

INVERSIÓN CONJUNTA SUPERARÁ LOS US\$ 67,8 MILLONES

Proyectan tres nuevas centrales de almacenamiento de energía en la región

Se emplazarán en Bulnes y San Carlos y contribuirán a reforzar el sistema eléctrico y dar factibilidad a la descarbonización de la matriz. Actualmente hay seis proyectos de sistemas de baterías BESS en carpeta en Ñuble.

ROBERTO FERNÁNDEZ RUIZ
 robertofernandez@ladiscusion.cl
 FOTO: CEDIDA

Tres nuevas centrales de almacenamiento de energía eléctrica "stand alone" se proyectan en Ñuble, reafirmando el impulso de este rubro emergente, de la mano de los sistemas de baterías BESS que se están desarrollando en distintas regiones.

Se trata de la Central BESS Halcon 25, en Bulnes; la Central BESS Halcon 35, en San Carlos; y la Central BESS Halcon 31, en Bulnes; todas lideradas por el empresario chileno Ricardo Sylvester Zapata, ligado a OEnergy, firma que ha desarrollado parques fotovoltaicos en distintas zonas del país, incluida Ñuble.

Sylvester ingresó, en junio pasado, consultas de pertinencia ante el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) por las tres centrales, con el fin de no someter estos proyectos a evaluación ambiental.

Cada una de las tres centrales tendrá diez unidades BESS de 7,2 MWh de almacenamiento, sumando 72 MWh cada central, con una suficiencia de 8 horas. De esta forma, en conjunto, las tres centrales representarán 216 MWh. Las baterías se cargarán con energía proveniente de la red eléctrica durante 8 horas diurnas, que luego serán inyectadas de vuelta a la red en ocho horas nocturnas.

Halcon 25 representará una inversión de US\$ 27,4 millones; mientras que Halcon 35 y Halcon 31 demandarán una inversión de US\$ 20,2 millones cada una. Así, las tres centrales totalizarán US\$ 67,8 millones.



Los sistemas de almacenamiento de energía con baterías ofrecen una solución estratégica para Ñuble"

DENNIS RIVAS OVIEDO
 SEREMI DE ENERGÍA DE ÑUBLE



Proyectos en la región

Las tres centrales Halcon se vienen a sumar a otras tres iniciativas en carpeta en la región, sin considerar los sistemas de almacenamiento vinculados a parques solares y eólicos.

En Ñuble también se proyecta el sistema El Destello, en San Carlos, de 130,2 MWh; la central BESS Santa Elvira, en Chillán, de 80 MWh; y la central BESS Santa Elisa, en Chillán Viejo, de 500 MWh.

Dennis Rivas, seremi de Energía de Ñuble, atribuyó este auge de proyectos de almacenamiento a varios factores, como los menores costos de esta tecnología, la mayor penetración de energías renovables y el impulso regulatorio, así como el objetivo país de descarbonizar la matriz energética.

"El precio de las baterías de ion-litio ha disminuido considerablemente, lo que ha hecho más rentable implementar sistemas BESS. Esto ha permitido que tanto proyectos

híbridos (junto a plantas solares/eólicas) como 'stand-alone' sean económicamente viables", explicó la autoridad.

Asimismo, Rivas expuso que "el crecimiento acelerado de la generación solar y eólica ha generado excedentes de energía en ciertas horas del día. Los BESS permiten almacenar esa energía y liberarla en momentos de alta demanda, evitando el vertimiento y mejorando la eficiencia del sistema".

El seremi también apuntó a la promulgación de leyes como la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad (2022), "que ha facilitado la incorporación de BESS al sistema eléctrico nacional. Se han simplificado trámites y se han creado incentivos para que estos sistemas participen en el mercado eléctrico", precisó.

También subrayó que "los BESS son clave para lograr una matriz energética flexible y libre de emisiones".

Igualmente, el profesional aseguró

que "los BESS no solo almacenan energía, también ofrecen servicios complementarios como regulación de frecuencia y respaldo ante contingencias. Esto ha despertado el interés de inversionistas y operadores del sistema".

"Los sistemas de almacenamiento de energía con baterías ofrecen una solución estratégica para Ñuble, ya que permiten almacenar energía durante las horas de menor demanda (horas valle), cuando la oferta y capacidad del sistema eléctrico son suficientes. Posteriormente, esta energía puede ser inyectada durante las horas de mayor consumo en puntos cercanos a los centros de demanda, como las subestaciones primarias más próximas. Esta modalidad de operación reduce significativamente el tránsito y flujo de energía por los conductores que actualmente presentan saturación, contribuyendo así a mejorar la eficiencia del sistema de transmisión", destacó el seremi de Energía.

Permiten almacenar energía en las horas de menor demanda e inyectarla en la noche.