

Consideremos ahora el servicio de arbitraje de energía, el que presenta una complementariedad interesante con la dinámica de operación del sistema y que haría más eficiente y rentable una solución de este tipo. Supongamos que el SAE está cargándose a una potencia Y [MW] durante las horas de la congestión, tal como se ilustra en la Figura 7.

⁴ Esquemas de Reducción o Desconexión Automática de Generación

⁵ Asumiendo que existen Y [MW] en el esquema de ERAG-EDAG y que en régimen permanente la capacidad extra de transmisión respeta el límite N de cada circuito: $(X+Y)/2 \leq X$

En este caso, luego de ocurrida una contingencia, el SAE podría dejar de cargarse e inyectar energía al sistema, tal como se espera en su respuesta de servicio de transmisión. En este caso, el efecto neto del cambio del modo de operación del SAE para el sistema sería equivalente a una inyección de **2Y**. Es decir, en este ejemplo ilustrativo, la introducción de un SAE con una capacidad de Y [MW] permitiría, potencialmente, levantar el límite de transmisión al **doblo de la capacidad del SAE**. Este tipo de solución multiservicio permitiría hacer aún mas competitiva la instalación de un SAE dado que, con la mitad de la capacidad de un sistema dedicado únicamente al servicio de transmisión, se podrían prestar distintos servicios de forma simultánea. Reiteramos que lo anterior es perfectamente posible considerando que un sistema de almacenamiento que preste arbitraje probablemente realizará su carga en periodos de abundancia de generación solar, que es justamente cuando más se requiere el servicio de transmisión.

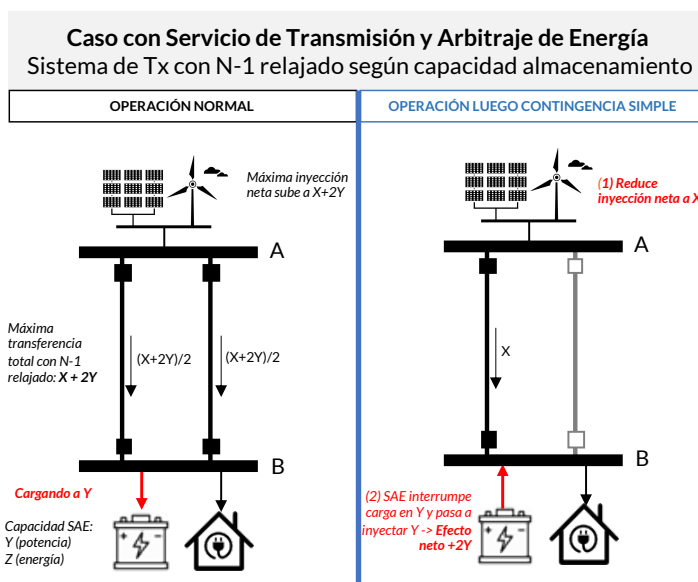


Figura 8: Esquema ilustrativo de SAE apoyando en sistema de transmisión participando al mismo tiempo en arbitraje de energía.

En esta búsqueda de servicios compatibles, en [4] se discute y proponen modelos matemáticos de operación del SAE que buscan compatibilizar este servicio de transmisión con otros servicios como arbitraje de energía y servicios complementarios de reservas en giro, aumentando así el valor que el SAE entrega hacia el sistema eléctrico por sobre una alternativa de un servicio único. Un aspecto clave de este trabajo fue el modelamiento específico de los SAE en los modelos de simulación, reconociendo sus distintos modos de operación y también las limitaciones de aquellos SAE con pocas horas de duración.

Mediante la aplicación de este modelo, se llevaron a cabo simulaciones de la operación entre los años 2025 y año 2039 con resolución horaria. Se consideró un detallado modelamiento operacional, se evaluaron distintos tamaños de SAE y se calcularon los ahorros operacionales con respecto a un caso base sin almacenamiento. En la Figura 9 se resumen los resultados obtenidos en términos de los ahorros anuales para un sistema de 500 MW / 30 min instalado en Polpaico, suponiendo las siguientes configuraciones de operación: i) SAE dedicado 100% al servicio de transmisión (es decir, el SAE permanece cargado y actúa solo en caso de falla, como se describe en la Figura 7 b) y ii) SAE dedicado al servicio de transmisión y también participando en los servicios de arbitraje de energía y servicios complementarios de Control de Frecuencia (como se describe en Figura 8).

Como se observa de la Figura 9, el SAE genera ahorros en ambas configuraciones de operación. Sin embargo, el uso del SAE en el modo multiservicio (curva roja) puede resultar en ahorros que son entre 0.5 y 25 veces mayores a los que resultan del caso en que el SAE sólo se utiliza para prestar el servicio de transmisión (curva azul). Un aspecto destacable del resultado anterior es que los ahorros del caso solo transmisión se reducen casi a cero entre los años 2030-2035 debido a la entrada en operación del link HVDC Kimal - Lo Aguirre 2000 MVA, el cual reduciría los eventos de congestión del sistema de 500kV durante ese periodo. Por el contrario, en el caso de la configuración multiservicio, la introducción del link HVDC reduciría los ahorros operacionales resultantes del SAE a un valor que se mantiene por sobre los 15 millones de dólares anuales. Post 2035, las congestiones vuelven a ser relevantes y, por esa razón, el

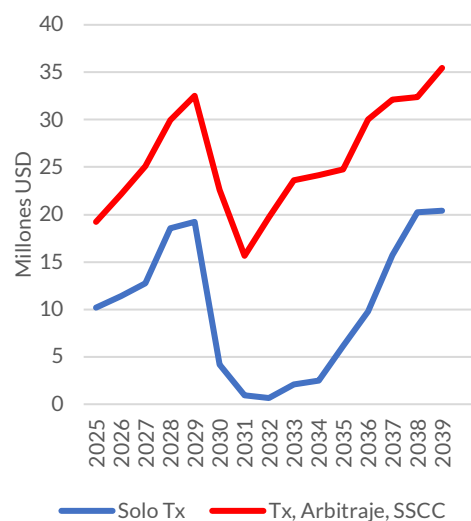


Figura 9: Ahorros en costos esperados anuales obtenidos mediante simulaciones horarias de la operación, para casos Solo Tx y Tx, Arbitraje y SSCC.

valor económico del SAE vuelve a incrementar de manera significativa.⁶ Por lo tanto, las configuraciones en que un SAE esté dedicado a prestar un único servicio (ej. transmisión) presentan el riesgo de que su valor económico para el sistema estará sujeto a la demanda del servicio en cuestión (ej. congestión).

Los ahorros presentados anteriormente en el caso de la configuración multiservicio son totalmente posibles de alcanzar, dado que el modelo utilizado para la simulación no requiere de una definición ex ante de los aportes del SEA a los distintos servicios en los que el dispositivo puede aportar valor. Por el contrario, la participación del SAE en los distintos servicios es el resultado de una planificación que busca minimizar los costos totales de operación, sujeto a todas las restricciones técnicas del sistema. Es decir, un uso eficiente del SAE requiere de una co-optimización de los servicios de energía, servicios complementarios y servicios de transmisión por parte del Coordinador, sujeto a diversas restricciones de compatibilidad entre éstos que garanticen que exista factibilidad de entregar dichos servicios de ser requeridos.

En la Figura 10 se presentan los distintos servicios en los que participa el SAE a lo largo de las 24 horas del día, considerando el promedio operacional de todos los días del año 2025. La línea roja continua indica el estado de carga promedio (SoC) del SAE. Se observa que, en nuestro caso de estudio, el servicio de transmisión es relevante sólo en las horas solares, donde además existe una participación en los servicios de reserva de subida y de bajada. Durante la noche, el SAE inyecta energía al sistema y presta servicios de reservas de subida al sistema. El denominado *servicio de transmisión* involucra reservar una cierta cantidad de MW de capacidad (y energía) del SAE para inyectar al sistema en caso de falla, permitiendo liberar capacidad de transmisión en el corredor de 500kV que estaba originalmente reservada para el cumplimiento del criterio N-1.

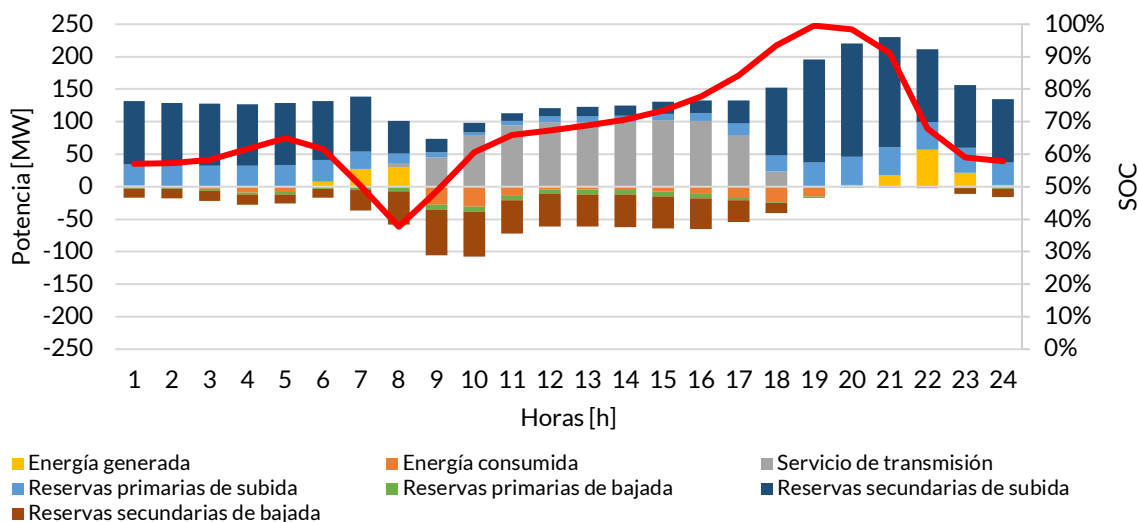


Figura 10: Distribución de servicios entregados por el caso multiservicio para año 2025 (promedio horario)

Parte 3: tratamiento de rentas y ajustes regulatorios

El concepto de multiservicio presentado anteriormente, donde la participación en los distintos mercados y servicios se co-optimiza junto con el despacho del sistema, tiene como resultado la participación simultánea del SAE en mercados competitivos de energía y servicios complementarios.

Los resultados económicos relevantes del caso de estudio anterior se resumen en la Figura 11, donde se presentan en gráficos de barras apiladas los ingresos anuales obtenidos de los distintos mercados en las que el SAE participa. Se comparan estos ingresos con los ahorros brutos sistémicos (línea roja continua) y también con los costos de

⁶ Si bien esto puede deberse al caso de estudio considerado, el hecho de relevancia es que en tanto se expanda la red, el SAE dedicado a un servicio dejará de tener valor.

inversión y mantenimiento anualizados para distintos supuestos de costos de capital (300, 450 y 600 USD/kWh respectivamente).⁷

Para el caso multiservicio, los ahorros generados superan los costos de inversión a lo largo de todo el horizonte de simulación. No obstante, notar que los ingresos obtenidos por la prestación de servicios en mercados de energía y servicios complementarios no son siempre suficientes para cubrir la anualidad de la inversión. Dicha condición podría motivar la inclusión de dispositivos de almacenamiento de energía en la planificación de la transmisión, en cuyo caso se debe discutir cuál sería un tratamiento adecuado de las rentas que resultan de la participación de estos dispositivos en los mercados de energía y servicios complementarios. Lo anterior es sugerente de que, en caso de incluir estos dispositivos en la planificación de la transmisión, podría no ser necesario que sus costos sean íntegramente recuperados mediante una tarifa regulada al cliente final.

Notar que, en caso de que el SAE sólo brinde el servicio de transmisión, los ahorros obtenidos son significativamente menores a los que se obtienen en el modo multiservicio (comparados en Figura 9) y no siempre superan los costos de inversión. Por lo mismo, es posible que la evaluación económica de un SAE en dicha modalidad pueda llevar a la conclusión errada de que dicho activo no entrega beneficios suficientes al sistema que permitan justificar su desarrollo. Adicionalmente, como lo indicamos en los ejemplos anteriores, el análisis anterior podría verse aún más afectado si es que la evaluación económica del SAE se realiza en base a modelos simplificados que utilizan bloques representativos para el despacho económico, en vez de modelos detallados del tipo Unit Commitment.

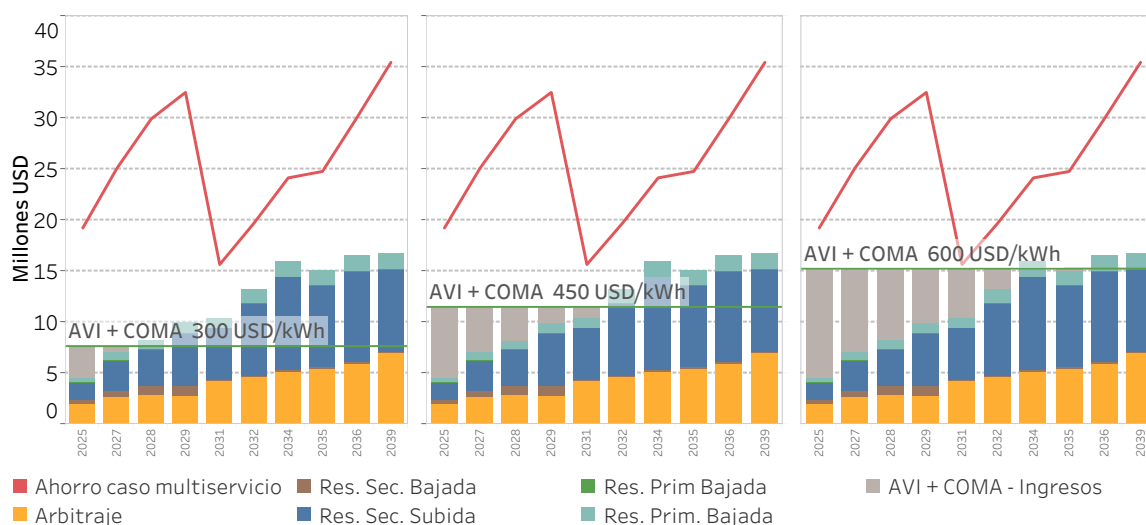


Figura 11: Comparación de costo de inversión, operación y mantenimiento anual (AVI + COMA), ingresos por mercados de energía y SSCC, y ahorros generados.

Tratamiento de multiservicio y rentas en la regulación nacional

El estado actual de la regulación nacional contempla la definición de un SAE que forma parte de infraestructura de transmisión. El detalle de su tratamiento en esta modalidad está descrito en el Reglamento de Coordinación de Operación y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (ingresado a Contraloría General de la República el 16 de junio de 2020).

En particular, el Reglamento de Coordinación de la Operación⁸ habilita a los SAE para la prestación de servicios complementarios y de arbitraje de precios, señalando que su operación será realizada de manera centralizada por el Coordinador. También hace mención de los “saldos” que se producen de esta operación, definiendo que estos deben

⁷ Se considera una tasa del 6% y una vida útil de 15 años.

⁸ En particular, artículos 90 y 109.

ser traspasados a las empresas generadoras que hacen retiros (a prorrata de sus retiros) y deben ser considerados en la determinación del cargo único, en un símil al tratamiento de un ingreso tarifario de una línea de transmisión.

Lo anterior va en línea con nuestras estimaciones, las que dan cuenta del beneficio hacia el consumidor de profundizar en soluciones basadas en SAE dentro del proceso de planificación de la transmisión, que permitan una provisión multiservicio. En este sentido, las rentas percibidas producto de su participación en distintos mercados, tratadas como define el Reglamento de Coordinación de la Operación, pueden traducirse en un menor cargo hacia cliente final respecto del costo del activo.

No obstante, de acuerdo con el Reglamento de Planificación de la Transmisión⁹ se establece que la CNE podrá especificar los “servicios compatibles” que, no afectando el servicio de transmisión, podrían requerirse de los SAE. En esta línea, indica que el Coordinador podrá utilizar estos servicios compatibles sólo cuando no exista una solución de forma competitiva para cubrir dicha necesidad. Esto, según nuestra interpretación, limitaría al SAE a participar en el mercado de servicios complementarios sólo cuando las subastas de reservas resulten parcial o totalmente desiertas. En el caso del mercado de energía se visualiza una restricción aún más limitante para su participación, dado que es improbable que no existan centrales generadoras disponibles para participar competitivamente (a mínimo costo) en el mercado. De esta forma, vemos que el actual reglamento no permitiría sacar partido del modo de operación multiservicio de los SAE, lo que limita el valor que estos dispositivos podrían aportar al sistema eléctrico.

Propuesta de tratamiento

Si bien las ventajas de la modalidad multiservicio son claras, la posibilidad de participar en otros mercados y el tratamiento de las rentas de un SAE multiservicio que es desarrollado a través de la planificación centralizada de la transmisión ha motivado discusiones tanto a nivel nacional como internacional. El origen de esta controversia es la supuesta incompatibilidad de que un activo que ingresa de manera regulada al sistema preste un servicio de apoyo a la transmisión y que, en paralelo, participe en mercados competitivos de energía y servicios complementarios, potencialmente desplazando a otros agentes que no tienen acceso a una remuneración que garantice la cobertura de una parte, o la totalidad, de sus costos de operación y mantenimiento.

Dicha controversia ha sido llevada incluso al Panel de Expertos en las discrepancias 2018-07 y 2020-02 a propósito de la presentación del “Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión”, emitido por la Comisión Nacional de Energía. En ellas se discute la incorporación (o no inclusión) de un SAE dentro del plan de obras sugerido por el regulador. En este contexto, el Panel ha sido tajante en indicar la necesidad de realizar una revisión de la metodología de evaluación que el regulador utiliza para este tipo de proyectos, junto con indicar como prioridad la elaboración de un modelo que posibilite evaluar proyectos de almacenamiento, de modo que las particularidades de este tipo de tecnologías sean adecuadamente consideradas, a propósito de la subestimación de beneficios mediante el uso de modelos por bloques, discutida en la primera parte del presente documento.

El desafío, por lo tanto, está en encontrar la manera de integrar armónicamente los SAE como infraestructura de transmisión, sin que esta integración tenga efectos no deseados en la competencia en el mercado eléctrico. De la discusión actual en otros mercados (CAISO [13], MISO [14]) se han dado diferentes posturas que ponderan los siguientes ejes:

- Recuperación completa versus recuperación parcial de costos de capital y operación vía tarifa regulada.
- Participación exclusiva como servicio de transmisión versus proveedor multiservicio.

La actual regulación en trámite representa una limitante para utilizar los Sistemas de Almacenamiento en modo multiservicio cuando ellos surgen de un proceso de planificación de la transmisión, perdiendo parte importante de su valor de cara al cliente final dentro del mercado eléctrico

⁹ En particular, artículo 97.

En este sentido, **una alternativa para el regulador está en ponderar una lógica de gestación mixta**, donde sólo una parte de los costos de infraestructura sean asumidos por el cliente final y la restante quede a riesgo del desarrollador, en su rol de proveedor de múltiples servicios.

Las limitaciones del marco regulatorio actual para el desarrollo de SAE y de otras tecnologías flexibles son parte de los ejes fundamentales de la recientemente lanzada “Estrategia de Flexibilidad”, impulsada por el Ministerio de Energía [10]. En particular, menciona en su Medida 7 que el tratamiento de los SAE como activos de transmisión debe ser perfeccionado a fin de:

- a) Maximizar los beneficios que éstos puedan entregar al sistema;
- b) Que no afecten la competencia del mercado, y;
- c) Minimizar el riesgo al desarrollador asociado a la operación de éstos.

Distintas empresas del sector han mostrado su preocupación al respecto, principalmente en lo referente al literal b) anterior, toda vez que la inclusión de SAE podría resultar en un influjo sobre el segmento de generación, regido por la libre competencia de corto y largo plazo, expuesto a un nivel de riesgo distinto al de los sistemas de transmisión. Desde nuestra perspectiva, es necesario identificar en qué casos un SAE podría tener un efecto negativo en la competencia. En estudios de desarrollo de largo plazo de sistemas eléctricos, se ha determinado que la participación del almacenamiento en estos servicios contribuye a aumentar los niveles de participación de ER en la matriz, por lo que, bajo esta perspectiva, los SAE contribuirían no solo a aumentar la eficiencia del sistema en el corto plazo, sino que también permitirían aumentar los niveles de competencia y reducir los costos totales de operación y desarrollo en el largo plazo [11][12].

En caso de que se descarte el modo de operación multiservicio para activos de transmisión, **otra alternativa factible que permitiría aprovechar todo el potencial de un SAE sería la definición del Servicio de Transmisión como un Servicio Complementario**, siendo ésta compatible con el objetivo establecido en la ley de garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. En dicho caso, será necesario realizar una definición explícita del servicio como, por ejemplo, horas del día durante el cual sea requerido, niveles de potencia y duración y tiempos de activación, entre otros. A la luz de los resultados obtenidos, se pueden revisar periódicamente las condiciones del mercado con el fin de determinar el nivel y periodo de requerimiento del servicio. También valdría la pena considerar el diseño de esquemas competitivos, donde distintos agentes puedan competir para proveer el servicio en cuestión (ej. licitaciones).

En cualquier caso, el uso de SAE como un proveedor de múltiples servicios de red es un camino que podría permitir reducir los costos de ampliación de la red, solucionar congestiones relevantes de forma más expedita, reducir los cargos a cliente final y facilitar una transición a una matriz baja en emisiones de gases de efecto invernadero.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía; “Infraestructura - Capacidad Instalada de Generación.” <https://bit.ly/2F8tVnX>; Visitada 27 Agosto 2020.
- [2] Comisión Nacional de Energía. “Infraestructura -Proyectos en construcción del SEN”; <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>; Visitada 27 Agosto 2020.
- [3] Revista Electricidad; “CNE: en octubre de 2021 se podría llegar a 10.000 MW de capacidad instalada en ERNC”; <https://bit.ly/3jU9r1h>; Visitada 27 Agosto 2020.
- [4] Rocío Marín Briceño; “Evaluación técnica-económica de la operación de un sistema de almacenamiento de energía como activo de transmisión en el sistema eléctrico nacional”; Memoria para optar al título de Ingeniera Civil Eléctrica; Septiembre 2020.
- [5] Revista Electricidad; “Vertimiento de ERNC en el norte chico se redujo 80% con interconexión SING-SIC”; <https://bit.ly/3ha7mMZ>; Visitada 8 Septiembre 2020.
- [6] Eduardo Pereira-Bonvallet, Rodrigo Moreno, Francisco Muñoz; “Estimating the value of electricity storage in Chile through planning models with stylized operation: How wrong can it be?”; Accepted for publication Current Sustainable/Renewable Energy reports; 2020.
- [7] IRENA; “Electricity Storage Valuation Framework: Assessing System Value and Ensuring Project Viability”; International Renewable Energy Agency; Abu Dhabi; 2020.
- [8] Goran Strbac, Marko Aunedi, Ioannis Konstantelos, Roberto Moreira, Fei Teng, Rodrigo Moreno, Danny Pudjianto, Adriana Laguna, and Panagiotis Papadopoulos; “Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems”; IEEE Power and Energy Magazine, 15(5):32–41; 2017.
- [9] Eduardo Esparguel; “Nuevas tecnologías en la planificación de transmisión”; Seminario CIGRE - Tecnologías de Vanguardia en el Diseño y Operación de los Sistemas Eléctricos. Julio 2020.
- [10] Ministerio de Energía. “Estrategia de flexibilidad para el mercado eléctrico nacional”. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_de_flexibilidad_0.pdf. Septiembre 2020.
- [11] Go, R. S., Munoz, F. D., & Watson, J. P. (2016). “Assessing the economic value of co-optimized grid-scale energy storage investments in supporting high renewable portfolio standards”. Applied Energy, 183, 902-913.
- [12] Maximov, Serguey & Harrison, Gareth & Friedrich, Daniel. (2019). “Long Term Impact of Grid Level Energy Storage on Renewable Energy Penetration and Emissions in the Chilean Electric System.” Energies. 12. 1070. 10.3390/en12061070.
- [13] California ISO. “Storage as a Transmission Asset”. Octubre 2018 <http://www.caiso.com/Documents/SecondRevisedStrawProposal-Storageas-TransmissionAsset.pdf>
- [14] Midwest ISO. “Using storage as a transmission asset to provide market services” Diciembre 2019. <https://www.misoenergy.org/stakeholder-engagement/issue-tracking/using-storage-as-a-transmission-asset-to-provide-market-services/>



Américo Vespucio Norte 2700/404
Vitacura, RM, Chile
+56 22944 4636
www.spec.cl
www.ameba.cloud