LITORALPRESS

Fecha: 19-07-2025
Medio: Diario Financiero
Supl. : Diario Financiero - Señal DF Sabado
Tipo: Noticia general
Título: Las zonas bajo la lupa del sistema eléctrico y los retos clave en transmisión

Pág. : 8
Cm2: 699,4

Tiraje: 16.150
Lectoría: 48.450
Favorabilidad: No Definida

EL DEAL

Las zonas bajo la lupa del sistema eléctrico y los retos clave en transmisión

Mientras el sector aguarda los datos de los deshielos que establecerán el escenario hídrico de este año, las autoridades activaron el estudio de las zonas de mayor riesgo en transmisión del país -en zonas como Ñuble, Maule y Biobío- fijando un primer conjunto de diez obras "necesarias y urgentes" para asegurar la atención de la demanda.

POR KAREN PEÑA

Aunque las autoridades han desactivado las alertas de problemas de abastecimiento eléctrico desde el punto de vista estructural, identificando contingencias puntuales, esta sigue siendo una preocupación constante. Pero también, en el sector de energía hay un reto latente que se vuelve clave en determinadas zonas del país: la transmisión.

Desde el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), organismo que supervisa la operación del sistema, explican que, si bien hasta la fecha este año hidrológico se ha presentado seco, los informes de seguridad de abastecimiento muestran que se cuenta con los recursos para suministrar la demanda.

Sin embargo, frente a la amenaza de la sequía, se debe estar atentos a lo que se conocerá en las próximas semanas y meses: los resultados del pronóstico de deshielo resultante de la evaluación de las reservas de nieve acumuladas a la fecha, con las mediciones que se realizarán entre julio y septiembre, lo que -enfatizan desde la entidad- "entregará una perspectiva de la disponibilidad de generación hidroeléctrica para la primavera y verano".

"Estando bien adentro de la temporada de invierno, se observa una energía embalsada total inferior a la de 2024, pero superior al año 2022 y 2023, para la misma fecha. Ahora bien, la amenaza de sequía poco depende de las precipitaciones y sus pronósticos. De lo que sí depende, es de los resultados de los pronósticos de deshielo que encargue el Coordinador durante los próximos meses", advierte el socio director de la consultora energiE, Daniel Salazar.

Ahí, añade, quedará determinada la acumulación de nieve en la cordillera y su equivalente en energía, para las principales cuencas hidrográficas del sistema eléctrico (Maule, Laja y Biobío).

Cabe recordar que en 2023 se puso fin a más de dos años de convivencia del sector energético con un decreto preventivo de racionamiento eléctrico en vigor desde agosto de 2021 para enfrentar la estrechez del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Incluso, si bien hasta la fecha no hay decretos vigentes al respecto, a inicios de este año se emitió uno de emergencia para la Región del Maule para asegurar el suministro de consumo de ciertas comunas durante el verano, los cuales se abastecen a través de la línea 1x66 kV Los Maquis-Hualañé.

Transmisión, un foco clave

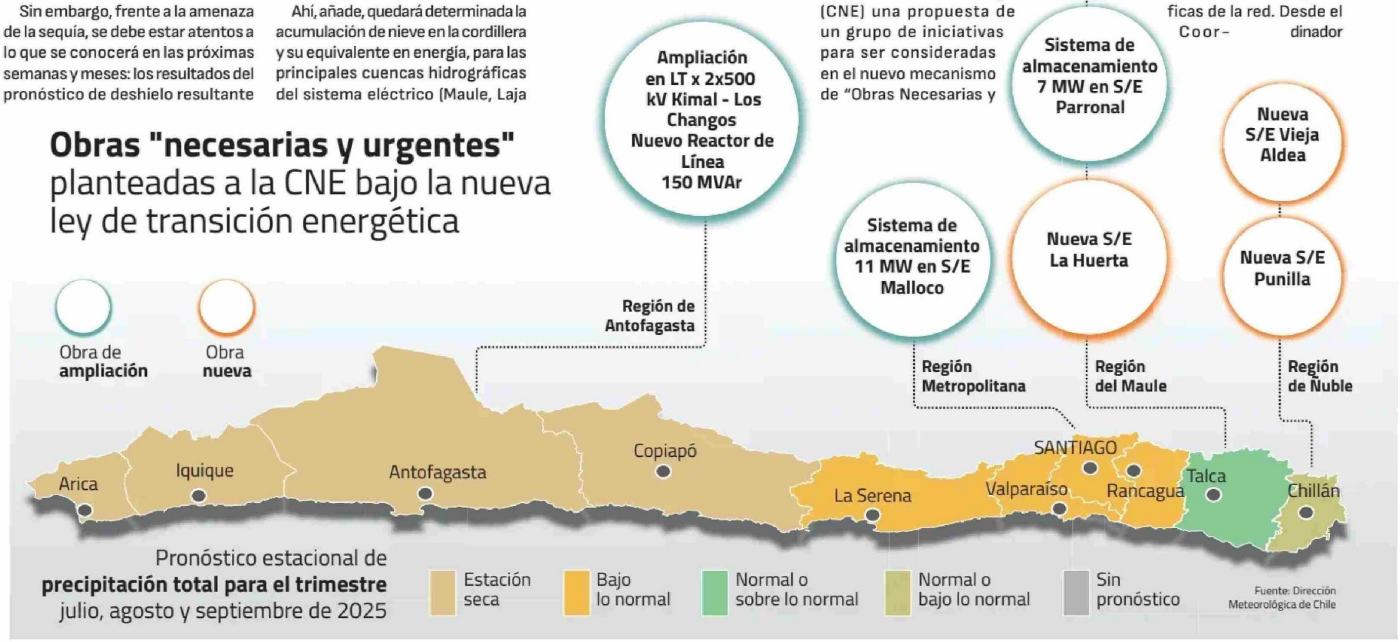
Precisamente, el desarrollo de la red de transmisión tiene desafíos relevantes por diversas razones. Por ejemplo, la oportunidad de la ejecución de obras para acompañar el crecimiento de la demanda en distintas zonas, reforzar la seguridad de servicio y, además, adaptarse a nuevos requerimientos derivados del desarrollo tecnológico.

En términos generales, el Coordinador cree que "es necesario enfocarse en fortalecer el desarrollo de las redes de transmisión zonal, que son las que llevan la energía desde la carretera nacional a puntos de consumo, en zonas críticas como lo son las regiones de Ñuble y Maule".

Hace unas semanas, junto al Ministerio de Energía, el Coordinador Eléctrico envió a la Comisión Nacional de Energía (CNE) una propuesta de un grupo de iniciativas para ser consideradas en el nuevo mecanismo de "Obras Necesarias y Urgentes" que establece la ley de transición energética, en la primera aplicación de dicha modalidad.

Ahí se incluyeron 10 iniciativas equivalentes a una inversión referencial de más de US$ 85 millones. Seis obras tienen como objetivo asegurar el abastecimiento de demanda, y cuatro buscan reforzar la seguridad y calidad de servicio. Ahora se está a la espera de lo que defina la CNE.

En concreto, se plantearon tres nuevas subestaciones en las regiones de Ñuble y Maule, principalmente para poder abastecer la demanda eléctrica esperada para los próximos años (antes de 2030), resolviendo algunos problemas en zonas específicas de la red. Desde el Coordinador



LITORALPRESS

Fecha: 19-07-2025
Medio: Diario Financiero
Supl. : Diario Financiero - Señal DF Sabado
Tipo: Noticia general
Título: **Las zonas bajo la lupa del sistema eléctrico y los retos clave en transmisión**

Pág. : 9
Cm2: 570,5

Tiraje: 16.150
Lectoría: 48.450
Favorabilidad: No Definida

indican que en la zona sur del país se está en proceso de relicitación de la ampliación de la línea 220 kV entre Cautín y Ciruelos, y a fines de julio está programada la recepción de ofertas. "Una vez lista esa obra, la capacidad de transmisión aumentará a más del doble, lo que entregará mayor seguridad de abastecimiento a la zona y permitirá tener mayores intercambios de energía eléctrica, aprovechando el potencial eólico", dijeron desde el organismo.

Adicionalmente, el Coordinador ha propuesto incluir la obra Ampliación 2x220 kV Nueva Pichirropulli—Tineo para aumentar la capacidad de transmisión y crear condiciones que permitan mayores inyecciones de generación desde la zona sur.

Principales nodos de riesgo

A la hora de determinar los principales nudos en energía a nivel país, energiE se concentró en las obras y soluciones en transmisión, considerando que el segmento de generación opera en competencia con decisiones de inversión descentralizadas que toman cada uno de los agentes en base a señales de precio.

Para identificar los principales nodos del SEN, energiE realizó un análisis entre el Plan de Expansión 2024 en su informe final de la CNE, el Diagnóstico de Uso Esperado del Sistema de Transmisión 2025 y la propuesta de expansión de transmisión del SEN para 2025, los dos últimos emitidos por el CEN.

A partir de esos documentos, estableció que el mayor riesgo de abastecimiento de demanda está en la zona centro-sur del país, entre Itahue y Chillán, abarcando principalmente las regiones del Maule y Ñuble y el Gran Concepción. Al respecto, la CNE en el Plan de Expansión 2024 identificó en la zona del Maule problemas en este mismo ámbito que requieren apoyo en el sector Itahue—Maule—Santa Isabel, correspondiente al tramo de 154 kV y 66 kV, de manera de asegurar la provisión en los alrededores de Talca. Para ello, se propone incorporar tres nuevas subestaciones, con sus respectivos tramos de línea.

A su vez, en Ñuble se identifican problemas de abastecimiento de demanda, donde se requiere apoyo en la zona Charrúa—Monterrico—Pueblo Seco—Monterrico, correspondiente al tramo de 154 kV y 66 kV, para atender los alrededores de Chillán. Para ello propone incorporar dos nuevas subestaciones así como el aumento de capacidad del tramo Río Viejo—Pueblo Seco—Charrúa.

En la capital de la Región del Biobío también se identificaron problemas de abastecimiento de demanda en la zona Concepción—Charrúa, de manera de sustentar las necesidades del Gran Concepción. Para ello, se propone las obras de dos nuevas subestaciones seccionadoras, aumento de capacidad y tendido del segundo circuito de línea Lagunillas —Hualqui—La Calle.

Cabe consignar que, para dicha zona, Colbún planteó la construcción de la nueva subestación Patagual 220 kV, el cual tuvo luz verde por parte del Coordinador pero fue rechazado por la CNE, por lo que la eléctrica escaló el asunto al Panel de Expertos en el marco del plan de expansión 2024.

Asimismo, la consultora encontró riesgos de limitaciones de transmisión a lo largo de todo el país, las más importantes de ellas ubicadas actualmente en la zona centro—sur, zona metropolitana y zona norte chico, en tanto a futuro surgirán en el norte grande.

De la revisión, la consultora determinó -por ejemplo-, que el corredor de 500 kV entre Nueva Pan de Azúcar—Nueva Maitencillo, el Coordinador identifica una probabilidad actual de congestiones producto de la elevada generación solar en la zona, así como la presencia, en menor medida, de generación eólica. Se destaca que este fue el tramo donde se presentó la falla que afectó al país el 25 de febrero pasado.

Entre otros casos, en el corredor de 220 kV comprendido entre Polpaico—Lampa—Lo Campino—Cerro Navia (bajo una condición diurna y nocturna), el Coordinador identifica probabilidad futura de congestiones que puede derivar en un riesgo de abastecimiento de demanda en la Región Metropolitana.

Sobre las obras "necesarias y urgentes" propuestas, Salazar indica que, "en cuanto a las obras para abastecimiento de demanda, estas llegan a complementar la propuesta para el plan de expansión 2025 del Coordinador, donde se refuerza el abastecimiento de demanda en zonas críticas ya detectadas -y emblemáticas durante la tramitación de la ley- como las que proveen suministro en las regiones del Maule y Ñuble".

Consultado, el ministro de Energía, Diego Pardow, sostuvo que la evaluación del Ejecutivo respecto a la implementación de la ley de transición, que apunta a recuperar los atrasos en materia de transmisión, es muy positiva: "El ejemplo concreto es lo que ocurrió el 9 de julio cuando se autorizó el aumento en el valor de inversión de las líneas Charrúa-Chillán y Monterrico-Cocharcas. Esta es una herramienta establecida en la Ley y que permite acelerar los plazos de ejecución. Así que esperamos que estas líneas entren prontamente en operación".

Para Transmisoras de Chile, el sistema de transmisión chileno exige una doble mirada: una estructural, que permita evacuar todo el potencial renovable del país; y otra territorial, que garantice calidad y continuidad del servicio en cada rincón: "Ambas deben ser abordadas de forma simultánea y con sentido de urgencia, para evitar que la infraestructura eléctrica se transforme en un cuello de botella para la transición energética".

En el ámbito nacional, explican en el gremio, el principal reto es evacuar los crecientes volúmenes de energía renovable no convencional (ERNC) desde el norte y sur del país hacia los centros de consumo. "Los vertimientos de energía han alcanzado niveles récord, dando cuenta de una realidad: una infraestructura sobrepasada. Si bien proyectos clave como el enlace HVDC Kimal—Lo Aguirre y Entre Ríos—Digüeñes—Nueva Pichirropulli en 500 kV están en marcha, nuevas zonas de generación ERNC, como Parinas—Pan de Azúcar, requerirán pronto su propio canal de evacuación, idealmente mediante un nuevo enlace HVDC directo hacia la zona centro", advierten.

Añaden que "será fundamental incorporar reactores y sistemas de control de flujos que otorguen estabilidad a las redes y prevengan desacoples regionales".

A nivel zonal, el gremio identifica desafíos más heterogéneos."En la Región Metropolitana, la congestión del nodo Malloco—Peñaflor ha llevado al Coordinador a proponer un sistema de almacenamiento BESS como solución inmediata". A corto plazo, añade, "es necesario reforzar la infraestructura existente en 220 kV, así como los transformadores 500/220 y las líneas de transmisión; mientras que, en el mediano plazo, se hace urgente rediseñar el anillo de 110 kV del Gran Santiago -hoy al borde de su capacidad-, aumentando su nivel de voltaje nominal". En el centro-sur del país, apuntó, "el retraso en obras y el auge de los PMGD han provocado saturación e, incluso, inversión de flujos, especialmente en las regiones de O'Higgins, Maule y Ñuble. Aquí se requieren refuerzos puntuales, como nuevos transformadores y líneas adyacentes".

Más al sur, si bien están en ejecución proyectos para fortalecer el sistema troncal de 220 kV, el gremio asegura que persisten zonas críticas con riesgo de abastecimiento: "Tal es el caso de Nueva Imperial, Carahue y Puerto Saavedra, donde la dependencia de una única línea de 66 kV ha provocado cortes reiterados en un contexto de mayor recurrencia de eventos climáticos".

Datacenter y terminales de carga de buses

El Coordinador también ha estudiado el desarrollo de la red para atender nuevos consumos, específicamente la demanda de los datacenter y terminales de carga de buses, dadas sus expectativas de crecimiento.

Según detallan, la demanda de los datacenter podría crecer de unos 90 MW actuales al orden de 700 MW a 2032. "Eso exige reforzar la red, para lo cual el Coordinador ha propuesto para la Región Metropolitana, que es donde mayor concentración existe de esta infraestructura, proyectos por US$ 33 millones, como es el caso de las ampliaciones de la línea 2x220 kV Polpaico—Cerro Navia y un segundo circuito de San Pablo —ENEA, de 110 kV", dijeron.

Adicionalmente, precisaron, "el Coordinador ha realizado propuestas de expansión de la transmisión zonal para el desarrollo de los proyectos de electromovilidad en la Región Metropolitana". Es decir, recalcaron, dentro del desarrollo futuro -y además de los cerca de 160 proyectos en construcción- "se requiere seguir reforzando la red, para lo cual hemos estado realizando los análisis".