

Estudio alerta que sistemas de almacenamiento deberán multiplicarse casi por cinco a 2030 para lograr un sistema eléctrico 100% renovable

Un estudio conjunto de la consultora Spec y el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), modeló distintos escenarios para el despliegue de un mix tecnológico necesario para responder a las necesidades que surgen de la transición energética. Uno de sus autores señala que al menos el almacenamiento de corta duración ya llegó atrasado, y remarca que se requiere corregir algunas señales de mercado para desarrollar los sistemas de larga duración.



VÍCTOR GUILLOU

La migración hacia un sistema eléctrico 100% renovable supondrá un desafío sin precedentes para la institucionalidad y el marco regulatorio chileno. Aunque la generación fotovoltaica y eólica siguen creciendo a un ritmo acelerado en el país, su principal dificultad pasa por hacer frente a una clara realidad: son tecnologías variables. Es decir, no generan energía a lo largo de las 24 horas del día.

Ante esto, la necesidad de desplegar tecnologías de almacenamiento, tanto de corta como de larga duración, asoman como una de las condiciones habilitantes para permitir que la matriz energética chilena transite hacia una descarbonización exitosa.

Sin embargo, un estudio realizado por la consultora Spec y el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) de la Universidad de Chile, advierte que las metas trazadas por la Política Energética Nacional y la Ley Marco de Cambio Climático, en orden a alcanzar un 80% de energías renovables al 2030,

y lograr un 100% de energía libre de emisiones al 2050, requerirá de un salto de casi cinco veces en la capacidad de generación estimada para 2030 de los sistemas de almacenamiento actualmente en desarrollo.

El estudio "Hacia un sistema 100% renovable: almacenamiento de larga duración", liderado por Carlos Suazo, director ejecutivo de Spec, y Rodrigo Moreno, investigador del ISCI, modeló cuatro escenarios diferentes para el despliegue de un mix tecnológico necesario para responder a las necesidades de la transición energética, con especial foco en los servicios de almacenamiento de energía de larga duración (LDES, del inglés Long Duration Energy Storage).

En ese sentido, el reporte señala 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".

Así, el ejercicio consideró como caso base

un escenario donde se consigue el retiro de centrales carboníferas a 2023 por 3 GW al 2030; otro donde, a dicho año, no existen unidades de generación a carbón disponibles; un tercero en que, además lo anterior, no existe generación a gas natural; y el último donde el sistema no cuenta con ninguna de las anteriores, así como tampoco centrales térmicas a diésel o similares.

En base a eso, los resultados del análisis indican que en el escenario donde las energías renovables ocupan la totalidad de la generación eléctrica, las necesidades de almacenamiento llegan hasta casi los 6 GW, frente a los poco más de 1,2 GW del caso base. Es decir, una diferencia de 4,7 veces.

MAYOR SEGURIDAD Y COSTO EFICIENTE

La relevancia, apunta Suazo, también pasa por los servicios complementarios que entregan las generadoras en términos de seguridad del sistema eléctrico. Es decir, en que no se interrumpa el servicio a los clientes.

"Cuando retiras infraestructura que de alguna manera es segura, esa infraestructura

ra también provee otro tipo de servicios, como la capacidad firme. Cuando pierdes estas centrales, estás perdiendo también esta confiabilidad en el sistema de enfrentar fenómenos extremos, y almacenamiento de larga duración es justamente una especie de seguro contra esos eventos", detalla Suazo.

En esa línea, el consultor remarca que la preocupación en torno a incorporar almacenamiento de larga y corta duración pasa por también por su costo eficiencia.

"Es costo eficiente no solo en el sentido de que la energía sea más barata, sino también en que los riesgos están cubiertos de mejor manera".

Consultado sobre los impactos en la tarifa eléctrica asociados, asegura que "esto puede tener una bajada en tarifas, porque finalmente el riesgo siempre es tarifa; si no se hacen estas inversiones, entonces tienes un sistema más volátil y esa volatilidad se termina transfiriendo a la tarifa a la larga".

En ese sentido, señala que la pregunta de investigación que se plantearon fue determinar la brecha entre las soluciones que está entregando el mercado y los escenarios deseados, ante lo cual surge como preocupación la resiliencia del sistema. Al respecto, sostiene que las mejoras de señales de mercado, tanto en el corto como en el largo plazo, son necesarias para incentivar el despliegue del mix tecnológico necesario.

"Lo más relevante es que necesitamos contar con señales de largo plazo para que estas inversiones se concreten. Y esas señales se tienen que perfeccionar, y hay una variedad de propuestas a considerar, las que dependen de lo que se haga con las señales de corto plazo. Qué formamos en el corto plazo para que se liquiden las transacciones de energía, va a marcar las soluciones que ideemos para las señales de largo plazo", comenta, junto con mencionar que perfecciones a las licitaciones de suministro, a los pagos por potencia, y licitaciones públicas de infraestructura son algunas de las alternativas a estudiar. ●