COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA 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. (CEI 68)

ACTA DE LA SESIÓN 12ª, CELEBRADA EL MIÉRCOLES 6 DE AGOSTO DE 2025, DE 8:53 a 9:57 HORAS.

SUMARIO

La Comisión aprobó las conclusiones y proposiciones sobre la investigación que se incluirán en el informe. Se designó informante al diputado Jorge Brito Hasbún.

- Se abrió la sesión a las 8:53 horas.

I.- PRESIDENCIA

Presidió el titular, diputado Jorge Brito Hasbún.

Actuó como Abogada Secretaria de la Comisión María Cristina Díaz Fuenzalida, como abogada ayudante Macarena Correa Vega y como secretaria ejecutiva Paula Batarce Valdés.

II.- ASISTENCIA

Asistieron los integrantes de la Comisión: diputados y diputadas Yovana Ahumada Palma, Jorge Brito Hasbún, Benjamín Moreno Bascur, Jaime Mulet Martínez y Marcela Riquelme Aliaga.

III.- ACUERDOS

Se acordó por la unanimidad de las y los diputados presentes remitir una copia del informe de la Comisión, al Ministerio Público; a los Ministerios de Energía, de Transportes y Telecomunicaciones, de Obras Públicas, de Salud y Secretaría General de la Presidencia; a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles; a la Comisión

Firmado electrónicamente
https://extranet.camara.cl/verificardoc
Código de verificación: C52C57A63CF634AA

Firmado por María Cristina Díaz Fuenzalida
Fecha 11/08/2025 16:04:07 CLT

Nacional de Energía; al Servicio Nacional del Consumidor; al Coordinador Eléctrico Nacional, y a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputadas y Diputados.

Lo anterior, sin perjuicio que de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 58, inciso segundo de la ley N° 18.918, orgánica constitucional del Congreso Nacional y 318, inciso tercero, del Reglamento de la Corporación, una copia del informe, en caso de ser aprobado, debe ser enviado a S.E. el Presidente de la República.

IV.- CUENTA[1]

Se recibieron los siguientes documentos:

1.- Carta 00128 del Coordinador Eléctrico Nacional por la que remite a esta Comisión el informe técnico "Asesoría Análisis Sistémico del Evento del 25 de febrero de 2025", elaborado por la Universidad de Chile. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

2.- Propuesta de conclusiones y proposiciones elaboradas por el diputado Jorge Brito y la diputada Marcela Riquelme.**SE TOMÓ CONOCIMIENTO**.

V.- ORDEN DEL DÍA

Iniciando el Orden del Día, se dio lectura al documento elaborado por el diputado Jorge Brito y la diputada Marcela Riquelme[2].

A solicitud del diputado Jaime Mulet y con el propósito de resaltar y perfeccionar algunos aspectos de la propuesta de conclusiones, también se dio lectura a su petición consistente en agregar un párrafo nuevo y final al numeral 2 sobre la demora en la reposición del sistema, del siguiente tenor:

"Cabe destacar que la Región de Atacama fue particularmente afectada, ya que la reposición del servicio eléctrico se realizó con posterioridad respecto del resto del país. Esta demora se debió al robo de aproximadamente 1.800 metros de cable en las inmediaciones de la subestación eléctrica Galleguillos, ubicada en la comuna de Copiapó.

Lo anterior pone en relevancia la necesidad de investigar, identificar y desbaratar las organizaciones delictuales que realizan este tipo de actos que afectan directamente el bienestar de la gente y su seguridad.".

[1] https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=362580&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

[2] https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=362519&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

Se acordó, además, en el párrafo final del numeral 5 de las conclusiones, relativo a la formulación de cargos por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y en el numeral 11 de las propuestas o recomendaciones, precisar que el proyecto de ley aludido corresponde al mensaje de S.E. el Presidente de la República que amplía la cobertura del subsidio eléctrico a que se refiere el artículo sexto transitorio de la ley N° 21.667 e introduce otras medidas de perfeccionamiento a la ley N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, correspondiente al boletín Nº 17.064-08.

Asimismo, a propuesta de la diputada Yovana Ahumada, se incorporó una nueva recomendación referida a los Servicios de Agua Potable Rural. De igual modo, a solicitud de la diputada Marcela Riquelme, se incluyó una propuesta orientada a avanzar en el proyecto de ley radicado en la Comisión de Salud, que establece la inscripción automática de las personas electrodependientes en la respectiva empresa de distribución eléctrica.

A continuación, se sometieron a votación las conclusiones y proposiciones presentadas por el diputado Jorge Brito y la diputada Marcela Riquelme, integrando también las observaciones antes mencionadas. Estas fueron **aprobadas por unanimidad**, con los votos favorables de los diputados y diputadas Yovana Ahumada, Jorge Brito (Presidente), Jaime Mulet y Marcela Riquelme (**4-0-0**), quedando establecido el siguiente texto:

*"**Informe Comisión Especial Investigadora 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.***

La competencia de la Comisión está fijada para poder referirse a la falla que originó el corte de electricidad entre Arica y Puerto Montt, pero también en la demora de la reposición y en las caídas de las telecomunicaciones que interrumpieron la vida cotidiana del país.

1. Respecto al corte.

a) Los hechos.

El día 25 de febrero del año 2025 se produjo un corte de energía generalizado, a las 15:16 horas, que afectó a toda la zona conectada del Sistema Eléctrico Nacional desde la Región de Arica en el norte, hasta la Región de Los Lagos en el sur; dejando como resultado a más del 98% de la población del país sin electricidad; quedando con electricidad solo las Regiones de Aysén y Magallanes.

El corte tuvo una extensión de alrededor de 7 a 8 horas, con mayor o menor duración en diversos sectores del país y de las ciudades que se vieron afectadas.

b) Razones del corte según lo explicado por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Coordinador Eléctrico Nacional

De acuerdo a lo expuesto por el Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo, el evento de corte masivo ocurrido el día 25 de febrero de 2025 tuvo como causa una intervención técnica no autorizada, ejecutada por personal de la empresa Interchile, en la línea de transmisión denominada Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. A las 15:13 horas de ese día, dicha empresa procedió a reiniciar el sistema de comunicaciones correspondiente a la protección diferencial de línea, sin haber solicitado la autorización previa del Coordinador y sin informar la acción formalmente, contraviniendo lo establecido en el decreto supremo N° 125, que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Como consecuencia de esa intervención, se produjo una resincronización anómala de las señales eléctricas en los extremos de la línea, generando la activación indebida del sistema de protección diferencial y, con ello, la desconexión simultánea de ambos circuitos de la infraestructura. Esta situación provocó la división del Sistema Eléctrico Nacional en dos subsistemas o "islas": Una correspondiente al norte del país, y otra a la zona centro-sur. De acuerdo con los antecedentes técnicos entregados por los miembros del Coordinador, esta intervención se ejecutó ignorando las recomendaciones técnicas del fabricante del equipo, que exige el aislamiento físico de los dispositivos de protección en estos procedimientos, especialmente en condiciones de alto flujo energético.

Posterior a la desconexión, se produjo una situación crítica para el Coordinador, consistente en la pérdida total del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), siendo esta la plataforma utilizada para la supervisión y monitoreo en tiempo real, así como también la pérdida de los canales de comunicación de voz con los agentes coordinados. Esto ocasionó que el Coordinador quedase sin visibilidad ni capacidad de mando, haciendo imposible conocer el estado del sistema ni de coordinar, en tiempo real, las maniobras de recuperación del suministro.

A lo anterior se sumó la desconexión automática de un número significativo de unidades generadoras, muchas de las cuales, conforme a la normativa técnica vigente, debían haberse mantenido operativas hasta alcanzar determinados umbrales de frecuencia. Sin embargo, dichas centrales fueron retiradas del sistema por activación prematura de protecciones mal parametrizadas. Estas configuraciones, si bien en su momento habían sido validadas por el Coordinador, fueron posteriormente modificadas unilateralmente por las empresas responsables, sin informar ni solicitar la debida autorización. Un estudio técnico encargado por el Coordinador Eléctrico Nacional a la Universidad de Chile, liderado por la doctora Claudia Rahmann, concluyó que, de haberse mantenido los

parámetros técnicos adecuados, la magnitud del evento habría sido considerablemente menor y el blackout generalizado podría haberse evitado.

En su intervención, los miembros del Consejo Directivo del Coordinador señalaron que el evento evidenció un reiterado incumplimiento normativo por parte de diversos agentes del sistema eléctrico. En los meses posteriores al incidente, el Coordinador remitió a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles antecedentes relativos a más de veinte situaciones de incumplimiento, muchas de las cuales estaban directamente relacionadas con el evento del 25 de febrero. Entre ellas se incluía la no entrega, o entrega extemporánea de los informes de falla exigidos por la normativa dentro del plazo legal de 48 horas; incumplimiento de los estándares mínimos de desempeño exigidos para el sistema SCADA; y negativa de algunas empresas a proporcionar modelos eléctricos EMT actualizados, los que son necesarios para una simulación y análisis de eventos de falla severa. Asimismo, se hizo mención que de un total de 79 Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) requeridos por la Superintendencia, solo 16 entregaron la información solicitada, lo que representa un 20,75% de cumplimiento.

El Coordinador precisó que, pese a haber documentado y advertido dichas situaciones, carece de facultades fiscalizadoras o sancionatorias, limitándose su actuación a la emisión de instrucciones técnicas, oficios de advertencia o, eventualmente, la remisión de antecedentes a la autoridad competente. Tal limitación fue expresamente señalada por el consejero señor Carlos Finat, quien sostuvo que este diseño institucional favorece una "cultura del incumplimiento", en la medida que ciertos agentes operan bajo la convicción de que sus actos u omisiones no tendrán consecuencias inmediatas o efectivas.

Adicionalmente, los directivos del Coordinador identificaron déficits estructurales adicionales, particularmente en materia de monitoreo. Se advirtió que no existe en el país un sistema unificado y centralizado de supervisión en tiempo real que permita obtener datos completos de todos los puntos de generación y consumo. La información técnica que recibe el Coordinador depende, en buena medida, del cumplimiento voluntario de las empresas respecto a sus obligaciones de reporte. Además, se constataron limitaciones operativas en el uso de Unidades de Adquisición de Medidas (UAM), dispositivos capaces de registrar el comportamiento eléctrico en escalas de milisegundos. Si bien existen ochenta unidades instaladas en el país, durante el análisis del evento solo se obtuvo información útil desde menos de la mitad de ellas, lo que restringió la capacidad técnica de evaluación post evento.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles también señaló que el evento del día 25 de febrero de 2025 tuvo su origen en una intervención técnica no autorizada ejecutada por la empresa Interchile en la línea de transmisión Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, realizada sin la requerida coordinación con el Coordinar Eléctrico Nacional, ignorando la normativa vigente. Específicamente, la acción consistió en reiniciar un

componente vinculado al sistema de protección diferencial de esa línea, procedimiento realizado sin tomar las medidas de seguridad exigidas, y sin informar previamente a la autoridad competente. Esto generó una desconexión no programada de la línea, contribuyendo de forma significativa a la propagación del evento que ocasionó el colapso de todo el sistema.

Sin embargo, a diferencia del Coordinador Eléctrico Nacional, la Superintendencia indicó que dicha acción no fue la causa única del evento, diciendo que esto fue un hecho multicausal, teniendo su origen en incumplimientos normativos y deficiencias estructurales en la operación y supervisión del Sistema Eléctrico Nacional, cuestión que ya se vislumbraba cuando los consejeros hablaban de la cultura del incumplimiento.

Algunos de los factores más relevantes identificados son el incumplimiento generalizado de la normativa técnica por parte de diversos agentes coordinados. Particularmente estamos hablando de lo relativo a la configuración de los sistemas de protección de las unidades generadoras. Se hizo mención de que la desconexión anticipada de múltiples unidades generadoras se produjo como consecuencia de protecciones mal parametrizadas. Este comportamiento contraviene directamente lo dispuesto en el artículo 3-10 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. La desconexión sistemática de dichas unidades agravó la crisis inicial, reduciendo abruptamente la generación disponible y aumentando el efecto del apagón.

Asimismo, la Superintendencia hizo énfasis en el deficiente flujo de información emanado por el Coordinador Eléctrico Nacional durante el transcurso del evento, indicando que este no cumplió con su deber de informar en tiempo real al Ministerio de Energía y a los organismos sectoriales respecto del estado de operatividad del sistema, la magnitud de la falla, disponibilidad de recursos para la reposición del servicio, y plazos estimados para la normalización del suministro eléctrico. Estas omisiones constituyen incumplimientos directos del artículo 7-33 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.

Por último, se dio cuenta de un conjunto de conductas infraccionales por parte de empresas coordinadas, particularmente de pequeños generadores, que no entregaron los antecedentes técnicos requeridos, dificultando la reconstrucción posterior del evento y la identificación de responsabilidades. Con base en estos antecedentes, la Superintendencia formuló cargos por infracciones graves y gravísimas, las que podrían derivar en multas de hasta 10.000 Unidades Tributarias Anuales (UTA), equivalente a $8.237.640.000 a agosto del presente año, por cada incumplimiento constatado.

2. Respecto a la demora en la reposición.

a) Los hechos.

La reposición del suministro eléctrico no se produjo de manera simultánea ni homogénea en el territorio nacional. En zonas urbanas, particularmente en la Región Metropolitana, el restablecimiento comenzó entre las 18:00 y 20:00 horas del día 25 de febrero de 2025. Sin embargo, en regiones más lejanas del centro del país o en sectores rurales, particularmente en las Regiones de O'Higgins, del Maule, del Biobío y de La Araucanía, el proceso fue considerablemente más lento, extendiéndose en algunos casos hasta pasada la medianoche e incluso durante la madrugada del día siguiente.

Cabe mencionar que a las 23:00 horas del 25 de febrero, el Ministerio de Energía aún no disponía de un informe consolidado por parte del Coordinador Eléctrico Nacional que diera cuenta del estado integral de la red, como tampoco con una proyección precisa respecto del tiempo estimado para la recuperación total del suministro. La reposición del Sistema Eléctrico Nacional se llevó a cabo progresivamente, sin un hito único o simultáneo que permitiera identificar un punto formal de normalización del sistema en su conjunto.

Analizando el caso entre regiones, en la zona norte, la Región de Coquimbo tuvo un restablecimiento del suministro entre las 18:00 y las 23:00 horas; la Región de Valparaíso hacia las 23:30 horas; la Región Metropolitana a las 22:00 horas; las Regiones de O'Higgins, del Maule y del Biobío entre las 23:30 y 00:30 horas del 26 de febrero y las Regiones de La Araucanía y de Los Lagos alcanzaron la normalización de sus sistemas cercano a las 01:00 de la madrugada del 26 de febrero.

Durante la emergencia, ***se verificó además la desconexión automática de múltiples centrales generadoras****, reduciendo así la capacidad de generación disponible para la ejecución de maniobras de reposición, además, esto dificultó la estabilización del sistema. Esto último impactó por sobre todo en las zonas de alta demanda energética como los cordones industriales de Maipú-Cerrillos o del Gran Concepción.*

b) La demora en la reposición según lo expresado por el Coordinador Eléctrico Nacional, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Comisión Nacional de Energía

De acuerdo con los antecedentes presentados por la Comisión Nacional de Energía, la demora en la reposición del suministro eléctrico registrada con ocasión del apagón obedeció a la complejidad técnica inherente al proceso de recuperación del Sistema Eléctrico Nacional una vez que este quedó físicamente dividido en dos "islas" operativas.

Esta fragmentación estructural hizo imposible una reposición automatizada del servicio, por lo que debieron implementarse maniobras de restablecimiento progresivo; las que requerían, además, un ajuste fino de parámetros fundamentales como frecuencias y

voltaje, con el fin de garantizar condiciones estables para la reconexión de las zonas afectadas.

En segundo lugar, la mencionada Comisión identificó como elemento crítico la desconexión anticipada de múltiples unidades generadoras, esto a raíz de la presencia de configuraciones técnicas erróneas o inadecuadas en sus sistemas de protección. Las desconexiones mencionadas impactaron enormemente la capacidad de generación disponible para avanzar en el proceso de reposición del sistema, entorpeciendo las maniobras de recuperación energética.

Finalmente, se notaron deficiencias relevantes en la coordinación entre agentes del sistema, lo que también contribuyó de manera directa a la duración del corte. En particular, se relató que determinados operadores no proporcionaron en forma oportuna la información requerida respecto del estado operativo de sus instalaciones, situación que obligó a efectuar validaciones técnicas individuales antes de autorizar su reconexión. Esta falta de sincronización operativa entre los distintos actores involucrados constituyó, a juicio de la Comisión Nacional de Energía, un factor determinante en la prolongación del evento en diversas zonas del país.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles sostuvo que una de las razones por la demora en la reposición del suministro eléctrico luego del apagón del día 25 de febrero de 2025, tuvo como principal causa la falta de información oportuna y eficiente, la que no fue entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional en el transcurso de la emergencia. Esta situación, además de ser un incumplimiento a la norma que impone la obligación de mantener informadas a las autoridades sectoriales sobre la evolución del sistema (artículo 7-33 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio), generó un escenario de incertidumbre que obstaculizó la toma de decisiones y afectó directamente la coordinación institucional durante las primeras horas del evento.

En segundo lugar, la Superintendencia identificó como causa relevante en la reposición del suministro eléctrico la desconexión automática de un número significativo de centrales eléctricas. La investigación de este suceso arrojó como resultado que muchas de estas centrales presentaban configuraciones técnicas incorrectas en sus sistemas de protección; situación que derivó en la pérdida de generación en momentos en que esta resultaba necesaria para iniciar las maniobras de reposición. Esta disminución de generación operativa obligó a los organismos a desarrollar procedimientos de recuperación lentos y segmentados, afectando los tiempos de restablecimiento del suministro eléctrico en las diversas regiones del país.

Asimismo, la Superintendencia advirtió diversas fallas en la coordinación entre los distintos agentes del sistema eléctrico, además de un incumplimiento de ciertas empresas respecto a sus obligaciones de entrega de información técnica. En particular, existieron

operadores que no entregaron en los plazos establecidos por ley los antecedentes requeridos por el Coordinador Eléctrico Nacional, como tampoco se informó sobre el estado de sus instalaciones. Esta situación obligó a los organismos a desarrollar verificaciones individuales por instalación antes de autorizar el reingreso de estos al sistema. Estas verificaciones manuales implicaron una ralentización importante del proceso de recuperación del suministro eléctrico.

Por último, la autoridad fiscalizadora hizo presente la existencia de deficiencias estructurales en los sistemas de monitoreo y control, particularmente en lo referido a la falta de operatividad de una proporción sustantiva de los dispositivos UAM (Unidades de Adquisición de Medidas). La inactividad de estos equipos impidió obtener registros detallados del comportamiento del sistema durante los primeros momentos del apagón, lo que afectó la capacidad de reconstrucción técnica del evento y limitó la efectividad de las decisiones operacionales adoptadas en tiempo real.

Coordinador Eléctrico Nacional

El Coordinador Eléctrico Nacional indicó que la demora en la reposición del suministro eléctrico tuvo como causa principal la pérdida total de operatividad del sistema SCADA, programa utilizado para monitorear en tiempo real las variables críticas del sistema eléctrico, como también verificar la interrupción de los canales de comunicación de voz con los centros de operación de las empresas coordinadas. Esta situación implicó que el Coordinador estuviera totalmente imposibilitado de monitorear la situación, impidiendo la coordinación de maniobras de reposición del suministro.

Por otro lado, el Coordinador identificó la desconexión automática de múltiples unidades generadoras como un elemento crítico en la situación. Varias de estas unidades fueron retiradas del sistema como consecuencia directa de protecciones mal parametrizadas, es decir, en contradicción de los estándares definidos en la normativa vigente. Esta desconexión masiva redujo la disponibilidad de generación en las fases iniciales de la reposición, dificultando aún más el restablecimiento del suministro.

Asimismo, se hizo presente una ausencia de respuesta oportuna por parte de algunas empresas coordinadas, las que no entregaron de forma adecuada información sobre el estado operativo de sus instalaciones ni tampoco atendieron los requerimientos técnicos emitidos por el Coordinador durante el transcurso de la emergencia. Esta falta de coordinación obligó, como se había mencionado, a realizar validaciones manuales antes de ingresarlas al sistema, ralentizando el proceso de recuperación de suministro eléctrico.

Finalmente, se hizo mención que las dificultades operativas se vieron agravadas por la falta de facultades coercitivas por parte de la institución, indicando que el marco vigente no les otorga facultades para exigir el cumplimiento inmediato de sus instrucciones en casos de emergencia, ni tampoco facultades para aplicar sanciones frente a incumplimientos normativos por parte de las empresas coordinadas.

3. Afectación a pacientes electrodependientes.

El evento de corte masivo ocurrido el día 25 de febrero de 2025 dejó sin suministro eléctrico a más de 10.000 personas electrodependientes en todo el país, conforme a los antecedentes presentados por la Fundación Luz para Ellos y otras organizaciones vinculadas a la defensa de este grupo prioritario.

En lo relativo al marco jurídico aplicable, las personas electrodependientes se encuentran protegidas por la ley N° 21.304, denominada Ley Lucas Riquelme, cuyo objetivo es garantizar la continuidad del suministro eléctrico a quienes dependen de equipos médicos conectados a la red para su mantención vital. Esta ley impone a las empresas distribuidoras la obligación de asegurar atención preferente y respaldo energético permanente o transitorio a los usuarios que se encuentren debidamente inscritos en los registros correspondientes.

Sin embargo, lamentablemente se denunció que al momento del apagón un número no menor de empresas no había cumplido con las obligaciones establecidas en la mencionada ley; un ejemplo de ello fue la entrega de generadores portátiles que no cumplían con las exigencias energéticas necesarias para la mantención de un equipo de soporte vital.

Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustible informó que al 31 de mayo del presente año existían alrededor de 12.000 personas electrodependientes registradas en el país. Además, señaló que múltiples empresas distribuidoras, como ENEL, CGE y Chilquinta, no habían instalado sistemas de respaldo permanentes en los domicilios de los pacientes, situación que motivó a este organismo a ordenar la instalación de dichos sistemas.

Además, la Superintendencia formuló cargos administrativos a diversas distribuidoras eléctricas por infracciones graves en el cumplimiento de la ley N° 21.304 y adicionalmente remitieron los antecedentes al Ministerio Público por la existencia de al menos 15 pacientes electrodependientes fallecidos a partir del corte de suministro eléctrico.

Asimismo, el Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC) indicó que recibió 74 reclamos directamente vinculados a personas electrodependientes, los que fueron derivados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para su incorporación a los procedimientos administrativos en curso. Se detalló además que el 93% de las respuestas entregadas por estas empresas fueron insuficientes o insatisfactorias en relación con la entrega de reparaciones por perjuicios sufridos o justificaciones.

Desde un punto de vista operativo, se denunció además una falta de coordinación interinstitucional, particularmente con los servicios de salud y los municipios, los que no pudieron acceder al registro de personas electrodependientes con motivo de las

restricciones vigentes en materia de confidencialidad. Esta barrera de acceso a la información dificultó la prestación de asistencia oportuna, en especial en zonas rurales, donde los pacientes quedaron desprovistos de respaldo eléctrico y sin intervención efectiva de redes de apoyo local.

Respecto a las empresas que mayores faltas tuvieron durante el transcurso de la emergencia, el oficio SEC N° 280602 detalló:

- ***ENEL Distribución***

○ *Se identificó que no entregó respaldo permanente a pacientes registrados como electrodependientes.*

○ *Estableció que los protocolos de atención no se activaron, y que incluso los canales de contacto con la empresa no se encontraron operativos durante el transcurso del corte.*

○ *Frente a esta situación la Superintendencia generó cargos administrativos contra ENEL y ordenó, con posterioridad al apagón, la entrega obligatoria de generadores eléctricos permanentes a todos los pacientes electrodependientes registrados.*

- ***Chilquinta***

○ *También fue objeto de cargos administrativos por parte de la Superintendencia por incumplimiento de atención prioritaria y respaldo de suministro, especialmente dentro de la Región de Valparaíso.*

○ *Existieron reportes de pacientes electrodependientes que quedaron sin asistencia por más de 6 horas, sin obtener respuestas por parte de la empresa.*

○ *La Superintendencia de Electricidad y Combustible ordenó también la entrega de generadores eléctricos permanentes a todos los pacientes electrodependientes registrados en la zona cubierta por la empresa.*

- ***Compañía General de Electricidad (CGE)***

○ *La Superintendencia también generó cargos administrativos contra esta empresa por incumplimientos graves en el contexto del apagón; dentro de los que se incluye la no entrega oportuna de respaldo energético a pacientes electrodependientes registrados en las zonas cubiertas por la empresa.*

○ *Junto con Chilquinta y ENEL Distribución, también se le ordenó por el órgano fiscalizador la entrega de equipos.*

○ *Fundación Luz para ellos y Agrupación APCE, relataron casos en comunas rurales bajo concesión de CGE en las que pacientes no recibieron asistencia, e incluso, algunos pacientes electrodependientes no figuraban como priorizados en los planes de*

contingencia de la empresa. Además, se reportó que los canales de contacto y emergencia no funcionaron adecuadamente durante el transcurso del corte.

4. Impacto económico del megacorte.

Respecto al impacto económico del megacorte, el Servicio Nacional del Consumidor fue el organismo público que entregó mayores antecedentes al respecto. En su exposición, se indicó que el Servicio recibió un total de 13.587 reclamos formales interpuestos por consumidores, de los cuales 13.304 fueron derivados directamente a las empresas distribuidoras y transmisoras de electricidad. La gran mayoría de los reclamos correspondieron a daños en artefactos eléctricos, pérdida de medicamentos y alimentos perecibles, y en menor medida respecto a interrupciones de servicios esenciales.

Según indicó el Director del mencionado Servicio las respuestas entregadas por las empresas fueron limitadas, y en su mayoría evasivas, insuficientes o insatisfactorias; en especial a lo referido a las compensaciones por daños materiales o reposiciones de bienes dañados. Es por ello que el Servicio estimó que el estándar de atención post evento ofrecido por estas empresas no cumplía con los principios de protección al consumidor que establece la legislación.

En un sentido más amplio, el Servicio informó que no existe una cuantificación exacta del perjuicio sufrido por los sectores productivos, pero de igual forma se constataron afectaciones directas a empresas con procesos productivos sensibles, en particular, aquellas que operan con cámaras de frío, líneas de ensamblaje automatizadas y sistemas de control digital continuos. En zonas más rurales, se registraron pérdidas totales o parciales importantes de producciones agrícolas y pesqueras almacenadas, representando un daño económico significativo, y cuya recuperación no se observa como viable a corto plazo.

Por otro lado, el Servicio interpuso demandas colectivas en contra de las empresas Interchile y Transelec por sus responsabilidades directas en el origen del evento, conforme al informe técnico elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Esta acción judicial se sustenta en lo establecido en el artículo 25 A de la ley N° 19.496 sobre protección de los derechos de los consumidores, que otorga facultades al Servicio de buscar indemnizaciones por daño material y moral para los consumidores afectados.

Adicionalmente, el Servicio indicó que, en conjunto con el Ministerio de Economía, y otros organismos gubernamentales, se encontraba en evaluación el diseño de un modelo alternativo de compensación aplicable a eventos de alta masividad, como el que se vivió el 25 de febrero, permitiendo canalizar las indemnizaciones correspondientes sin requerir judicialización, siempre que exista evidencia técnica suficiente del perjuicio causado. Este modelo se encuentra aún en etapa de análisis técnico y normativo.

Por último, se informó que el evento afectó la operación de empresas de servicios básicos de telecomunicaciones, transporte y saneamiento, razones por las que el Servicio Nacional del Consumidor ofició a las correspondientes Superintendencias solicitando información relativa a pérdidas operativas, interrupciones prolongadas de servicios y mecanismos de compensación.

5. Impacto a la seguridad nacional.

El apagón del día 25 de febrero tuvo impactos significativos en el ámbito de la seguridad nacional, particularmente en la afectación a diversos componentes de la infraestructura crítica del país, entre ellos las redes de telecomunicaciones y otros servicios esenciales.

Sin lugar a dudas, una de las afectaciones más graves fue la sufrida por las telecomunicaciones. Según se indicó por el Subsecretario de Telecomunicaciones, la caída del sistema eléctrico afectó de manera directa la infraestructura crítica de nivel 2, la cual está sujeta a la obligación de mantener autonomía energética por al menos 4 horas continuas, según se establece en la ley N° 20.478, de 2010, sobre recuperación y continuidad en condiciones críticas y de emergencia del sistema público de telecomunicaciones y el decreto supremo N° 60, de 2012, que aprueba el Reglamento para la interoperación y difusión de la mensajería de alerta, declaración y resguardo de la infraestructura crítica de telecomunicaciones e información sobre fallas significativas en los sistemas de telecomunicaciones.

Sobre la infraestructura crítica (IC) debemos indicar que a partir del mencionado decreto N°60, la infraestructura crítica comprende elementos de red de nivel 1 (1.219 sitios) y nivel 2 (10.584 sitios), que garantizan la prestación de servicios ante situaciones de emergencia y/o catástrofe, tanto en servicios fijos como móviles.

Infraestructura crítica se refiere a redes y sistemas esenciales para la continuidad de servicios clave, incluyendo la infraestructura de telecomunicaciones fundamental para mantener la comunicación y las capacidades de respuesta ante emergencias.

La infraestructura crítica nivel 1 corresponde a redes y sistemas que contemplen componentes de instalaciones o equipamientos que centralizan la gestión o representan puntos de concentración de tráfico relevantes en cuanto a la continuidad de los servicios, cuya autonomía debe ser de 48 horas continuas.

Por otro lado, la infraestructura crítica nivel 2 corresponde a equipamiento cuya interrupción, destrucción, corte o fallo generaría serio impacto en la seguridad de la población afectada, tales como estaciones base de telefonía móvil, unidades de distribución o acercamiento a clientes finales de las cuales no dependen de manera exclusiva las comunicaciones en determinado territorio y cuya autonomía es de 4 horas continuas o más.

A las 19:30 horas, 4 horas y 15 minutos después del corte, se realizó una muestra operativa que arrojó como resultado que el 1% de dicha infraestructura ya se encontraba fuera de servicio; situación que motivó la formulación de cargos administrativos contra los operadores responsables.

A pesar de que la mayor parte de esta infraestructura resistió durante las primeras horas del corte, se reportaron fallas totales en comunas como Quinta Normal y San Bernardo, en la Región Metropolitana, en donde la totalidad de las antenas móviles dejaron de operar, provocando una situación de incomunicación total en dichas zonas.

Esta afectación resultó más grave a nivel de la red de acceso, la que comprende más de 52.000 antenas distribuidas en el territorio nacional. Según se informó, a 4 horas del evento 6.600 antenas presentaban fallas, generando una pérdida masiva de conectividad fija y móvil. Según indicó el Subsecretario del ramo, esto no solamente significó la interrupción de acceso a servicios básicos, sino que también comprometió la capacidad de respuesta de los organismos públicos e instituciones estratégicas. Además, se generó una congestión crítica en los nodos principales de acceso a internet, a raíz de la migración masiva de usuarios desde redes fijas a redes móviles.

Adicionalmente, el Servicio Nacional del Consumidor informó que ofició a empresas de sectores estratégicos, incluyendo servicios sanitarios, telecomunicaciones y transporte aéreo, terrestre y ferroviario, con el fin de recabar antecedentes respecto a las afectaciones a la continuidad operativa de estos servicios esenciales. A pesar de que no se entregaron cifras disgregadas, se reconocieron interrupciones relevantes en el funcionamiento de las redes ferroviarias, aeroportuarias y sanitarias, afectando directamente la coordinación general de la infraestructura nacional.

Haciendo un análisis a la normativa vigente, se hizo notoria la ausencia de estándares obligatorios de autonomía energética en múltiples servicios públicos estratégicos. En particular, respecto a las telecomunicaciones se indicó que la capacidad operativa en contextos de emergencia depende de la inversión voluntaria de las empresas y no de una exigencia regulatoria; sin embargo, un aumento de estas exigencias regulatorias implicaría un incremento importante de los costos de operación de las redes, no pudiendo ser esto un obstáculo para reformular el marco normativo actual, desafío importante para todos los actores involucrados, en especial la ciudadanía.

Conclusiones

1. Sobre las causas del megacorte.

*El apagón del 25 de febrero de 2025 fue un **evento crítico** en la historia reciente del Sistema Eléctrico Nacional, tanto por su magnitud y alcance, como por el número de fallas operativas, técnicas y normativas que en su conjunto incrementaron el impacto de este*

corte. De acuerdo a los antecedentes expuestos ante esta Comisión, este evento no resulta ser un hecho aislado ni tampoco una falla puntual, sino que es el resultado de una acumulación de omisiones operativas, deficiencias estructurales y una cultura institucional de incumplimiento normativo.

La falla inicial ocurrió en la línea de transmisión Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, operada por la empresa Interchile. Según se informó por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la mencionada empresa realizó una intervención en el sistema de protección diferencial de la línea sin contar con la autorización previa ni coordinación con el Coordinador, contraviniendo directamente lo dispuesto en el decreto supremo N° 125 que aprueba el Reglamento de coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Esta acción provocó una resincronización anómala de las señales eléctricas, lo que activó indebidamente la protección diferencial de la línea y generó la desconexión simultánea de ambos circuitos, dividiendo el sistema en dos islas eléctricas independientes y sin sincronía operativa.

Ahora bien, la propagación del evento y su escalamiento hasta un blackout nacional, se vio facilitada por las condiciones preexistentes del sistema. Particularmente, se hizo presente que un número significativo de unidades generadoras se desconectaron automáticamente, a raíz de configuraciones deficientes en los sistemas de protección, los cuales no seguían los lineamientos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Se debe señalar que en estos casos las configuraciones fueron modificadas por las empresas sin notificación o autorización previa del Coordinador.

El Coordinador Eléctrico Nacional reconoció la existencia de al menos 20 incumplimientos normativos por parte de las empresas generadoras, transmisoras y otros operadores del sistema. Entre estos incumplimientos están: la no entrega oportuna de informes de falla, falta de remisión de modelos eléctricos EMT actualizados, incumplimiento de estándares mínimos en el sistema SCADA, negativa de ciertos actores a proporcionar la información requerida por el regulador, a pesar de las diversas oportunidades en que esto fue advertido.

En este contexto, el Coordinador declaró que el evento era evitable, y que si hubiesen existido los parámetros de protección correctamente configurados, la magnitud del evento habría sido mucho menor, e incluso habría sido posible contenerla sin derivar en la desconexión total del sistema. Esto además fue respaldado por un estudio técnico elaborado por la Universidad de Chile, el cual modeló distintos escenarios alternos bajo la premisa del cumplimiento de la normativa.

Desde una perspectiva técnica operativa, el Coordinador Eléctrico Nacional no poseía planes de contingencia aptos para operar sin el sistema SCADA, ni tampoco se activaron protocolos adecuados de reposición rápida del suministro eléctrico, derivando en una demora importante en la recuperación del sistema. Asimismo, la desconexión de múltiples centrales eléctricas dio luz a una falta de supervisión sobre los parámetros operacionales

críticos, cuya fiscalización corresponde al ámbito de atribuciones técnicas del Coordinador.

Por otro lado, se evidenció un déficit de flujo de información durante el transcurso del evento. Particularmente, el Ministerio de Energía informó que el primer informe del Coordinador Eléctrico Nacional se remitió pasadas 3 horas desde el inicio del evento; además, no se recibió información técnica detallada hasta el día siguiente de ocurrido el evento. Esto implicaría una vulneración del numeral 7.33 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, impidiendo que se pudiesen tomar decisiones informadas en tiempo real.

A pesar de que el Coordinador no posee atribuciones sancionatorias directas respecto a los distintos actores que coordina; esto no lo exime de responsabilidad desde un punto de vista institucional como la autoridad técnica central, debiendo cumplir funciones de diligencia operativa, supervisión y coordinación efectiva del sistema eléctrico, recordando que la suya es una obligación de resultado y no de medios. Estos deberes, a juicio de esta Comisión, no fueron ejercidos con la diligencia requerida.

Además, cabe mencionar que las deficiencias advertidas se ven exacerbadas considerando el sistema remuneracional del Coordinador Eléctrico Nacional. Analizando los antecedentes disponibles, los miembros del Consejo Directivo de este órgano reciben una remuneración de 320 Unidades Tributarias Mensuales (UTM), equivalente aproximadamente a $21.770.880, sin perjuicio de los otros beneficios adicionales que pudiesen percibir. Por otro lado, se informó que el Director Ejecutivo del organismo recibió una bonificación de $71 millones pocos días después de producirse el megacorte. Debemos destacar también, que el financiamiento del Coordinador proviene del denominado "cargo de servicio público" incorporado en la facturación eléctrica de todos los usuarios del país, según se estableció en el artículo 212-13 de la Ley General de Servicios Eléctricos, es decir, del punto de vista de los usuarios, estas altas remuneraciones son pagadas por todos los chilenos.

Es en base a lo anterior, que esta Comisión estima necesario cuestionar la razonabilidad y proporcionalidad de estas remuneraciones, tanto por el desempeño en la gestión del evento de febrero, como también en consideración de que estos montos superan incluso el presupuesto anual de fiscalización que posee la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que corresponde a $24 millones anuales.

2. Sobre la demora en la reposición del sistema.

La reposición del suministro eléctrico en el territorio nacional, con posterioridad al apagón del día 25 de febrero, fue lenta, fragmentada operacionalmente y dispareja territorialmente. La duración del evento osciló entre 5 a 9 horas dependiendo de la zona

del país; y si bien las causas de la demora fueron múltiples y de carácter más técnico, se pueden observar las siguientes conclusiones.

Una de las razones principales para esta demora fue la pérdida total de control por parte del Coordinador Eléctrico Nacional con la caída del sistema SCADA. Este sistema es el encargado de la supervisión en tiempo real de las variables críticas del sistema eléctrico, y lamentablemente en la emergencia quedó totalmente inoperativo; mismo destino sufrieron los canales de comunicación de voz entre el Coordinador y los centros de operación de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. La situación descrita obligó a efectuar validaciones manuales sobre el estado de las instalaciones previo a autorizar sus reincorporaciones al sistema eléctrico, dificultando así las maniobras de reposición coordinadas con mayor precisión.

También, se identificó la fragmentación física y eléctrica del sistema en dos "islas" no sincronizadas, siendo esto una consecuencia de la desconexión de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. Esta separación dividió el sistema en dos subsistemas autónomos imposibilitando una recuperación automática o simultánea. Por ello, la reconexión requirió reconstruir de forma progresiva la sincronía de frecuencia y voltaje entre las zonas, procedimiento complejo que debe ejecutarse de forma escalonada, con criterios estrictos de estabilidad y seguridad, en especial en condiciones de monitoreo degradado, lo que se vio reflejado en sucesivos esfuerzos de reconexión y desconexión forzada.

En tercer lugar, se constató que un número importante de unidades generadoras se desconectó de forma automática al momento de ocurrir el evento. Este suceso tuvo su raíz en las configuraciones inadecuadas de sus protecciones de frecuencia, como se mencionó anteriormente. Esto implicó una reducción sustantiva a la generación disponible para las maniobras de restablecimiento del suministro; además, en varios casos estas unidades no pudieron ser reingresadas de inmediato al sistema, al estar bloqueadas automáticamente o requerir de intervenciones manuales especializadas, ralentizando el proceso de estabilización de las redes.

Asimismo, quedó en evidencia una clara falta de coordinación efectiva entre los diversos actores del sistema eléctrico, particularmente durante la fase más crítica del evento. Diversas empresas no reportaron a tiempo el estado de sus instalaciones ni tampoco dieron respuesta oportuna a los oficios y requerimientos técnicos del Coordinador, obligando a que este adoptara un criterio de extrema cautela, realizando validaciones de operación de cada infraestructura previo a su reconexión. Esto último, derivó en la existencia de "cuellos de botella" que contribuyeron a las demoras concretas en la normalización del suministro eléctrico.

Por otro lado, se pudo constatar una deficiente comunicación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional con las autoridades sectoriales. En específico, el Ministerio de Energía quien indicó que la primera comunicación formal con el Coordinador fue remitida cerca de

3 horas después del inicio del evento, mientras que el informe técnico llegó recién al día siguiente de este. Estas acciones comprometieron gravemente la capacidad de respuesta del Estado y la adopción de decisiones en tiempo real, así como la entrega de información veraz y oportuna a la ciudadanía.

Cabe destacar que la Región de Atacama fue particularmente afectada, ya que la reposición del servicio eléctrico se realizó con posterioridad respecto del resto del país. Esta demora se debió al robo de aproximadamente 1.800 metros de cable en las inmediaciones de la subestación eléctrica Galleguillos, ubicada en la comuna de Copiapó.

Lo anterior pone en relevancia la necesidad de investigar, identificar y desbaratar las organizaciones delictuales que realizan este tipo de actos que afectan directamente el bienestar de la gente y su seguridad.

3. Consecuencias para electrodependientes.

El apagón tuvo consecuencias particularmente graves para las personas en condición de electrodependencia. Conforme a los antecedentes entregados, más de 10.000 personas electrodependientes debidamente registradas a nivel nacional quedaron sin acceso a energía por lapsos prolongados, en algunos casos, incluso superaron las 8 horas de interrupción, generando riesgos directos para su salud e incluso sus vidas.

El evento dejó en evidencia la vulnerabilidad estructural de la protección de este grupo prioritario, inclusive a quienes residen en zonas urbanas. Numerosas familias reportaron la imposibilidad de contactar a las empresas distribuidoras a cargo de la mantención de la electricidad en sus hogares. En sectores rurales, en donde la reposición fue aún más tardía, la falta de energía eléctrica para operar estos dispositivos médicos ocasionó situaciones críticas que obligaron al traslado urgente de pacientes en condiciones de riesgo.

Se informó, además, que las empresas distribuidoras no activaron los protocolos de emergencia exigidos por la normativa vigente, ni tampoco hicieron contacto con los usuarios clasificados como prioritarios, contraviniendo lo establecido en la ley N° 21.304. Por otro lado, también se documentaron casos en que los generadores entregados previamente por las empresas distribuidoras resultaron insuficientes o fallaron dentro de la contingencia.

Es en este contexto que se tomó conocimiento del fallecimiento de al menos 15 personas electrodependientes, situación que se encuentra en investigación por parte del Ministerio Público. Estos hechos son a lo menos alarmantes, en especial si se analiza la efectividad real del marco normativo vigente para el resguardo de la vida de los usuarios más vulnerables frente a estos eventos.

Nos resulta especialmente grave la situación de los llamados no atendidos o cuyas respuestas fueron insuficientes según detalló el Servicio Nacional del Consumidor, quien derivó estos antecedentes a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. De estos 74 reclamos, se dejó constancia que el 93% de ellos recibieron respuestas insuficientes o insatisfactorias en relación a la entrega de reparaciones por perjuicios sufridos. Como se detalló en este mismo informe, las empresas ENEL, Chilquinta y CGE fueron quienes tuvieron mayores incumplimientos en relación a la obligación de cobertura de los electrodependientes.

Adicionalmente, se pudo evidenciar un fraccionamiento operativo entre el registro administrativo de personas electrodependientes y su utilización práctica durante las emergencias. La confidencialidad de la información personal, tal como la falta de interoperabilidad entre la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, los servicios de salud y las otras instituciones del Estado, impidieron desplegar una respuesta coordinada que permitiera identificar, contactar y asistir a los pacientes afectados en tiempo real, dejando a cientos de pacientes sin el apoyo necesario en las horas críticas.

Cabe destacar en este punto la labor cumplida por el Servicio Nacional del Consumidor, quien, recabando antecedentes de todo el ecosistema eléctrico, presentó demandas contra las empresas transmisoras Interchile y Transelec, responsables según el informe del Coordinador Eléctrico Nacional, cuestión que fue constatada en esta instancia. En ese sentido al momento de participar en la Comisión, se habían gestionado más de 13.000 reclamos por el corte de febrero, y más de 70.000 durante los eventos de 2024. Estas acciones han significado más de $20.000 millones en compensaciones y reflejan una gestión activa y consistente del referido Servicio, en defensa de los consumidores frente a eventos que afectaron a millones de hogares en todo el país.

4. Situación de las redes de telecomunicaciones.

Este evento evidenció la fragilidad estructural de las redes de telecomunicaciones frente a eventos de interrupción eléctrica de gran escala. Si bien, parte de la infraestructura crítica nivel 2 logró mantener operatividad durante las primeras horas del evento, el sistema en su conjunto experimentó una degradación acelerada, lo que afectó de forma transversal tanto la cobertura como la capacidad de transmisión de datos y comunicaciones de voz en el territorio nacional.

Uno de los aspectos más críticos fue la pérdida casi total de la conectividad en las comunas de San Bernardo y Quinta Normal, en donde, de acuerdo a lo indicado por el Subsecretario de Telecomunicaciones, la totalidad de las antenas colapsó durante el evento, dejando a toda la población de las comunas mencionadas sin posibilidad de comunicarse, sin acceso a redes móviles, servicios de internet ni llamadas de emergencia. Esta pérdida de cobertura interrumpió las comunicaciones interpersonales,

como también la continuidad operacional de los servicios públicos esenciales como centros de salud, estaciones de monitoreo remoto y plataformas de respuesta institucional.

Asimismo, se pudo identificar una dinámica de colapso progresivo del sistema: mientras las redes móviles comenzaban a fallar en zonas con baja o nula autonomía energética, los nodos de internet más robustos comenzaron a saturarse a raíz del aumento sustantivo de tráfico migrado desde las conexiones fijas caídas, generando fallas cruzadas entre los segmentos funcionalmente diferenciados de la red. Esta reacción en cadena puso de manifiesto una ausencia de compartimentación técnica efectiva que, de existir, hubiera permitido aislar los sectores estratégicos del sistema de telecomunicaciones durante la contingencia.

Por su parte, al sur del país, se documentaron sectores sin señal por periodos superiores a 5 horas, incluyendo localidades donde torres incluso con respaldo energético presentaron fallas de funcionamiento. En estas zonas, la pérdida de conectividad se tradujo en una falla de invisibilidad institucional, dado que tanto las autoridades como la ciudadanía no pudieron acceder a información oficial ni reportar emergencias por canales electrónicos o telefónicos, generando un aislamiento técnico y comunicacional grave.

Otro elemento que quedó evidenciado fue la disparidad de los niveles de autonomía energética entre los operadores de telecomunicaciones y tipos de infraestructura, constando que, mientras en ciertos sitios críticos se lograron mantener activos durante las primeras horas; otros, especialmente en zonas de menor densidad poblacional, colapsaron en menos de 3 horas. Esto reveló una infraestructura de telecomunicaciones no homogénea ni estandarizada, con diferencias significativas en calidad técnica, cobertura territorial y preparación operativa, incapaz de responder de manera equilibrada y eficaz ante una contingencia sistemática.

Por último, se observó una deficiencia relevante en la articulación y el flujo de información entre las empresas operadoras, la Subsecretaría de Telecomunicaciones y otros organismos públicos, lo que dificultó la construcción de un mapa de afectación claro en tiempo real, limitando severamente la capacidad de respuestas sectoriales durante las horas críticas del evento. La falta de datos consolidados del estado operativo de la red impidió identificar zonas prioritarias y establecer criterios claros para la recuperación progresiva de la señal.

5. Formulación de cargos por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en el marco de sus facultades fiscalizadoras, formuló cargos al Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional y a

8 empresas eléctricas pertenecientes a los segmentos de generación y transmisión, en atención a su eventual responsabilidad en la ocurrencia y propagación del apagón masivo del día 25 de febrero de 2025, el que afectó al 98,5 % de la población nacional, abarcando desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de Los Lagos.

El proceso investigativo desarrollado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles se estructuró en torno a dos dimensiones técnicas. Por una parte, la determinación de las condiciones que originaron la falla inicial; y por otra, el análisis de los factores que permitieron su propagación sistémica.

En relación con la primera dimensión, la Superintendencia determinó que el Coordinador Eléctrico Nacional habría operado el sistema eléctrico en condiciones que no aseguraban la estabilidad del mismo, manteniendo el corredor de transmisión Nueva Maitencillo – Polpaico funcionando con una carga de 1.800 MW, pese a que sus propios estudios de seguridad establecen un límite máximo de 1.600 MW. Esta conducta se calificó como contraria a los deberes de operación segura, exponiendo al sistema eléctrico a una condición de vulnerabilidad estructural.

Asimismo, se formularon cargos a la empresa Interchile por dos hechos calificados como graves. En primer lugar, por no mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas de seguridad operacional, lo que habría contribuido al desencadenamiento del evento; y en segundo término, por haber reactivado de forma remota un componente del sistema de comunicaciones asociado a la protección de la línea de transmisión 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, sin informar ni coordinar previamente con el Coordinador, actuación que se llevó a cabo en contravención de los procedimientos establecidos.

Respecto de la propagación del evento, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles identificó múltiples deficiencias vinculadas a la falta de supervisión, ausencia de control y desconexiones automáticas inadecuadas por parte de agentes coordinados. En particular, se formularon cargos a las siguientes empresas:

- *Transelec, por no disponer de un centro de control principal ni de respaldo operativo del sistema SCADA, lo que impidió ejercer funciones mínimas de supervisión durante la emergencia.*

- *Engie Energía, por carecer de sistemas adecuados de supervisión y control, y por haber registrado desconexiones automáticas de sus instalaciones debido a configuraciones de baja frecuencia no conformes.*

- *CGE Transmisión, Alfa Transmisora y AES Andes, por operar sin sistemas de control técnico requeridos, lo que afectó negativamente su capacidad de respuesta en tiempo real.*

- *Generadora Metropolitana y Bioenergía Forestales, por presentar desconexiones anticipadas de unidades generadoras a causa de protecciones mal parametrizadas, situación que agravó la pérdida de generación en el sistema.*

Adicionalmente, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles indicó que la investigación administrativa se encuentra aún en curso, orientándose en esta etapa a la revisión de las responsabilidades asociadas al proceso de reposición del suministro eléctrico y a las funciones de coordinación técnica ejercidas por el Coordinador Eléctrico Nacional durante dicha fase.

En lo relativo al régimen sancionatorio aplicable, se precisó que las empresas eventualmente responsables podrían ser objeto de multas de hasta 10.000 UTA, equivalentes a $8.237.640.000, por cada infracción constatada. En el caso de los miembros del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, el marco regulatorio contempla un régimen de responsabilidad personal, en virtud del cual cada consejero arriesga una multa individual de hasta 30 UTA, equivalente a $24.712.920, con cargo a su patrimonio, conforme al estatuto sancionatorio vigente.

Finalmente, es necesario concluir que existe una seria problemática de fiscalización ex ante, descansando la facultad de control previo solo en el Coordinador Eléctrico Nacional. Por el contrario, estas atribuciones legales preventivas, no son compartidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, no pudiendo esta instruir inversiones ni obligar a una empresa a actuar preventivamente, como lo hemos visto a través de sendas exposiciones de esta Comisión. Motivo por el cual, resulta imperioso que el Gobierno otorgue suma urgencia al proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que amplía la cobertura del subsidio eléctrico a que se refiere el artículo sexto transitorio de la ley N° 21.667 e introduce otras medidas de perfeccionamiento a la ley N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, correspondiente al boletín N° 17.064-08, actualmente radicado en el Senado, a fin de que se otorguen estas facultades legales a la Superintendencia, dotándola asimismo de los recursos técnicos y humanos suficientes para replicar sus esfuerzos en aras de evitar fallas en el suministro con las graves consecuencias como las vividas en el black out del 25 de febrero de 2025.

6. Otros incumplimientos relevantes.

El Coordinador Eléctrico Nacional tiene el deber de calcular el total de la energía interrumpida por cada coordinado en el período de control, según el segmento de origen de la falla, y entregar esa información a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. El deber de denuncia por incumplimientos en la entrega de datos no es optativo: es una obligación legal, que en tenor de lo analizado en la Comisión podemos establecer de forma efectiva que no se cumplió. En ese sentido entre los antecedentes presentados por la Superintendencia se encuentran:

- Incumplimiento de la implementación de una plataforma pública exigida por la NTISyC desde 2021.

- Más de 50 oficios solicitando correcciones a la información entregada.

- Errores reiterados en planillas, como duplicación de eventos, asignaciones erróneas y omisiones graves de datos.

- Falta de validación técnica por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, que se limitó a traspasar datos sin ejercer control de calidad.

- Conducta dilatoria y falta de diligencia, incluso tras múltiples prórrogas.

De esto podemos deducir sin perjuicio de que son anteriores al blackout ocurrido en febrero del año 2025, que el Coordinador Eléctrico Nacional, ha incumplido su deber de supervigilancia y control preventivo, impidiendo que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles pueda cerrar técnicamente el proceso de cálculo de compensaciones de los años 2023 y 2024, afectando el derecho de los usuarios a recibir los pagos correspondientes, incumpliendo expresamente lo establecido en el artículo 58 del Reglamento N° 52 que regula al Coordinador. Es así como su Consejo Directivo, tiene el deber de vigilancia, y su omisión sostenida en el tiempo constituye una infracción grave, que puede ser causal de destitución de su cargo. Además, en sus estatutos, el Coordinador se obliga a "Exigir a los Coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que el Coordinador instruya, incluyendo la provisión de los servicios complementarios definidos por la Comisión." (artículo 8 N° 6 del Estatuto del Coordinador Eléctrico Nacional).

Por su parte, el Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, tiene la obligación legal contenida en el artículo 212.4 del decreto con fuerza de ley N°4/20018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, de denunciar ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles los incumplimientos de las empresas coordinadas. Así en el proceso de investigación del blackout del 25 de febrero del 2025, quedó en evidencia que, durante años, el Coordinador Eléctrico Nacional se limitó a decirle a las empresas que los denunciaría a la referida Superintendencia, pero no lo hizo sino hasta después del evento.

Propuestas o recomendaciones

1. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles planteó una serie de modificaciones legales orientadas a agilizar procesos sancionatorios, fortalecer la

fiscalización y ampliar la responsabilidad individual de los ejecutivos y representantes legales de las empresas coordinadas. Una de las propuestas fue crear un procedimiento abreviado para infracciones graves en eventos críticos, reducir plazos procesales y permitir que las sanciones alcancen no solo a las personas jurídicas de las empresas, sino que también a personas naturales cuando haya dolo, negligencias graves o reiteraciones en infracciones. Por consiguiente, es preciso que el Ejecutivo recoja dichas propuestas y las materialice en un proyecto de ley en el más breve plazo.

2. Otro punto es la necesidad de revisar y reforzar los estándares técnicos de protección y configuración de los equipos, en especial en el caso de las unidades generadoras. Durante el apagón, muchas de las centrales se desconectaron de manera prematura ya que contaban con parámetros de frecuencia erróneos. Tanto el Coordinador Eléctrico Nacional como la Superintendencia de Electricidad y Combustibles coincidieron en que esto se debe abordar mediante una revisión completa de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, incorporando mecanismos de validación independientes de los parámetros de protección y estableciendo responsabilidades más estrictas para las empresas, motivo por el cual se requiere que se presenten dichas modificaciones normativas a la Comisión de Minería y Energía de esta Corporación, a la mayor brevedad, luego de un trabajo conjunto entre los organismos incumbentes.

3. Asimismo, se propuso crear un sistema centralizado y obligatorio de monitoreo de alta resolución, que permitiese al Coordinador Eléctrico Nacional contar con información en tiempo real sobre el estado operativo de cada una de las instalaciones. Actualmente, la mayor parte de la visibilidad del sistema depende de la voluntad de las empresas de entregar la información, y durante el apagón muchos dispositivos UAM (Unidades de Adquisición de Medidas) estaban desactivados o no transmitieron información necesaria. Resulta imprescindible establecer por ley la obligación de instalar y mantener estos dispositivos en puntos críticos de la red, con supervisión directa del Coordinador. Tratándose de modificaciones a las facultades es legales del Coordinador, se requiere que el Ejecutivo ingrese un proyecto de ley, a la mayor brevedad.

4. Desde un punto de vista de diseño institucional, representantes del Panel de Expertos y del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia advirtieron que el sistema de nominación de consejeros del Coordinador Eléctrico Nacional requiere de una revisión. Se consideró que se debe avanzar a un sistema más transparente y meritocrático, que pudiese garantizar una independencia técnica, diversidad de perfiles y estabilidad de criterios, así como de remuneraciones que estén acordes a los criterios establecido en la ley Nº 21.233, o derechamente someter a los consejeros a las autoridades comprendidas

por dicha normativa, motivo por el cual se recomienda al Ejecutivo proponer las modificaciones legales pertinentes.

5. Se propone fortalecer los mecanismos de simulación y análisis de escenarios extremos, con el fin de dotar al Coordinador Eléctrico Nacional y a los organismos técnicos del Estado de mejores herramientas para prever y contener eventos como los del 25 de febrero y estudiar la posibilidad de establecer subsistemas dentro del Sistema Eléctrico Nacional. Se recomienda incorporar simulaciones obligatorias a fallas críticas en los planes de expansión y operación, como también exigir a las empresas Modelos Técnicos (EMT) actualizados y validados, los cuales en muchos casos fueron negados o entregados de forma deficiente. Cuestión que debe ser exigido por el Coordinador e informado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles respecto de su cumplimiento.

6. En materia de compensaciones, la normativa aplicable está regulada en el decreto supremo N° 31, de 2017 y en la Norma Técnica de Indisponibilidad de Suministro y Compensaciones. Si la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determina que la interrupción del servicio no corresponde a una causa de fuerza mayor y que los indicadores de continuidad han sido superados, corresponde compensar a los usuarios afectados, debiendo aplicar una ventana móvil de 12 meses, dentro de la que se evalúa el desempeño del suministro. Si se supera el estándar establecido, la empresa respectiva debe pagar una compensación equivalente a 15 veces el valor de la energía no suministrada. Sin embargo, dicha compensación no puede ser calculada sin la información proporcionada por las mismas empresas, de modo tal que la falta de información solo va en su propio beneficio, lo que podría justificar su negativa o su morosidad. Esto hace necesario que la Comisión Nacional de Energía prevea los mecanismos de cálculo por omisión de la información, mediante mecanismos ágiles de cálculo y cobro que resulten tan onerosos que realmente inhiban esta llamada cultura del incumplimiento, motivo por el cual se sugiere a dicho organismo informar sobre la factibilidad del sistema de cálculo y cobro en caso de omisión. En este mismo sentido, se debe revisar y fortalecer la normativa técnica que regula el cálculo de las compensaciones a clientes por energía no suministrada, con el objetivo de reducir ambigüedades, mejorar la estandarización de la información, y facilitar el trabajo fiscalizador de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles: en la Norma Técnica de indisponibilidad de suministro y compensaciones del Coordinador Eléctrico Nacional, específicamente en artículo 2-1, que establece la procedencia del pago de compensaciones se dispone que "Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento o falla, ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, que no se

encuentre autorizado en conformidad a la Ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en la presente Norma Técnica, dará lugar a las compensaciones que señala el artículo 72-20 de la Ley". Sin perjuicio de ello, se establecen fórmulas de cálculo complejas para el consumidor final, quién en este sentido se ve sumamente perjudicado tanto en el planteo de la fórmula de cálculo, cómo en la cuantía de este. En ese sentido, se sugiere elevar el monto de las compensaciones, actualmente de 2 veces la energía no suministrada en el segmento distribución, y 15 veces en el segmento transmisión.

7. Le corresponderá a la misma Comisión Nacional de Energía prever los mecanismos técnicos que permitan que las multas, así como las compensaciones no terminen siendo costeadas por los usuarios a través del cargo por servicio público, sino que se imputen a las utilidades de las empresas como una forma de coartar los incumplimientos que hemos evidenciado. Motivo por el cual se solicita informe y propuesta de dicha Comisión en ese sentido.

8. En relación a fortalecer las redes de telecomunicaciones, uno de los elementos centrales diagnosticados fue la insuficiencia del actual marco normativo en materia de autonomía energética de la infraestructura de telecomunicaciones. Se dejó constancia de que más del 80% de las antenas de redes móviles no se encuentran sujetas a obligaciones de respaldo eléctrico, limitándose las exigencias únicamente a sitios catalogados como infraestructura crítica. A raíz de esto, se propuso como medida prioritaria la extensión del deber regulatorio de autonomía energética mínima obligatoria a una proporción mayor de la red, estableciéndose al menos 4 horas de respaldo energético continuo para todas ellas, y de al menos 8 para las consideradas críticas.

9. Asimismo, se hizo latente la necesidad de establecer por vía reglamentaria o mediante normativa técnica, la obligación de que todas las empresas operadoras cuenten con procedimientos activables de forma inmediata, orientados a disponer de infraestructura de respaldo, en caso de interrupciones masivas que superen determinados umbrales.

10. Durante el desarrollo del evento también se activó, de manera extraordinaria, un mecanismo de roaming nacional de emergencia, que permitió a usuarios acceder a redes de operadores distintos al suyo en aquellas zonas donde su proveedor original se encontraba inoperativo. Dicha medida, si bien efectiva, carecía de respaldo normativo preexistente. En atención a su utilidad operacional, se plantea formalizar este mecanismo mediante acuerdos sectoriales o disposiciones técnicas que permitan su activación

automática en situaciones de emergencia, garantizando así un nivel mínimo de continuidad comunicacional mediante el uso compartido de redes entre concesionarios, especialmente en aquellas zonas con cobertura limitada o en condiciones de sobrecarga crítica, recayendo su activación no solo en las autoridades de Telecomunicaciones sino que también en instituciones de emergencia como el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (Senapred).

11. En cuanto a las atribuciones legales preventivas, las facultades del Coordinador Eléctrico Nacional no son compartidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, no pudiendo esta última instruir inversiones ni obligar a una empresa a actuar preventivamente, como lo hemos visto a través de sendas exposiciones de esta Comisión. Motivo por el cual, resulta imperioso que el Gobierno otorgue suma urgencia al proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que amplía la cobertura del subsidio eléctrico a que se refiere el artículo sexto transitorio de la ley N° 21.667 e introduce otras medidas de perfeccionamiento a la ley N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, correspondiente al boletín N° 17.064-08, actualmente radicado en el Senado, a fin de que se otorguen estas facultades legales a la referida Superintendencia, dotándola asimismo de los recursos técnicos y humanos suficientes para replicar sus esfuerzos en aras de evitar fallas en el suministro con las graves consecuencias como las vividas en el blackout del 25 de febrero de 2025.

12. En relación con las personas electrodependientes, cabe señalar que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles comprometió mayores fiscalizaciones no solo en el otorgamiento de generadores, sino en el suministro de combustible para estos y en la asistencia telefónica respectiva. Sin embargo, detectado como nudo crítico la brecha existente entre la certificación de la condición médica de paciente electrodependiente y la inscripción de dicho usuario en la respectiva empresa de distribución eléctrica, se hace necesario avanzar en una modificación normativa - materia que está siendo abordada en la Comisión de Salud de esta Corporación - que permita realizar la inscripción automática del usuario, desde el hospital o centro asistencial donde se diagnostique dicha condición.

13. Finalmente, en relación con los Servicios de Agua Potable Rural (APR o SSR), y constatado el estado crítico en que estos quedan ante un corte de suministro eléctrico, se propone, además de declararlos infraestructura crítica para estos efectos, que las empresas de distribución eléctrica estén obligadas a proveer los sistemas necesarios de generación de energía, junto con asegurar su suministro. Asimismo, se deberán desarrollar, por parte de los organismos competentes, programas de reconversión hacia

fuentes de energía renovable de bajo o nulo costo, priorizando los sectores más alejados de las zonas urbanas de nuestras comunas.”.

Se designó informante al **diputado Jorge Brito Hasbún**.

****

El desarrollo en extenso del debate se encuentra en el archivo de audio digital, según lo dispuesto en el inciso primero del artículo 256 del Reglamento de la Cámara de Diputados.

El video de la sesión se encuentra disponible en la siguiente dirección electrónica: https://www.camara.cl/prensa/Reproductor.aspx?prmCpeid=4745&prmSesId=80503

Habiéndose cumplido el objeto de la presente sesión, se levantó a las 9:57 horas.

MARÍA CRISTINA DÍAZ FUENZALIDA
Abogada Secretaria de la Comisión