

CUENTA PÚBLICA DEL DIRECTOR EJECUTIVO DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL – CUENTA PÚBLICA 2024

Viernes 9 de mayo de 2025

Como Director Ejecutivo, les quiero dar la más cordial bienvenida a esta cuenta pública, donde les informaré cómo avanzamos durante el año 2024 en nuestras metas y desafíos, así como del desempeño del Sistema Eléctrico Nacional en dicho período.

Aunque se trata de un evento ocurrido en el presente año, tal como se indicó anteriormente, también me referiré al apagón total que se produjo el 25 de febrero recién pasado.

Para comenzar quisiera reconocer y agradecer a nuestro equipo, el cual, con su conocimiento, dedicación y esfuerzo, está sacando adelante tareas importantes para transitar a un Sistema Eléctrico Nacional más seguro, eficiente, sostenible y resiliente.

Hemos visto claramente cómo el suministro confiable de energía eléctrica es una condición fundamental para el desarrollo de la vida cotidiana de todas las personas. Nos hemos tomado muy en serio este desafío, trabajando en horarios exigentes para cumplir con toda la demanda de información que se ha requerido en las últimas semanas y, además, llevando adelante nuestras tareas rutinarias y, en muchos casos, aportando desde nuestra visión al desarrollo futuro del sistema eléctrico.

A todos, mi reconocimiento. Requerimos este compromiso para afrontar los desafíos de la transformación del Sistema Eléctrico Nacional actualmente en curso.

MIRADA GLOBAL DEL SISTEMA

No cabe duda que en el proceso de transformación del Sistema Eléctrico Nacional donde se releva la importancia de la seguridad, ya no es novedad haber alcanzado máximos horarios de energía renovable variable sobre el 70% o, complementado por el mejor régimen hidrológico, en torno a 90% considerando todas las fuentes de energías renovables.

El año 2024 cerró con aproximadamente un 70% de generación renovable, donde 35% fue de fuentes solares y eólicas, situación que para este año podría acercarse al 40%.

- El máximo aporte de energía solar fue el día lunes 30 de diciembre del 2024, entre las 12 y 13 horas, con 7.345 MW
- El máximo de generación energía eólica fue el día 2 de diciembre del 2024, entre 21 y 22 horas, con 3.753 MW.
- El día lunes 4 de noviembre del 2024, entre 17 y 18 horas, fue la jornada con mayor participación renovable horaria, con 95,5% de participación, considerando los recursos ERNC más las tecnologías hidráulicas.

Todo esto implicó que las emisiones de carbono continuaran su ruta de descenso, con una disminución del orden de 20% con respecto al año anterior. Hoy, las emisiones totales del sistema son prácticamente la mitad que hace cuatro años, alcanzando una intensidad de 2,28 Ton CO₂eq/MWh, y los primeros tres meses del año han seguido con una tendencia a la baja respecto a los mismos meses del año anterior.

Un hito para destacar es que, desde octubre de 2024, se ha visto un mayor protagonismo de los parques solares fotovoltaicos y eólicos en la provisión de servicios complementarios de control de frecuencia, en horario diurno, alcanzando en algunas horas de ese mes un 100% del Servicio de Control de Frecuencia con centrales renovables. Cabe destacar que para alcanzar esta cifra, el equipo del Coordinador realizó un extenso trabajo con las nuevas empresas participantes para habilitar, verificar y aprobar las instalaciones correspondientes.

El año pasado, el Coordinador recibió la verificación de 10 plantas para la provisión de control primario, 62 en secundario y 39 en terciario, así como 31 en control de tensión. La gran mayoría son de plantas solares y eólicas, que, por ejemplo, ya suman 1.650 MW en capacidad para Control Secundario de Frecuencia (conectadas a nuestro AGC).

Volviendo al sistema, algunas cifras que muestran parte de la evolución del 2024:

- Capacidad instalada creció 7%, totalizando 36.778 MW.
- La demanda máxima subió 5,6%, hasta los 12.919 MW.
- Las redes de transmisión ya suman 38.753 kilómetros.
- La energía producida subió 3,2%, totalizando 85,5 TWh.
- Las empresas coordinadas llegan a 822.

Los costos de operación del sistema, que representan los costos por uso de combustibles fósiles, disminuyeron en torno a 1.000 millones de dólares con respecto al año 2023, alcanzando un monto de aproximadamente 1.600 millones de dólares, y el valor de las transacciones en el mercado mayorista, considerando energía, potencia, servicios complementarios y cargos de transmisión, superó los 3.000 millones de dólares anuales.

Los pagos laterales o cargos sistémicos disminuyeron 9%, incluso considerando el efecto en ellos de un alza de 55% en el costo del precio estabilizado. Sin considerar ese efecto, los pagos laterales habrían disminuido 26%.

En definitiva, la transformación y el crecimiento del Sistema Eléctrico Nacional no se detiene, lo que a nosotros, como Coordinador Eléctrico, nos desafía constantemente.

CUMPLIMIENTO DE METAS CORPORATIVAS

En 2024, el Coordinador Eléctrico Nacional administró un presupuesto de gastos de \$ 57.650 millones, el que se ejecutó en 98,8%. Trimestralmente damos cuenta del estado de ejecución a la Comisión Nacional de Energía y, anualmente, se audita por un tercero independiente.

También tenemos metas tanto para el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional, como de nuestra gestión, reporte público que también es sometido a la revisión de un tercero independiente y que, en los últimos años, nos ha permitido ir gestionando las brechas que se van detectando.

El comportamiento de la frecuencia del sistema, los niveles de tensión y la energía no suministrada son parte de los indicadores que se evalúan, así como nuevos requerimientos de esta transición energética, como tener pronósticos de generación y demanda más precisos, y en materia de conexión de proyectos, tiempos de respuesta definidos y el cumplimiento de plazos.

En esta Cuenta Pública relataremos algunos de los avances relacionados con estas materias, y en todo caso, pueden encontrar más información en nuestros reportes públicos.

AVANCES EN LA TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA

La transformación del sistema requiere una serie de acciones habilitantes, especialmente para cumplir con la meta que el país tiene para alcanzar la carbono neutralidad al 2050.

En 2024 presentamos una actualización de la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, donde detallamos distintos avances y nuevas tareas que hemos ido enfrentando.

Entre los avances con mayor impacto para el sistema está la **Licitación de Servicios Complementarios de Control de Tensión** que permitirá disponer de condensadores sincrónicos, tanto mediante nuevo equipamiento como a través de la reconversión de una central térmica a carbón, para aportar fortaleza a la red. Este tipo de medidas permitirá viabilizar la integración de energía renovable de forma segura y confiable.

En esta ocasión quiero aprovechar de agradecer el interés de todas las empresas que participaron en este proceso y, especialmente, a las que se adjudicaron el servicio, lo que implicará inversiones por unos US\$ 550 millones en Antofagasta y Atacama, y una reducción en emisiones y en costos de operación del sistema.

Estamos haciendo los análisis para determinar los requerimientos de capacidad adicional de este servicio, en el cual se incluirá la incorporación de nuevas tecnologías en el futuro, lo que implicaría anunciar nuevos procesos de licitación en el curso de este año.

En relación a estas nuevas tecnologías, otro hito fue la **presentación de una guía con recomendaciones de Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores Grid-Following y Grid Forming**, que surge del trabajo con organismos y empresas internacionales referentes en estos temas, tales como GPST, NREL, EPRI, SMA, Huawei.

Valoramos que la Comisión Nacional de Energía esté incorporando esta propuesta en la norma técnica y esperamos que pronto se haga realidad, porque la transformación del sistema requiere estos nuevos recursos.

Este trabajo fue complementado con simulaciones y pruebas del tipo Hardware-in-the-loop, que realizan nuestros profesionales en nuestro laboratorio de simulación en tiempo real, donde han trabajado configurando un controlador Grid Forming para evaluar su desempeño en el sistema. Esto es resultado del relacionamiento y los acuerdos de colaboración internacional que hemos establecido.

MODERNIZACIÓN DEL DESPACHO

En el ámbito operacional, el incluir nueva tecnología en el centro de despacho y control del Coordinador es esencial para administrar los cientos de unidades generadoras con recursos variables que ya existen en el sistema eléctrico, algo que además se está considerando en las modificaciones reglamentarias en que está trabajando el Ministerio de Energía y donde hemos podido colaborar.

Ya estamos en proceso de desarrollo para implementar próximamente un **Despacho económico con restricciones de seguridad**, SCED según sus siglas en inglés, que básicamente permitirá ir ajustando de forma automática la generación de centrales, optimizando los procesos asociados a la operación en tiempo real del sistema, preservando la seguridad y garantizando la operación económica para el conjunto de instalaciones.

En 2024 se hicieron pruebas con coordinados, lo que se traduce en que ya 94 unidades están integradas al módulo SCED.

Tomará un tiempo tener este proceso 100% implementado, porque requiere de una serie de etapas, permitiendo en definitiva mejorar la eficiencia y trazabilidad de la operación, especialmente en la emisión y ejecución de instrucciones de ajustes de generación cuando hay exceso o déficit de oferta.

Esto se suma a otros cambios que ya están operativos, como la Programación Intra Diaria, que ha contribuido a ir adaptando el programa de operación a las condiciones reales del sistema. En 2024 se realizaron 125 publicaciones vinculantes y hemos recibido 24 observaciones de empresas, lo que nos permite que la herramienta siga evolucionando, contribuyendo a la operación económica y segura de la red.

Adicionalmente, se ha continuado con el proceso de revisión y validación de los modelos EMT de las distintas instalaciones del SEN, particularmente generación ERV. Otra herramienta innovadora que se comenzó a estudiar como piloto durante el 2024, fue un DSA (Dynamic Security Assessment) en el dominio electromagnético, y que de prosperar permitirá mejorar la conciencia situacional y el monitoreo de riesgos a los que el sistema puede estar expuesto producto de las dinámicas e interacciones que la generación basada en inversores conlleva.

INCORPORACIÓN DEL ALMACENAMIENTO

El almacenamiento a través de baterías avanza aceleradamente, siendo una realidad en el sistema. En 2024 entraron en operación 14 proyectos por casi 700 MW, fundamentalmente en las regiones del norte del país. A la fecha ya hay más de 1.000 MW de capacidad instalada, con duraciones promedio de 4 a 5 horas, es decir unos 5 GWh, y se proyectan de aquí al final de esta década una cifra que podría alcanzar del orden de 8000 MW de esta tecnología, lo que permitiría mover un 20% de la producción eléctrica diaria desde horas con alta producción renovable a horas de alto consumo y de menor generación limpia.

Esto se incluyó en la nueva versión del Modelo de Programación de Largo Plazo que utiliza el Coordinador para programar la operación, con el objetivo de representar adecuadamente la participación de sistemas de almacenamiento en la coordinación hidrotérmica.

En la actualidad el aporte del almacenamiento ya permite reducir del orden de un 20% los recortes de ERV, los cuales, durante 2024 alcanzaron un total del orden de 5,6 TWh. Cabe indicar que mayoritariamente estos recortes se explican por exceso de oferta renovable en el sistema (o falta de demanda) y no por restricciones de transmisión.

MERCADO CON MAYOR INFORMACIÓN

La información es clave para el funcionamiento del mercado en una serie de aspectos, para eso hemos ido implementando nuevas plataformas.

Por ejemplo, la de pronósticos de generación y demanda comenzó a recibir de manera directa los pronósticos de las centrales eólicas y fotovoltaicas, con el 90% de todas que operan en la red.

Esto permite un mejor manejo de las bases de datos, que contienen grandes volúmenes de información, y adelantarse a los sistemas automatizados de operación que vendrán en el futuro.

Junto a esto, en noviembre comenzó a operar en marcha blanca una nueva plataforma de Balance Comercial, que contribuye a dar más trazabilidad de los antecedentes requeridos para la determinación de las transferencias económicas.

En esta etapa hemos recibido observaciones y se ha ido depurando la operación de la plataforma, para que comience a funcionar en régimen en los próximos meses.

ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD (OPERACIÓN SIN CARBÓN EN 2030)

Con una perspectiva de mediano plazo, en 2024 presentamos un estudio que muestra la confiabilidad del sistema en un escenario exigente, como podría ser que a 2030 ya no estuvieran operando centrales térmicas a carbón.

Más allá del año en que esto se concrete, este informe nos mostró las necesidades del sistema, con un plan de obras indicativo, y análisis de la suficiencia y seguridad de la red.

En condiciones normales de operación, se podría operar sin centrales a carbón y sin comprometer el abastecimiento ni la seguridad. Para condiciones más extremas, el documento entrega señales de los requerimientos, lo que esperamos contribuya a guiar las decisiones de inversión para los próximos años.

ACCESO ABIERTO E INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS

En materia de Acceso Abierto, durante 2024 el Coordinador recibió 469 solicitudes de conexión por este régimen, lo que es un récord histórico en la cantidad de solicitudes anuales, superando en 20% las recibidas en 2023.

En la misma línea, se aprobaron 219 solicitudes, lo que representa la cifra más alta para un año desde 2017, equivalente a 49% más que en 2023. Solo en materia de almacenamiento se aprobaron el equivalente a 10.600 MW de capacidad.

Todas estas cifras muestran el trabajo que hemos hecho como Coordinador Eléctrico que ha requerido agilizar nuestros procesos y se une al nuevo Procedimiento Interno de Interconexión de Proyectos que publicamos en 2024, el cual consolida los requerimientos, metodologías de trabajo y plazos.

Este documento entrega a las empresas los lineamientos para su adecuado cumplimiento y ejecución de funciones en todo el proceso.

CRECIMIENTO DE LA RED

El trabajo colaborativo ha tenido especial énfasis en la labor que hacemos para formular nuestra propuesta de expansión de la red, la que todos los años enviamos a la Comisión Nacional de Energía. Nuestro objetivo es entregar un documento que permita tener la mejor información y análisis de los escenarios futuros del desarrollo del sistema.

En enero de 2024 se envió una propuesta que consideraba 18 obras nacionales y 79 zonales para optimizar el uso de la red y minimizar congestiones de manera eficiente. Especialmente se centró en asegurar el abastecimiento de los clientes, así como fortalecer zonas con déficit de infraestructura, como Maule o Ñuble.

Lamina seguimiento de obras

En 2024 se llamó a licitación de 4 procesos, incluido el de Servicios Complementarios de Control de Tensión.

Al cierre del año pasado, el Coordinador Eléctrico estaba haciendo seguimiento a 189 obras, donde el 22% eran nuevas y 67% ampliaciones.

Como hemos dicho en otras oportunidades, hay atrasos relevantes en la ejecución, especialmente en las ampliaciones y esperamos que las nuevas herramientas de la ley de transición energética contribuyan a superar esta situación.

Una obra que miramos con especial atención es la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, que debe entrar en operación en mayo de 2029. Como consta en los reportes públicos de seguimiento, la empresa a cargo ya cumplió con los hitos 1 y 2, y además el Coordinador adjudicó en febrero de 2025 la licitación de la auditoría técnica.

EL SISTEMA SE CONSTRUYE CON DATOS

El Sistema Eléctrico Nacional genera millones de datos día a día, por eso hemos estado trabajando como organización en el fortalecimiento de la calidad de los datos, para conformar lo que se conoce como un Data Lake, que a través de herramientas automatizadas está evaluando cinco dimensiones de su calidad.

Esto ha permitido mejorar la información, mientras caminamos hacia un Portal de Datos Abiertos, el que ya tiene unos primeros accesos a raíz de solicitudes que hemos recibido desde la industria.

También en 2024 definimos una estrategia de adopción de inteligencia artificial de forma responsable y con enfoque de valor mediante uso en casos concretos.

Por ejemplo, la inteligencia artificial está contribuyendo, como proyecto piloto, a tener modelos predictivos de control de rampas de generación y previsión de demanda. Las pruebas que hemos hecho hasta ahora han resultado exitosas.

NUEVAS HERRAMIENTAS TECNOLÓGICAS

Respecto de nuevas herramientas que facilitan la interacción y funciones del Coordinador, desarrolladas durante 2024, podemos señalar:

- Plataforma basada en IA que facilita la reportabilidad de los coordinados sobre los cumplimientos de los estándares de ciberseguridad
- Nuevos módulos para el Seguimientos de las Obras de Licitación de Transmisión
- Seguimos mejorando la usabilidad de nuestro portal web rediseñando gráficos con mayores facilidades de consulta
- Hemos disponibilizado una base de datos con los resultados de la programación de corto plazo
- En el ámbito de mayor resiliencia de nuestras operaciones en Tiempo Real, habilitamos nuestro Datacenter TIER III en ENEA con operaciones de SCADA, Medidas para IVTE, Red WAM entre otras.
- Finalmente, desarrollamos un Dashboard para los coordinados para que puedan monitorear en línea la disponibilidad de señales SITR según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

SISTEMA ELÉCTRICO CON INNOVACIÓN

Como hemos dicho, el sistema está en una transformación. En este cambio, la innovación es una herramienta que nos permitirá lograr nuestros objetivos.

En 2024 formulamos una estrategia de innovación y gestión de portafolio de proyectos, que define los focos estratégicos de este trabajo. Esto se tradujo en una Política de Innovación que nos permite evaluar y desarrollar proyectos alineados con los desafíos de la red.

Además, estamos en la etapa final de contar con una Hoja de Ruta de Investigación, Desarrollo e Innovación que mira el mediano y largo plazo, y busca articular esfuerzos con la industria para la adopción de tecnologías que contribuyan a la operación y desarrollo del sistema.

En esto, debemos destacar que durante 2024 se logró el financiamiento de la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo de iniciativas impulsadas por las Universidades de O'Higgins y de Santiago, lo que se une a otras que ya estaban desarrollándose.

Se están estudiando diversas iniciativas como el desarrollo de una plataforma digital para apoyar la toma de decisiones operativas en sistemas eléctricos con alta penetración de energía renovable, integrando criterios de confiabilidad y estabilidad.

ASPECTOS REGULATORIOS Y DISCREPANCIAS PRESENTADAS

El Coordinador tuvo oportunidad de participar y contribuir con su experiencia y conocimiento técnico en las mesas de trabajo convocadas por la CNE, dirigidas a las modificaciones de los Reglamentos de Coordinación y Operación (DS125/2017), la que se concentró en temas como: Automatización del despacho económico, Prorratas de generación, Trazabilidad y mejora continua en procesos del Coordinador, Sistemas Generación – Consumo, Sistemas de Almacenamiento y Cadena de pagos, entre otros.

Adicionalmente se participó en las mesas de trabajo de los Medios de Generación de Pequeña Escala, así como también en la Ley de Transición Energética que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad.

A lo anterior se suma la participación del Coordinador en los Comité Consultivos que apoyan a la Comisión Nacional de Energía en la confección de sus normas técnicas.

Entendemos que aportar en estas mesas de trabajo con nuestro conocimiento técnico es parte de los aspectos positivos de la institucionalidad eléctrica nacional.

En el mes de septiembre se publicó la versión definitiva del Procedimiento Interno denominado “Retiro de las Unidades Generadoras Térmicas Convencionales del Sistema Eléctrico Nacional”, junto con las respuestas a las observaciones realizadas por los Coordinados, el que no fue discrepado ante el Panel de Expertos. Este Procedimiento Interno reúne los criterios generales que debe aplicar el Coordinador para gestionar el retiro,

desconexión, cese de operaciones o reconversión de una unidad generadora térmica convencional del SEN y establece los plazos y condiciones en que el Coordinado debe informar el retiro de su instalación.

Durante el año 2024, las empresas coordinadas expresaron su desacuerdo con el Coordinador ante el H. Panel de Expertos en 11 oportunidades:

- 3 se originaron por decisiones técnicas y operativas.
- 3 fueron respecto de las transacciones económicas.
- 5 se debieron a temas de conexión.

En 6 dictámenes el Panel rechazó las peticiones de las discrepantes, mientras que en 2 se acogió total o parcialmente lo solicitado, hubo 2 desistimientos y 1 donde el Coordinador se allanó a lo solicitado por la empresa.

Más allá de estos resultados, los dictámenes enriquecen y clarifican el alcance y la profundidad de los Principios de la Coordinación que debemos aplicar. Para nosotros, son una mirada importante y los revisamos en detalle, como parte del análisis interno que hacemos para mejorar nuestro quehacer.

COMUNICACIONES, ATENCION Y CONTACTO, ACCESO A INFORMACIÓN PÚBLICA - lamina

Nuestros sistemas de comunicación muestran el alto grado de interacción con coordinados y autoridades, que tuvimos en 2024:

- Mas de 10 mil comunicaciones fueron recibidas por el canal de correspondencia, de las cuales cerca de 2 mil correspondían a consultas que debían ser respondidas.
- Hubo 285 solicitudes de Acceso a la Información Pública.
- Y se gestionaron 728 consultas a través del canal de Atención y Contacto.
- Tuvimos 230 Agendas Públicas donde recibimos a distintas empresas y gremios.

Esto se suma a participaciones en seminarios, organización de Jornadas Técnicas, talleres con empresas Coordinadas, y encuentros relacionados con el sector, donde pudimos compartir nuestra visión de diversos temas.

DESARROLLO DE LAS PERSONAS

Junto a todo esto, está el equipo humano de la organización, que al cierre de 2024 lo componían 393 personas, con una tasa de participación femenina de 21% que nos desafía para seguir aumentándola. A nivel de jefaturas, ese indicador sube a 27%.

Nuestro equipo es importante, por eso nos preocupamos de tener un buen clima laboral, lo que se ha evidenciado en el alza sostenida que tenemos en el ranking de Great Place to Work, donde obtuvimos el sello para estar entre las organizaciones consideradas como un gran lugar para trabajar.

Esto se logra con diversas acciones, por ejemplo, con capacitación. Nuestro Centro de Conocimiento tuvo la participación de 374 personas, con un promedio de dedicación de 41 horas.

También impulsando acciones que unan a la empresa. Acá destacar lo que fue la Campaña de Valores, que promovió actividades internas para reforzar nuestros principios y valores, y una actividad con niños de un colegio de Pudahuel, donde pudimos transmitir aspectos basales del funcionamiento del sistema e, incluso, hacer una pequeña competencia de autos eléctricos. Es parte de lo que somos, hemos construido como organización y queremos aportar a la sociedad.

En el aspecto laboral, hemos dado cumplimiento anticipado a las principales normativas laborales promulgadas durante el 2024, reafirmando su compromiso con la promoción de un entorno de trabajo inclusivo, conciliador y respetuoso. La organización viene operando con anterioridad bajo un modelo que responde tanto a los lineamientos de la Ley de Conciliación de la Vida Laboral, Familiar y Personal, como a la implementación progresiva de la Ley de 40 horas semanales. Asimismo, en el marco de la puesta en marcha de la Ley Karin, se actualizaron los protocolos internos, se desarrollaron jornadas de sensibilización y se ejecutaron capacitaciones dirigidas a fortalecer una cultura institucional basada en el respeto. Estos avances reflejan una gestión proactiva y comprometida con el cumplimiento de la legislación vigente y con la construcción de ambientes laborales que respondan a los desafíos sociales del país.

LECCIONES DEL APAGÓN

En la historia del Sistema Eléctrico Nacional uno puede detectar momentos claves, después de los cuales hubo cambios y crecimientos, especialmente en el desarrollo institucional. Pasó en la década de 1980 (Ley Eléctrica del 82 y primer reglamento de los CDEC el 85), en la de 1990 (llegada del Gas Natural y dos sequías una de las cuales -98- con Racionamiento) y en la del 2000 (corte de Gas Argentino y Primer Decreto Racionamiento Preventivo, llegada del GNL). Pasó también con la experiencia adquirida tras el terremoto de 2010, donde se destaca el trabajo de las empresas para reponer el servicio en las zonas afectadas y hoy, después del apagón del 25 de febrero de 2025, tenemos la oportunidad de que un hecho inédito y por cierto que lamentamos profundamente, nos lleve a adoptar las medidas que se requieran para que no vuelva a ocurrir un evento similar y que los cambios que se realicen permitan contar con un Sistema Eléctrico más seguro, confiable y resiliente y un Coordinador con mejores procesos y más capacidades.

Una pregunta que nos hacemos recurrentemente es ¿qué ha cambiado? ¿cuáles son las medidas que se requieren? Estamos haciendo este análisis en un trayecto en el que debemos

mantener la continuidad operacional de nuestras funciones habituales, sin perjuicio de lo cual, ya podemos compartir con ustedes parte de la ruta que tenemos.

Primero, destacar que en 15 días hábiles después del Apagón, se elaboró el EAF correspondiente, al respecto quiero aprovechar esta instancia, para hacer un reconocimiento a todos los profesionales del Coordinador, quienes han trabajado sin descanso en la elaboración de este informe, que es clave para la nueva etapa que viene.

Por otra parte, se han encomendado una serie de análisis que están en curso:

- El equipo interno del Coordinador sigue revisando información, especialmente de la desconexión de centrales que causaron la propagación del evento. Hoy podemos decir que hemos detectado del orden de 1.200 MW de generación, tanto grid scale convencional y renovable como PMGDs, que se desconectó antes de lo que correspondía conforme a los estándares normativos y que agudizó el problema de desbalance del sistema. Ya hemos identificado parte de estas plantas y solicitado los ajustes correspondientes, y seguimos levantando y analizando la información.
- Además, están en curso los análisis independientes de EPRI y de un grupo de académicos de universidades chilenas, que revisarán el Estudio de Análisis de Falla y la propagación del evento, respectivamente.
- También se encargó una revisión de aspectos metodológicos para la actualización de los estudios de las necesidades del sistema en cuanto a equipamiento y procesos que nos permiten evitar la propagación de las fallas: Estudio EDAC, Estudio PDCE y Plan de Recuperación de Servicio.

Por otra parte, en lo inmediato y con la información disponible, hemos instruido una serie de medidas urgentes que van en el sentido de evitar la repetición de la falla ocurrida, mejorar la respuesta del sistema ante contingencias extremas, asegurar una recuperación eficiente del sistema frente a apagones, y verificar el cumplimiento normativo de las empresas coordinadas.

Por un lado, se instruyeron Auditorias Técnicas a los sistemas de control, protección y telecomunicaciones del sistema de transmisión de 500 kV involucrado en la falla, así como también al sistema SCADA y de telecomunicaciones de voz y datos que no funcionaron adecuadamente.

Además instruimos que se contara con operación en terreno en subestaciones claves para el sistema, para atender cualquier situación de indisponibilidad del sistema SCADA y reiteramos a todas las empresas coordinadas su obligación normativa de solicitar permiso de trabajo ante cualquier intervención en una instalación interconectada al Sistema Eléctrico Nacional.

Se realizó una inspección técnica a las instalaciones que originaron la falla, lo que permitió liberar la restricción que había sido necesario imponer al sistema de transmisión involucrado. Luego, se autorizó la normalización de sus esquemas de protección, con el reemplazo de los equipos que se informaron fallados.

También, se establecieron Planes de Acción a una serie de empresas coordinadas para la normalización o ajuste de protecciones, la corrección de las estampas de tiempo de sus medidores, así como la ejecución de otras acciones correctivas a realizar en sus instalaciones.

Posteriormente, al disponer de más análisis y antecedentes, se solicitó la información de detalle de la actuación de los Esquemas de Desconexión Automática de Carga de baja frecuencia y de contingencias extremas (EDAC-BF y EDAC-CE) para determinar su relevancia en la propagación de la falla ocurrida, instruyéndose además la verificación de dichos esquemas según la guía técnica establecida para estos efectos y, en el caso de los transmisores zonales y empresas distribuidoras, para que ajusten o trasladen los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) en alimentadores en los que también existen inyecciones de PMGD.

Así también se instruyó el cumplimiento de la implementación de los Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG) de la Zona Norte asociados al Plan de Defensa de Contingencias Extremas, y se está evaluando el desempeño de algunas plantas de generación en la isla norte que podrían haberse desconectado de forma anticipada.

Adicionalmente se solicitó la implementación de acciones correctivas y la verificación del servicio, a las empresas coordinadas que presentaron dificultades con sus partidas autónomas (PA) y la actualización de la información relativa a los ajustes de las funciones de protección de los inversores de las centrales de energía renovable variable (ERV) y sistemas de almacenamiento.

Por otra parte, se instruyó la adecuación de esquemas de comunicación y protecciones líneas de 500kV entre SS/EE Nueva Cardones y Polpaico atendido lo establecido en la NTSyCS y sus anexos, asociado a la necesidad de mantener la debida independencia y redundancia de los sistemas de protección.

También se consideró necesario, instruir a las centrales PMGD verificar el ajuste de sus protecciones, de acuerdo a la normativa vigente, e implementar las correcciones que correspondan y se remitió al Ministerio de Energía una propuesta de modificación normativa para actualizar requerimientos técnicos, de monitoreo y operación de los PMGD.

Quisiera también comentar que en las semanas posteriores al apagón de febrero, se produjeron 3 eventos que encendieron alarmas adicionales sobre varios de los puntos antes mencionados. Principalmente, 12 parques ERV, ante perturbaciones en la red, tuvieron un comportamiento inadecuado, bajando su generación e, incluso, no aportando los recursos que tenían instruidos dentro de los servicios complementarios.

Detectado esto, se aplicaron limitaciones en su potencia generada hasta tener certeza de que las configuraciones de sus equipos estaban corregidas. Esto se hizo y hoy las plantas ya están operando normalmente.

Queremos relevar esta situación, considerando su importancia para la seguridad y confiabilidad de la operación del sistema. En este contexto, resulta imprescindible que las empresas refuercen la revisión del cumplimiento de la normativa por parte de sus instalaciones, particularmente lo relacionado con establecer procedimientos rigurosos de

control de cambio de los ajustes de sus protecciones. Todo indica que en un futuro no muy lejano la generación será 100% renovable, y para llegar a ese estado, debemos tener la certeza de que situaciones como esta no se repetirán, ya que en definitiva ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema.

A esta extensa lista de medidas urgentes, se sumarán una serie de otras medidas de mediano y largo plazo que estamos elaborando en conjunto con expertos del sector y que daremos a conocer en las próximas semanas. En este contexto vemos necesario evaluar el diseño de un programa de capacitación y certificación de despachadores y operadores de Centros de Control del sistema.

Es importante destacar que todas estas medidas son absolutamente necesarias de implementar, pero no serán suficientes si no somos capaces de garantizar el cumplimiento normativo por parte de todos los actores del sector, sin excepción, dado que todos los eslabones de la cadena de suministro eléctrico son críticos para una operación segura y costo eficiente del sistema. El coordinador es parte de esta cadena y estamos comprometidos con ejercer integral y extensivamente nuestro rol y funciones para alcanzar el objetivo de diseñar y operar una red segura y confiable.

Para terminar esta cuenta quisiera reiterar mis agradecimientos a todas las personas que trabajan en el Coordinador Eléctrico Nacional por su esfuerzo y compromiso, particularmente durante y posterior al evento que tuvimos que enfrentar recientemente, e invito a toda la industria, especialmente a las empresas coordinadas, para que juntos podamos avanzar en los desafíos y oportunidades que nos impone la transición energética, en el contexto de nuestra responsabilidad con las futuras generaciones, para efectos de poder entregar un sistema eléctrico más seguro, confiable, sostenible y resiliente.

Asimismo, quisiera agradecer el apoyo del Consejo Directivo del Coordinador con cuyos integrantes hemos podido trabajar estrechamente con el fin antes señalado.

¡Muchas gracias!