

MEDIDAS Y RECOMENDACIONES PARA FORTALECER EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

PLAN DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL
TRAS EL BLACKOUT DEL 25 DE FEBRERO DE 2025



COMPROMISO INSTITUCIONAL

El Coordinador Eléctrico Nacional, como organismo técnico e independiente, encargado de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional entre Arica y Chiloé bajo los principios de seguridad, mínimo costo y acceso abierto a las redes, asumió el compromiso institucional de aportar de manera transparente todos los antecedentes que posea, reciba y logre sistematizar y analizar respecto del apagón del 25 de febrero de 2025, adoptar medidas inmediatas y proponer otras de mediano y largo plazo que se requieran para que, ante una falla de similares características, el alcance y propagación de un evento de esa naturaleza no se repitan o bien sus consecuencias puedan ser acotadas.

Este compromiso se ha reflejado en distintas acciones y actividades desarrolladas por el Coordinador durante y posterior a la ocurrencia del evento, entre las que destacan:

- Coordinar la recuperación del suministro del Sistema Eléctrico Nacional en el menor tiempo posible, superando las condiciones inéditamente adversas que se enfrentaron por la falta de visibilidad de la red y la pér-

didada de vías de comunicación dedicadas pertenecientes a empresas coordinadas claves que participan del proceso de reposición del servicio.

- Analizar y sistematizar aproximadamente 2.000 documentos con información, en muchos casos incompleta o deficiente, solicitada a las empresas coordinadas sobre el funcionamiento de sus instalaciones durante el apagón.
- Elaborar el Estudio de Análisis de Falla (EAF) en un plazo muy acotado en consideración de la magnitud del evento.
- Solicitar en varias instancias el complemento de información que permita evaluar el adecuado comportamiento de las instalaciones de las empresas coordinadas.
- Contratar análisis independientes del evento, a fin de tener una comprensión completa y objetiva de las causas, propagación y recuperación del evento y así enriquecer los análisis y la definición de medidas a implementar.

- Instruir el inicio de auditorías técnicas a los sistemas de protección y comunicación en las instalaciones relacionadas con la causa raíz de la falla y a los sistemas de monitoreo y comunicaciones que fallaron durante el proceso de recuperación.
- Adoptar medidas operacionales y limitaciones de corto plazo que permitieron una operación segura hasta determinar el correcto funcionamiento de los activos claves del sistema que fueron afectados durante el apagón.
- Explicar y exponer todos los detalles del evento ante distintas autoridades, incluyendo comisiones del Senado, la Cámara de Diputadas y Diputados, así como en eventos públicos.
- Responder a los requerimientos y consultas de los Parlamentarios, Autoridades, Medios de Comunicación y la ciudadanía en general.
- Trabajar con expertos del sector en la identificación de medidas de mediano y largo plazo que permitan fortalecer la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, las cuales se detallan en el presente documento.



HECHOS QUE MARCARON EL 25 DE FEBRERO DE 2025

Origen de la falla

A las 15:15 horas del 25 de febrero, sin previa coordinación ni autorización del Coordinador Eléctrico Nacional, personal de la empresa propietaria de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar intervino dichas instalaciones con el fin de intentar la resincronización del módulo de comunicaciones de una de las protecciones de dicha línea, lo que provocó la desconexión de sus dos circuitos.

Propagación

Tras la desconexión del doble circuito de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, y luego de un par de segundos, el Sistema Eléctrico Nacional se dividió en dos islas: la Norte (con 30% de la demanda) y Centro-Sur (con el 70%).

En la zona **Norte**, a raíz de la operación de los esquemas de desconexión automática de generación (EDAG), la isla se mantuvo operativa por aproximadamente 4 minutos, pero finalmente se produjo la pérdida total de suministro por inestabilidad de tensión.

La isla **Centro-Sur** se volvió inestable a los pocos segundos de la falla, dado el desbalance de generación proveniente desde el norte del país (1.800 MW), el mal funcionamiento de los esquemas de defensa de las instalaciones de las empresas coordinadas que habían sido instruidos por el Coordinador conforme a la normativa, y el deficiente desempeño de algunas plantas de generación, lo que provocó una caída de la frecuencia hasta alcanzar el colapso total del sistema.

Funcionamiento de los mecanismos automáticos para contener fallas

Si bien el sistema dispone de mecanismos de respuesta automática para contener la propagación de fallas, conocidos como Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga (EDAC), diseñados para evitar que ocurra un apagón total, gran parte de estos dispositivos de contención, de responsabilidad de las empresas coordinadas, actuaron en forma incorrecta o deficiente, sea por estar mal ajustados o implementados, conforme a la normativa e instrucciones del Coordinador. Asimismo, se identificaron varias centrales de generación que operaron incorrectamente, esto es, en tiempos y/o magnitudes distintas a las espe-

cificadas por la normativa y estudios técnicos. Lo anterior, resultó en la propagación de la falla que terminó en un apagón, tanto en la zona Norte, como en la zona Centro-Sur.

Los análisis efectuados por el Coordinador han detectado que al menos 1.350 MW de centrales de generación en la zona centro-sur se desconectaron previo al colapso de la isla. En la mayoría de estos casos se produce un incumplimiento normativo por parte de las empresas propietarias de las instalaciones, lo que contribuyó en la propagación y profundización de la falla.



* El sistema quedó completamente interconectado a las 8:40 de la mañana del 26 de febrero.

Recuperación del servicio

A los dos minutos de ocurrido el evento del 25 de febrero, el Coordinador Eléctrico Nacional activó el Plan de Recuperación del Servicio (PRS) en el que se instruye a las empresas coordinadas a tomar acciones inmediatas de preparación del sistema para iniciar su recuperación.

El PRS es un plan que se actualiza de forma anual y se somete a observaciones de toda la industria eléctrica, definiendo roles y funciones de empresas para recuperar el funcionamiento del sistema por zonas.

Según se evidencia en el EAF presentado a la autoridad, algunas centrales generadoras de empresas coordinadas enfrentaron dificultades técnicas al intentar sincronizarse a la red, por distintas causas -algunas ajenas a su gestión-, lo que retrasó la normalización del suministro eléctrico.

Las razones de estos retrasos se explican, principalmente por la ocurrencia de eventos inéditos, como son:

- La falta de visibilidad del estado de las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, debido a la falla de los sistemas de supervisión y control (SCADA) de algunas empresas coordinadas.
- La indisponibilidad de telecomandos para la operación a distancia de instalaciones de empresas coordinadas, que obligó a movilizar personal a subestaciones a grandes distancias, y,
- La falla de vías de comunicación de voz punto a punto de algunas empresas coordinadas

Cabe señalar que el Sistema SCADA del coordinador, así como sus sistemas de comunicación no registraron fallas durante el evento.

Pese a estas dificultades, antes de la medianoche del 25 de febrero, ya estaba recuperado el 100% del suministro desde la región de Valparaíso hasta la isla de Chiloé, que equivale a cerca del 90% de la demanda regulada del país.

NUESTRA MIRADA DEL BLACKOUT

El apagón del 25 de febrero de 2025 representa un punto de inflexión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y para el Coordinador Eléctrico Nacional como institución.

Un evento de esta magnitud, que implicó una interrupción total del suministro eléctrico entre Arica y Chiloé, ratifica que la electricidad es un servicio esencial, sin el cual nuestra vida cotidiana, el funcionamiento del país y la confianza pública se ven profundamente afectados.

Desde el primer momento, toda la organización del Coordinador y su Consejo Directivo abordaron esta situación con responsabilidad, sentido de urgencia y compromiso técnico. En un plazo muy acotado para la magnitud del evento, se elaboró el respectivo EAF detallado, activando de inmediato auditorías a sistemas de protección y SCADA, inspecciones técnicas a las instalaciones falladas, revisión de condiciones operativas, instrucciones técnicas a empresas coordinadas y medidas para asegurar la continuidad de la operación en caso de fallas similares a futuro.

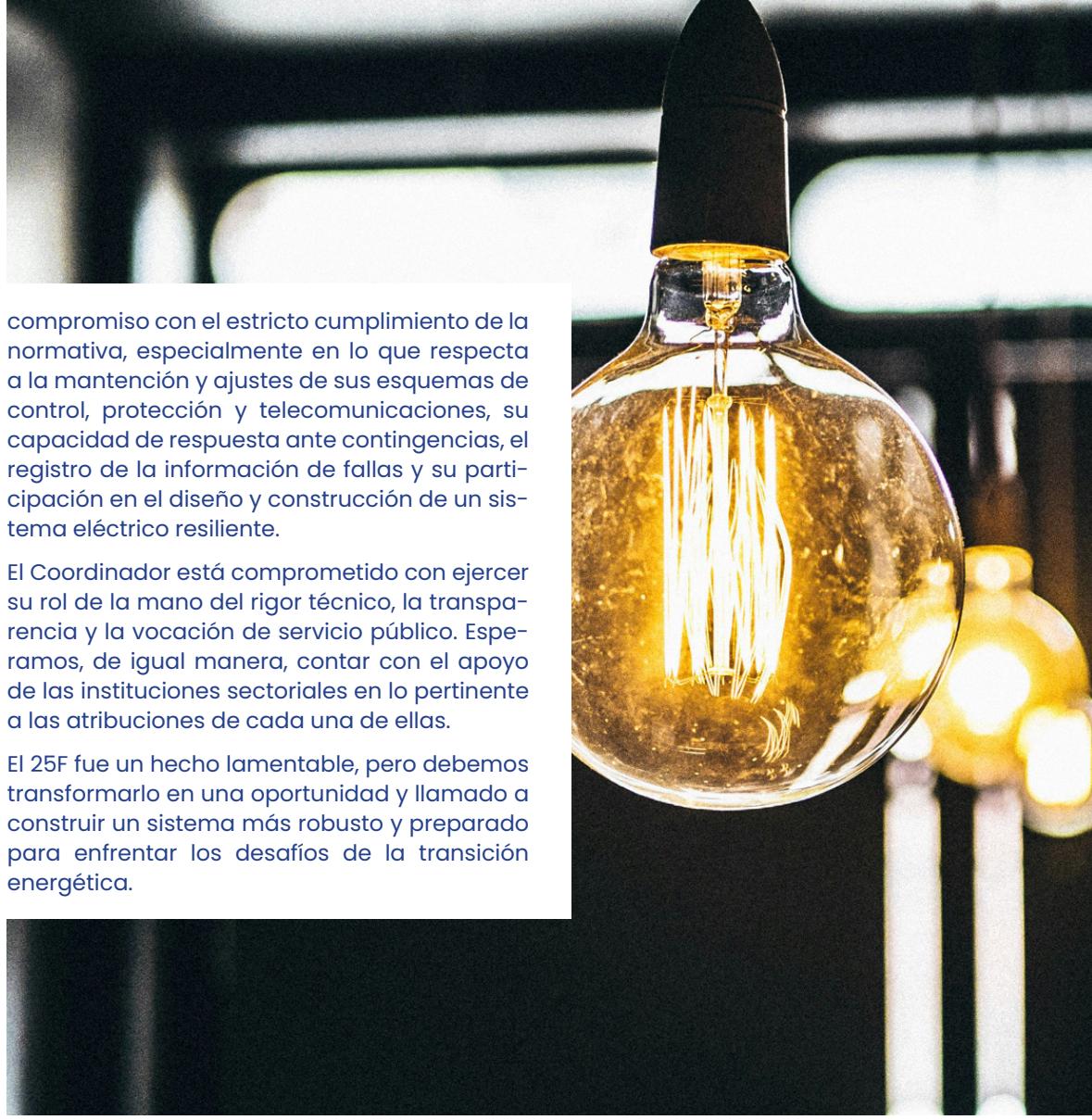
El apagón ha dejado lecciones profundas que es necesario incorporar, por parte de todos los

actores del sector, tanto empresariales, institucionales, como los consumidores, que son nuestro foco, para un correcto funcionamiento del sistema.

Dentro de los problemas identificados destacan desconexiones prematuras de centrales generadoras y fallas en los ajustes y configuración de esquemas de protección y comunicación de algunos activos de las empresas coordinadas, implementación incorrecta de sistemas de desconexión automática de carga (EDAC), entre otros, que podrían constituir incumplimientos normativos, que han sido debidamente reportados a la Autoridad.

Pero también es una oportunidad para acelerar mejoras en las Normas Técnicas, procesos y, sobre todo, la necesidad de parte de los organismos competentes de adoptar acciones fiscalizadoras eficaces para lograr el cumplimiento estricto de las obligaciones que la normativa exige cada actor del sistema.

La operación segura del sistema es una tarea colectiva. Todas las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y clientes libres que son coordinadas por el deben reforzar su



compromiso con el estricto cumplimiento de la normativa, especialmente en lo que respecta a la mantención y ajustes de sus esquemas de control, protección y telecomunicaciones, su capacidad de respuesta ante contingencias, el registro de la información de fallas y su participación en el diseño y construcción de un sistema eléctrico resiliente.

El Coordinador está comprometido con ejercer su rol de la mano del rigor técnico, la transparencia y la vocación de servicio público. Esperamos, de igual manera, contar con el apoyo de las instituciones sectoriales en lo pertinente a las atribuciones de cada una de ellas.

El 25F fue un hecho lamentable, pero debemos transformarlo en una oportunidad y llamado a construir un sistema más robusto y preparado para enfrentar los desafíos de la transición energética.



TRABAJO CON RIGOR TÉCNICO

Recuperado el servicio tras el apagón del 25 de febrero de 2025, el equipo del Coordinador Eléctrico comenzó a trabajar en analizar el evento para adoptar las acciones que le permitieran al Sistema Eléctrico Nacional desempeñarse de mejor manera ante un evento de similares características, bajo el convencimiento de que una situación así no debe volver a repetirse.

El trabajo que se presenta en este documento propone medidas y recomendaciones que apuntan a robustecer el sistema con miras a minimizar el impacto y alcance de eventos como los ocurridos el 25 de febrero. Estas medidas son complementarias a otras acciones que ya ha tomado y ejecutado el Coordinador, a las instrucciones que ya ha impartido a las empresas coordinadas y a las que se tomen en el marco de la regulación, la fiscalización y en los procesos y eventuales inversiones que deban realizar las empresas coordinadas.

Respecto del trabajo del Coordinador, hemos actuado con independencia, seriedad y rigor técnico para llegar a medidas que requieren implementación inmediata y acciones que robustecen, a corto, mediano y largo plazo, las

capacidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para enfrentar eventos de esta naturaleza.

El equipo del Coordinador ha trabajado en base a cuatro lineamientos:

1. Reconocimiento y gestión de los riesgos:

En un sistema eléctrico extenso, radial y complejo como el chileno, las fallas y sus efectos no pueden eliminarse por completo, pero sí es posible limitar su impacto y gestionar una recuperación efectiva. Tras el 25F hemos instruido acciones de mitigación que son urgentes de implementar.

2. Plan de acción integral y priorizado:

Las medidas propuestas se estructuran en cuatro categorías que abordan la prevención, la contención, la reposición del servicio y el aprendizaje continuo.

3. Racionalización y foco estratégico:

El trabajo realizado estos meses levantó un número significativo de medidas. Considerando su volumen, se realizó un proceso de priorización



para darles foco estratégico y asegurar su impacto. Estas medidas se abordarán en horizontes de corto, mediano y largo plazo.

4. Respuesta inmediata y fortalecimiento estructural: Luego de instruidas las medidas inmediatas, el plan de medidas generará acciones en el mediano y largo plazo con el fin de mejorar las capacidades técnicas y operativas del Sistema Eléctrico Nacional.

El plan de medidas se estructura en base a una secuencia cronológica que se hace cargo del desarrollo de este tipo de eventos de alto riesgo, comenzando por la prevención de fallas, contener su propagación, asegurar una recuperación rápida y, finalmente, el análisis y aprendizajes que hay que obtener de estos eventos.

No obstante, es fundamental hacer hincapié que el plan de medidas definido por el Coordinador requiere del compromiso de todos los actores del sector para llevar adelante su más pronta y correcta ejecución.



Estas medidas buscan evitar que la falla ocurra o reducir su probabilidad e impacto. Incluyen acciones de mitigación como mejorar la planificación, fortalecer la infraestructura, incentivar el cumplimiento normativo y proponer mejoras regulatorias.

Se enfocan en reducir las consecuencias cuando ocurren eventos disruptivos, limitando la propagación y preservando la estabilidad. Esto incluye ajustes operacionales, mejoras en la respuesta ante contingencias, incentivar el cumplimiento normativo y el fortalecimiento de sistemas de respaldo

Prevención y mitigación
ex-ante

Contener la propagación
de fallas

Aprender y mejorar
continua

Recuperación rápida
del servicio

Mejorar el proceso de registro, análisis y reporte de fallas, tanto para obtener los aprendizajes necesarios y determinar medidas correctivas. Estas medidas permiten aprovechar el conocimiento y la información.

Están diseñadas para restablecer el suministro de manera segura y en el menor tiempo posible. Involucran mejoras en protocolos de recuperación, coordinación entre actores y herramientas de monitoreo.



MEDIDAS E INSTRUCCIONES YA IMPLEMENTADAS

Tras el apagón total del 25 de febrero, el Coordinador Eléctrico Nacional ha ido instruyendo a las empresas coordinadas medidas de corto plazo, las que buscan que el Sistema Eléctrico Nacional tenga un mejor desempeño frente a contingencias o eventos similares. Asimismo, ha propuesto mejoras normativas a la Autoridad competente.

Estas medidas son específicas y responden a situaciones donde existe la evidencia de aspectos que se deben corregir en el corto plazo. Además, en los casos que se ha detectado un posible incumplimiento normativo, se ha informado de la situación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Entre las medidas adoptadas a la fecha, están:

ACCIÓN O INSTRUCCIÓN

Inspección técnica a las instalaciones de Interchile donde se originó la falla del 25 de febrero, de modo de poder autorizar posteriormente la normalización de sus esquemas de protección.

Se instruyó a la empresa Interchile modificar sus esquemas de comunicaciones, para ajustarlos a las exigencias normativas actuales.

Se instruyó una auditoría técnica al sistema de protecciones y comunicaciones de las instalaciones donde se originó la falla el 25 de febrero.

Se instruyó una auditoría técnica completa a la infraestructura de la línea Cardones – Polpaico, después que se produjeran nuevas fallas en las instalaciones.

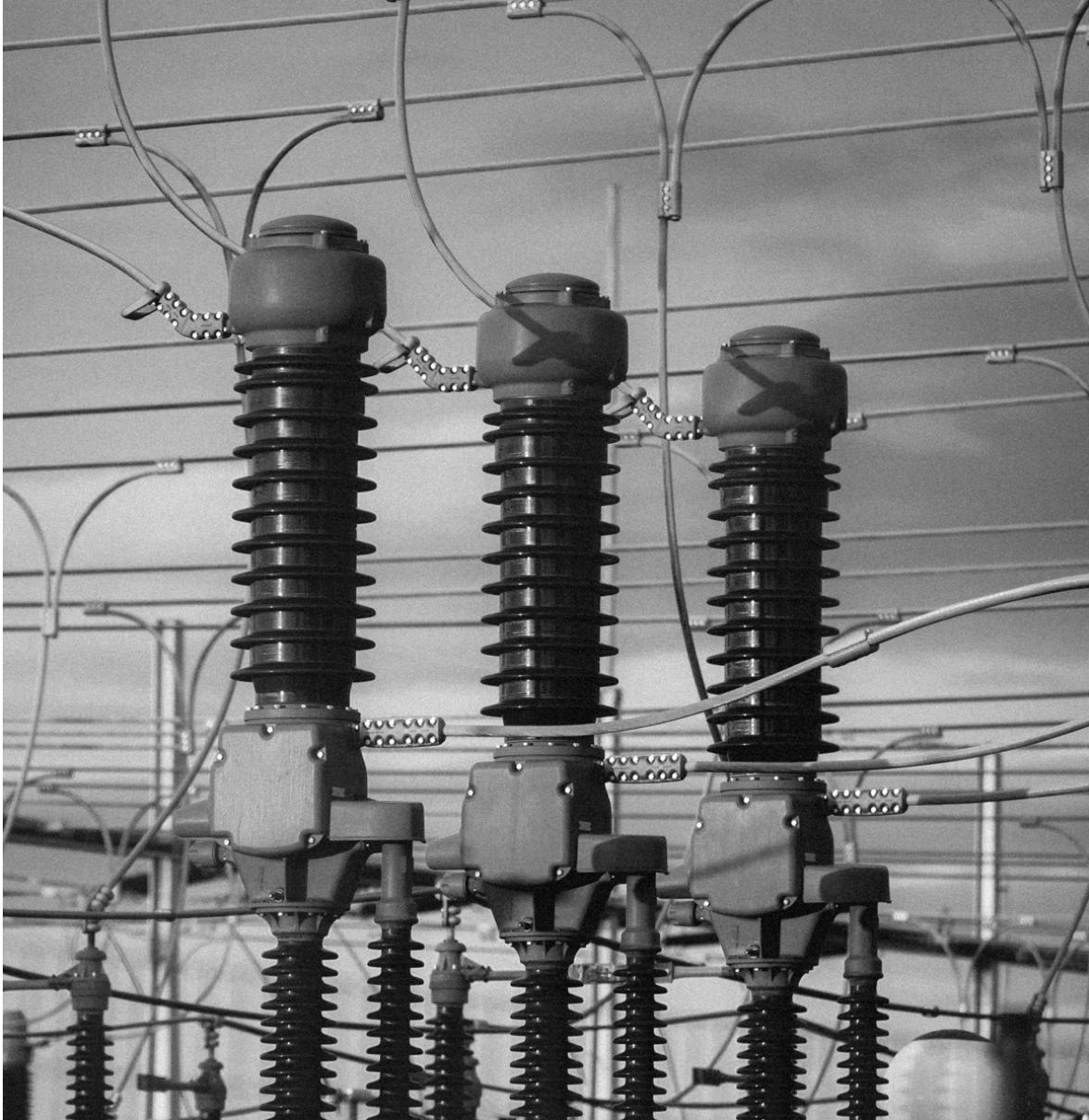
ESTADO A JULIO 2025

Realizada

Instruida pero no realizada por la empresa / Informado a la SEC

En curso

En curso





ACCIÓN O INSTRUCCIÓN

Se instruyó a Transelec disponer de personal de operación cercano a las subestaciones de relevancia para la recuperación del servicio ante eventos de estas características. Además, a fines de marzo, la empresa informó el cambio de bancos de baterías asociados a la UPS y también en el controlador de partida automática del generador de respaldo en su centro de control principal, lo que busca evitar problemas como los que tuvieron el 25 de febrero.

Se instruyó una auditoría técnica al SCADA y sistemas de comunicación de Transelec a raíz de los problemas del 25 de febrero.

Se reiteró a las empresas la obligación de informar y solicitar permisos de trabajo en forma preventiva, para reducir riesgos en la operación.

Se instruyó a las centrales PMGD verificar el ajuste de sus protecciones, de acuerdo a la normativa vigente, e implementar las correcciones que correspondan.

Se requirió información de la operación de los recursos automáticos de respuesta ante este tipo de eventos (EDAC y EDAG). Posteriormente, se instruyeron verificaciones y ajustes en casos donde se detectaron problemas.

Se instruyó a empresas de distribución revisar y trasladar sus esquemas automáticos de respuestas para este tipo de eventos (EDAC) a alimentadores sin centrales del tipo PMGD, por el efecto que tuvo esa configuración en la falla del 25 de febrero, donde la actuación de esos mecanismos también desconectó generación eléctrica, agravando el problema de desbalance del sistema en la zona centro-sur.

Se instruyó actualizar y corregir los ajustes de protecciones a empresas coordinadas propietarias de centrales que operaron incorrectamente, incumpliendo la normativa vigente.

Se aumentó la capacidad del recurso de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC-BF), en el informe de Servicios Complementarios.

Se realizó una recomendación normativa al Ministerio de Energía para aumentar las exigencias a los PMGD, en aspectos como señales operacionales, visibilidad y adecuación técnica de los requisitos de comportamiento ante fallas.

Se envió al Ministerio de Energía una recomendación normativa para incorporar requerimientos técnicos para inversores tipo grid-following y grid-forming en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, basado en los estudios y guías técnicas ya elaboradas por el Coordinador.

ESTADO A JULIO 2025

Realizado

En curso

Realizado

Realizado y en revisión el respaldo proporcionado por las empresas

Realizado

Realizado y en revisión el respaldo proporcionado por las empresas

Realizado

Realizado. Informe para observaciones de la industria

Realizado

Realizado / CNE puso en consulta cambios a norma técnica





MEDIDAS DE MEDIANO Y LARGO PLAZO

Prevención y mitigación ex-ante

- Implementar nuevas herramientas tecnológicas que detecten de forma automática situaciones de riesgo y confiabilidad de la prestación de Servicios Complementarios, para apoyar la toma de decisiones en la Operación en Tiempo Real.
- Proponer nuevos requerimientos para la prestación de Servicios Complementarios de control dinámico de tensión y frecuencia por parte de las centrales solares y eólicas, así como sistemas de almacenamiento.
- Además de la verificación que se realiza del parque generador para prestar Servicios Complementarios, incorporar un plan enfocado en aquellas unidades que tienen desempeño insuficiente, revisando sus modelos, estándares, y comportamiento dinámico.
- Elaborar un programa de difusión y capacitación para empresas coordinadas respecto de la obligación del uso del sistema de permisos de trabajo y evaluación de riesgos operacionales y procedimientos críticos.
- Implementar plan de auditorías técnicas preventivas de los sistemas de protección de activos críticos de transmisión.
- Aumentar el alcance y frecuencia del Estudio de Verificación y Coordinación de Protecciones para incorporar el efecto de las nuevas instalaciones que se integran al sistema.
- Acelerar la implementación de simulaciones avanzadas de transitorios electromagnéticos (EMT) del sistema eléctrico, para modelar, analizar y anticipar situaciones de riesgo que podrían presentarse en la operación ante escenarios de baja fortaleza y alta inserción de recursos en base a inversores (IBR).
- Ampliar la exigencia de implementación del sistema de medición de variables fasoriales en tiempo real (PMU) a todas las centrales que se conectan al sistema de transmisión, para poder aumentar la capacidad de monitoreo y registro de fallas de la red.

Contener la propagación de fallas

- Mejorar el control de tensión dinámico del sistema, especialmente en zonas de baja fortaleza y robustez, a través del aporte de centrales renovables variables y sistemas de almacenamiento, para lo cual se actualizará el Estudio de Control de Tensión y requerimientos de Potencia Reactiva que se realiza todos los años
- Garantizar la eficiencia en la asignación de recursos para la prestación de Control Primario de Frecuencia, considerando criterios de distribución geográfica y desempeño.
- Aplicar un nuevo enfoque para desarrollar el Plan de Defensa ante Contingencias Extremas (PDCE), y los recursos necesarios para contener fallas (EDAC y EDAG), con foco en definir escenarios más exigentes y con alta participación de generación renovable variable, sistemas de almacenamiento y generación de PMGD.
- Implementación de una plataforma de visualización en tiempo real de los Pequeños Medios de Generación Distribuida

(PMGD) que permita su supervisión y apoye el análisis y toma de medidas de seguridad.

- Implementación de las modificaciones actualmente en consulta pública a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) en temas relacionados a los Recursos Basados en Inversores (IBR): Grid Forming y Grid Following.

Recuperación rápida del servicio

- Introducir nuevos escenarios y exigencias en el Plan de Recuperación de Servicio (PRS) 2026, el que a julio de 2025 se encuentra en etapa de recibir observaciones de la industria.
- Revisar, y de ser necesario actualizar o rediseñar el modelo de interacción funcional entre el Centro de Despacho y Control (CDC), los Centros de Operación para la Recuperación del Servicio (COR, que actualmente asumen empresas relevantes del sistema) y los Centros de Control (CC) de empresas coordinadas.
- Diseñar e implementar un Programa Integral



de Capacitación, Perfiles, Entrenamiento y Certificación para Operadores de las salas de control del Sistema Eléctrico Nacional, integrando las mejores prácticas internacionales en la materia.

- En modificaciones futuras del PRS se instruirá contar con operadores a distancias cercanas a las instalaciones críticas de generación (centrales con partida autónoma) e instalaciones de transmisión con roles críticos (COR).
- Fortalecimiento integral de requisitos, verificaciones y auditorías técnicas preventivas a los modelos dinámicos y sistemas de control y protección de las plantas renovables y sistemas de almacenamiento, así como a los sistemas de monitoreo y telemando (SCADA) de las empresas coordinadas.

Aprendizajes y mejora continua

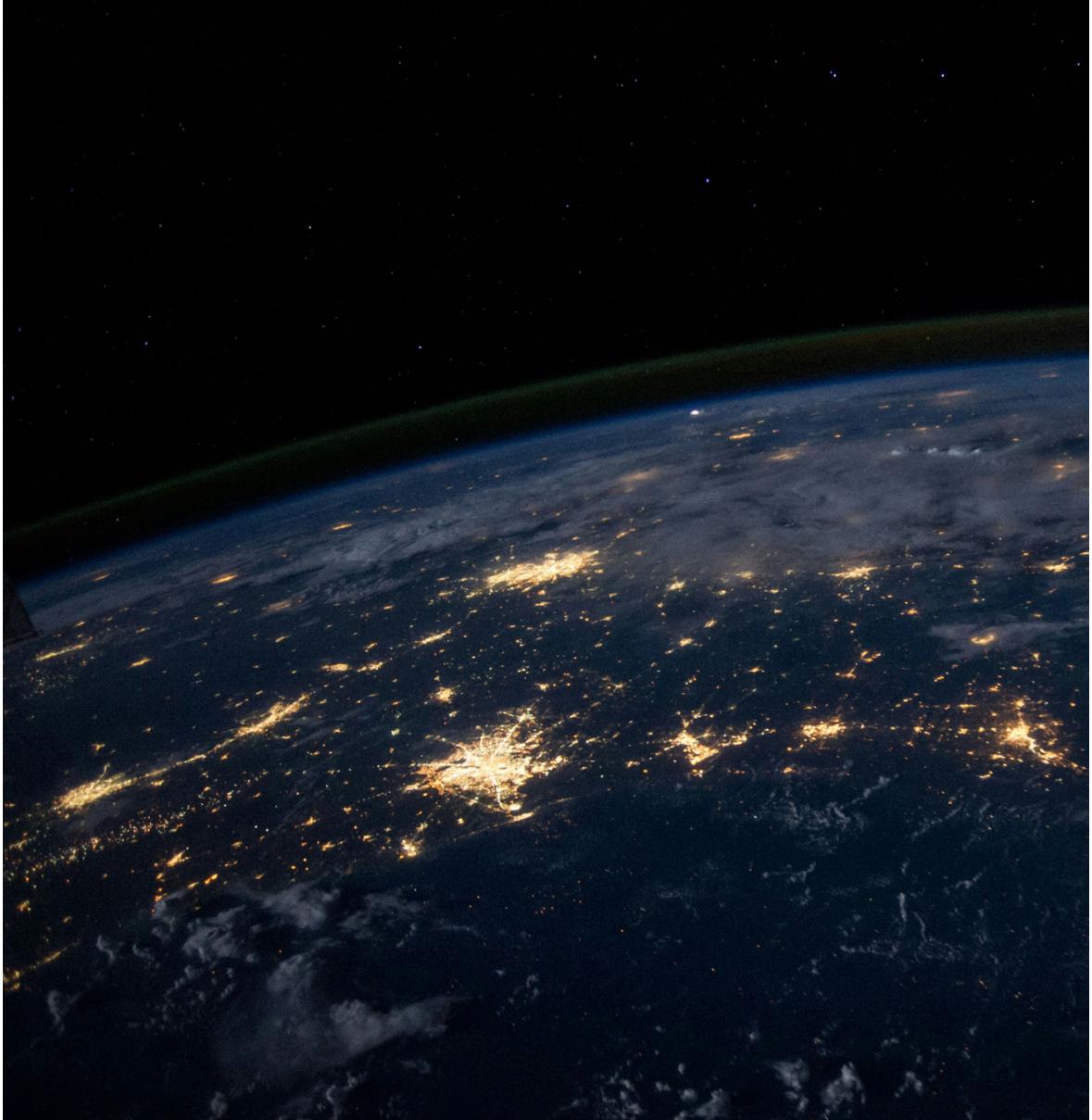
- Realizar un Procedimiento Interno para estandarizar y automatizar la recepción masiva de información técnica asociada a la elaboración de los informes de análisis

de fallas (EAF), para hacer más eficiente el proceso y permitir el análisis detallado de los eventos.

- Implementación de una plataforma de gestión y control de cumplimientos normativos por parte de empresas coordinadas.

Este plan de medidas permitirá reforzar la seguridad en el Sistema Eléctrico Nacional, en línea con las expectativas de la ciudadanía, las autoridades y los actores del sector eléctrico.

Algunas de estas medidas requieren presupuesto especial, el cual será solicitado por el Coordinador en el marco de la preparación y aprobación del presupuesto 2026.





UN SISTEMA QUE SE ADAPTA A LOS DESAFÍOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El plan de medidas presentado por el Coordinador es parte de un proceso de mejora continua, el que debe abarcar a toda la industria eléctrica. Más allá de las responsabilidades de cada actor, el evitar que una situación como la ocurrida el pasado 25 de febrero se repita exigirá un trabajo acucioso y exigente, tanto para empresas como para instituciones.

Esta exigencia responde al acelerado proceso de transición energética y transformación tecnológica, el cual está aumentando los desafíos operacionales del sistema, tanto en las funciones que están dentro del ámbito de acción del Coordinador Eléctrico Nacional, como en aquellas que compete a las empresas, al regulador y al ente fiscalizador.

Esperamos que el este plan permita avanzar sobre medidas concretas, cuyo desarrollo pueda monitorearse y controlarse, en un escenario donde la exigencia de los usuarios y del sistema crecerá acorde a los desafíos de la transición energética.

El Coordinador Eléctrico Nacional invita a todos los actores del sector a contribuir en este proceso de mejora continua, para lo cual reitera su disposición y apertura al diálogo, así como a la colaboración para que el Sistema Eléctrico Nacional eleve sus estándares de seguridad y confiabilidad del suministro.

www.coordinador.cl

