

**Santiago, 06 de agosto de 2025  
CD 00133-25**

Honorable Senador  
Sr. Rafael Prohens  
Presidente  
**Comisión de Minería y Energía  
Senado de la República**  
Presente

**Ref.:** Envía informe técnico “Asesoría Análisis Sistémico del Evento del 25 de febrero de 2025” elaborado por la Universidad de Chile.

De nuestra consideración:

En el marco de nuestro compromiso con la transparencia y el interés público, y en el marco del proceso de análisis para sacar lecciones después del apagón total del 25 de febrero, mediante la presente comunicación, enviamos a usted el informe “Asesoría Análisis Sistémico del Evento del 25/02/2025”, elaborado por el equipo de expertos de la Universidad de Chile, Universidad de Santiago y Universidad Técnica Federico Santa María, liderado por la Dr. Claudia Rahmann de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

Este informe efectúa un análisis del apagón del 25 de febrero pasado, identificando las causas de la propagación de la falla que condujeron a un apagón total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo que esperamos sea una contribución a todo el proceso para sacar lecciones y fortalecer la operación del Sistema Eléctrico Nacional, con miras a que una situación de esta naturaleza no vuelva a repetirse.

A continuación, destacamos algunas de las principales conclusiones del estudio.

En materia de reportabilidad y entrega de información, se constataron incumplimientos por parte de empresas coordinadas, señalando:

*“La falta de completitud, trazabilidad y calidad en la información técnica asociada al evento del 25F limita significativamente la posibilidad de reconstruir con precisión la secuencia temporal de eventos ocurridos durante la falla. Esto no sólo compromete la precisión del análisis técnico postmortem en términos de la identificación de las causas de la falla y la formulación de planes y medidas preventivas para hacer frente a eventos similares, sino que también dificulta la evaluación objetiva del desempeño y actuación de protecciones, unidades de generación y automatismos, además de obstaculizar la identificación de eventuales incumplimientos normativos.*

*El análisis realizado evidencia falencias significativas en el cumplimiento de las obligaciones asociadas a la entrega de información por parte de los coordinados,*

*tanto respecto de los plazos como del contenido mínimo y calidad de los registros entregados.*

*Estas deficiencias, sumadas al elevado nivel de incumplimiento constatado, ponen de manifiesto la necesidad de fortalecer los mecanismos de fiscalización y sanción de forma que garanticen el cumplimiento de las obligaciones de reportabilidad establecidas en la normativa vigente.”*

En relación con las demoras en la implementación del PDCE (Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas), señala:

*“Tras cinco años y varios oficios por parte del Coordinador, el PDCE de la zona norte aún no se encuentra implementado en su totalidad. Esta situación no solo pone de manifiesto serias deficiencias en los procesos institucionales y en los mecanismos de fiscalización existentes, sino que también evidencia un bajo nivel de coordinación y comunicación entre el CEN y la SEC, toda vez que resulta difícil comprender que un retraso de tal magnitud en la puesta en servicio de un esquema crítico para la seguridad del SEN no haya derivado en acciones correctivas por parte de las autoridades competentes.*

*Lo anterior refuerza la necesidad de revisar y fortalecer tanto las responsabilidades asignadas como las capacidades de supervisión y sanción existentes, con el objetivo de asegurar la implementación efectiva y oportuna de medidas críticas para resguardar la seguridad y continuidad del suministro del SEN.”*

En relación con la propagación de la falla, se confirman las conclusiones del Coordinador en relación al mal desempeño de varias instalaciones de empresas Coordinadas que ocasionaron la propagación hasta producir un apagón total. El informe señala claramente como causa del apagón lo siguiente:

***“Durante el evento del 25F, la desconexión anticipada —y sin justificación técnica— de al menos 11 centrales generadoras tuvo un efecto determinante en la estabilidad del SEN. Este hecho se confirma con el análisis de estabilidad desarrollado en el Capítulo 7, a partir del cual se demostró que si todas las unidades de generación se hubiesen mantenido conectadas durante la falla —y los recursos de control de contingencias hubiesen operado según lo instruido por el Coordinador—, habría sido posible mantener la estabilidad de ambas islas y evitar así el colapso total del SEN.”***

En relación con las condiciones de operación previas a la falla, el informe señala:

**“El criterio N-1 se encuentra definido en el Artículo 1-7, numeral 32, de la NTSyCS como: “criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI (Sistema Interconectado) que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o la pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión”. En cuanto a la operación del SEN, los artículos 5-6 y 5-7 de**

la NTSyCS indican que la planificación de la operación del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1 (Artículo 5-6), de forma tal que una contingencia simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones del SI (Artículo 5-7). Por otra parte, el **Artículo 6–28 de la NTSyCS** señala que el Coordinador podrá adoptar restricciones en el Sistema de Transmisión como medida de control preventivo para garantizar la seguridad y calidad de suministro ante diferentes estados del SI, para un conjunto de contingencias simples de severidad creciente que resulten ser las más críticas a partir del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST).

En esta línea, en diciembre del 2024, el CEN emitió la versión preliminar del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST), en el cual se definen restricciones asociadas a la máxima potencia que puede ser transmitida por las líneas del sistema para ciertas condiciones. En particular, para el corredor Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV, se definieron los límites de transferencia indicados en la siguiente tabla (extraída del ERST de diciembre del 2024). **Considerando que, el día 25 de febrero, las condiciones de operación del sistema mostraban una transferencia de potencia del orden de 1800 MW a través de dicho corredor, se verifica que su operación se encontraba dentro de los límites establecidos en la versión más reciente del ERST emitido por el CEN, cumpliendo así con lo dispuesto en la NTSyCS.**

Como Coordinador Eléctrico Nacional reafirmamos nuestro compromiso con la transparencia, excelencia técnica y la mejora continua del sistema eléctrico. Eventos como el del 25 de febrero deben ser analizados con profundidad y rigurosidad con el fin de poder elaborar propuestas concretas de corto y mediano plazo orientados a evitar que eventos como este se repitan, tal como lo ha realizado este Coordinador al emitir el primer y único informe a la fecha con medidas y recomendaciones para fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional.

Esperamos que este estudio contribuya a sacar lecciones valiosas para el funcionamiento del sistema en su conjunto y quedamos a disposición en caso de requerir más información.

En representación del Consejo Directivo, le saluda muy atentamente,



**Juan Carlos Olmedo**  
**Presidente del Consejo Directivo**  
**Coordinador Eléctrico Nacional**

c.c.: Sres. Miembros del Consejo Directivo, Coordinador Eléctrico Nacional  
Sr. Ernesto Huber, Director Ejecutivo Coordinador Eléctrico Nacional