

Medidas y recomendaciones para fortalecer la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional

CEI N° 68 encargada de reunir antecedentes sobre las actuaciones del Gobierno relacionadas con la fiscalización, coordinación, operatividad y funcionamiento de los servicios de distribución eléctrica, entre los años 2024 y 2025.

Cámara de Diputadas y Diputados

21 de julio de 2025

Coordinador Eléctrico Nacional

- El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es un organismo técnico e independiente, sin fines de lucro, que es responsable de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile.
- Se guía por tres principios: **operación segura, a mínimo costo y acceso abierto** a los sistemas de transmisión.
- No posee instalaciones que formen parte del sistema, todas ellas son de empresas sujetas a su coordinación.
- **No posee facultades de regulación, fiscalización, ni sanción respecto de las empresas coordinadas.**

400 trabajadores

tiene el Coordinador.
21% son mujeres

US\$ 3.300 millones

anuales en transacciones de mercado tiene
el sistema

+2.000 informes

anuales genera el Coordinador.



Compromiso institucional

Desde el 25 de febrero, asumimos un compromiso institucional de aportar de manera transparente todos los antecedentes que posea, reciba y logre sistematizar y analizar respecto del apagón, y de **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.

ACCIONES REALIZADAS EN ESTOS 5 MESES

- Coordinar la recuperación del suministro en el menor tiempo posible, superando las condiciones inéditamente adversas que se enfrentaron.
- Analizar y sistematizar aproximadamente 2.000 documentos con información.
- Elaborar el Estudio de Análisis de Falla (EAF) en un plazo muy acotado en consideración de la magnitud del evento.
- Solicitar información adicional a empresas para evaluar el adecuado comportamiento de sus instalaciones.
- **Contratar análisis independientes del evento e instruir auditorías independientes.**
- Adoptar medidas operacionales de corto plazo para garantizar una operación segura.
- 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.**

Incumplimientos

- El apagón representa un punto de inflexión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y para el Coordinador Eléctrico Nacional en sus 8 años de existencia.
- Como consecuencia del 25 de febrero, **hemos levantado una serie de incumplimientos por parte de las empresas, que evidencian un nivel de incumplimiento que afecta la seguridad del servicio.**
- **No podemos permitir que esta situación se transforme en una cultura de incumplimiento y que se siga profundizando en el sistema.**
- Para revertir esta situación, necesitamos que todos los organismos y agentes cumplamos a cabalidad nuestros roles:
 - La SEC debe fiscalizar
 - Las empresas deben cumplir con las normas
 - El Coordinador debe operar e informar las situaciones que detecte

Algunos incumplimientos detectados e informados a la SEC

- Nuestros informes muestran una gran cantidad de empresas con disponibilidad bajo el mínimo normativo del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR), que incluye los SCADA y canales de voz.
- Intervenciones de instalaciones sin autorización del CDC: además de la del 25 de febrero, el 3 de abril otra empresa intervino sin aviso, provocando una falla en el sistema.
- De las empresas que debían reportar información del 25 de febrero, 20 compañías no enviaron el informe de 48 horas que exige la normativa. Esto se suma a otras solicitudes de información, donde no se envía la información completa.
- Información del comportamiento de los PMGD durante el evento. Se denunció falta de información, la SEC hizo traslado a 79 empresas de este segmento y solo 16 respondieron a su requerimiento.
- No entrega de modelos para simulaciones avanzadas del sistema (EMT). Del orden de 60% de las empresas no ha entregado los modelos estándar. Esta cifra sube a 90% cuando se consideran los modelos del fabricante.

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.

Se trabajó en 4 ejes:

1. **Gestión de los riesgos del sistema**
2. **Plan de acción integral y priorizado**
3. **Foco estratégico**
4. **Fortalecimiento estructural del sistema**

Las medidas que se presentan requerirán el compromiso de la industria y son complementarias a otras se puedan tomar en el marco de la regulación, la fiscalización y en los procesos y eventuales inversiones que deban realizar las empresas coordinadas.

Trabajo con rigor técnico

Medidas ya instruidas a las empresas coordinadas



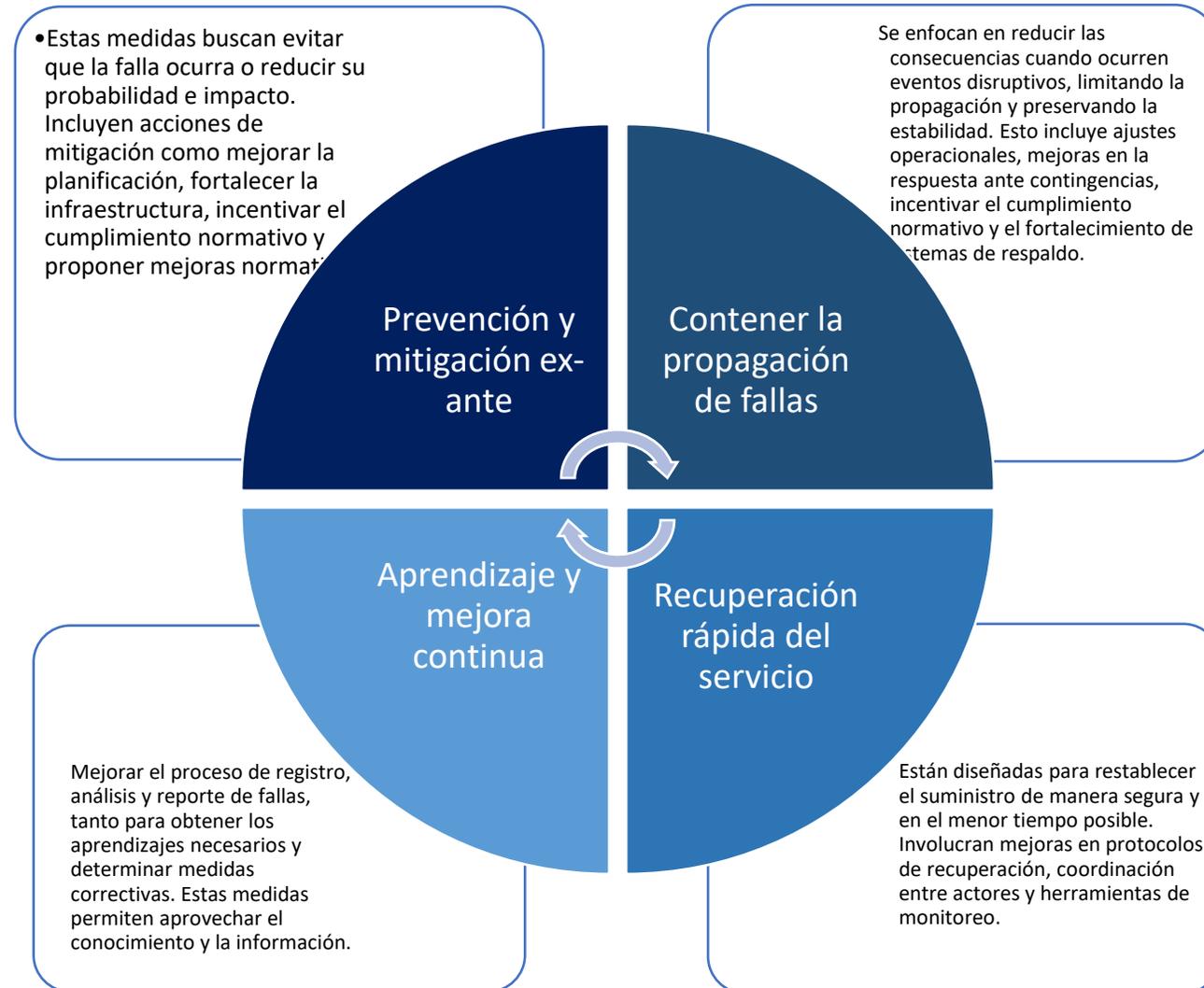
Acción o instrucción	Estado a julio de 2025
<ul style="list-style-type: none">Inspección técnica a las instalaciones de Interchile donde se originó la falla del 25 de febrero, de modo de poder autorizar posteriormente la normalización de sus esquemas de protección.	Realizada
<ul style="list-style-type: none">Se instruyó a la empresa Interchile modificar sus esquemas de comunicaciones, para ajustarlos a las exigencias normativas actuales.	Instruida pero no realizada por la empresa / Informado a la SEC
<ul style="list-style-type: none">Se instruyó una auditoría técnica al sistema de protecciones y comunicaciones de las instalaciones donde se originó la falla el 25 de febrero.	En curso
<ul style="list-style-type: none">Se instruyó una auditoría técnica completa a la infraestructura de la línea Cardones – Polpaico, después que se produjeran nuevas fallas en las instalaciones.	En curso
<ul style="list-style-type: none">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 haber normalizado el sistema de alimentación continua de su centro de control.	Realizado
<ul style="list-style-type: none">Se instruyó una auditoría técnica al SCADA y sistemas de comunicación de Transelec a raíz de los problemas del 25 de febrero.	En curso
<ul style="list-style-type: none">Se reiteró a las empresas la obligación de informar y solicitar permisos de trabajo en forma preventiva, para reducir riesgos en la operación.	Realizado

Medidas ya instruidas a las empresas coordinadas



Acción o instrucción	Estado a julio de 2025
<ul style="list-style-type: none">• Se instruyó a las centrales PMGD verificar el ajuste de sus protecciones, de acuerdo a la normativa vigente, e implementar las correcciones que correspondan	Realizado y en revisión el respaldo proporcionado por las empresas
<ul style="list-style-type: none">• 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.	Realizado
<ul style="list-style-type: none">• 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.	Realizado y en revisión el respaldo proporcionado por las empresas
<ul style="list-style-type: none">• Se instruyó actualizar y corregir los ajustes de protecciones a empresas coordinadas propietarias de centrales que operaron incorrectamente, incumpliendo la normativa vigente.	Realizado
<ul style="list-style-type: none">• Se aumentó la capacidad del recurso de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC-BF), en el informe de Servicios Complementarios.	Realizado – Informe para observaciones de la industria
<ul style="list-style-type: none">• 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.	Realizado
<ul style="list-style-type: none">• 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.	Realizado y en consulta por parte de la CNE

Secuencia de las medidas mediano y largo plazo



Prevención y mitigación ex-ante

- **Implementar nuevas herramientas tecnológicas que detecten de forma automática situaciones de riesgo y confiabilidad para apoyar la toma de decisiones en la Operación en Tiempo Real (DSA-EMT).**
- 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.
- **Incorporar en la verificación que se realiza del parque generador un plan enfocado en aquellas unidades que tienen desempeño insuficiente, revisando sus modelos, estándares, y comportamiento dinámico.**
- **Implementar 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 expedita 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 Centro 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 con respuesta rápida en instalaciones críticas de generación (centrales con partida autónoma) y de transmisión (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.

Un sistema que se adapta a los desafíos

- 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 a todos los actores del sector, empresas e 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
