

Fecha: 12-01-2026
Medio: Revista Nueva Minería & Energía
Supl. : Revista Nueva Minería & Energía
Tipo: Noticia general
Título: Resiliencia, gobernanza e inversión en transmisión

Pág. : 8
Cm2: 470,2
VPE: \$ 960.559

Tiraje:
Lectoría:
Favorabilidad:
Sin Datos
Sin Datos
 No Definida

Ilustración: Esteban Rivas

REPORTAJE



Sistema eléctrico:

Resiliencia, gobernanza e inversión en transmisión

A un mes de cumplirse un año del apagón del 25F, expertos y actores del sector analizan cuánto ha avanzado el SEN en resiliencia operativa, transmisión y gobernanza, y qué brechas siguen abiertas frente a un sistema más complejo. Por Horacio Acuña

Enero encuentra al sistema eléctrico chileno en un punto de inflexión. A un mes de cumplirse un año del apagón masivo del 25 de febrero de 2025 (25F), el mayor en décadas, el país exhibe avances relevantes en capacidad renovable, almacenamiento y proyectos estructurales como la línea Kimal-Lo Aguirre. Sin embargo, el recuerdo de más de 24 horas sin suministro en una parte significativa del territorio sigue marcando el debate sobre resiliencia, gobernanza y transmisión.

El evento del 25F no fue un hecho aislado. En el último trienio, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha registrado incidentes recurrentes -fallas en líneas críticas, desconexiones masivas y dificultades en la recuperación del servicio- que han expuesto las costuras de una red tensionada. Estas debilidades son el resultado de una infraestructura exigida al límite por la descarbonización acelerada, la integración masiva de energías renovables variables y los desafíos propios de la digitalización operativa.

La falla de febrero de 2025 tuvo su origen en el sistema de transmisión del norte del país y derivó en una separación temporal del sistema que no logró ser contenida por los esquemas de defensa ni revertida en los tiempos previstos. Más allá del gatillante técnico, el episodio evidenció una combinación de debilidades: automatismos que no operaron según lo modelado, dificultades de comunicación, coordinación operativa compleja y un proceso de recuperación más lento de lo esperado.

BALANCE Y MEDIDAS

Desde el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), su director ejecutivo (quién dejará su cargo a partir del 31 de marzo próximo), Ernesto Huber, sostiene que el evento "evidenció que el Sistema Eléctrico Nacional necesita de algunos ajustes para asegurar los niveles actuales y aumentar la seguridad operativa", lo que involucra a todos los actores del sistema.

"Esto es evidente en temas como el seguimiento estricto de los protocolos para realizar trabajos o intervenciones

en instalaciones conectadas a la red, así como el correcto funcionamiento de los elementos de protección y control de instalaciones energizadas, y el comportamiento dentro de los estándares normativos de todas las centrales de generación, de diversos tamaños, ante perturbaciones que se pueden producir en el sistema, de modo que la red responda adecuadamente", afirma.

A partir de los análisis posteriores, el organismo ha instruido medidas correctivas y preventivas, orientadas a fortalecer la resiliencia operativa del sistema y reducir la probabilidad de que una contingencia localizada derive en un evento sistémico. Esto ha incluido la revisión y ajuste de las lógicas de protección y esquemas de defensa del sistema, en coordinación con empresas de transmisión y generación; el refuerzo de protocolos operativos de contención; y la revisión del desempeño de centrales.

TRANSFORMACIÓN TECNOLÓGICA

No obstante, más allá del apagón de febrero, Huber enfatiza que es importante entender que el sistema completo está en un proceso de transformación tecnológica acelerada como parte de la transición energética, "donde cada vez hay menos generación síncrona, la que está siendo reemplazada por recursos basados en convertidores mediante electrónica de potencia, que requieren cambios en los paradigmas de operación segura".

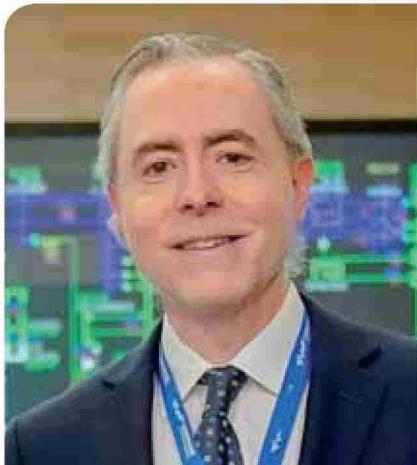
Añade que, para adaptar la red a este nuevo escenario, se han tomado decisiones operativas temporales a fin de garantizar niveles adecuados de inercia y capacidad de cortocircuito, y estructurales de mediano plazo, como la licitación de un servicio complementario que permitirá instalar infraestructura para aportar control de tensión al sistema, como son los condensadores síncronos.

Además, se han hecho propuestas de estándar a la autoridad sectorial, para que las plantas solares, eólicas y el almacenamiento incorporen convertidores del tipo grid forming, que contribuyen a dar mayor fortaleza a la red eléctrica.

Fecha: 12-01-2026
Medio: Revista Nueva Minería & Energía
Supl.: Revista Nueva Minería & Energía
Tipo: Noticia general
Título: **Resiliencia, gobernanza e inversión en transmisión**

Pág. : 10
Cm2: 366,9
VPE: \$ 749.573

Tiraje: Sin Datos
Lectoría: Sin Datos
Favorabilidad: No Definida



Ernesto Huber,
director ejecutivo del CEN.



Javier Tapia,
director ejecutivo de Transmisoras de Chile.

“Más allá del apagón de febrero, es importante entender que el sistema completo está en un proceso de transformación tecnológica acelerada como parte de la transición energética”, afirma Ernesto Huber, director ejecutivo del CEN.

ROBUSTEZ LIMITADA

Desde la mirada de las empresas de transmisión, Javier Tapia, director ejecutivo de la Asociación de Transmisoras de Chile A.G., subraya que el 25F reveló la limitada robustez del sistema frente a eventos extremos de baja probabilidad, pero alto impacto. “No se trató de una sola causa ni de la falla de un solo actor, sino de una secuencia de eventos que el sistema no logró contener ni revertir con la rapidez esperada”, señala.

A partir de esto, identifica tres brechas principales: la necesidad de mayor resiliencia operativa, “entendida no solo como cumplir criterios de diseño, sino como la capacidad real de absorber una falla y recuperarse rápidamente”; la falta de coordinación y calidad de las comunicaciones operacionales, especialmente en escenarios de crisis; y una mirada regulatoria que aún prioriza la eficiencia promedio por sobre la gestión de eventos extremos.

No obstante, el líder gremial destaca que el país cuenta con un marco regulatorio sólido y con una institucionalidad clara, donde las responsabilidades de transmisores, generadores y del Coordinador Eléctrico Nacional están definidas. “Pero los eventos recientes muestran que ese marco puede perfeccionarse para responder mejor a eventos de una magnitud como la del 25F y a un sistema cada

vez más complejo y exigente. No se trata de cambiar los roles de fondo, sino de clarificar y fortalecer las responsabilidades en aspectos críticos”, añade. Particularmente, menciona materias como intervenciones en sistemas de protección, estándares de comunicación en contingencias y aplicación efectiva de los planes de recuperación del servicio.

Con una visión más crítica, Juan Manuel Contreras, gerente general de CT Energía, plantea que el apagón “no debió ocurrir”. A su juicio, los automatismos y planes de defensa y recuperación “no operaron de la forma como se previó en la modelación”, y la falla en las comunicaciones de subestaciones retrasó significativamente el restablecimiento del servicio. Si bien reconoce la necesidad de invertir en transmisión para optimizar la operación y aumentar la resiliencia, advierte que ello no justifica operar en condiciones inseguras ni la falla de los sistemas de respuesta rápida.

Desde la academia, Aníbal Morales, investigador del Centro de Transición Energética (CTE) de la Universidad San Sebastián (USS), pone el foco en cómo está configurado el Sistema Eléctrico Nacional. A su juicio, se trata de una red extensa y altamente interconectada, con una alta dependencia de corredores específicos de transmisión, lo que aumenta la sensibilidad del sistema frente a contingencias relevantes y complejiza su operación y recuperación.

RETOS DE LA EXPANSIÓN

Por otro lado, Ernesto Huber resalta que uno de los componentes clave para fortalecer la resiliencia del sistema es reforzar la capacidad de transmisión del país, especialmente en redes zonales, “que son las que conectan la carretera central del sistema, que va en el eje norte-sur, con los grandes puntos de consumo”.

Sin embargo, estima que el mayor desafío está en que las obras definidas en los planes de expansión de la transmisión se puedan concretar

Fecha: 12-01-2026
 Medio: Revista Nueva Minería & Energía
 Supl.: Revista Nueva Minería & Energía
 Tipo: Noticia general
 Título: **Resiliencia, gobernanza e inversión en transmisión**

Pág. : 11
 Cm2: 364,1
 VPE: \$ 743.800

Tiraje:
 Lectoría:
 Favorabilidad:
 Sin Datos
 Sin Datos
 No Definida

en los plazos previstos, situación especialmente crítica en las obras de ampliación. "Hemos visto que esto también ha afectado al crecimiento de otro tipo de infraestructura a nivel país, por lo que urge una revisión de los factores que ralentizan su ejecución", señala.

A su vez, Juan Manuel Contreras advierte que el desarrollo de la transmisión tiene distorsiones en la planificación a nivel nacional y en cómo se desarrollan las obras zonales. Agrega que también se presentan dificultades para materializar las obras de transmisión, principalmente debido a las concesiones y servidumbres.

Javier Tapia considera que es clave incorporar de manera explícita la resiliencia en el diseño de la expansión de la transmisión, de modo que el sistema esté mejor preparado para eventos poco frecuentes, pero altamente disruptivos, especialmente en un contexto de creciente complejidad operativa.

RIESGOS SUBESTIMADOS

Considerando una perspectiva de largo plazo, los entrevistados coinciden en que algunos de los principales riesgos para la resiliencia del sistema eléctrico chileno aún no están plenamente internalizados.

Más allá de las lecciones inmediatas del apagón del 25F, los expertos advierten que la transición energética,



Juan Manuel Contreras,
gerente general de CT Energía.



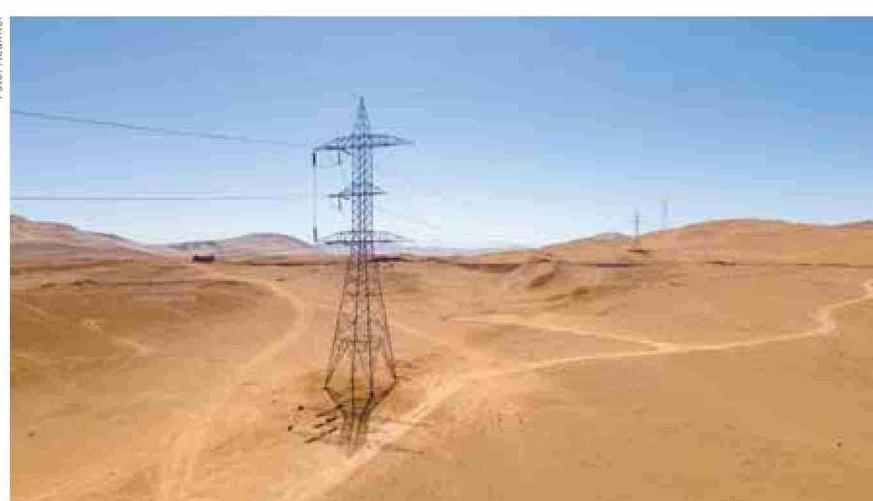
Aníbal Morales,
investigador del CTE-USS.

Foto: U. San Sebastián

la digitalización de la operación y una mayor exposición a eventos extremos están tensionando un sistema que debe anticipar vulnerabilidades estructurales antes de que se traduzcan en fallas de gran impacto.

Uno de esos riesgos se relaciona con la estabilidad operativa de un sistema con creciente penetración de generación conectada mediante inversores, principalmente asociada a fuentes renovables como la solar y la eólica. Juan Manuel Contreras advierte que muchos de los métodos y modelos de análisis siguen concebidos para máquinas rotantes, en un sistema que evoluciona hacia una mayor presencia de generación renovable basada en inversores. En ese contexto,

Según Aníbal Morales, investigador del CTE-USS, "la seguridad del sistema no depende solo de la infraestructura física, sino del desempeño integrado de las protecciones, las telecomunicaciones y la coordinación operativa".



El robustecimiento de la infraestructura de transmisión es un pilar fundamental para garantizar la resiliencia y la estabilidad del sistema eléctrico.

Foto: Redinfor



► Los sistemas BESS se han consolidado como un complemento de las redes de transmisión, al aportar flexibilidad y respaldo a un sistema con creciente penetración renovable.

“El apagón del 25 de febrero dejó en evidencia que el sistema eléctrico aún no enfrenta con suficiente robustez eventos extremos de baja probabilidad, pero alto impacto”, advierte Javier Tapia, director ejecutivo de Transmisoras de Chile.

señala que no se está avanzando a la misma velocidad en la actualización de enfoques técnicos, lo que obliga a revisar cómo se evalúa y verifica la estabilidad del sistema bajo nuevas configuraciones topológicas.

A este desafío se suma la configuración estructural del Sistema Eléctrico Nacional. Aníbal Morales enfatiza que su extensión longitudinal y la concentración de flujos en un número limitado de corredores críticos de alta tensión lo vuelven particularmente sensible ante la pérdida simultánea de activos críticos. Fenómenos climáticos extremos -como olas de calor, incendios forestales o eventos de viento- no solo aumentan la probabilidad de fallas físicas, sino que además reducen los márgenes térmicos y operacionales en momentos de alta demanda, amplificando el impacto de las contingencias.

Finalmente, los voceros advierten sobre riesgos emergentes asociados a la digitalización. La mayor dependencia de sistemas de control, telecomunicaciones y subestaciones digitales introduce desafíos en ciberseguridad y en el desempeño integrado de la operación, incluyendo la coordinación entre sistemas críticos. Como plantean Contreras y Morales, fallas en estos sistemas -ya sea por errores, accesos no autorizados o interrupciones externas- pueden generar efectos sistémicos comparables a

una falla física mayor, lo que refuerza la necesidad de abordar la resiliencia de manera integral.

RESILIENCIA COMO EJE DEL SISTEMA

A un año del apagón del 25F, el consenso es claro: la resiliencia dejó de ser un concepto accesorio y pasó a convertirse en un eje central del sistema eléctrico. La transición energética, la electrificación de la demanda y la exposición a eventos extremos exigen una red capaz no solo de operar eficientemente, sino de absorber fallas y recuperarse con rapidez.

En opinión de Javier Tapia, es necesario actualizar la normativa para reflejar la realidad de un sistema con alta penetración de energías renovables y mayor dependencia de tecnologías digitales, donde la resiliencia y la capacidad de respuesta ante fallas deben tener un peso mayor. “Avanzar en ese sentido permitiría reducir la probabilidad de eventos sistémicos y mejorar la recuperación cuando estos ocurren”, asevera.

En esa línea, desde una mirada técnica, el debate apunta a que la resiliencia del sistema no se resuelve solo con más infraestructura, sino que exige revisar los criterios de diseño, operación y planificación bajo los cuales hoy funciona la red.

“La seguridad del sistema no depende solo de la infraestructura física, sino del desempeño integrado de las protecciones, las telecomunicaciones y la coordinación operativa”, añade Aníbal Morales.

El desafío hacia adelante pasa por acelerar inversiones en transmisión, especialmente en redes zonales y corredores críticos; fortalecer la gobernanza operativa y regulatoria; y alinear incentivos para que la resiliencia, el mantenimiento avanzado y la modernización tecnológica tengan un peso explícito en la toma de decisiones. De lo contrario, el riesgo es que nuevos incidentes -quizás menos visibles que el 25F, pero igualmente disruptivos- sigan poniendo a prueba la seguridad del suministro eléctrico en Chile.