

HACIA UN SISTEMA 100% RENOVABLE: ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN

Carlos Suazo-Martínez
SPEC

Rodrigo Moreno
Universidad de Chile e Instituto Sistemas
Complejos de Ingeniería (ISCI)

Eduardo Pereira
SPEC

Álex Villamarín
Universidad de Chile e Instituto Sistemas
Complejos de Ingeniería (ISCI)

2023

HACIA UN SISTEMA 100% RENOVABLE:
ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN

Carlos Suazo-Martínez
SPEC

Rodrigo Moreno
Universidad de Chile e Instituto Sistemas
Complejos de Ingeniería (ISCI)

Eduardo Pereira
SPEC

Álex Villamarín
Universidad de Chile e Instituto Sistemas
Complejos de Ingeniería (ISCI)



RESUMEN EJECUTIVO

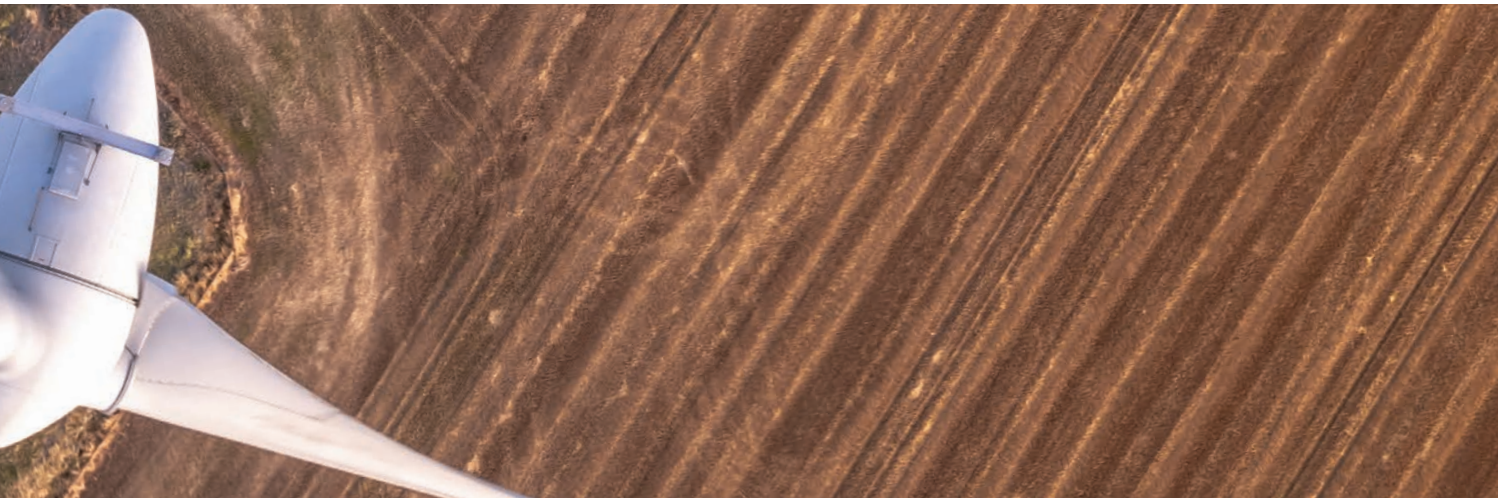
Chile se enfrentará a un desafío sin precedentes para integrar un importante volumen de energías renovables, mientras se mantienen los niveles de seguridad y calidad de servicio del suministro eléctrico. Los desafíos no sólo se relacionan con la variabilidad e incertidumbre producto de un sistema más renovable, sino también con el reemplazo tecnológico debido a un menor generación y eventual desconexión de unidades termoeléctricas de la red. Esta transición energética requerirá de un gran despliegue no sólo de mayor infraestructura de generación renovable, sino también de nuevos sistemas de almacenamiento —de corta y larga duración, junto con otras tecnologías habilitantes para conseguir una descarbonización profunda de nuestras redes. **Sin la incorporación de estas tecnologías, no será posible descarbonizar la matriz energética chilena.**

En la medida que nos acerquemos hacia un sistema 100% renovable, en vista de los objetivos de la Política Energética Nacional y los compromisos de la Ley Marco de Cambio Climático, es probable que enfrentemos episodios de baja o altísima generación renovable que pueden durar horas, días, semanas o incluso meses. Atender este tipo de eventos puede realizarse mediante alternativas

basadas en el control de la demanda, los sistemas de almacenamiento de larga duración, interconexiones regionales, entre otros. No obstante, desde nuestra perspectiva, el diseño de mercado actualmente adolece de señales que promuevan el desarrollo de servicios para ello.

Dada la naturaleza cambiante de los requerimientos de cada sistema eléctrico, a nuestro entendimiento, almacenamiento de larga duración es aquel servicio que puede ser provisto por cualquier tecnología de almacenamiento ante eventos de desconexión, clima extremo y baja generación renovable, por un periodo de tiempo suficiente a fin de evitar desconexiones de carga o bien la necesidad de contar con respaldo térmico.

Existen distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración, cada una de las cuales puede aportar varios servicios al sistema eléctrico en función de sus características técnicas y su grado de desarrollo tecnológico. Estas incluyen, entre otras, el almacenamiento de energía por bombeo, almacenamiento de energía de aire comprimido o líquido, almacenamiento gravitacional, baterías de flujo y tecnologías *Power-to-X*. Ellas se diferen-



cion por la duración de descarga, tiempo de respuesta, eficiencia, vida útil, costos, entre otras características.

A nivel nacional, el desarrollo de estas tecnologías es incipiente. Los análisis cuantitativos realizados muestran la conveniencia de promover su desarrollo desde la política pública, toda vez que se identifica la incorporación de almacenamiento de larga duración como una tecnología habilitante hacia una matriz altamente renovable, implicando un beneficio social que permite reducir los costos totales entre un 2-5% respecto de escenarios donde se omite su impulso.

En esta línea, uno de los desafíos más importantes para impulsar este tipo tecnologías de almacenamiento corresponde a corregir algunas señales económicas para que reflejen de mejor manera el valor que entrega al sistema la nueva capacidad de almacenamiento de larga duración, además de crear nuevos flujos de ingresos que reflejen otros beneficios que actualmente no son reconocidos. Así, será posible convertir una inversión deseable desde el punto de vista sistémico en una inversión atractiva desde el punto de vista privado.

Las acciones propuestas van en la línea de perfeccionar el funcionamiento del mercado de corto plazo y de largo plazo. En nuestra opinión, el mercado chileno muestra una madurez suficiente en el uso de instrumentos de largo plazo para crear mecanismos adicionales o bien para perfeccionar los esquemas existentes. Por lo cual se propone avanzar en los siguientes mecanismos:

- **Contratos regulados por energía con requerimientos especiales:** se propone revisar si el esquema vigente en las licitaciones para clientes regulados es eficiente en términos de la tarifa que recibe el cliente final, a la luz del incremento observado en los pagos laterales del año 2022 y 2023. En esta línea, la propuesta está en reconocer en las licitaciones reguladas por contratos de suministro aspectos relativos a la huella de carbono y estabilidad de la producción, mediante la exigencia de cuotas de energías renovables relativamente constantes durante el día, factores multiplicativos que den ventajas a energías renovables con perfiles de producción relativamente constantes, o bien, mediante algoritmos de despacho económico en la casación de la subasta que permite detectar los activos más consistentes con las necesidades físicas del sistema.

- **Contratos por reservas por parte del CEN:** se propone una opción nueva de compra de servicios complementarios para los servicios subastados día a día. La idea es adquirir una parte de dichos servicios mediante contratos de más largo plazo, de forma que el CEN pueda optimizar una cartera de varios contratos junto con su posición en el mercado spot, de modo de hacer una compra más económica de SSCC. Esto redundará en beneficio directo del CEN y de los agentes del mercado a los que se asignan los costos de estos servicios. También, aumenta la contestabilidad del mercado de SSCC. Los contratos pueden proporcionar seguridad tanto al CEN como a los inversionistas, protegiéndoles contra oscilaciones inesperadas de los precios en el mercado spot. La experiencia internacional demuestra la presencia de una variedad de contratos, en su mayoría a corto y mediano plazo (hasta 4 años), para adquirir SSCC asociados al control de frecuencia (reservas), aunque existen contratos a mayor duración. A nuestro saber, las autoridades y los operadores de sistemas de todas las jurisdicciones analizadas reconocen la necesidad de contratos a más largo plazo.

- **Pagos por potencia mejorados con adiciones de resiliencia:** si bien, en primera instancia parecer ser necesario habilitar que la asignación de créditos no necesariamente se relaciona con las horas de demanda máxima, es importante que la mecánica de asignación de créditos de capacidad (potencia de suficiencia) incorpore elementos que: i) represente eventos de indisponibilidad de mayor duración tal como escasez de combustibles primarios sobre varias semanas, de forma similar a los eventos ocurridos durante el año 2021; ii) modele la correlación existente entre eventos de escasez, como por ejemplo, la ocurrencia conjunta de falta de generación solar en días nublados de invierno y aumento en la demanda por menor temperatura, en conjunto con la ocurrencia de hidrologías secas y falta de gas natural argentino que también ocurre típicamente en invierno, y; iii) complemente los análisis económicos de confiabilidad (a través del Costo de Falla y su combinación con métricas como la energía no suministrada (ENS)) utilizando distintos niveles de aversión al riesgo.

- **Contratos por servicios de almacenamiento (libres y regulados):** Se propone crear contratos explícitos por el servicio de almacenamiento de larga duración (storage-as-a-service), consistentes en “trasladar” energía generada en un cierto momento (horas diurnas) a otro momento del día (horas nocturnas). Por

ejemplo, este servicio se le puede prestar a generadores solares con poca capacidad de gestión, ofreciéndoles trasladar sus inyecciones del día a la noche. En el caso de almacenamiento mandado, la remuneración de capacidad la realizarían quienes se beneficien (beneficiaries-pay), lo que también tiene el atractivo político de impulsar inversiones que no se carguen directamente en la tarifa del consumidor.

- **Mandatos y licitaciones de infraestructura:** en caso de identificar que existe una brecha entre el desarrollo de almacenamiento de larga duración que emerge del mercado y las inversiones previstas como necesarias desde una óptica sistémica (lo cual puede ser determinado por el CEN), podría evaluarse una licitación de infraestructura al respecto. En este caso, una alternativa es que el costo asociado a la construcción y operación del activo se internaliza directamente en la tarifa de suministro eléctrico, y el dueño del activo recibe una remuneración regulada. Asimismo, existen otros mecanismos para minimizar el riesgo de los inversionistas, por ejemplo, mediante mecanismos cap-and-floor, donde se aseguran un nivel de ingresos mínimo (floor) ante escenarios desfavorables y, en contrapartida, se crean cotas superiores de ingresos (cap) que permiten recuperar (al menos en parte) los fondos utilizados para garantizar el ingreso mínimo.

Independiente del mecanismo de pago de esta infraestructura, será necesario incorporar mejoras al proceso de planificación para que incluya toda la cadena de valor, tal como se discute en este documento. Por ejemplo, se pueden incorporar nuevas métricas de resiliencia que permitan mejorar, mediante almacenamiento de larga duración u otras alternativas, la seguridad y la gestión del sistema eléctrico frente a eventos catastróficos de baja probabilidad, pero de alto impacto, que se espera ocurran en sistemas altamente dominados por energías renovables variables.

La transición hacia un sistema altamente renovable requerirá del desarrollo de distintas opciones tecnológicas, de modo de contar con distintas herramientas para enfrentar los desafíos que impondrá la transición energética. En ello, esperamos que las ideas aquí planteadas permitan avanzar hacia dicho objetivo, manteniendo en el foco la eficiencia, la confiabilidad y sostenibilidad de nuestro sistema eléctrico.





TABLA DE CONTENIDO

1. CONTEXTO	8
El desafío de un sistema 100% renovable	10
Hacia un sistema 100% renovable	11
El rol del servicio de almacenamiento de larga duración	11
2. SERVICIO DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN	13
PRINCIPALES TECNOLOGÍAS	14
Almacenamiento de energía por bombeo (PHES)	14
Almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) y aire líquido (LAES)	14
Almacenamiento por gravedad	15
Baterías de flujo	15
Power-to-X	16
Almacenamiento con CO ₂ comprimido	17
VENTAJAS DE LDES	17
COMPARACIÓN ENTRE TECNOLOGÍAS	18
AMENAZAS IDENTIFICADAS: COMPETENCIA ENTRE EL LDES Y OTRAS SOLUCIONES FLEXIBLES	20
POLÍTICAS E INCENTIVOS DENTRO DEL CONTEXTO INTERNACIONAL DEL ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN	21
3. BENEFICIOS DEL SERVICIO DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN EN CHILE	24
DETERMINACIÓN DE VOLÚMENES REQUERIDOS DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN EN CHILE	24
ESCENARIOS DE ESTUDIO	25
RESULTADOS Y ANÁLISIS	26
SENSIBILIDAD SIN SISTEMAS DE LARGA DURACIÓN	27
AUMENTANDO LAS OPORTUNIDADES DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN EN EL FUTURO	29
Potencia de suficiencia o capacidad firme	29
Servicios complementarios	30
Soporte de resiliencia	30
Valor de la opción frente a la incertidumbre	30
4. AJUSTES REGULATORIOS PARA PROMOVER SERVICIOS DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN	32
DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE MEJORA DE LA REGULACIÓN EXISTENTE	33
Mercados de corto plazo	35
Mercado de largo plazo	36

1. CONTEXTO

Cerca de un tercio de la energía eléctrica producida en Chile durante el año 2022 provino de fuentes renovables no convencionales (ERNC). El tremendo potencial energético renovable con los que cuenta el país, ha mostrado un explosivo despliegue de las tecnologías eólicas y solar fotovoltaico que, al cierre del año pasado, totalizaron una capacidad instalada cerca a los 11 GW. A lo anterior, según cifras del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)¹, se incorporarán más de 4 GW principalmente en proyectos fotovoltaicos durante 2023. De esta forma, se espera que la capacidad instalada eólica-solar se empine por cerca de los 15 GW, cuando la demanda punta histórica registrada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se acerca a los 12 GW.

A medida que la proporción de energía renovable siga aumentando en nuestra red, se presentarán principalmente 4 desafíos: 1) un reto en el mantener el equilibrio oferta-demanda; 2) cambio en los patrones de flujo por nuestros sistemas de transmisión; 3) de no incorporar nueva tecnología, una disminución en la capacidad de mantener el sistema operando de forma estable², y; 4) exposición a eventos climáticos extremos que puedan poner en riesgo la seguridad de abastecimiento³.

La situación anteriormente descrita ha generado un cambio importante en cuanto al rol del resto de las tecnologías para abastecer la demanda del sistema eléctrico chileno. En la Figura 1 se muestra el perfil de generación horario por tecnología del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), durante los últimos 7 años⁴.

¹ Coordinador Eléctrico Nacional, Programa de operación del 27 de febrero de 2023. Link: <https://bit.ly/41s0blx>. Última visita: 25 de abril de 2023

² Meegahapola, L. et al; "Power system stability in the transition to a low carbon grid: A techno-economic perspective on challenges and opportunities"; WIREs Energy Environ; 2021.

³ Moreno, R. et al, "From Reliability to Resilience", IEEE Power and Energy Magazine, July/August 2020.

⁴ Para el año 2023, sólo se muestran los datos disponibles hasta el 31 de marzo de 2023.

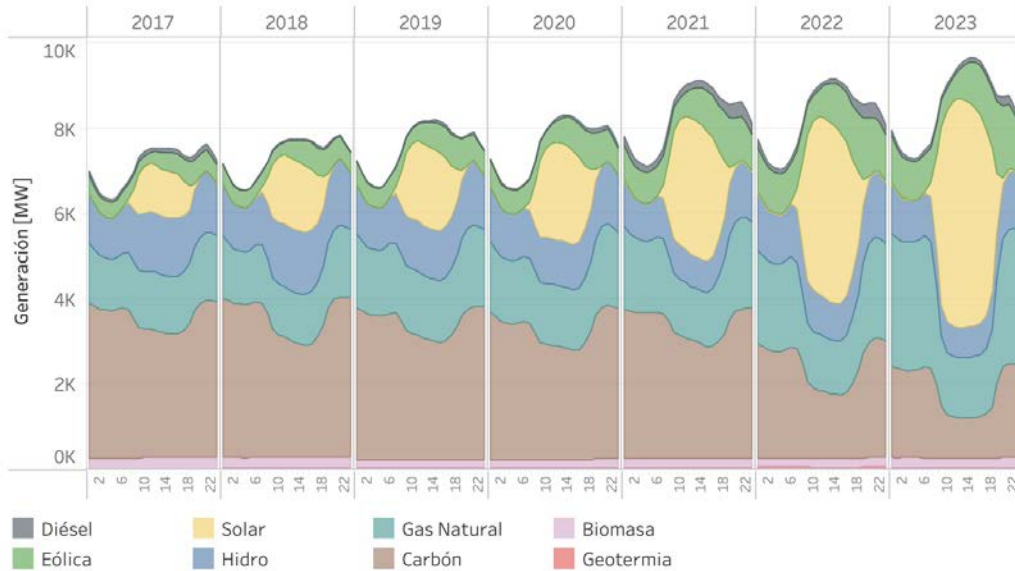


Figura 1: Perfil de generación horario por tecnología en el SEN durante 2017-2023

La demanda no abastecida por fuentes eólica o solares, conocida como demanda neta, es suplida por fuentes hidro y termoeléctricas, tecnologías que permiten enfrentar los desafíos relativos a la incertidumbre y variabilidad propia de las fuentes renovables. Diferentes operadores de red (del inglés *Independent System Operators* o ISOs) han sobrepasado, a la fecha, exitosamente este tipo de desafíos, pero se vislumbra que la magnitud de este reto siga aumentando conforme crezca la capacidad de generación renova-

ble variable, junto con nuevas tecnologías requeridas para la descarbonización.

La incertidumbre y volatilidad propia de los sistemas altamente renovables, no sólo se manifiesta a escala horaria, sino también a nivel diario, semanal e incluso mensual. Esta es una característica inherente de este tipo de fuentes productivas. Con el objetivo de entender de mejor manera el desafío relativo a la operación del SEN, la Figura 2 siguiente muestra la volatilidad diaria en la producción de energía eólica y solar respecto del día de mayor producción de cada mes del año 2022. Así, una variación de -50% ilustra la existencia de días donde la producción eólica y solar sólo alcanzó la mitad de la generación inyectada el día de mayor producción del mes. De esta forma, mientras más pronunciada es la pendiente, mayor volatilidad esperada en la producción diaria, situación que ocurre principalmente durante los meses de otoño e invierno en Chile producto de la volatilidad eólica.

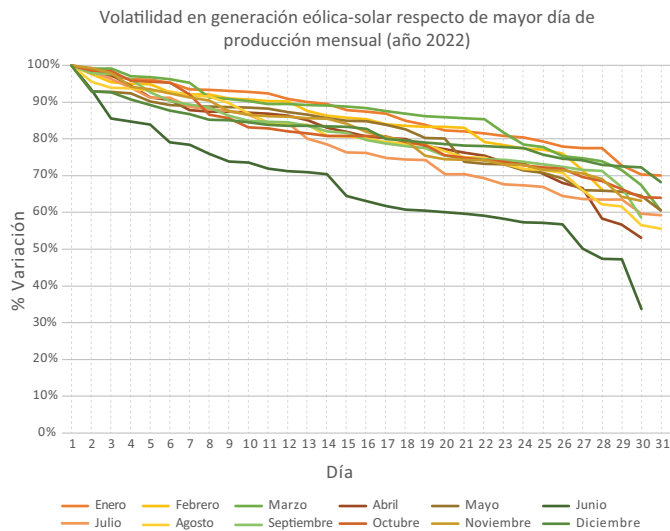
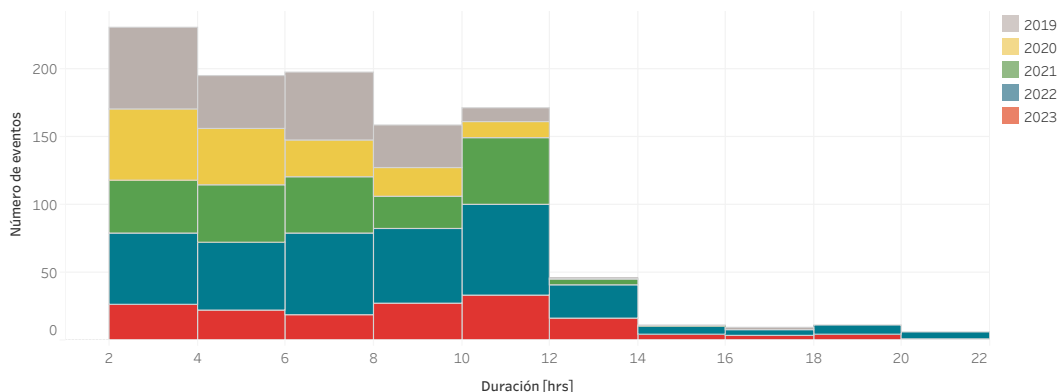


Figura 2: Volatilidad diaria de la generación eólica

En el contexto de cambio climático, la incorporación de mayores volúmenes de energía renovable, junto con la descarbonización del sistema eléctrico chileno, supone una serie de desafíos desde el punto de vista técnico, económico y regulatorio que deben ser enfrentados para transitar hacia un sistema eléctrico 100% renovable.

Horas consecutivas de vertimiento eólico-solar de más de 50 MW (2019-A la fecha)



Energía vertida según duración de evento

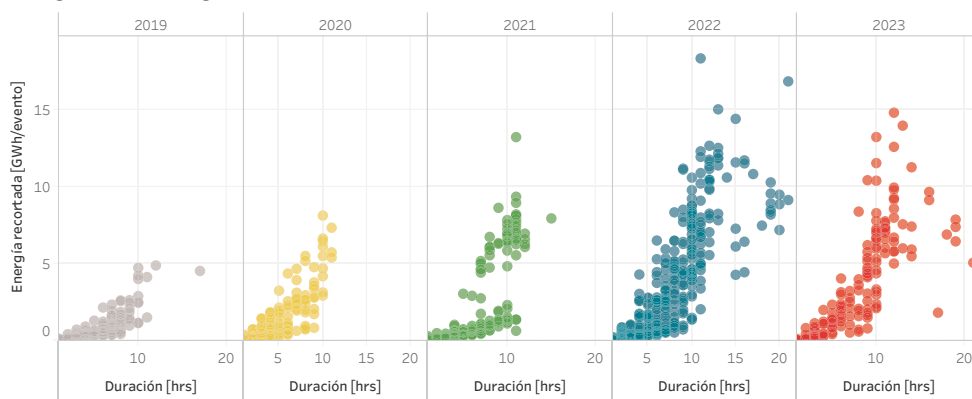


Figura 3: Caracterización de eventos de recorte eólico-solar periodo 2019-2023 (al 31 de abril de 2023).

El desafío de un sistema 100% renovable

Desde una perspectiva técnica, los desafíos que enfrentará el sistema eléctrico durante los próximos años surgen de un cambio paradigmático en cómo se operará la red. Éstos no sólo se relacionan con la variabilidad e incertidumbre producto de un sistema más renovable, sino también con el reemplazo tecnológico debido a un menor generación y eventual desconexión de unidades termoeléctricas de la red.

Estos desafíos se dan en toda escala de tiempo, desde el largo plazo (años o décadas) al cortísimo plazo (mili-micro segundos), irrumpiendo en temas asociados a la planificación de la red y manejo de variabilidad e incertidumbre a mediano y corto plazo, los niveles de flexibilidad del parque de generación, aspectos de estabilidad, confiabilidad, seguridad y resiliencia, por mencionar algunos⁵. En la discusión internacional destacan también aspectos relativos al

control de frecuencia producto de la pérdida de generación síncrona, lo cual provocará una dinámica más rápida y un comportamiento sostenidamente menos estable de la frecuencia, además de cuestiones relativas a provisión de un suministro seguro, confiable y resiliente bajo el contexto cambio climático. Importante destacar que el desafío se complejiza aún más en un contexto donde el comportamiento de los consumidores está mutando producto del teletrabajo, la introducción de la eficiencia energética, la electromovilidad y la electrificación de otros sectores.

Los desafíos relativos a la incorporación de mayores volúmenes renovables se están observando cada vez con más frecuencia en el sistema chileno. Dado los niveles de flexibilidad del sistema eléctrico y los límites en la infraestructura de transmisión disponible a la fecha, los recortes renovables han aumentado del orden de 10 veces en menos de 2 años⁶.

⁵ Meegahapola, L. et al (2021) op. cit.

⁶ A abril de 2021, el recorte acumulado durante dicho año calendario se empujó por los 58 GWh, mientras que en 2023 a la misma fecha los recortes representaron cerca de 613 GWh.

El fenómeno de vertimientos en Chile ha mutado durante los últimos años, tanto en su frecuencia, duración, como magnitud de la energía recortada. Todos los indicadores muestran, como se ilustra en la Figura 3, que este fenómeno es más frecuente, de mayor duración, y con mayores volúmenes de energía no aprovechada. Así, la duración promedio de un episodio de recorte ha pasado de las 3 horas en 2019 a 7.1 horas en 2023.

A la vista de la discusión sostenida, esta transición energética requerirá de un gran despliegue no sólo de mayor infraestructura de generación renovable, sino también de nuevos sistemas de almacenamiento —de corta y larga duración, junto con otras tecnologías habilitantes para conseguir una descarbonización profunda de nuestras redes. **Sin la incorporación de estas tecnologías, no será posible descarbonizar la matriz energética chilena.** Esta situación, levanta interrogantes acerca de cuán preparado está nuestro diseño de mercado y su regulación a fin de contar con un ecosistema fértil para permitir este despliegue tecnológico y/o cuáles son las modificaciones necesarias para favorecerlo.

Hacia un sistema 100% renovable

En la actualidad, la mayor parte de la provisión de los servicios de flexibilidad, resiliencia, suficiencia y seguridad recae en manos de unidades termoeléctricas y centrales de embalse, que son constantemente despachadas para manejar no sólo la variabilidad e incertidumbre de las fuentes renovables, sino brindar otros servicios de red: inercia, control de tensión y frecuencia, entre otros⁷. Con un proceso de descarbonización en marcha, el sistema irá perdiendo paulatinamente activos que brindan los servicios antedichos bajo un contexto de creciente penetración renovable. Su reemplazo, a fin de mantener los niveles de seguridad y confiabilidad de la red, vendrán apalancados de nueva infraestructura. Para atender este desafío, no existe una bala de plata: se requerirá infraestructura renovable con convertidores de formación de red, centrales virtuales, respuesta de la demanda, condensadores síncronos, sistemas de almacenamiento, entre otros⁸.

En la medida que nos acerquemos hacia un sistema 100% renovable, es probable que enfrentemos episodios de baja o altísima generación renovable que pueden durar horas, días, semanas o incluso meses. Este tipo de fenómenos ya ha ocurrido en Chile principalmente en los meses de otoño-invierno, situación que ha derivado en un mayor consumo de diésel. En sistemas profundamente renovables, atender este tipo de eventos puede realizarse mediante alternativas basadas en el control de la demanda, los sistemas de almacenamiento, interconexiones regionales, entre otros. No obstante, desde nuestra perspectiva, el diseño de mercado actualmente adolece de señales que promuevan el desarrollo de servicios que permitan atender episodios de bajísima o altísima generación renovable de forma sostenida por días o semanas. Un servicio de estas características permitirá reducir la exposición de nuestro sistema eléctrico a condiciones climáticas desafiantes para la colocación de generación renovable eólica y solar, y su evidente repercusión hacia un sector energético basado principalmente en un sistema más eléctrico.

El rol del servicio de almacenamiento de larga duración

A la fecha, aún no existe una definición universalmente aceptada sobre el servicio de almacenamiento de energía de larga duración (LDES, del inglés *Long Duration Energy Storage*)⁹. Para algunos, se refiere a sistemas de almacenamiento que pueden funcionar a potencia máxima de descarga al menos 10 horas de energía almacenada. Para otros, se refiere a sistemas de almacenamiento que tienen suficiente energía almacenada para proporcionar capacidad firme a la red, lo cual dependerá de cada jurisdicción¹⁰.

Dada la naturaleza cambiante de los requerimientos de cada sistema eléctrico, a nuestro entendimiento, LDES es aquel servicio que puede ser provisto por cualquier tecnología de almacenamiento ante eventos de desconexión, clima extremo y baja generación renovable, por un periodo de tiempo suficiente a fin de evitar desconexiones de carga o bien la necesidad de contar con respaldo. La capacidad del almacenamiento para proporcionar este nivel de suficiencia (medida en términos de crédito de capacidad) varía

⁷ Aspectos de la seguridad operacional del SEN para el periodo 2023-2030 producto de la salida de unidades termoeléctricas se evalúan en el estudio "Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025". Link: <https://bit.ly/3Hbky41>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁸ Suazo-Martínez, C., Moreno, R.; "Cambios al mercado y a la regulación eléctrica para una descarbonización profunda"; SPEC-ISCI, 2021.

⁹ Denholm, P. et al; "Storage Futures Study - The Challenge of Defining Long-Duration Energy Storage"; National Renewable Energy Laboratory; 2021

¹⁰ Twitchell, J. et al; "Defining long duration energy storage"; Journal of Energy Storage; 2023.

significativamente según los patrones de demanda y generación, incluida la cantidad de energía renovable y almacenamiento desplegada en nuestras redes. Por ello, resulta difícil definir este tipo de servicio únicamente mediante su número de horas de acumulación. Los ejercicios realizados a la fecha muestran que la capacidad de un sistema de almacenamiento para brindar energía firme decae marginalmente a medida que el despliegue de este tipo de tecnologías se hace más profundo¹¹. Notar que, en nuestro entendimiento, no existe sólo una tecnología que pueda proveer este tipo de servicios, sino más bien que existe un pool tecnológico actualmente disponible con estas características y que eventualmente puedan aparecer otros desarrollos que permitan diversificar el abanico de posibilidades.

La razón detrás de discutir sobre la necesidad de pensar en el desarrollo de LDES radica en dos ejes. El primero, está en los desafíos que aparecen al momento de impulsar un sistema 100% renovable¹². Como se verá más adelante, ante escenarios profundamente descarbonizados LDES resulta en un servicio costo-eficiente para el sistema, el cual es utilizado con el objetivo de gestionar eventos de altísima disponibilidad de energía renovable a fin de generar coberturas ante escenarios de baja disponibilidad renovable.

El segundo eje detrás de discutir sobre el desarrollo de LDES está en la brecha existente entre la conveniencia de su desarrollo y las señales que se entregan actualmente en los distintos mercados existentes en nuestra regulación (principalmente energía y poten-

cia). Esto, dados sus prolongados tiempos de desarrollo (lead-time) y altos costos de capital up-front, que reducen los incentivos en los agentes para su desarrollo comercial. En general, el valor de LDES se ve complementado con aporte a los servicios de fortaleza de la red (en el caso de tecnologías sincrónicas como centrales de bombeo), capacidad de partida en negro, regulación de frecuencia y tensión, entre otros. Generalmente, como se discutirá a lo largo de este documento, este tipo de servicios son fragmentados por la regulación y liquidados en escalas de tiempo muy cortas, lo que genera incertidumbre en su valor (no sólo para los proveedores, sino también para los consumidores).

Si bien, pareciera ser posible demostrar la eficiencia de contar con un servicio de almacenamiento de larga duración desde una perspectiva social, las actuales señales de mercado coartan el desarrollo de este tipo de servicio: por ejemplo, la discusión actual sobre la provisión de servicios de capacidad insta un tope en sistemas de acumulación de más de 5 horas.

Parte de estas barreras detectadas serán discutidas a lo largo del presente documento, junto con la identificación de los espacios de mejora que permitirán cimentar las bases para la estructuración de un servicio de almacenamiento de larga duración en el mediano y largo plazo. Así, esperamos que estas ideas permitan avanzar hacia un sistema 100% renovable¹², sin perder de vista la eficiencia, la confiabilidad y sostenibilidad de nuestro sistema eléctrico. ■



¹¹ Suazo-Martínez, C. et al; "Métodos probabilísticos para determinar la contribución a la suficiencia"; SPEC; 2021. Link: <https://bit.ly/41Kn60W>. Última visita: 25 de abril de 2023

¹² SPEC-ISCI; "Análisis y propuesta de una ruta de referencia para alcanzar cero emisiones netas en el sector de generación de energía eléctrica en Chile"; 2021. Link: <https://bit.ly/3H9H5OI>. Última visita: 25 de abril de 2023

2. SERVICIO DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN

La integración de grandes volúmenes de energía renovable variable, en particular eólica y solar, es una tendencia a nivel internacional, entre otros, por sus bajos costos de desarrollo y los esfuerzos por cumplir los compromisos de carbono neutralidad y por impulsar su soberanía energética. No obstante, la variabilidad de las energías renovables, principalmente por la dependencia del clima de recursos como el sol o viento, supone la incorporación de soluciones tecnológicas que mejoren la capacidad de gestión del sistema y que por lo tanto, aporten a la flexibilidad y confiabilidad¹³.

Los sistemas de almacenamiento de energía desempeñan un rol clave para integrar y aprovechar las fuentes de energías renovables variables, reduciendo la dependencia de fuentes convencionales y asegurando un suministro confiable. Existen soluciones de almacenamiento que se adaptan a diferentes escalas de tiempo, gestionando eficientemente las fluctuaciones de demanda y la disponibilidad intermitente de las fuentes de energía renovables. Por un lado, el almacenamiento de corta duración, como las baterías, estabiliza fluctuaciones rápidas de la demanda o generación renovable en períodos de tiempo más cortos, mientras que el almacenamiento de larga duración, como el bombeo hidroeléctrico, permite retener grandes cantidades de energía durante períodos más prolongados, lo que brinda estabilidad y soporte a largo plazo para el sistema eléctrico. Estas soluciones tecnológicas mejoran la flexibilidad y confiabilidad del sistema, impulsando la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y resiliente. No obstante, es importante mencionar que varios servicios asociados a fluctuaciones rápidas de corto plazo tam-

bién pueden ser suministrados por sistemas de almacenamiento de larga duración.

En este sentido, contar con servicios asociados al almacenamiento de larga duración resultan habilitantes para lograr un sistema 100% renovable, al aportar flexibilidad para la producción de energía procedente de fuentes renovables variables y garantizar su integración al sistema eléctrico. Entendemos servicios de almacenamiento, como cualquiera que provenga de tecnologías capaces de acumular energía en un medio físico para su posterior uso.

Estos servicios de almacenamiento pueden ser provistos por distintas tecnologías, que abarcan una amplia gama de escalas de tiempo y propiedades técnicas específicas para aportar a una operación flexible y segura. De esta forma, resulta natural que algunas tecnologías de almacenamiento sean más adecuadas para ciertos servicios que para otros.

La necesidad de un servicio de almacenamiento de larga duración resulta vital para conseguir una descarbonización profunda costo-eficiente de nuestros sistemas eléctricos, mientras mejora la resiliencia de nuestras redes en vista del aumento de los fenómenos meteorológicos extremos. Si bien, generalmente la resiliencia se puede asociar al cambio climático y en particular a la escasez de recursos renovables por un periodo de tiempo prolongado, también existen otros ejemplos como las sequías, terremotos, inundaciones e incendios forestales¹⁴, los cuales son necesarios de incorporar en los estudios de resiliencia¹⁵.

¹³ D. Pudjianto and G. Strbac, "Whole system value of long-duration electricity storage in systems with high penetration of renewables," in *iEnergy*, vol. 1, no. 1, pp. 114-123, March 2022, doi: 10.23919/EN.2022.0004.

¹⁴ R. Moreno et al., "Microgrids Against Wildfires: Distributed Energy Resources Enhance System Resilience," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 20, no. 1, pp. 78-89, Jan.-Feb. 2022, doi: 10.1109/MPE.2021.3122772.

¹⁵ IEEE PES Task Force et al., "Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience," in *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3212688.

Principales tecnologías

Existen distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración, cada una de las cuales puede aportar varios servicios al sistema eléctrico en función de sus características técnicas y su grado de desarrollo tecnológico. Estas incluyen, entre otras, el almacenamiento de energía por bombeo, almacenamiento de energía de aire comprimido o líquido, almacenamiento gravitacional, baterías de flujo y tecnologías Power-to-X. A continuación, se detalla cada tecnología y se destacan sus ventajas y desventajas.

Almacenamiento de energía por bombeo (PHES)

El almacenamiento de energía por bombeo (PHES, del inglés *Pumped Hydroelectric Energy Storage*) utiliza la energía potencial gravitacional del agua bombeada entre embalses de diferentes elevaciones. Esta tecnología es una de las formas más establecidas de almacenamiento de energía a nivel mundial, por lo que se le considera, generalmente, como una opción tecnológicamente madura¹⁶. Dependiendo de la escala de la aplicación, el almacenamiento por bombeo podría alcanzar eficiencias entre el 65% y el 87%, y cuenta con tasas de autodescarga muy bajas que se adaptan bien a duraciones de almacenamiento más prolongadas. Además, el almacenamiento por bombeo tiene una larga vida útil de los activos, con bajos costos de operación y mantenimiento, mientras que no enfrenta el desafío de la degradación en su capacidad de almacenamiento como otras tecnologías (e.g., electroquímicas). Estos atributos hacen que el almacenamiento por bombeo sea una tecnología adecuada para prestar servicios como el arbitraje de energía, partida en negro, junto con la provisión de servicios de rampa y otros servicios complementarios. Al utilizar generadores síncronos para la producción de energía puede brindar inercia y soporte de reactivos, entre otros servicios propios de la tecnología.

Aunque el almacenamiento por bombeo tiene una serie de ventajas, también adolece de algunos desafíos técnicos, que dependen de su localización y que pueden limitar su desarrollo. Entre ellos destacan, la necesidad de un sitio geográfico apropiado, alto costo de inversión inicial, largos períodos de construcción, entre otros. Los análisis a nivel nacional muestran un potencial de más

de 3 mil sitios para el desarrollo de proyectos con agua de mar y cerca de 16.000 sitios para proyectos con agua dulce, lo cual da un total de cerca de 19 mil proyectos de centrales de bombeo con un total de 341 TWh como potencial de desarrollo en todo el país¹⁷.

Almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) y aire líquido (LAES)

El almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES, del inglés *Compressed Air Energy Storage*) es una tecnología de almacenamiento mecánico que comprime el aire ambiente u otro gas y lo almacena en una caverna o contenedor subterráneo para su posterior uso. Tiene ventajas tales como potencial de escalabilidad, flexibilidad, larga vida útil, costos de operación y mantenimiento relativamente bajos, así como bajas tasas de autodescarga. No obstante, la eficiencia de estos sistemas es moderada y la idoneidad geológica del sitio de almacenamiento es una limitación clave.

Dentro de este segmento tecnológico se encuentra la tecnología de aire líquido (LAES, del inglés *Liquid Air Energy Storage*). Su desarrollo permite aumentar la densidad energética al licuar el aire en tanques y generar electricidad al expandir el aire licuado en una turbina. Los componentes responsables de la carga, el almacenamiento de energía y la recuperación de energía se pueden escalar de forma independiente. La tecnología es particularmente adecuada para ubicaciones industriales donde hay acceso a calor o frío residual, de modo de mejorar los procesos de compresión y expansión.

Sin fuentes externas de calor o frío, la eficiencia del ciclo completo (conocida como *round-trip efficiency*) de la planta es de alrededor del 50% - 55%. Con la adición de calor residual (de alrededor de 400 °C), se han reportado eficiencias cercanas al 70%¹⁸ y potencialmente mayor en caso de que se vincule con una fuente de frío. El principal desafío para esta tecnología es la falta de sitios operativos probados a gran escala.

Las tecnologías CAES y LAES pueden prestar varios servicios que mejoran la eficiencia y confiabilidad de la red, entre ellos arbitraje de energía, partida en negro, gestión de rampas de ener-

¹⁶ Este es el caso de tecnologías en base a agua dulce. Tecnologías en base agua salada, como la del proyecto Valhalla en Chile, se consideran menos maduras.

¹⁷ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), "Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile", Marzo 2022. Link: <https://bit.ly/3HdYp5l>. Última visita: 25 de abril de 2023.

¹⁸ National Grid National Grid Electricity System Operator (ESO), "Storage for Constraint Management", Link: <https://bit.ly/3oCCHS3>. Última visita: 25 de abril de 2023

gía, regulación de frecuencia, soporte de reactivos y respaldo de capacidad.

Almacenamiento por gravedad

El almacenamiento de energía por gravedad (GES, del inglés *Gravity Energy Storage*) es una forma de almacenamiento mecánico que almacena energía en forma de energía potencial. El principio básico es que la electricidad se usa para elevar grandes masas a una cierta altura durante el ciclo de carga. Una vez elevadas, las masas tienen energía potencial, que se recupera durante el ciclo de descarga a medida que las masas descienden, impulsando generadores eléctricos. Así, la relación potencia/energía del almacenamiento de energía por gravedad está técnicamente desacoplada. Sin embargo, la tecnología generalmente es adecuada para un almacenamiento de larga duración. El almacenamiento de energía por gravedad está formado principalmente de componentes que están bien desarrollados a través de otras industrias con largo historial operativo. Los materiales utilizados en el sistema son inertes y de bajo impacto ambiental. Los sistemas de almacenamiento por gravedad, aún en estado de desarrollo tecnológico, serían capaces de operar durante una larga vida útil (hasta 50 años) que, según lo reportado en la literatura, puede extenderse mediante el mantenimiento preventivo y el reemplazo de componentes mecánicos¹⁹. Si bien esto significa un componente de costos (de mantenimiento) adicional con respecto a otras tecnologías (baterías), el adecuado mantenimiento permitiría una larga vida de los activos.

La tecnología GES se caracteriza por un tiempo de respuesta más bien lento, lo que descarta su participación en una serie de servicios complementarios que requieren tiempos de respuesta muy rápidos. Sin embargo, debido al uso de un generador síncrono, durante su operación puede brindar inercia y soporte de reactivos, entre otros servicios propios de la tecnología.

Baterías de flujo

Las baterías de flujo (FB, del inglés *Flow Batteries*) consisten en celdas de combustible regenerativo, dentro de las cuales existen distintas variedades de formas y diseños²⁰. La energía en las baterías de flujo se almacena en dos electrolitos líquidos solubles, los que son almacenados en tanques externos separados. Cuando se bombean a través de las celdas electroquímicas, convierten la energía química en energía eléctrica.

Dentro de las ventajas de las baterías de flujo destacan su escalabilidad, vida útil prolongada, capacidad de almacenamiento a largo plazo, mayor seguridad y alta eficiencia energética²¹, lo que las hace adecuadas para el almacenamiento estacionario. Las desventajas de las baterías de flujo para el almacenamiento de larga duración incluyen su baja densidad de energía, altos costos de materiales, y eficiencia limitada a baja potencia.

Las desventajas de la batería de flujo incluyen su eficiencia relativamente baja (del orden del 60% (por ejemplo, en comparación con la batería de iones de litio que presenta una eficiencia del orden del 85%²²) y su compleja arquitectura de sistema, lo que



¹⁹ National Grid National Grid Electricity System Operator (ESO), "Storage for Constraint Management", Link: [download \(nationalgrideso.com\)](https://www.nationalgrideso.com), Marzo 2022.

²⁰ IRENA, "Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030", Link: <https://bit.ly/3UPLZpu>, Octubre 2017. Última visita: 25 de abril de 2023.

²¹ Ibid.

²² Department for Business, Energy and Industrial Strategy; "Benefits of Long Duration Electricity Storage"; BEIS; 2022. Link: <https://bit.ly/41V72JW>. Última visita: 25 de abril de 2023.



puede generar un alto costo de reparación y mantenimiento si surgen problemas. Además, esta tecnología cuenta con múltiples elementos móviles, donde la circulación de la solución electrolítica requiere mecanismos de bombeo, sensores y gestión de flujo. Al mismo tiempo, los diseños del sistema deben tener en cuenta el riesgo de fuga de fluidos ácidos que requieren medidas de control diseñadas correctamente. Estos problemas también pueden reducir la aplicabilidad de la batería en ciertas aplicaciones estacionarias.

Las baterías de flujo, como tecnología emergente para el almacenamiento de energía a larga duración, tienen costos de inversión más altos en comparación con las baterías de iones de litio. Aunque aún están en desarrollo, se espera que los costos disminuyan con la madurez de la tecnología y la escala de producción. Las baterías de flujo pueden adaptarse a diferentes escalas, desde sistemas residenciales hasta proyectos a nivel de red, brindando flexibilidad en capacidad y escalabilidad. A medida que se avance en investigación y desarrollo, se espera que las baterías de flujo se vuelvan más competitivas en el almacenamiento de larga duración.

Power-to-X

Las tecnologías *Power-to-X* (PtX) utilizan el excedente de las fuentes de energía renovable variable para producir gas renovable o hidrógeno mediante una reacción electroquímica, el que luego se almacena para su uso posterior. Entre las opciones PtX, X puede abordar las rutas de energía a gas (PtG, del inglés *Power-to-Gas*), energía a líquidos (PtL, del inglés *Power-to-Liquid*) y energía a productos químicos (PtC, del inglés *Power-to-Chemistry*).

El almacenamiento a largo plazo generalmente se logra utilizando convertidores PtG en combinación con sistemas de almacenamiento de gas. La tecnología PtG se puede utilizar de varias maneras: almacenamiento estacional de energía, producción de hidrógeno (H₂) y metano (CH₄) a partir de energía renovable para su uso en transporte, calefacción, industria química o para soporte del funcionamiento del sistema eléctrico.

Particularmente, el hidrógeno se puede generar a partir del agua en un proceso llamado electrólisis. Luego, el gas de hidrógeno puede comprimirse y almacenarse en tanques o en formaciones subterráneas. Dicho gas se puede utilizar posteriormente para generar electricidad en celdas de combustible, motores o turbinas de gas. Las celdas de combustible son más eficientes que los procesos de combustión, pero tienen un mayor costo de capital y una vida útil más corta. Si bien los procesos de combustión para la generación a partir de hidrógeno tienen una eficiencia menor que las celdas de combustible, el uso de generadores síncronos asociados a PtX tiene beneficios adicionales con respecto a la inercia y otras formas de estabilidad.

Si bien la eficiencia general de la tecnología PtG es baja en comparación con otras tecnologías (aproximadamente 20-40%)²³, ofrece la posibilidad de almacenar cantidades muy grandes de energía para realizar un balance semanal, mensual o estacional de fuentes renovables. En este proceso, la potencia y la energía se pueden desacoplar, como ocurre con algunas de las otras tecnologías de almacenamiento, permitiendo una mayor capacidad de almacenamiento y una mayor flexibilidad en la gestión de la energía. Cabe mencionar que existen diferentes tipos de electrolizadores y celdas de combustible, que varían según el electrolito

²³ National Grid National Grid Electricity System Operator (ESO), "Storage for Constraint Management", Link: download (nationalgrideso.com), Marzo 2022. Última visita: 25 de abril de 2023.



utilizado, como membrana de electrolito polimérico (PEM, del inglés *Polymer Electrolyte Membrane*)²⁴.

El almacenamiento de energía de hidrógeno (para la conversión de electricidad – hidrógeno – electricidad) es relativamente poco común debido a la baja eficiencia de ida y vuelta (20-40%). Esta desventaja hace que el hidrógeno sea una opción poco competitiva para muchos servicios de almacenamiento que requieren una conversión inmediata de electricidad de hidrógeno. Sin embargo, existen numerosas aplicaciones alternativas para el gas hidrógeno. Esto puede incluir el almacenamiento durante largos períodos de tiempo para equilibrar la variación estacional de la demanda (como se mencionaba), el uso de hidrógeno como materia prima química para procesos industriales y diversas aplicaciones en los sectores del transporte y la calefacción.

Almacenamiento con CO2 comprimido

El almacenamiento a largo plazo basado en el dióxido de carbono (CO2) comprimido es un concepto que ha sido propuesto como una posible solución para el almacenamiento de energía renovable a gran escala. La idea principal detrás de esta tecnología es utilizar el CO2 comprimido como un medio para almacenar energía en forma de presión. El proceso básico implica la captura de CO2 de la atmósfera o de fuentes industriales y comprimirlo a alta presión. El CO2 comprimido se almacena en contenedores adecuados, como cavernas subterráneas, tanques o cilindros,

donde se mantiene a alta presión. Cuando se necesita liberar la energía almacenada, se permite que el CO2 comprimido se expanda a través de una turbina, generando electricidad. El CO2 expandido se puede capturar nuevamente y comprimir para el próximo ciclo de almacenamiento y liberación de energía.

Este enfoque tiene varias ventajas potenciales. En primer lugar, el CO2 es un gas abundante en la atmósfera y se puede capturar de fuentes industriales, lo que reduce su impacto en el cambio climático. Además, el almacenamiento de CO2 comprimido tiene el potencial de ser escalable y de larga duración, lo que lo hace adecuado para el almacenamiento a largo plazo de energía renovable. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el almacenamiento de CO2 comprimido todavía se encuentra en las etapas de investigación y desarrollo. Existen desafíos técnicos y económicos que deben abordarse, como la eficiencia del proceso, la seguridad en el almacenamiento y el costo de implementación a gran escala.

Ventajas de LDES

A nivel conceptual, LDES puede proporcionar varios servicios a los sistemas eléctricos^{25,26,27}, a saber:

- Arbitraje de energía: compra y venta de energía durante períodos más prolongados, como la compra de energía durante horas diurnas para venderla durante la noche, o la compra durante el

²⁴ Ibid.

²⁵ R. Moreno, R. Ferreira, L. Barroso, H. Rudnick and E. Pereira, "Facilitating the Integration of Renewables in Latin America: The Role of Hydropower Generation and Other Energy Storage Technologies," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 5, pp. 68-80, Sept.-Oct. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2708862.

²⁶ G. Strbac et al., "Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 5, pp. 32-41, Sept.-Oct. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2708858.

²⁷ J. Zhang, O. Guerra, J. Eichman, M. Pellow, "Benefit Analysis of Long-Duration Energy Storage in Power Systems with High Renewable Energy Shares", in Frontiers in Energy Research, vol. 8, 2020, doi: 10.3389/fenrg.2020.527910.

fin de semana (baja demanda) para luego realizar ventas durante los días de semana (alta demanda). Estas acciones también se pueden hacer sobre periodos de tiempo más prolongados (incluso estacionalmente) dependiendo de la capacidad energética del LDES.

- **Capacidad:** contribuir proporcionando confiabilidad o “capacidad” al sistema descargándose durante los momentos de máxima carga (o máximo LOLP). El almacenamiento de energía de larga duración puede lograr un crédito de capacidad total (descontando derrateos asociados) dada su gran capacidad de descarga continua durante varias horas. Dependiendo del mercado, el LDES puede diferenciarse de otras tecnologías de almacenamiento de menor duración si se consideran eventos de escasez derivados de fallas y eventos de indisponibilidad prolongados.
- **Servicios complementarios:** proporcionar una variedad de servicios como regulación de frecuencia mediante reservas en distintas escalas de tiempo, rampas de toma de carga para energía renovable, regulación de tensión, y partida en negro, entre otros. LDES tiene el potencial de proporcionar estos servicios a un menor costo que las plantas convencionales térmicas y, como resultado, representa una oportunidad para reducir los costos de operación del sistema.
- **Alivio de congestión de red (transmisión):** aliviar problemas de congestión localizando unidades de LDES en puntos estratégicos del sistema. Por ejemplo, estos equipos pueden cargar energía en áreas de importación durante períodos de tiempo sin congestiones y servir, luego, como recursos locales, generando energía de forma económica durante periodos con congestiones de red, reduciendo así la demanda por servicios de transporte en periodos críticos.
- **Aplazamiento de la inversión en la red:** asociado al punto anterior, se puede utilizar para proporcionar la capacidad incremental que sirve para aplazar la necesidad de inversión en la red. Además del aplazamiento de la inversión, puede ayudar a extender la vida útil de los equipos existentes al reducir la carga, especialmente para equipos más antiguos.
- **Soporte de resiliencia:** con una disponibilidad de energía más prolongada, existe la posibilidad de brindar soporte de resiliencia

y mitigar eventos extremos inesperados que duren varias horas o días. Dado que el valor de pérdida de carga es extremadamente alto (y continúa aumentando), el beneficio de resiliencia proporcionado por el almacenamiento de energía de larga duración puede ser significativo.

- **Ahorro de emisiones de carbono:** la eficiencia operativa mejorada que se puede obtener desde las plantas convencionales gracias a la operación de unidades de LDES y un mayor uso de la capacidad de generación baja en carbono, pueden contribuir a la reducción de emisiones. Esta contribución puede ser monetizada utilizando el costo social unitario del carbono (en esquemas mandatados) o el valor del impuesto verde (en esquemas de mercado).
- **Valor de la opción frente a incertidumbre:** el almacenamiento de energía puede diferir y/o evitar compromisos prematuros con inversiones costosas de capital, como por ejemplo, nueva infraestructura de transmisión, proporcionando una cobertura contra el futuro incierto. El almacenamiento puede proporcionar mayor capacidad de gestión sobre una red que está en constante evolución y con condiciones muy dinámicas de inversión tanto en generación como en otros activos de red. Por lo tanto, la capacidad de adaptabilidad tiene un valor de la opción que puede ser crítico frente a escenarios muy cambiantes a futuro.

Además de brindar múltiples servicios y beneficios para el sistema, el almacenamiento de energía de larga duración puede ser crucial para suavizar las fluctuaciones del suministro durante días, semanas o meses; y por tanto proporcionar una alta flexibilidad al sistema, que también se propaga a las escalas de planificación de la inversión.

Comparación entre tecnologías

Como se detalló anteriormente, cada tecnología cuenta con características particulares, que le permiten ser utilizada para un conjunto más específico de aplicaciones. La Tabla 1 presenta una comparación de las características técnicas de las tecnologías de almacenamiento de larga duración discutidas.

TECNOLOGÍA	PHES	CAES	LAES	GES	FB	PtG	CO2
Potencia nominal (MW) ²⁸	100-10.000	1-500	0,35-5	40-150	0,03-3	0,01-1.000	0,05-3,5
Duración de descarga ²⁹	1-24 h +	1-24 h +	1-24 h +	s - h	s-10 h	1-4 h +	1-24 h
Duración del almacenamiento ³⁰	horas-meses	horas-meses	horas-meses	horas-meses	horas-meses	min-meses	horas
Tiempo de respuesta ³¹	min	min	min	min	s	min	min
Densidad de potencia (W/kg) ³²	-	-	-	3,13	-	-	-
Densidad de energía (Wh/kg) ³³	0,5-1,5	30-60	97	1,06	10-30	-	-
Eficiencia (%) ³⁴	65-87	50-89	50-70	75-80	60-70	20-40	60-80
Vida útil (años) ³⁵	40-60	20-40	20+	30+	5-10	20+	40+
Costo de potencia (USD/kW) ³⁶	600-2.000	400-800	1.000-2.000	1.000	600-1.500	-	-
Costo de energía (USD/kWh) ³⁷	5-100	2-50	-	-	150-1.000	-	-
Tiempo de construcción (años) ³⁸	3-8	3-5	2	2	0,5-2	3-4	3-4
Estado de desarrollo ³⁹	Madura-Comercial	Madura-Comercial	Demo/En desarrollo	Demo/En desarrollo	Demo/En desarrollo	Demo/En desarrollo	Demo/En desarrollo

Tabla 1. Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración

²⁸ O. Krishan and S. Suhag, "An updated review of energy storage systems: Classification and applications in distributed generation power systems incorporating renewable energy resources," International Journal of Energy Research, vol. 43, no. 12, pp. 6171-6210, 2019, doi: 10.1002/er.4285

²⁹ Ibid.

³⁰ M. Aneke and M. Wang, "Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review," Applied Energy, vol. 179, pp. 350-377, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097

³¹ O. Krishan op. cit.

³² M. Aneke op. cit.

³³ M. Aneke op. cit.

³⁴ IRENA, "Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030", Link: <https://bit.ly/3UPLZpu>, Octubre 2017. Última visita: 25 de abril de 2023

³⁵ O. Krishan op. cit.

³⁶ M. Aneke op. cit.

³⁷ M. Aneke op. cit.

³⁸ Aurora, "Long duration electricity storage in GB"; 2022. Link: <https://bit.ly/3n6EcaD>. Última visita: 25 de abril de 2023

³⁹ M. Aneke op. cit.

Amenazas identificadas: competencia entre el LDES y otras soluciones flexibles

Además de los sistemas de almacenamiento de energía, existen otras soluciones tecnológicas flexibles competitivas que pueden tener un efecto positivo en la capacidad de un sistema para lograr una integración efectiva hacia un sistema 100% renovable. Las tecnologías de almacenamiento de larga duración competirán contra una gama de otras soluciones tecnológicas, entre las cuales se destacan la respuesta de la demanda (DSR, del inglés *Demand Side Response*), interconexiones internacionales y generación flexible, firme y de bajo contenido de carbono.

En el caso de DSR, los servicios son más efectivos para duraciones más cortas. Esto es debido a que la demanda puede interrumpirse por periodos de tiempo relativamente breves con el fin de prestar servicios de seguridad al sistema, pero sin comprometer la producción o el bienestar asociado a dicho consumo en escalas mayores de tiempo⁴⁰. Para servicios de larga duración, por lo tanto, es posible que la capacidad de brindar DSR disminuya, y con ello el nivel de competencia con LDES.

En el caso de las interconexiones internacionales, los niveles de competencia con LDES dependen de la matriz de energía de los países de la región. Por ejemplo, en caso de que sea posible “balancear” la generación predominantemente solar de un país contra la de un país vecino, como, por ejemplo, mediante la producción de hidroelectricidad, entonces la necesidad por LDES puede verse reducida.

El caso de las interconexiones con Noruega en Europa, por ejemplo, se deben en gran parte a la gran capacidad que tiene ese país para prestar servicios de almacenamiento al sistema europeo⁴¹.

Por su parte, la generación flexible, firme y de bajo contenido de carbono, como la hidroelectricidad, geotermia, plantas CSP o plantas a gas (fuera de un esquema PtG), pueden competir directamente con LDES. En el caso de Chile, todas las tecnologías nombradas podrían presentar niveles de competencia con LDES, aunque nuevas plantas a gas podrían estar limitadas única y exclusivamente a reconversiones de plantas diésel o carbón. En la misma línea, la hidroelectricidad y la geotermia⁴² presentan límites en su potencial de explotación sustentable, por lo que

TECNOLOGÍA	Manteniendo la estabilidad				Balance de energía		Duración de la respuesta		Tipos de respuesta	
	RESPUESTA FRECUENCIA	INERCIA	CONTROL VOLTAJE	CORRECCIÓN DESBALANES	RAMPAS	CICLOS DIARIOS	CICLOS ESTACIONALES	LOAD SHIFTING	RESERVA SUBIDA	RESERVA BAJADA
GENERACIÓN	OCGT*/Máquinas Gas	x	x	✓	✓	✓	✓	x	✓	x
	CCGT*	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓
	Biomasa & residuos	x	✓	✓	x	x	✓	x	✓	✓
	Intermitente	x	x	✓	x	x	x	x	x	✓
	CSP	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓
ALMACENAMIENTO	Batería 0,5-2hr	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
	LAES	x	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
	CAES	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	PHES	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Hidrógeno	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
RED	DSR	✓	x	x	✓	✓	x	✓	✓	✓
	Interconexión	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Red de transmisión	x	x	x	x	x	x	✓	x	x

*CCGT: Combined cycl gas turbine, OCGT: Open cycle gas turbine, CSP: Concentrated Solar Power

✓ Capaz de proporcionar el servicio x Poco probable o incapaz de proporcionar el servicio

Figura 4. Comparación de tecnologías según servicio brindado⁴³.

⁴⁰ Department for Business, Energy and Industrial Strategy, op. cit.

⁴¹ T. Tellefsen, J. van Putten and O. Gjerde, “Norwegian Hydropower: Connecting to Continental Europe,” in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 18, no. 5, pp. 27-35, Sept.-Oct. 2020, doi: 10.1109/MPE.2020.3001417.

⁴² Ministerio de Energía; “Mesa de Geotermia - Rol de la Geotermia en el desarrollo de la matriz eléctrica chilena”; 2018. Link: <https://bit.ly/3oGY1WB>. Última visita: 25 de abril de 2023.

⁴³ Department for Business, Energy and Industrial Strategy, op. cit.

CSP se pudiera convertir en la fuente de competencia a futuro para LDES.

La Figura 4 muestra los distintos servicios que pueden entregar varias tecnologías, incluyendo LDES, dando un vistazo de los potenciales niveles de competencia servicio a servicio. Estos servicios incluyen aspectos para mantener la estabilidad, balance de energía, duración de la respuesta y los tipos de respuesta. Si bien mantener la estabilidad se centra en la estabilidad y regulación de la red, el balance de energía está principalmente relacionado con la optimización de la utilización de los recursos y la gestión de las fluctuaciones en la demanda.

Es importante destacar que un sistema en transición hacia una alta participación de generación renovable y cero emisiones netas, requerirá un portafolio de tecnologías de almacenamiento, de forma de dar cobertura a los distintos servicios necesarios para operar el sistema de forma económica y segura. Para servicios rápidos (e.g. *fast frequency response*), es probable que tecnologías como BESS sean más atractivas y a valores más económicos. No obstante, cuando estos servicios impliquen duraciones más largas, es más probable que existan menos tecnologías capaces de entregar estos servicios, aumentando los costos de estas soluciones.

Aunque las plantas de ciclo combinado de gas (CCGT) brindan respuesta de frecuencia, inercia y soporte de voltaje, generalmente solo pueden hacerlo cuando están en funcionamiento. En un sistema con altos niveles de energías renovables y bajas emisiones de carbono, esto representa una desventaja significativa. Por lo tanto, se les asigna una puntuación más baja para reflejar esta limitación.

El gas con captura y almacenamiento de carbono (CCS, del inglés *Carbon Capture and Storage*) tendría características similares a las CCGT, pero se espera que tenga una flexibilidad ligeramente menor para cambios rápidos debido a la naturaleza menos flexible de la tecnología CCS.

La tecnología BESS puede proporcionar inercia sintética (i.e. mejorar la respuesta inercial del sistema) mediante controles específicos en el inversor.

Políticas e incentivos dentro del contexto internacional del almacenamiento de larga duración

Las tecnologías de almacenamiento de larga duración se enfrentan a diversas barreras financieras, de mercado y políticas que limitan su despliegue. De forma incipiente, se están desarrollando políticas e incentivos que tratan de promover el almacenamiento de energía a nivel mundial. Entre ellas destacan mecanismos para seguir profundizando en su desarrollo tecnológico y de prototipado, como también en estrategias para su despliegue desde una perspectiva de mercado o bien, mediante mecanismos centralizados de adquisición⁴⁴.

A nivel de desarrollo tecnológico y prototipado, el programa federal de Estados Unidos denominado BEST⁴⁵ (del inglés *Better Energy Storage Technology*) establece programas de investigación y desarrollo de almacenamiento de energía para reducir los costos tecnológicos y extender la duración de los sistemas de almacenamiento. Además, existen otros programas federales^{46,47,48}, que tienen como objetivo fomentar el desarrollo de nuevas tecnologías de LDES (10-100 horas de acumulación). A nivel estatal, también existe apoyo financiero a fin de promover LDES en etapa pre-comercial que incluyen tecnologías de almacenamiento de hidrógeno, eléctrico, químico, mecánico o térmico que sean de seis horas o más de duración⁴⁹. Algunos países en Europa cuentan con el mismo tipo de programas⁵⁰.

A nivel de instrumentos de mercado, en general el estado actual de desarrollo es relativamente incipiente, donde se observan diversos instrumentos para la incorporación de LDES. En California, un grupo de agregadores de opciones comunitarias (CCA, del inglés *Community Choice Aggregation*) organizó una licitación de infraestructura para adquirir hasta 500 MW de LDES⁵¹ por 10 años con el fin de mejorar de manera rentable los portafolios

⁴⁴ Billimoria, F. and Simshauser, P.; "Contract design for storage in hybrid electricity markets", EPRG White Paper 2304, University of Cambridge.

⁴⁵ H.R.2986 - BEST Act, 2020. Link: <https://bit.ly/3n3wUEX>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁴⁶ Office of Energy Efficiency & Renewable Energy; "Long Duration Storage Shot"; Link: <https://bit.ly/41YWWru>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁴⁷ Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office; "Hydrogen Shot"; Link: <https://bit.ly/3nbGaGy>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁴⁸ ARPA-E; "Duration Addition to electricity Storage (DAYS) Overview"; Link: <https://bit.ly/3oKGsVg>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁴⁹ NYSERDA; "Governor Cuomo Announces New York Will Explore Potential Role of Green Hydrogen as Part of Comprehensive Decarbonization Strategy"; Link: <https://on.ny.gov/41Ck7YR>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁵⁰ Bundesministerium für Bildung und Forschung; "Förderinitiative Energiespeicher"; Link: <https://bit.ly/3Nd77nR>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁵¹ Silicon Valley Clean Energy; "Joint Long Duration Storage Request for Offers"; Link: <https://bit.ly/3KYXE0U>. Última visita: 25 de abril de 2023

de energía renovable y ayudar a lograr los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. El objetivo es contar con un servicio de almacenamiento que pueda proporcionar al menos 50 MW de capacidad de potencia por proyecto con un mínimo de ocho horas de duración de descarga. Además, en 2022, la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC, del inglés *California Public Utilities Commission*) aprobó un plan para garantizar inversiones suficientes en recursos de electricidad a largo plazo, incluidos 15.000 MW de nuevos recursos de almacenamiento de energía que incluye sistemas basados en baterías, así como nuevos recursos de LDES⁵².

Por su parte, AEMO Services en Australia se encuentra en el primer proceso de licitación para incorporar LDES⁵³ surgido a partir del *Electricity Infrastructure Investment Act 2020*⁵⁴. Mediante la estructuración de un fondo, financiado entre otros por consumidores finales, permite a un propietario activar una cobertura cuando detecte una eventual condición de riesgo de ingresos (*cap-and-floor*). Así, este derivado financiero ofrece al operador de un proyecto de almacenamiento de energía elegible (con un mínimo de 8 horas de almacenamiento) opciones para acceder a un pago de anualidad variable en forma de un complemento a los ingresos operativos del proyecto, ofreciendo un ingreso mínimo garantizado al proyecto. La opción debe ser activada con 6-12 meses de anticipación. Las condiciones comerciales de la subasta establecen especificidades sobre los mecanismos de activación, esquemas de repago, entre otros⁵⁵. En general, a nivel internacional se observa un auge de este tipo de mercados híbridos, con una mezcla entre señales de planificación, mecanismos de riesgo compartido y señales de mercado mejoradas⁵⁶.

En Europa, parte importante de la incorporación de almacenamiento se está llevando a cabo a través de sus planes nacionales de energía y clima (NECP, del inglés *National Energy and Cli-*

mate Plan)^{57,58,59,60}, donde los distintos Estados Miembros han anunciado sus objetivos relativos al desarrollo de sistemas de almacenamiento. Países como Italia y Francia han fijado como objetivo el desarrollo de PHS durante los próximos 10 años.

Finalmente, existen otro tipo de incentivos para la promoción de LDES, como subsidios directos a su desarrollo. El estado de Arizona, que ofrece un programa de incentivos para baterías desde los \$500 USD/kW de almacenamiento instalado, hasta \$2.500 USD/kW, que está estructurado para fomentar LDES, ofreciendo el incentivo completo solo para tecnologías de almacenamiento que ofrecen duraciones de descarga superiores a cinco horas⁶¹. En el caso europeo, en la mayoría de los Estados Miembros no hay incentivos directos para su despliegue⁶², aunque se reportan fondos gubernamentales para apoyar el desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento de energía como parte de la competencia de demostración de LDES. ■

⁵² California Public Utilities Commission; "CPUC Approves Long Term Plans To Meet Electricity Reliability and Climate Goals"; Link: <https://bit.ly/41PQnYg>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁵³ Competitive Tenders — Acting in the long-term financial interests of NSW electricity consumers. Link: <https://bit.ly/3ApCCnf>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁵⁴ Electricity Infrastructure Investment Act 2020 No 44 - New South Wales; Link: <https://bit.ly/3LrB3eT>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁵⁵ AEMO; "Long-Term Energy Service Agreement Firming supply model"; 2023. Link: <https://bit.ly/3mWEINX>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁵⁶ Roques, F. and Finon, D.; "Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?"; Energy Policy, June 2017.

⁵⁷ Ministry of Environment and Energy, Republic of Croatia; "Integrated National Energy and Climate Plan for the Republic of Croatia for the period 2021-2030"; 2020; Link: <https://bit.ly/3n0KnNr>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁵⁸ Ifri Center for Energy & Climate; "Italy's Energy and Climate Policies in the Post COVID-19 Recovery"; 2021. Link: <https://bit.ly/43XlxyJ>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁵⁹ EnTEC; "Study on Energy Storage". Link: <https://bit.ly/3L3Wi4X>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁶⁰ Victorian Legislation; "Renewable Energy (Jobs and Investment) Act 2017"; 2017. Link: <https://bit.ly/41Uw7EH>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁶¹ Arizona Corporate Commission; "In the matter of the application of Arizona Public Service Company for approval of its 2020 Renewable Energy Standard Implementation Plan for Reset of Renewable Energy Adjustor."; Docket E-01345A-19-0148. Link: <https://bit.ly/41B0yQH>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁶² EnTEC cit. op.



3. BENEFICIOS DEL SERVICIO DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN EN CHILE

Determinación de volúmenes requeridos de almacenamiento de larga duración en Chile

A fin de determinar los volúmenes requeridos de almacenamiento de larga duración que el país requerirá hacia fines de la presente década, se llevaron a cabo una serie de simulaciones computacionales tendientes a entender los órdenes de magnitud de tal requerimiento.

Estas simulaciones se enfocaron en el año 2030, y fueron ejecutadas utilizando el modelo de expansión de capacidad y transmisión disponible en la plataforma AMEBA⁶³. El modelo determina la infraestructura necesaria tanto en generación como transmisión para satisfacer la demanda a mínimo costo bajo distintos escenarios (hidrología, perfiles renovables, precios de combustibles, entre otros). En este caso, los ejercicios se llevaron a cabo sobre casos esperados de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, bajo una visión independiente. Entre los supuestos más relevantes destaca la entrada en operación del enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre para el año 2030, además de considerar a firme parte importante de los proyectos actualmente declarados en construcción (simulación *brownfield*), los que al cierre de 2027 totalizarían: 13.8 GW solares, 6.5 GW eólicos y 130 MW en proyectos de almacenamiento.

Entre otros, las simulaciones ejecutadas siguen el siguiente set de supuestos sobre el Caso Base:

- Retiro total de unidades a carbón hacia el año 2033. En el año 2030 se consideran cerca de 2.5 GW aún disponibles para generación.

- Demanda energética: escenario medio de Informe “Carbono Neutralidad en el Sector Energía”⁶⁴.
- CAPEX tecnologías renovables: escenario medio utilizado en la Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027 liderada por el Ministerio de Energía (PELP2023)⁶⁵.
- CAPEX tecnologías de almacenamiento: según Tabla 2.
- Impuesto a las emisiones: equivalente a 35 USD/TonCO₂eq.
- Expansión de tecnologías termoeléctricas: no se consideran.
- Precios de combustibles fósiles: escenario bajo según PELP2023.
- Hidrologías futuras: considera impactos de cambio climático según información utilizada por la Comisión Nacional de Energía⁶⁶.

Adicionalmente, y a efectos de levantar antecedentes desde la perspectiva de confiabilidad del sistema, se realizaron análisis más bien simplificados tendientes a identificar la contribución de LDES en atender escenarios de escasez particulares.

Dadas las características de representación requeridas, las simulaciones se ejecutaron considerando la operación total de las 8760 horas del año en análisis. Esto nos permite modelar correctamente la variabilidad de las fuentes renovables, junto con la operación de los sistemas de almacenamiento de corta duración y los desafíos operacionales esperados para el sistema al año 2030.

Escenarios de estudio

El valor de los sistemas de almacenamiento dependerá fuertemente del contexto en el que se encuentra el sistema eléctrico, en particular, en lo relativo al desarrollo de las otras tecnologías (nivel de penetración de energías renovables y soluciones de almacenamiento), además del retiro de centrales termoeléctricas del sistema. Lo anterior puede altera significativamente la configuración de la oferta-demanda y por lo tanto la necesidad de almacenamiento de energía en horas de abundancia para su posterior uso en horas de mayor estrechez.

En este sentido, y a fin de entender el efecto de incorporar LDES a la matriz eléctrica nacional, se simularon los siguientes casos:

1. Caso Base: considera las trayectorias de cierre de centrales a carbón donde se totaliza una salida de 3 GW al 2030. Asimismo, este caso considera como supuestos la electrificación de la demanda, costos de tecnologías y de combustibles en nivel medio explicitados anteriormente.

2. Caso Retiro centrales a carbón: considera que el sistema no cuenta con centrales a carbón al 2030, mientras mantiene el resto de los supuestos del Caso Base.

CONCEPTO	BESS		BOMBEO		AIRE COMPRIMIDO (CAES)		
Horas acumulación	2	4	12	24	48	72	168
CAPEX [USD/kW]	500	839	1790	2490	1205	1277	1565
Vida útil [años]	15		40		30		
Eficiencia [%]	92%		80%		52%		

Tabla 2. CAPEX de tecnologías de almacenamiento.

⁶⁴Ministerio de Energía; “Carbono Neutralidad en el Sector Energía - Proyección de Consumo Energético Nacional 2020”; 2020. Link: <https://bit.ly/3NdtB8p>

⁶⁵Ministerio de Energía; “Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027”, 2022. Link: <https://bit.ly/3KYWkuM>

⁶⁶Meteodata; “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, 2020. Link: <https://bit.ly/41WjF7l>. Última visita: 25 de abril de 2023

3. Caso Retiro centrales a carbón y gas: considera que el sistema no cuenta con centrales a carbón ni con todas aquellas centrales que pueden operar con gas natural, principalmente ciclos combinados y ciclos abiertos, al 2030. El resto de los supuestos se mantiene sin variación respecto del Caso Base.

4. Caso Retiro total centrales termoeléctricas: considera que el parque no cuenta con centrales a carbón o a gas natural, ni tampoco centrales térmicas a diésel/fuel oil (o similares) al 2030. No obstante, se consideran disponibles para la operación las centrales que utilizan biomasa, incluyendo aquellas que son reconvertidas. Se asume en este caso que diversos problemas posibles asociados al control de tensión y de inercia, son resueltos mediante tecnologías alternativas. El resto de los supuestos se mantiene sin variación respecto del Caso Base.

En cada caso, se ejecutan las simulaciones (tipo brownfield) mediante el modelo de planificación centralizada concentradas en el año 2030 a fin de determinar el mix energético óptimo resultante para abastecer la demanda a mínimo costo. Adicionalmente, para cada caso de estudio se llevó a cabo una sensibilidad donde se inhibe como tecnologías seleccionables para la expansión los sistemas de almacenamiento de larga duración. Así, la expansión

del sistema en estas sensibilidades queda supeditada al desarrollo de sistemas BESS de 4 horas, hidroelectricidad, geotermia y CSP, además de la incorporación de mayores volúmenes de energía solar y eólica.

Resultados y análisis

La infraestructura de generación y almacenamiento adicional requerida⁶⁷ para cada caso de análisis se ilustra en la Figura 5 (a), mientras que en la Figura 5 (b) se detalla el tipo de almacenamiento que resulta costo-eficiente para el abastecimiento de la demanda. En términos generales, la capacidad instalada adicional corresponde principalmente a un mix entre energía eólica y solar, acompañada con el desarrollo de sistemas de almacenamiento.

Se observa de la Figura 5 que, en el Caso Base, para mantener el sistema operando de manera adaptada a la demanda, en vistas del crecimiento esperado a 2030 y el retiro de 2 GW de centrales a carbón en el periodo 2023-2030, se requiere un desarrollo cercano a 7.6 GW de generación eólica y 1.2 GW de almacenamiento. En particular, el desarrollo de almacenamiento debería concentrarse en mayor medida en bombeo hidráulico con capacidad de 12 horas⁶⁸. Contraintuitivamente, los resultados obtenidos muestran

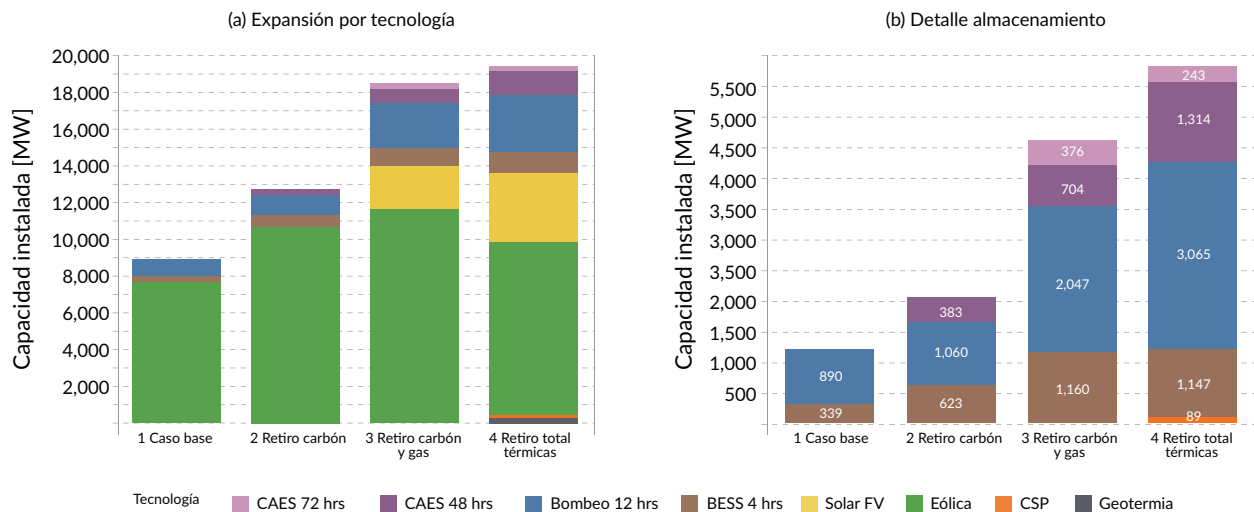


Figura 5: Expansión por tecnología de generación y almacenamiento resultante para los 4 casos de estudio.

⁶⁷ Por sobre la infraestructura actualmente disponible y aquella considerada a firme para los próximos años.

⁶⁸ Importante destacar que el desarrollo de los sistemas de almacenamiento de corta duración que se espera para la presente década se funda en la gran capacidad instalada solar presente en la operación y un retraso en la infraestructura de transmisión que transporta energía desde la zona norte al centro de carga. En el largo plazo, y dado que los ejercicios se centran exclusivamente en el año 2030, algunos de estos puntos se subsanan con el crecimiento de la demanda y la entrada en operación del enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre, que viene a disminuir las oportunidades para el despliegue de sistemas de almacenamiento.

que no es necesario continuar con una expansión adicional de la capacidad solar fotovoltaica, debido a la condición de sobreoferta resultante de la expansión en el corto-mediano plazo⁶⁹.

Se observa en los casos de estudio 2 a 4, que la necesidad de almacenamiento va creciendo a medida que se profundizan los retiros de centrales termoeléctricas, llegando hasta casi 6GW totales en el caso donde el retiro es completo. Asimismo, y más destacablemente, se observa que comienzan a ser parte de la solución sistemas de almacenamiento de larga duración de manera más intensiva, partiendo con 0.4 GW de CAES de 48 hrs en el caso 2, hasta 1.5 GW de almacenamiento entre 48 y 72 hrs de duración. Es preciso notar que el desarrollo de sistemas de almacenamiento de tipo BESS de 4 hrs no predomina en los distintos casos de estudio, siendo el bombeo de 12 hrs la tecnología de mayor desarrollo. Si bien su desarrollo involucra un mayor CAPEX que un sistema BESS de 4 horas, es preferido en mayor medida como parte de la solución óptima, dado que su integración resulta más eficiente y está alineado en mayor medida con las necesidades del sistema.

Sensibilidad sin sistemas de larga duración

A fin de ilustrar las implicancias de no contar con LDES en el sistema, en cada uno de los casos 1-4 se llevó a cabo el ejercicio

de planificación sin considerar las tecnologías de larga duración: Bombeo 12 y 24 horas, CAES de 48, 72 y 168 horas. Como resultado, se obtienen cambios en la expansión por tecnología, los que se resumen en la Figura 6.

En primer lugar, se observan notables diferencias en los casos de descarbonización más profunda (casos 3 y 4) donde en los casos sin LDES se requiere un mayor desarrollo de tecnologías como geotermia y CSP, por sobre el desarrollo de tecnologías solar FV. Naturalmente, la solución en base a almacenamiento LDES resulta en ser la más eficiente económicamente, pues permite un mayor aprovechamiento del potencial solar (2.2 GW extra en caso 3 y 3.7 GW en caso 4) versus el desarrollo de tecnologías más costosas como geotermia y CSP.

En la misma línea, se observa de la Figura 6(b) que en todos los casos, la cantidad total de almacenamiento resultante en la sensibilidad sin LDES es mayor, en términos de MW instalados. En los casos 1 y 2 las capacidades de energía eólica desarrolladas son similares, y por lo tanto se puede concluir que el atributo de mayores horas de duración permite reducir la capacidad en MW necesaria en almacenamiento. Por ejemplo, en el caso específico 2, la inversión necesaria en almacenamiento se mantiene en torno a 2GW cuando se desarrolla bombeo y CAES, mientras que solo

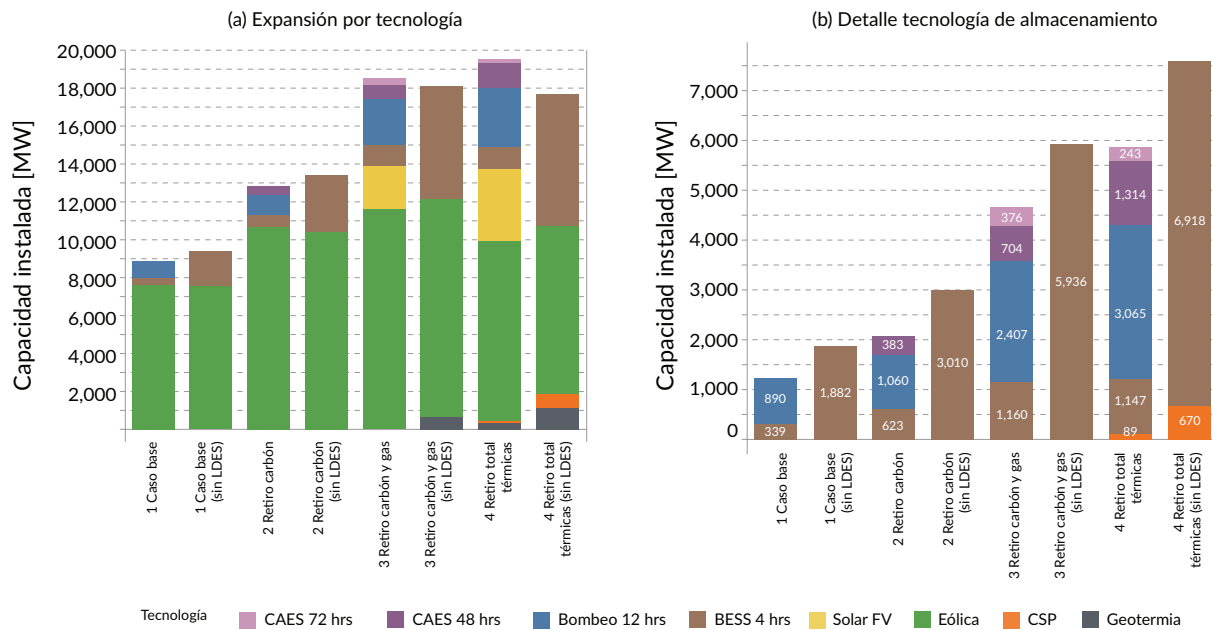


Figura 6: Expansión por tecnología de generación y almacenamiento resultante para los 4 casos de estudio y la sensibilidad sin LDES.

⁶⁹No obstante, es de esperar un crecimiento de la capacidad solar PV producto de políticas de incentivo, como el antiguo régimen de precio estabilizado o bien, el autoconsumo.

al desarrollar BESS se requieren 3 GW. En otras palabras, al no contar con LDES, se recurre a una sobreinversión en BESS, siendo utilizado en un rango mayor de horas a un nivel de carga/descarga menor.

En la Figura 7 se ilustra este efecto, donde se muestra la carga (valores negativos) y descarga (valores positivos) resultante para tres días consecutivos del Caso 2 con y sin LDES. Se aprecia como

la duración de los procesos de carga/descarga son similares, y si bien se tienen 3 GW de potencia instalada de BESS en el caso sin LDES, el valor máximo no supera los 2.1 GW pues se reparte la capacidad de descarga/carga en un mayor número de horas, a carga parcial.

En la Figura 8 se ilustra el beneficio de incorporar LDES como tecnología habilitante para la descarbonización del sistema eléctrico.

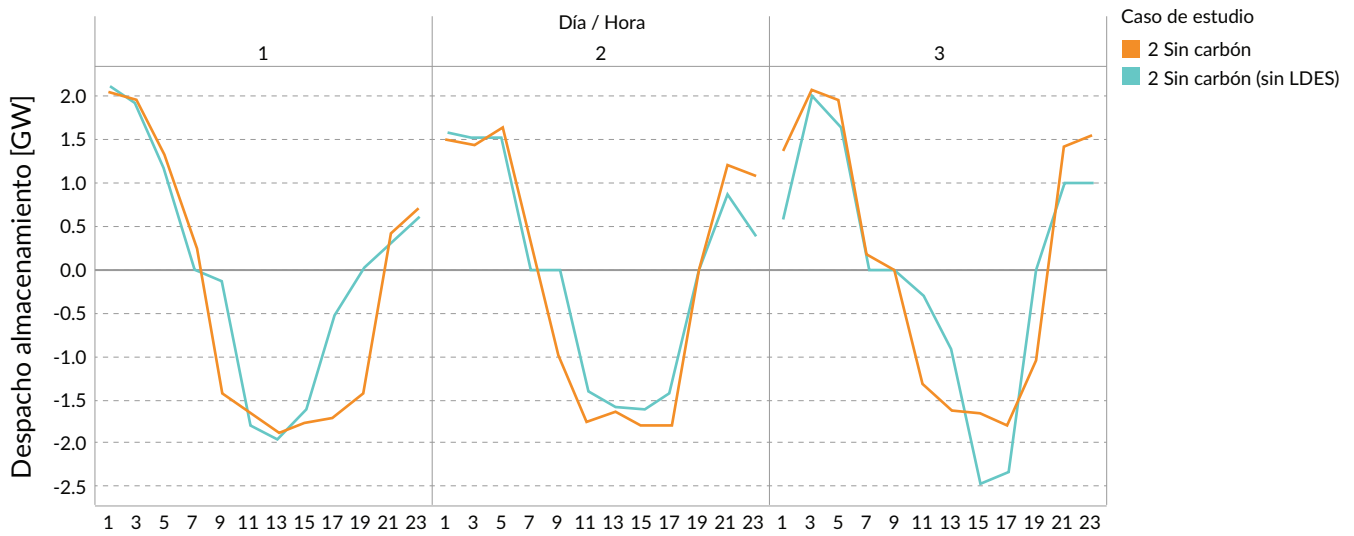


Figura 7: Carga y descarga de sistemas de almacenamiento en un intervalo de 1 semana para los casos 2 con y sin LDES.

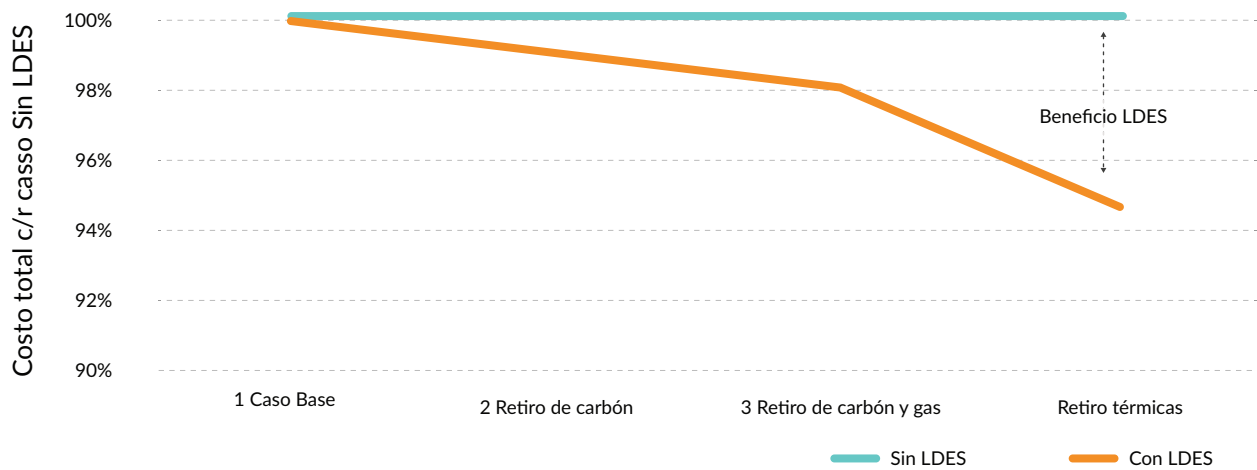


Figura 8: Costo total de desarrollo respecto del caso sin LDES.

co. En ello se incluyen los costos de operación y de inversión resultantes, así como la valoración de las emisiones de CO₂ —valorizadas a 35 USD/Co₂Toneq, junto con la energía no suministrada esperada. En resumen, en el caso de descarbonización más profunda (casos 3 y 4) se observa un beneficio de incorporar LDES como solución entre 2% y 5.3% de los costos totales⁷⁰.

Finalmente, importante señalar que todos los casos analizados tienen un vertimiento alcanzado en torno al 6-9%, lo que da cuenta que es costo-eficiente que el sistema se sobredimensione entorno a tecnologías eólica y solar, de modo de complementarlas con las distintas tecnologías de almacenamiento.

Aumentando las oportunidades de almacenamiento de larga duración en el futuro

Como se mencionó en la sección 2.1.2, existen varios servicios que pueden ser proporcionados por LDES y que crean beneficios que deben ser valorizados y contrastados con los costos de inversión. Estos servicios son:

- 1) Arbitraje de energía
- 2) Capacidad
- 3) Servicios complementarios
- 4) Uso más eficiente de los recursos de transmisión
- 5) Aplazamiento de inversiones en transmisión
- 6) Soporte de resiliencia
- 7) Ahorro de emisiones de carbono
- 8) Valor de la opción frente a incertidumbre

Los servicios 1), 4), 5) y 7) están incluidos en la modelación anterior porque abarcan los principales beneficios de los sistemas de almacenamiento que se han considerado en los estudios de operación y planificación de sistemas eléctricos^{71,72,73}. Además, los servicios asociados al punto 3) están parcialmente reconocidos, pero no del todo, pues no considera la provisión de servicios como inercia, rampa, control de tensión, entre otros que puedan resultar relevantes.

Así, otros servicios como 2), 3), 6) y 8) no han sido valorizados en los ejercicios computacionales ejecutados y pueden presentar un alto valor. Por lo tanto, es necesario hacer un esfuerzo para considerar todos estos aspectos para una adecuada cuantificación del valor del almacenamiento de energía de larga duración. Es así que, el análisis anterior podría llegar a considerarse una estimación conservadora del valor del LDES debido a los potenciales y particulares servicios que podría entregar para conseguir una descarbonización profunda y costo-eficiente de los sistemas eléctricos. En este sentido, LDES puede proporcionar varias aplicaciones adicionales que no se consideraron anteriormente, las cuales se detallan a continuación.

Potencia de suficiencia o capacidad firme

Las redes eléctricas seguirán necesitando suficiente capacidad de fuentes de electricidad confiables que puedan sostener la producción en cualquier temporada y durante períodos prolongados, incluidos períodos de varios días o semanas cuando la demanda supere el suministro de sistemas altamente dependientes de recursos climáticos fluctuantes como la energía eólica y solar. Por ejemplo, a diciembre de 2022, Chile contaba con una capacidad instalada cercana a los 33 GW, donde la capacidad instalada renovable se empujó sobre los 20 GW, esto considerando una demanda punta cercana a los 11 GW⁷⁴. La participación de la generación eólica y solar alcanzó un 37,1% de la capacidad total del sistema casi igualando a la generación térmica. No obstante, esta integración masiva de centrales de energía renovable variable per se, no puede justificar el retiro masivo de capacidad firme como las centrales a carbón.

Este problema ha provocado un interés creciente hacia tecnologías de almacenamiento^{75,76}, las cuales pueden ser tanto técnica como económicamente adecuadas para almacenar energía en cantidades suficientes para aportar con capacidad firme. Además, LDES puede “reducir la variabilidad” de la generación renovable entrante y garantizar la operación segura, enfrentando las variaciones de los recursos climáticos fluctuantes de los cuales dependen la generación renovable. Por ello, la habilidad del LDES de desplazar futuras plantas de punta

⁷⁰ Costo total incorpora anualidad de los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, costo de falla y emisiones valorizadas a 35 USD/Ton.

⁷¹ Moreno, R. Ferreira, L. Barroso, H. Rudnick and E. Pereira, “Facilitating the Integration of Renewables in Latin America: The Role of Hydropower Generation and Other Energy Storage Technologies,” in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 5, pp. 68-80, Sept.-Oct. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2708862.

⁷² E. Pereira-Bonvallet, R. Moreno and F. Muñoz, “Estimating the Value of Electricity Storage in Chile Through Planning Models with Stylized Operation: How Wrong Can It Be?” Current Sustainable/Renewable Energy Reports, vol. 7, pp.137–150, 2020, doi: 10.1007/s40518-020-00158-0.

⁷³ G. Díaz, A. Inzunza and R. Moreno, “The importance of time resolution, operational flexibility and risk aversion in quantifying the value of energy storage in long-term energy planning studies,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 112, pp. 797-812, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.002.

⁷⁴ Generadores de Chile, Generación eléctrica en Chile. Link: <https://bit.ly/3Lc8HVW>. Última visita: 12 de abril de 2023

⁷⁵ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1184572>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁷⁶ Coordinador Eléctrico Nacional; “Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada”; Junio 2022. Link: <https://bit.ly/3NkqPOy>. Última visita: 25 de abril de 2023

que utilicen combustibles fósiles debe ser adecuadamente reconocida en los análisis.

Servicios Complementarios

Además de los Servicios Complementarios asociados al control de frecuencia que fueron presentados en la sección 2.1.2, las diferentes tecnologías de LDSE que utilizan generadores síncronos para la producción de energía, pueden proporcionar otros servicios como inercia, regulación de tensión y partida en negro, entre otros.

La estabilidad de tensión se ha vuelto más desafiante con la creciente penetración de centrales de generación con fuentes renovables en los sistemas eléctricos, sobre todo con relación a los niveles de corto circuito. Los niveles de corto circuito, de hecho, son una ventaja importante de las tecnologías de LDES frente a otras tecnologías como las baterías, ya que las primeras pueden estar basadas en máquinas sincrónicas⁷⁷.

Por otro lado, los sistemas de almacenamiento como el bombeo hidráulico representan una tecnología madura en términos de servicios de partida en negro, pudiendo prestar un servicio más prolongado que el de baterías de menor duración⁷⁸.

Soporte de resiliencia

Los sistemas eléctricos están expuestos a eventos exógenos como son los fenómenos climáticos extremos y los desastres naturales^{79,80}. Originalmente la planificación de las redes eléctricas no considera este riesgo, por lo que cuando ocurren estos eventos, el suministro eléctrico puede sufrir interrupciones que pueden durar días o incluso semanas⁸¹. En este contexto, la literatura demuestra cómo mediante el despliegue correcto infraestructura de transmisión y almacenamiento (PHES) en Chile es posible mitigar las consecuencias de un terremoto

con características similares al ocurrido en 2010, disminuyen los impactos económicos de las interrupciones de suministro de manera relevante, brindando soporte de resiliencia y mitigando los efectos de estos eventos exógenos⁸².

Es importante resaltar que este tipo de fenómenos ya están ocurriendo en nuestro sistema, como la escasez ocurrida durante el invierno del año 2021⁸³ en el sistema chileno, situación que realza la necesidad de incorporar este tipo de servicios en la valoración de LDES.

Valor de la opción frente a la incertidumbre

Además de los beneficios ampliamente discutidos anteriormente, LDES también puede desempeñar un papel clave en el aplazamiento de inversiones costosas de capital en momentos de alta incertidumbre futura. La habilidad de gestionar de mejor manera la incertidumbre de largo plazo, ayudando a los tomadores de decisión a “comprar tiempo”, mientras más información del futuro se va revelando, ciertamente presenta un valor estratégico que debe ser considerado en las evaluaciones⁸⁴.

Históricamente, la planificación de sistemas eléctricos ha implicado un menor nivel de incertidumbre con respecto a la evolución futura del sistema. Sin embargo, hoy en día los planificadores deben aprobar proyectos anticipándose de forma significativa al crecimiento de la demanda y de la generación, enfrentando también procedimientos de instalación de activos y permisos de construcción que son cada vez más largos. En este contexto, LDES puede ofrecer a los planificadores la capacidad de reaccionar más eficientemente ante la dinámica de la incertidumbre que se revela de a poco, esperando una mayor seguridad/justificación para aprobar inversiones muy intensivas en capital. En otras palabras, el LDES actúa como una opción para “comprar tiempo” hasta que se resuelva (al menos en parte) la incertidumbre⁸⁵. ■

⁷⁷ Revista Electricidad, Mayor integración de ERNC. Link: https://issuu.com/csa2020/docs/elec_276/2. Última visita: 16 de abril de 2023

⁷⁸ Facilitating the deployment of large-scale and long-duration electricity storage: call for evidence, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, UK.

⁷⁹ IEEE PES Task Force: et al., “Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience,” in IEEE Transactions on Power Systems, 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3212688.

⁸⁰ R. Moreno et al., “Microgrids Against Wildfires: Distributed Energy Resources Enhance System Resilience,” in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 20, no. 1, pp. 78-89, Jan.-Feb. 2022, doi: 10.1109/MPE.2021.3122772.

⁸¹ ISCI, Diseñamos redes eléctricas resilientes a temblores y terremotos. Link: <https://bit.ly/3UPjgl2>. Última visita: 12 de abril de 2023

⁸² R. Moreno et al., “From Reliability to Resilience: Planning the Grid Against the Extremes,” in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 18, no. 4, pp. 41-53, July-Aug. 2020, doi: 10.1109/MPE.2020.2985439

⁸³ Operación durante los meses de invierno caracterizada por una menor disponibilidad de unidades, combinado con la escasez de combustibles primarios sobre varias semanas, mantuvo al sistema con un margen de reserva extremadamente bajo (esto a pesar de su elevado nivel de capacidad instalada respecto de la demanda máxima). Esta escasez se combinó con otras indisponibilidades, tales como como la falta de generación solar en días nublados, mayor demanda producto del descenso en las temperaturas, en conjunto con la baja afluencia hidráulica y falta de gas natural argentino.

⁸⁴ Moreno, R., Street, A., Arroyo, J.M., Mancarella, P., “Planning Low-Carbon Electricity Systems under Uncertainty Considering Operational Flexibility and Smart Grid Technologies”, Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 375: 20160305, Jul 2017.

⁸⁵ G. Strbac et al., “Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems,” in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 5, pp. 32-41, Sept.-Oct. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2708858.



4. AJUSTES REGULATORIOS PARA PROMOVER SERVICIOS DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN

Uno de los desafíos más importantes para impulsar las tecnologías de almacenamiento tipo LDES es corregir algunas señales existentes para que reflejen realmente el valor que entrega la nueva capacidad de LDES (e.g. precios de energía, potencia, servicios complementarios, etc.), además de crear nuevos flujos de ingresos que reflejen otros beneficios que actualmente no son reconocidos (e.g. resiliencia).

La ausencia de algunos de estos ingresos puede producir una dicotomía entre la remuneración que recibe el inversionista y el valor que realmente entrega una nueva inversión al sistema eléctrico, convirtiendo una inversión deseable desde el punto de vista sistémico en una inversión infactible desde el punto de vista privado. Por esto, es necesario hacer correcciones en la formación de precios de la energía⁸⁶, servicios complementarios y el mercado de potencia (las que se trabajan vastamente en la sección siguiente). También, se deben traducir los beneficios asociados a la resiliencia y el valor de la opción frente a incertidumbre, entre otros (descritos en la sección anterior), a pagos concretos que permitan dar señales de inversión adecuadas. Como es de costumbre, estos pagos pueden crearse mediante mercados libres (de corto o largo plazo, que se pueden regular mediante subastas) o pagos administrativos. Al margen del diseño específico del mecanismo de remuneración, lo concreto es que existe un *missing money* (producido tanto por falta de ingresos debido a distorsiones en los mercados existentes y/o por la falta de nuevos mercados, i.e. *missing markets*) que es necesario cubrir para poder rentabilizar inversiones de alto valor desde el punto de vista sistémico.

⁸⁶ El problema del mercado de la energía chileno es tanto en precio como en cantidad. Primero, la formación del precio no es adecuada, eliminando incentivos para el almacenamiento. Esto será tratado en detalle en la siguiente sección. Segundo, los despachos del almacenamiento no son necesariamente óptimos (compra y venta de energía cuando esta es barata y cara, respectivamente). Esto se da producto de una falta de herramientas y metodologías adecuadas en la operación del sistema que impide gestionar eficientemente el almacenamiento en el despacho económico. Esto requiere cambios tanto a nivel reglamentario como normativos y, potencialmente, la adopción de nuevas herramientas matemáticas.



Una consecuencia derivada de lo anterior, se encuentra en el desafío asociado al apilamiento de ingresos (revenue stacking) que deben realizar los inversionistas en LDES. Es decir, los inversionistas deben determinar muy cuidadosamente la capacidad que designan a cada servicio para recibir una suma de ingresos que les permita cubrir sus costos. Esta asignación debe ser optimizada frente a incertidumbre y barreras que pueden impedir una toma de decisión eficiente de las distintas posiciones en cada uno de los mercados. Para que el apilamiento de ingresos sea efectivo en impulsar inversiones, las señales deben ser las correctas, los mercados por servicios relevantes deben existir y, además, se debe facilitar la participación de inversionistas en múltiples mercados.

Un punto adicional por mencionar corresponde al riesgo y la volatilidad de estas señales. Producto de la aversión al riesgo natural de los tomadores de decisión, los ingresos futuros deben ser razonablemente predecibles para dar ciertas garantías a la inversión. De lo contrario, las inversiones no se materializarán. Por lo tanto, existe un desafío adicional asociado a diseñar mercados que den ciertas garantías para que las inversiones se puedan materializar y que los riesgos se puedan asignar de una forma efectiva entre inversionistas y consumidores. Como regla general, los riesgos que pueden dar señales de eficiencia deben ser asignados a los inversionistas y aquellos que no son gestionables por los inversionistas deben ser asignados a los consumidores.

Producto de la complejidad anterior, varios mercados están optando por diseños de mercados híbridos donde se consideran, para ciertos activos, el mandato de obras⁸⁷. De hecho, esto simplifica el desafío de diseñar mercados de forma muy acuciosa y simplifica también el problema de apilamiento de ingresos para el inversio-

nista. Como se ha planteado en otras oportunidades, los mandatos mueven el foco desde la competencia en el mercado hacia la competencia por el mercado. Similar al caso de las obras de transmisión, en un mundo mandatado existe un planificador que determina las necesidades por LDES y luego las licita, asignándolas a los mejores postores.

Diagnóstico y propuesta de mejora de la regulación existente

El diseño de mercado actual muestra deficiencias importantes de cara a la integración de nuevas tecnologías⁸⁸, por ello debe ser modernizado para facilitar la transición energética hacia un sistema profundamente descarbonizado en el futuro.

Si bien, los puntos de acción requeridos para esta transición se encuentran en perfeccionar los mecanismos de mercado de corto y largo plazo, junto con crear condiciones para el desarrollo de nuevas tecnologías, existen algunos puntos de nuestra legislación que hemos identificado necesarios visitar a fin de propiciar condiciones fértiles para el despliegue de un servicio de almacenamiento de larga duración.

Asimismo, en nuestra propuesta se identifican aspectos que escapan del marco regulatorio actual, donde proponemos se expandan las potestades del regulador/planificador a fin de gatillar infraestructura que permita contar con las coberturas necesarias en situaciones de baja probabilidad y alto impacto. La Tabla 3 a continuación resume las propuestas que luego se presentan en mayor detalle en los siguientes capítulos.

⁸⁷ Competitive Tenders — Acting in the long-term financial interests of NSW electricity consumers. Link: <https://bit.ly/3ApCCnf>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁸⁸ Suazo-Martínez, C., Moreno, R.; "Cambios al mercado y a la regulación eléctrica para una descarbonización profunda"; SPEC-ISCI, 2021.

ÁMBITO	PROPUESTAS	REQUERIMIENTOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN	VENTAJAS
Mercados de corto plazo	Modernización de la formación de precios	<ul style="list-style-type: none"> Software específico para la operación en tiempo real y la determinación de los precios del mercado 	<ul style="list-style-type: none"> Eficiencia operativa Representación adecuada de los costos de oportunidad Alinear con las mejores prácticas internacionales
	Introducción de un mercado vinculante del día anterior	<ul style="list-style-type: none"> Diseño de los parámetros a incluir en la oferta (precio, potencia, energía, entre otros). 	<ul style="list-style-type: none"> Cobertura del riesgo financiero Mayor eficiencia en los pronósticos y manejo de desviaciones.
	Actualización de los mecanismos de operación de los sistemas de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Definición de reglas más claras para armonizar la operación en modos de carga y descarga Acelerar la modernización de la formación de precios (previamente presentada) 	<ul style="list-style-type: none"> Eficiencia en el despacho en tiempo real Mayor claridad para propietarios de activos
Mercados de largo plazo	Contratos regulados por energía con requerimientos especiales	<ul style="list-style-type: none"> Licitaciones de PPAs con exigencia de cuotas de energías renovables Licitaciones de PPAs que apliquen factores multiplicativos Licitaciones de PPAs con declaración del activo 	<ul style="list-style-type: none"> Reconocer en el mecanismo de adjudicación los impactos económicos que genera en el largo plazo la integración de nueva infraestructura, más allá del costo de producción de energía
	Contratos por reservas por parte del CEN	<ul style="list-style-type: none"> Proponer opción complementaria de compra de SSCC mediante contratos en distintas escalas de tiempo (corto, medio y largo plazo) 	<ul style="list-style-type: none"> Compra más económica de SSCC mediante la optimización de una cartera de varios contratos Beneficio directo del CEN y de los agentes del mercado Cobertura de riesgos contra oscilaciones inesperadas de los precios en el mercado spot Fomento de inversiones Mayor competencia y contestabilidad del mercado
	Pagos por potencia mejorados con adiciones de resiliencia	<ul style="list-style-type: none"> Incorporación de nuevos elementos en la mecánica de cálculo de ELCC: eventos de indisponibilidad de mayor duración, correlación entre eventos de escasez, y, potencialmente, uso de métricas de confiabilidad adecuadas 	<ul style="list-style-type: none"> Mitigar el riesgo de falta de capacidad en el proceso de descarbonización
	Contratos por servicios de almacenamiento (libres y regulados)	<ul style="list-style-type: none"> Creación del producto o servicio a ser contratado Creación de contratos explícitos por el servicio de LDES consistentes 	<ul style="list-style-type: none"> Financiamiento de infraestructura eficiente de almacenamiento mediante contratos específicos Cobertura de riesgo intertemporal entre inyecciones y retiros para generadores que contratan servicios de almacenamiento
	<i>Open seasons</i> de LDES	<ul style="list-style-type: none"> Creación/negociación de contratos financieros por almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Forma eficiente de organizar subastas para la venta del servicio Asignación "de mercado" de la capacidad del activo entre distintos interesados
	Mandatos y licitaciones de infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> Creación de un proceso de licitación especial por un activo específico 	<ul style="list-style-type: none"> Potencialmente puede capturar toda la cadena de valor de LDES En la misma línea puede capturar nuevas métricas de resiliencia que permitan justificar inversiones en LDES para mejorar la seguridad frente a eventos de alto impacto y baja probabilidad

Tabla 3. Resumen de propuestas

Mercados de corto plazo

Modernización de la formación de precios

Si bien la introducción masiva de fuentes renovables genera impactos relevantes en la operación de los mercados eléctricos, existe un consenso de que una expansión de la generación intermitente de costos variables cero no cambia los fundamentos del diseño eficiente del mercado eléctrico^{89,90}. En cambio, aumenta la importancia de implementar correctamente los fundamentos del diseño de mercado y las reformas asociadas que se han identificado a partir de la experiencia en el mercado⁹¹.

A la fecha, si bien nuestra ley eléctrica permite la aplicación de los principios económicos del sistema marginalista⁹², la *praxis* local tanto para el despacho en tiempo real como para la formación de precios, se lleva a cabo mediante el uso de la denominada lista de mérito. Al respecto, la lista de mérito tiene algunas falencias que lo alejan de las mejores prácticas internacionales: i) no captura los costos de oportunidad de las firmas; ii) es incapaz de representar no linealidades ni las relaciones intertemporales del despacho, y; iii) se elabora para un nodo representativo de la red, utilizando para ello sólo 3 bloques horarios por día, lo que deriva en una operación ineficiente y una determinación de precios incorrecta.

Por ello, proponemos la eliminación en el uso de la lista de mérito y adoptar 1) uso de software específico para la operación en tiempo real, que considere una duración mínima de optimización para representar correctamente los costos de oportunidad de los activos con capacidad de gestión de energía (e.g. LDES); 2) la adopción de un software específico para determinar los precios del mercado, que corrija la situación actual y haga un real uso de la teoría marginalista para el cálculo del precio spot. Esta situación es particularmente sensible para los sistemas de almacenamiento, toda vez que no presentan costos directos que puedan ser auditados como las unidades térmicas, y sus costos de oportunidad sólo se pueden capturar con este tipo de herramientas computacionales.

Una vez implementados los puntos anteriores, se deberá discutir sobre la necesidad de incluir una señal de escasez, por ejemplo,

mediante la introducción de Curvas de Demanda de Reserva Operativa (ORDCs) y de revisar la regla de formación de precios del mercado en vista de las no convexidades y no linealidades propias de un sistema real⁹³. La situación actual de penetración renovable en Chile ha mostrado un incremento de los pagos laterales durante el último tiempo, lo que sin duda levanta interrogantes sobre el esquema de formación de precios que deba imperar en el mercado.

Introducción de un mercado vinculante del día anterior

Actualmente en Chile, el CEN realiza un despacho el día anterior (Programa Diario de Operación), con el objetivo de abastecer la demanda a mínimo costo. Este despacho no es de carácter vinculante sino indicativo. Así, las transacciones financieras en el mercado eléctrico chileno se realizan únicamente basados en los resultados de la operación real, cuyos resultados pueden tardar hasta 72 horas en ser publicados. En el diseño actual, no existen penalizaciones por incumplimiento en el programa de operación ni tampoco desvíos observados en tiempo real. La asignación de variaciones respecto del programa no es costo reflectivo para los agentes que incurrir en dichos desvíos.

Para el caso de los sistemas de almacenamiento, esta situación limita su actuar, en cuanto al momento de definir su perfil de colocación de energía (carga y descarga) desconocer el costo de oportunidad de su energía acumulada.

Existe un amplio consenso en la necesidad de introducir un despacho del día anterior que sea vinculante, ya sea a través del mismo mecanismo actual, mejor aún mediante un mercado organizado para ello. De esta forma, los agentes pueden contar con una cobertura de riesgo financiero respecto de las modificaciones que puedan ocurrir en tiempo real. Este tipo de diseño adicionalmente entrega una base transparente a efectos de crear mecanismos costos reflectivos de los impactos de las desviaciones de los actores respecto del programa.

No obstante, su implementación no está exenta de dificultades, toda vez que requiere de una compatibilidad en las estrategias de formación de precio utilizada en el despacho del día anterior y las

⁸⁹ Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union's protection against market manipulation in the wholesale energy market. Link: <https://bit.ly/3otUAC9>. Última visita: 25 de abril de 2023

⁹⁰ Hogan, W.; "Electricity Market Design and Zero-Marginal Cost Generation", Current Sustainable/Renewable Energy Reports, volume 9, 2022.

⁹¹ Ibid.

⁹² Boiteux, M.; "Peak-load pricing", The Journal of Business, Vol. 33, No.2, 1960.

⁹³ Suazo-Martínez, C.; "Levantemos la vista: Reduciendo el riesgo de infraestructura renovable en mercados de electricidad"; SPEC; 2023. Link: <https://t.co/bYsFzkQxJ0>. Última visita: 25 de abril de 2023

señales de precios que surgen a propósito de la operación en tiempo real, entre una serie de modernizaciones sobre las herramientas y procesos utilizados por el Coordinador tanto para la programación como para la operación en tiempo real.

Actualización de los mecanismos de operación de los sistemas de almacenamiento

La regulación actual relativa a la programación de sistemas de almacenamiento ofrece dos estrategias posibles para determinar su colocación de energía⁹⁴: i) mediante el uso de la denominada lista de mérito utilizando, entre otros, la valorización de su energía retirada para el proceso de carga, o; ii) a través de la minimización del costo total de operación y falla. Para este segundo caso, se establece que el valor de la energía almacenada que determine el Coordinador debe ser estrictamente mayor al determinado en i). Entre otras consideraciones, la metodología definitiva que utilizará el Coordinador para la programación es definida luego que la instalación haya sido declarada en construcción y puede ser modificada ante cambios relevantes en la operación.

Las consideraciones anteriores de la regulación vigente introducen poca claridad respecto del régimen operacional de los sistemas de almacenamiento. Adicionalmente, en términos de su implementación, y según lo discutido anteriormente, la lista de mérito actualmente sólo se computa para 3 bloques horarios lo que no sólo restringe la determinación del costo de oportunidad de dichas instalaciones, sino que también podría derivar en soluciones degeneradas en el despacho en tiempo real que no resultan eficientes. Dado lo anterior, es que la sugerencia es avanzar en la definición de reglas que permitan a los actores estimar de forma clara el régimen operacional de sus activos, además de fortalecer la modernización en la formación de precios y la introducción de un mercado vinculante del día anterior como se indicó previamente.

Mercado de largo plazo

Las señales de largo plazo se pueden dividir en dos grandes clases. La primera clase corresponde a señales de largo plazo que buscan estabilizar una señal ya existente en las transacciones de corto plazo. Por ejemplo, los contratos de largo plazo por suministro de energía (o PPAs del inglés *Power Purchase Agreements*) pertenecen a esta clase. Así, un PPA genera una cobertura frente a una señal ya

existente, pero volátil (el precio spot de la energía). Creemos que este tipo de diseño podría extenderse, por ejemplo, para establecer contratos por diversos servicios complementarios (tal como se tratará en más detalle a continuación). La segunda clase corresponde a señales exclusivas de largo plazo que remuneran otros servicios que no son reconocidos en el corto plazo, por ejemplo, la suficiencia. Como mencionamos anteriormente, parte del valor de LDES no está siendo reconocido en la regulación, lo que requiere de modificaciones en nuestro esquema regulatorio.

En nuestra opinión, el mercado chileno muestra una madurez suficiente en el uso de instrumentos de largo plazo para crear mecanismos adicionales o bien para perfeccionar los esquemas existentes. En ello, analizaremos los siguientes mecanismos:

- 1) Contratos regulados por energía con requerimientos especiales
- 2) Contratos por reservas por parte del CEN
- 3) Pagos por potencia mejorados con adiciones de resiliencia
- 4) Contratos por servicios de almacenamiento (libres y regulados)
- 5) Open seasons de LDES
- 6) Mandatos y licitaciones de infraestructura

Contratos regulados por energía con requerimientos especiales

En el marco de la descarbonización, existen dos características claves del output energético de una unidad de generación: su huella de carbono y su aporte a la estabilidad del sistema⁹⁵. A medida que avanzamos hacia un sistema 100% renovable, ambas características tienen mayor relevancia, por cuanto no sólo es importante velar por la incorporación de energía baja en emisiones, sino también que esta integración sea costo-eficiente, procurando mantener/mejorar los niveles de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Por ello, es necesario revisar si el esquema vigente en las licitaciones para clientes regulados es eficiente en términos de la tarifa que recibe el cliente final, a la luz del incremento observado en los pagos laterales del año 2022 y 2023. En esta línea, se propone reconocer en las licitaciones reguladas por contratos de suministro aspectos relativos a la huella de carbono y estabilidad de las unidades. Este reconocimiento se podría realizar, al menos, de las tres formas siguientes:

⁹⁴ Ministerio de Energía; "DS 125/2019 Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional"; 2019. Link: <https://bit.ly/3AupoFI>

⁹⁵ Entendido como la capacidad de producir energía cuando el sistema lo requiera de forma controlable.

- Licitaciones de PPAs con exigencia de cuotas de energías renovables relativamente constantes durante el día. Esto, en línea con el proyecto de ley actualmente en trámite.

- Licitaciones de PPAs que apliquen factores multiplicativos de modo de dar ventajas a las ofertas de energías renovables con perfiles de producción relativamente constantes. A mayor estabilidad, mayor ventaja. Esta iniciativa es similar a la anterior, pero reemplazando los requerimientos de cuotas por un mecanismo de incentivos que premie las ofertas de generadores que ofrezcan una mayor estabilidad en su output energético.

- Licitaciones de PPAs con una declaración del activo que respalda la oferta y un algoritmo de despacho económico que haga la casación considerando la operación del activo. Esto permitiría materializar inversiones que sean más consistentes con las necesidades físicas del sistema.

Cada una de las alternativas propuestas tienen distinto grado de complejidad y transparencia como regla de adjudicación que debe ser evaluado pertinentemente. No obstante, el objetivo es claro: reconocer en el mecanismo de adjudicación los impactos económicos que genera en el largo plazo la integración de nueva infraestructura, más allá del costo de producción de energía.

Contratos por servicios complementarios por parte del Coordinador Eléctrico Nacional

El sector eléctrico chileno cuenta con un mercado de servicios complementarios (SSCC) desde el 1 de enero de 2020. El diseño considera que el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) pueda adquirir servicios no disponibles en las instalaciones existentes, mediante licitaciones de nueva infraestructura. Asimismo, puede organizar un proceso de subasta para adquirir, en caso de que existan condiciones de competencia, distintos SSCC desde instalaciones existentes. Estos últimos, se relacionan principalmente con servicios relativos al control de frecuencia, los que son provistos por los participantes en el mercado en tiempo real (o spot), cuyos precios varían a lo largo del día. Como este mercado se centra en el corto plazo, estos precios pueden ser extremadamente volátiles. Aparte de la volatilidad de los precios, las necesidades futuras de algunos de estos servicios también son inciertas, ya que dependen de una serie de parámetros del sistema que se desconocen en la

actualidad, como las cantidades y el tipo de energía renovable que se conectarán a futuro.

Así, en este contexto de volatilidad e incertidumbre futura de precios y requerimientos, se propone una opción complementaria de compra de SSCC (adquiridos actualmente mediante subastas de corto plazo) mediante contratos en distintas escalas de tiempo (corto, medio y largo plazo). Por lo tanto, optimizando una cartera de varios contratos junto con su posición en el mercado spot, el CEN puede hacer una compra más económica de SSCC. Esto redundará en beneficio directo del CEN y de los agentes del mercado a los que se asignan los costos de estos servicios.

Los contratos pueden proporcionar seguridad tanto al CEN como a los inversionistas, protegiéndoles contra oscilaciones inesperadas de los precios en el mercado spot. La experiencia internacional demuestra la presencia de una variedad de contratos, en su mayoría a corto y mediano plazo (hasta 4 años), para adquirir SSCC asociados al control de frecuencia (reservas)⁹⁶. A nuestro saber, las autoridades y los operadores de sistemas de todas las jurisdicciones analizadas reconocen la necesidad de contratos a más largo plazo⁹⁷.

También, es importante considerar los beneficios más amplios asociados a los contratos, entre ellos:

- Cobertura de riesgos para el CEN, la demanda y otros participantes del mercado.
- Fomento de nuevas inversiones flexibles y seguras de forma rentable.
- Mitigar el poder de mercado y aumentar los niveles de contestabilidad del mercado de SSCC.

Es importante mencionar que esta propuesta está alineada con otras políticas en Chile (PPAs a 15 años) y está en línea con el actual diseño de mercado de servicios complementarios. Además, esta propuesta podría aplicarse dentro del marco regulador actual, potencialmente, con mínimos cambios a nivel reglamentario.

En la misma línea, y de modo de favorecer la competencia, se debería analizar el periodo de anticipación (lead-time) con el cual se licitan los distintos SSCC (para la adquisición de nueva infraestructura), toda vez que existen algunas tecnologías con gran

⁹⁶ M. Pollitt and K. Anaya, "Competition in Markets for Ancillary Services? The implications of rising distributed generation," Cambridge Working Papers in Economics 1973, Faculty of Economics, University of Cambridge, 2019.

⁹⁷ SPEC-ISCI; "Estudio técnico-económico-regulatorio sobre respuesta de la demanda"; Preparado para Enel X, 2020.

potencial de participación pero con tiempos de desarrollo relativamente prolongados (como por ejemplo, PHES). Notar que una licitación de SSCC de control de frecuencia de estas características, podría complementarse con otros requerimientos, como por ejemplo inercia, fortaleza de red, entre otros.

Finalmente, el marco regulatorio actual permite al Coordinador abrir o cerrar el mercado ante la existencia o no de condiciones de competencia. Si bien reconocemos este mecanismo que resulta en un instrumento de protección de mercado, desde nuestra perspectiva, esta lógica ha generado efectos nocivos del mercado en el largo plazo dada la incertidumbre en la subsistencia del mercado de SSCC durante los próximos años. Creemos que esta regulación debe ser revisada, toda vez que degrada las señales de precio para promover la innovación e inversión que soporten de forma costo eficiente la provisión de seguridad y servicios de flexibilidad.

Pagos por potencia mejorados con adiciones de resiliencia

El actual pago por capacidad debiera, en el largo plazo, evolucionar hacia mercados de subastas, donde el CEN determine las necesidades de capacidad confiable y resiliente para el sistema, las que luego se licitan. Aunque en el corto plazo la evolución hacia mercados (de subastas) no se ve como una alternativa viable, los pagos por capacidad podrían evolucionar a reconocer un crédito de capacidad creciente a mayor duración del almacenamiento. Si bien, el actual reglamento en tramitación reconoce una relación positiva entre el crédito de capacidad y la duración de la planta de almacenamiento, dicha pendiente positiva satura en 5 horas (es decir, no aumenta el crédito de capacidad para duraciones mayores a 5 horas). Si bien, en primera instancia parecer ser necesario habilitar que la asignación de créditos no necesariamente se relaciona con las horas de demanda máxima, resulta relevante reconocer tres elementos que han quedado ausentes de las estimaciones iniciales de la autoridad en los cálculos del crédito de capacidad (ELCC).

Primero, eventos de indisponibilidad de mayor duración tal como escasez de combustibles primarios sobre varias semanas, de forma similar a los eventos ocurridos durante el año 2021 y que, por lo tanto, su ocurrencia es altamente probable.

Segundo, la correlación entre eventos de escasez, como por ejemplo, la ocurrencia conjunta de falta de generación solar en días

nublados de invierno y aumento en la demanda por menor temperatura, en conjunto con la ocurrencia de hidrologías secas y falta de gas natural argentino que también ocurre típicamente en invierno⁹⁸.

Tercero, el uso de métricas de confiabilidad que entregue información relativa a la profundidad de las fallas (problema de potencia) y la duración promedio de los periodos de escasez (problema de energía) que pueda enfrentar el sistema en el futuro. Una solución sería complementar los análisis incorporando una lógica económica, por ejemplo, a través del Costo de Falla y su combinación con métricas como la energía no suministrada (ENS). No obstante, sería entonces necesario reconocer que el valor del Costo de Falla varía no sólo a través de la profundidad de falla, sino también en función de las horas de interrupción de suministro.

La incorporación de estos tres elementos en la mecánica de cálculo de ELCC permitirá identificar de mejor manera los riesgos a los cuales se ve expuesto nuestro sistema eléctrico, y capturar de mejor manera el real valor de tecnologías tipo LDES en la provisión del servicio de capacidad.

Finalmente, y si bien históricamente el problema del *missing money* ha estado asociado teóricamente a la confiabilidad del sistema, a futuro pueden existir otras razones por las cuales se puede observar este *missing money*. En este contexto, el pago por capacidad se puede volver una herramienta pragmática para mitigar, en parte, la escasez de ingresos de inversiones necesarias en el proceso de descarbonización. En este caso, se deben crear mecanismos que sean objetivos en la asignación de recursos entre distintos participantes del mercado, cerrando los espacios de manipulación por parte de la autoridad de turno.

Contratos por servicios de almacenamiento (libres y regulados)

Se propone crear contratos explícitos por el servicio de almacenamiento de larga duración (*storage-as-a-service*), consistentes en “trasladar” energía generada en un cierto momento (horas diurnas) a otro momento del día (horas nocturnas). Por ejemplo, este servicio se le puede prestar a generadores solares con poca capacidad de gestión, ofreciéndoles trasladar sus inyecciones del día a la noche.

⁹⁸ ESIG; “Ensuring Efficient Reliability: New Design Principles for Capacity Accreditation”, 2023.

El mecanismo dispone de un precio contratado que permita no sólo financiar infraestructura de almacenamiento, sino también que permita a los generadores contar con un balance de inyecciones y retiros en el mercado spot que sea más favorable. Aunque este servicio puede ser negociado libremente entre los agentes, también se podría idear una versión regulada para financiar nueva infraestructura.

Por ejemplo, la autoridad en lugar de pagar mediante tarifa un LDES mandado, podría licitar contratos de uso de esta infraestructura. Bajo este marco, los agentes que se beneficien de este servicio de almacenamiento naturalmente aparecerán para comprarlo. Así, la remuneración de capacidad de LDES la realizarían quienes se beneficien (*beneficiaries-pay*), lo que también tiene el atractivo político de impulsar inversiones que no se carguen directamente en la tarifa del consumidor.

Open seasons de LDES

En el caso de contar con contratos por servicios de almacenamiento, una forma eficiente de organizar subastas para la venta del servicio en cuestión es mediante la organización de *open-seasons*. Así, en este marco es posible asignar eficientemente la capacidad del activo entre distintos interesados. Naturalmente, la mayor demanda por este tipo de servicio la tendrán generadores renovables con un desajuste temporal importante entre inyecciones y retiros.

Producto de que el mercado eléctrico chileno no es compatible con contratos físicos, lo que se subasta es una capacidad de LDES asociada a un contrato financiero, donde los ingresos asociados al arbitraje de energía de la capacidad subastada de LDES se entregan a quienes sostienen los contratos por servicio de almacenamiento. Nótese que estos ingresos se correlacionan de tal manera con los balances de inyecciones y retiros en el mercado spot de una planta renovable, que mitiga el riesgo de pérdidas importantes producto de desajustes temporales entre dichas transacciones.

Mandatos y licitaciones de infraestructura

En un contexto mandado, se necesita determinar mediante una planificación central una cantidad de almacenamiento de larga du-

ración, la cual puede ser calculada en base a un análisis costo-beneficio, que luego se licita. El costo asociado a la construcción y operación del activo se internaliza directamente en la tarifa, y el dueño del activo recibe una remuneración regulada. Este tratamiento es similar al de los activos de transmisión. Según los análisis costo-beneficio reportados en el capítulo 3, en un escenario de retiro de las unidades de carbón al 2030, serían necesarios cerca de 1000 MW de almacenamiento de 12h de duración al año 2030. Aunque este análisis no considera todos los beneficios del LDES, corresponde a una cota inferior. En teoría, de existir un esquema mandado de LDES, la CNE debiera realizar análisis de similares características al presentado y así determinar las necesidades del LDES del sistema, las que debieran ser parecidas a las previamente reportadas en este informe. Luego, al menos en parte, el CEN podría licitar esta capacidad.

Otras alternativas a la tradicional para materializar inversiones mandatadas se han observado de forma incipiente en la experiencia internacional, por ejemplo, mediante la estructuración de un fondo con garantía estatal para el desarrollo de LDES⁹⁹. Más específicamente, mediante mecanismos *cap-and-floor*, se pueden garantizar ingresos mínimos (*floor*), mientras, como contrapartida, se crean cotas superiores de ingresos (*cap*) que permiten recuperar (al menos en parte) los fondos utilizados para garantizar el ingreso mínimo. Estos mecanismos han sido utilizados en Europa para la instalación de interconexiones internacionales¹⁰⁰ y ahora se está planteando en Australia y Reino Unido como una alternativa para desarrollar LDES¹⁰¹.

Finalmente, es importante mencionar que, como la infraestructura mandada debe ser planificada por una autoridad de forma central, entonces la capacidad de LDES que se puede canalizar por esta vía depende también de las prácticas de planificación. En este sentido, es posible incorporar mejoras al proceso de planificación para que incluya toda la cadena de valor de LDES identificada en la sección 2. Por ejemplo, se pueden incorporar nuevas métricas de resiliencia que permitan justificar inversiones en LDES para mejorar la seguridad y la gestión del sistema eléctrico frente a eventos catastróficos de baja probabilidad, pero de alto impacto, que se espera ocurran en sistemas altamente dominados por energías renovables variables. ■

⁹⁹ AEMO Services; "NSW Electricity Infrastructure Tenders - Guidelines – Tender Round 1", 2022. Link: <https://bit.ly/3V58wPk>. Última visita: 25 de abril de 2023

¹⁰⁰ Ofgem, *Cap and floor regime*. Link: <https://bit.ly/3L8vMHx>. Última visita: 25 de abril de 2023

¹⁰¹ UK long-duration energy storage: "Cap and floor" best investment mechanism available. Link: <https://bit.ly/40G25DD>. Última visita: 25 de abril de 2023







2023

HACIA UN SISTEMA
100% RENOVABLE:

ALMACENAMIENTO
DE LARGA DURACIÓN

