

ANÁLISIS DEL APAGÓN DEL 25 DE FEBRERO DE 2025

Coordinador Eléctrico Nacional

16 de abril de 2025

Nota

- Esta presentación contiene información del Estudio de Análisis de Falla realizado por el Coordinador Eléctrico y enviado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, complementado con antecedentes adicionales recibidos posteriormente.
- Se requirió información adicional a los Coordinados, especialmente respecto de la operación de los Esquemas de Desconexión Automática de Carga y la desconexión de unidades generadoras y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).
- Están en curso análisis internos y externos que podrán aportar más antecedentes acerca de la causa raíz, propagación y recuperación de servicio. Una vez que se finalicen dichos análisis y estudios, el CEN podrá actualizar los antecedentes indicados en el presente informe.

Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) nace en el año 2017 con la interconexión de los Sistemas Eléctricos del Norte Grande (SING) y del Centro Sur (SIC).

Su extensión es del orden de 3.100 kilómetros, entre Arica y la isla de Chiloé.



Principales cifras del Sistema Eléctrico Nacional

833

**Empresas
Coordinadas**

39.340

**km de líneas
de transmisión**

1.239 subestaciones
1.187 líneas de transmisión

36.780

**MW de capacidad
instalada total**

1.105

**Centrales
Generadoras
totales**

3.402

**MW de capacidad
instalada PMGD**

772

Cantidad de PMGD

Coordinador Eléctrico Nacional

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

US\$ 2.000
millones

anuales en transacciones
de mercado tiene el
sistema

400

trabajadores

tiene el Coordinador. 21%
son mujeres

+2.000

informes

anuales genera el
Coordinador.



agenda

SITUACIÓN PREVIA Y ORIGEN DEL APAGÓN

PROPAGACIÓN

**RECUPERACIÓN
DEL SERVICIO**

**INCUMPLIMIENTOS
Y MEDIDAS**



Situación previa al apagón

El **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)** operaba de manera interconectada y estable, con la energía fluyendo de manera coordinada entre el norte y el sur del país.



11.657 MW

Generación

Flujo de energía: Se transportaban 1.800 MW a través de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar. **Esto equivale a cerca del 90% de la capacidad máxima.**



Envíos de energía

El **norte del país enviaba energía**, principalmente solar y eólica.

El sur dependía en parte de la **energía que venía desde el norte, junto con generación solar y eólica, hidroeléctrica, térmica y del tipo PMGD.**

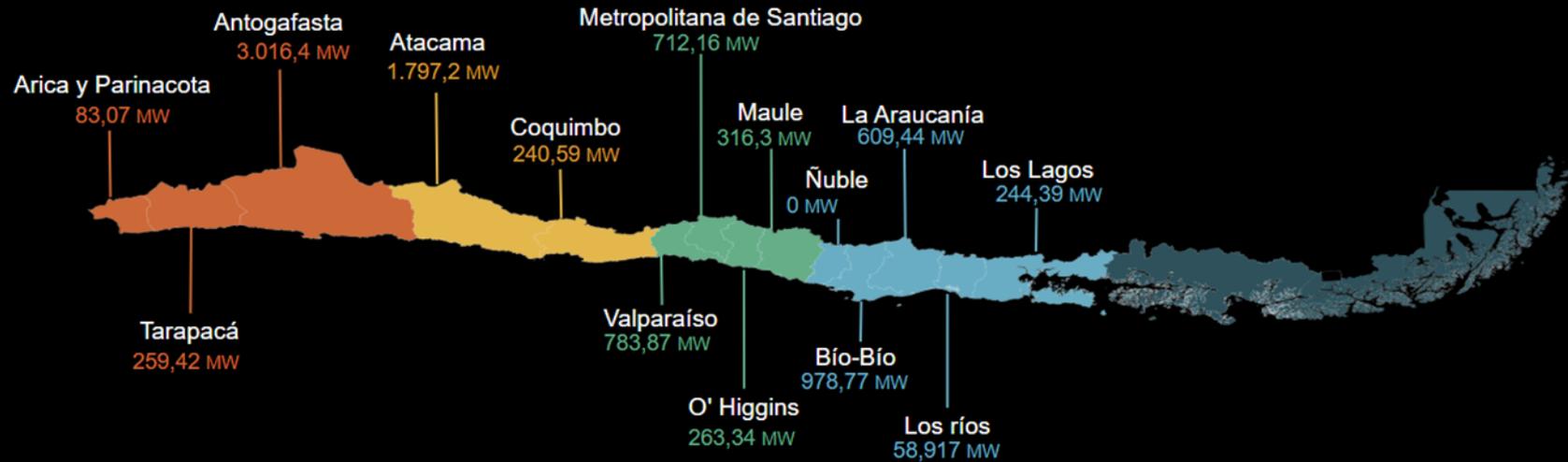


Operación estable

El sistema operaba de manera estable y con criterio de seguridad N-1.

Generación previa al apagón

GENERACIÓN SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



73%
generación solar y eólica

DISTRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN NACIONAL

	ACTUAL (MW)
TOTAL SEN sin PMGD	9.367,07
TOTAL SEN con PMGD	11.670,97
ERNC (SIN HIDRO NI PMGD)	6.426,18
HIDROELÉCTRICA	1.635,21
TERMOELÉCTRICA	1.305,68

DISTRIBUCIÓN DE LA ERNC

	ACTUAL (MW)	PARTICIPACIÓN (%)
SOLAR	4.631,79	49,45
EÓLICO	1.547,96	16,53
GEOTÉRMICA	14,19	0,15
BIOGAS	13,54	0,14
BIOMASA	218,80	2,34
PMGD PROG	2.303,9	19,74 (PMG/ TOTAL+PMGD)

Conceptos claves

Sistema eléctrico opera con un balance que hay que mantener en cada instante



La frecuencia es el indicador que permite monitorear, segundo a segundo, este equilibrio.



GENERACIÓN



DEMANDA



EDAG

Respuesta automática que desconecta centrales de generación ante caídas bruscas en el consumo.

¿Qué pasa cuando se pierde este balance?

Operan sistemas automáticos para intentar recuperar el equilibrio generación-demanda

EDAC

Respuesta automática que desconecta consumos (clientes) ante falta de generación

AMBOS BUSCAN EVITAR QUE EL DESBALANCE AFECTE LA SEGURIDAD

ISLA ELÉCTRICA

Zona geográfica que permanece interconectada tras una falla, pero separada del resto del sistema.

Por ejemplo, la zona norte o la zona centro-sur.

PMGD

Centrales generadoras con potencia iguales o menores a 9 MW y que se conectan al sistema en redes de las distribuidoras de energía.

SISTEMA DE PROTECCIÓN

Un sistema de protección es un conjunto de dispositivos automáticos que protegen a los equipos de fenómenos como sobretensiones, cortocircuitos y sobrecargas.

EMPRESA COORDINADA

Es toda aquella empresa que es dueña, opera o explota una instalación conectada al Sistema Eléctrico Nacional.

¿Qué pasó?

El sistema principal de protecciones de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, cuyo módulo de comunicaciones se había informado como deshabilitado por parte de la empresa, actuó incorrectamente al re-sincronizarse.

Esto causó la desconexión de los dos circuitos de la línea.

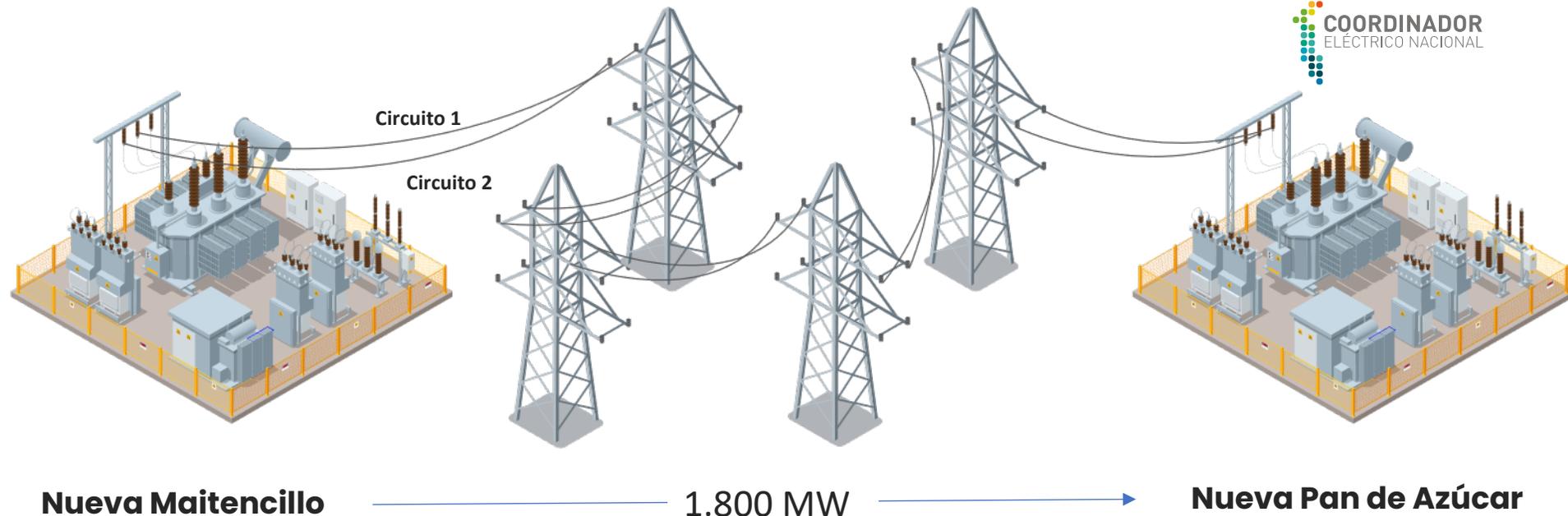
El sistema se dividió en dos islas: Norte (30%) y Centro-Sur (70%).

Copiapó



Coquimbo

Origen del apagón



1 13:35 horas

Interchile informó a nuestro Centro de Control que había inhabilitado el módulo de comunicaciones de una de las funciones de protección de la línea.

En ese momento, la línea estaba 100% disponible, con sus protecciones de respaldo operando.

Interchile no informó ningún riesgo, ni solicitó permiso para intervenir.

2 15:13 horas

Interchile reinició la controladora del sistema de comunicaciones de ese equipo en la Subestación Nueva Maitencillo, para restablecer la comunicación.

Esta acción no fue informada por Interchile ni contó con autorización del Coordinador Eléctrico Nacional

3 15:15 horas

La resincronización de la protección **provocó la desconexión de la línea.**

En base al manual del fabricante de la protección **Interchile debía aislar físicamente el equipo**, lo que la empresa no realizó.

orden de la presentación

**SITUACIÓN PREVIA
Y ORIGEN DEL
APAGÓN**

PROPAGACIÓN

**RECUPERACIÓN
DEL SERVICIO**

**INCUMPLIMIENTOS
Y MEDIDAS**



¿Por qué se llegó a un apagón total?

- El sistema registró una desconexión de los dos circuitos de la línea de forma prácticamente instantánea. Luego de 1,5 segundos se formaron dos islas eléctricas.
- El Estudio de Análisis de Falla (EAF) presenta la secuencia en la que las centrales se desconectaron del sistema y la activación de los esquemas automáticos de desconexión de carga, que buscaban reestablecer el equilibrio oferta-demanda.

En el **norte**, a raíz de la operación de los esquemas de desconexión automática de generación, la isla se mantuvo operativa por aproximadamente 4 minutos, pero finalmente se produjo la pérdida total de suministro por inestabilidad de tensión y frecuencia.



¿Por qué se llegó a un apagón total

- El sistema registró una desconexión de los dos circuitos de la línea de forma prácticamente instantánea. Luego de 1,5 segundos se formaron dos islas eléctricas.
- El Estudio de Análisis de Falla (EAF) presenta la secuencia en la que las centrales se desconectaron del sistema y la activación de los esquemas automáticos de desconexión de carga, que buscaban reestablecer el equilibrio oferta-demanda.

La isla **centro-sur** se volvió inestable a los pocos segundos de la falla (4s).

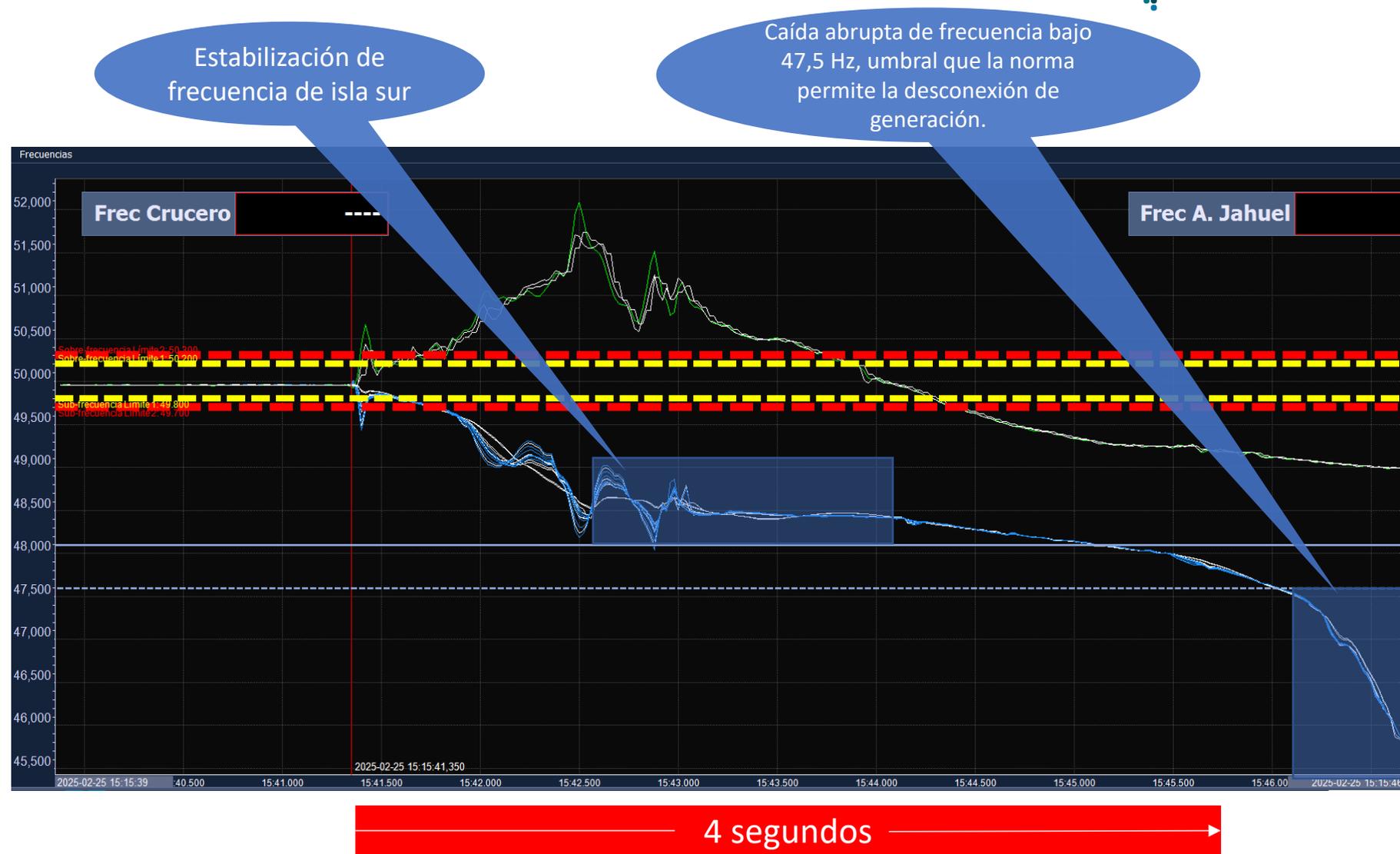
Dada la interrupción de la energía que venía desde el norte del país (1.800 MW), provocó un desbalance del orden de 25% de la demanda total.

Gran parte de los mecanismos automáticos de defensa y control de contingencia a cargo de las empresas coordinadas actuaron, **pero no en el tiempo y magnitud requerida para detener la propagación del apagón.**



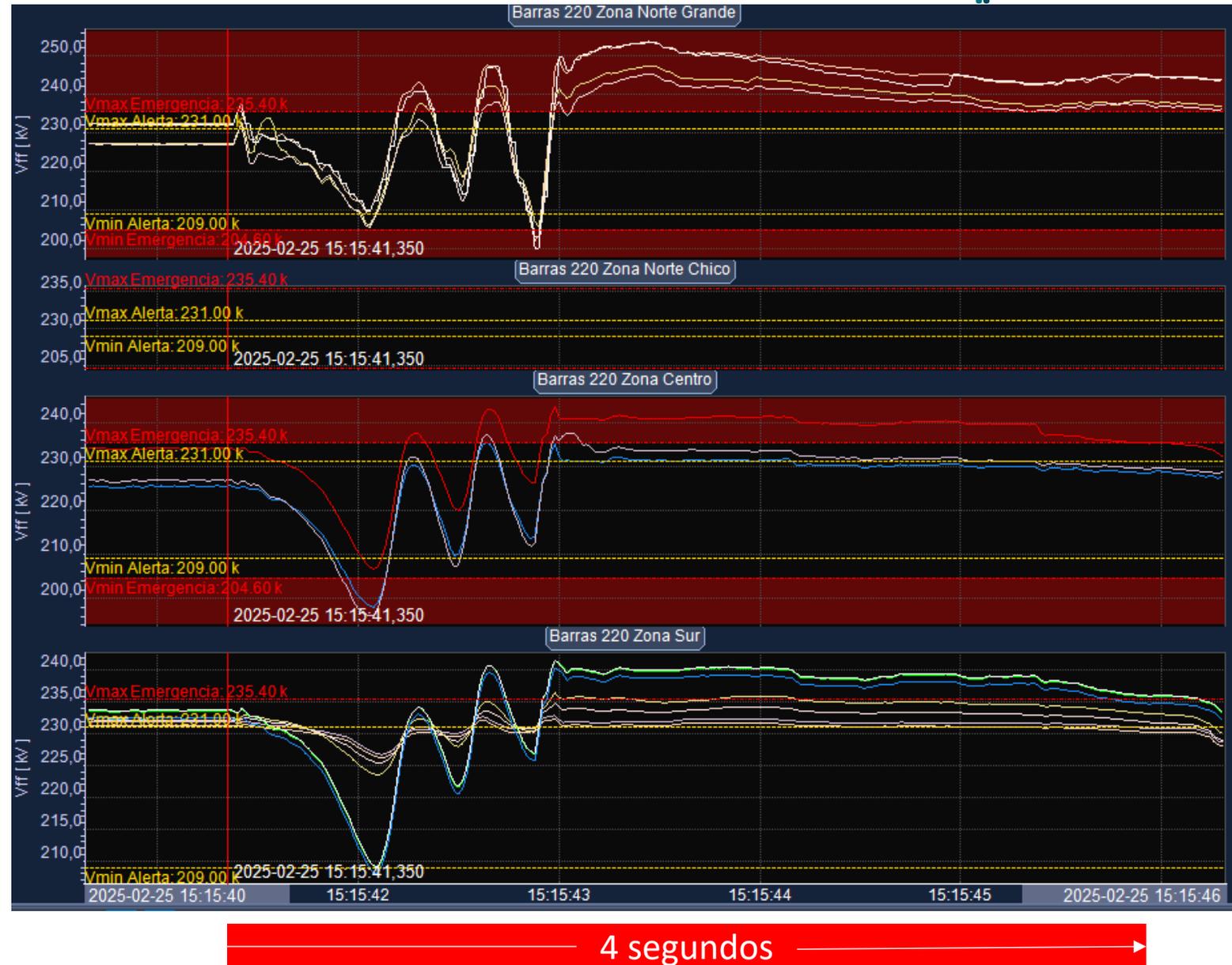
Evolución de la Frecuencia el 25F

- La evolución de la isla que se formó en el centro-sur fue muy rápida, determinada probablemente por el deficiente desempeño de los recursos de control de contingencia de las empresas coordinadas y el comportamiento de recursos de generación.
- La frecuencia se estabilizó en 48,5 Hz dentro 3 segundos, luego su frecuencia disminuyó a 47,5 Hz de manera relativamente suave y estable, con un gradiente de -0,3 Hz/s.
- Al alcanzar los 47,5 Hz, se produjo la desconexión de más generación, aumentando la caída de frecuencia y provocando la pérdida total de suministro.



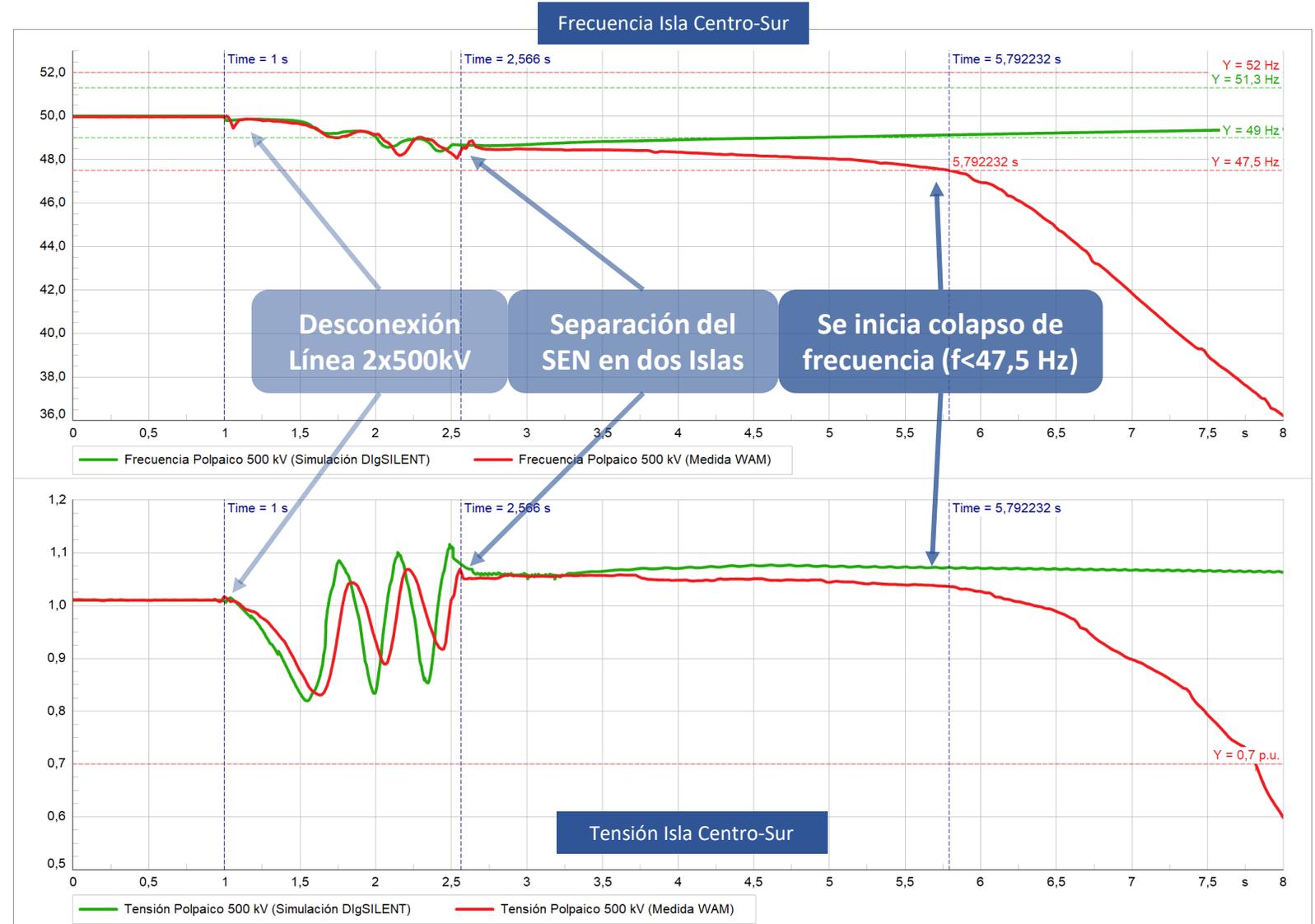
Evolución del voltaje

- La imagen muestra el comportamiento del voltaje previo a la formación de las dos islas.
- El aumento de voltaje en la zona norte, se produjo por la falta de control de tensión de centrales renovables variables y la desconexión de un equipo de compensación reactiva.
- En la isla centro sur también se observó un aumento del voltaje, aunque en menor grado.



Comportamiento esperado de la isla centro-sur

- La **línea verde** muestra una **simulación** del comportamiento de la evolución de la frecuencia y tensión en la isla centro-sur en un escenario donde todos los esquemas de protección actúan correctamente.
- La **línea roja** muestra la situación **real**.
- La simulación asume que las centrales de generación se comportan de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.
- Según estudios preliminares, **la isla centro-sur debió permanecer estable y la falla no debió propagarse** hasta alcanzar una pérdida total de suministro.
- Pronto se conocerán las conclusiones del análisis que están realizando académicos de universidades chilenas.



orden de la presentación

**SITUACIÓN PREVIA
Y ORIGEN DEL
APAGÓN**

PROPAGACIÓN

**RECUPERACIÓN
DEL SERVICIO**

**INCUMPLIMIENTOS
Y MEDIDAS**



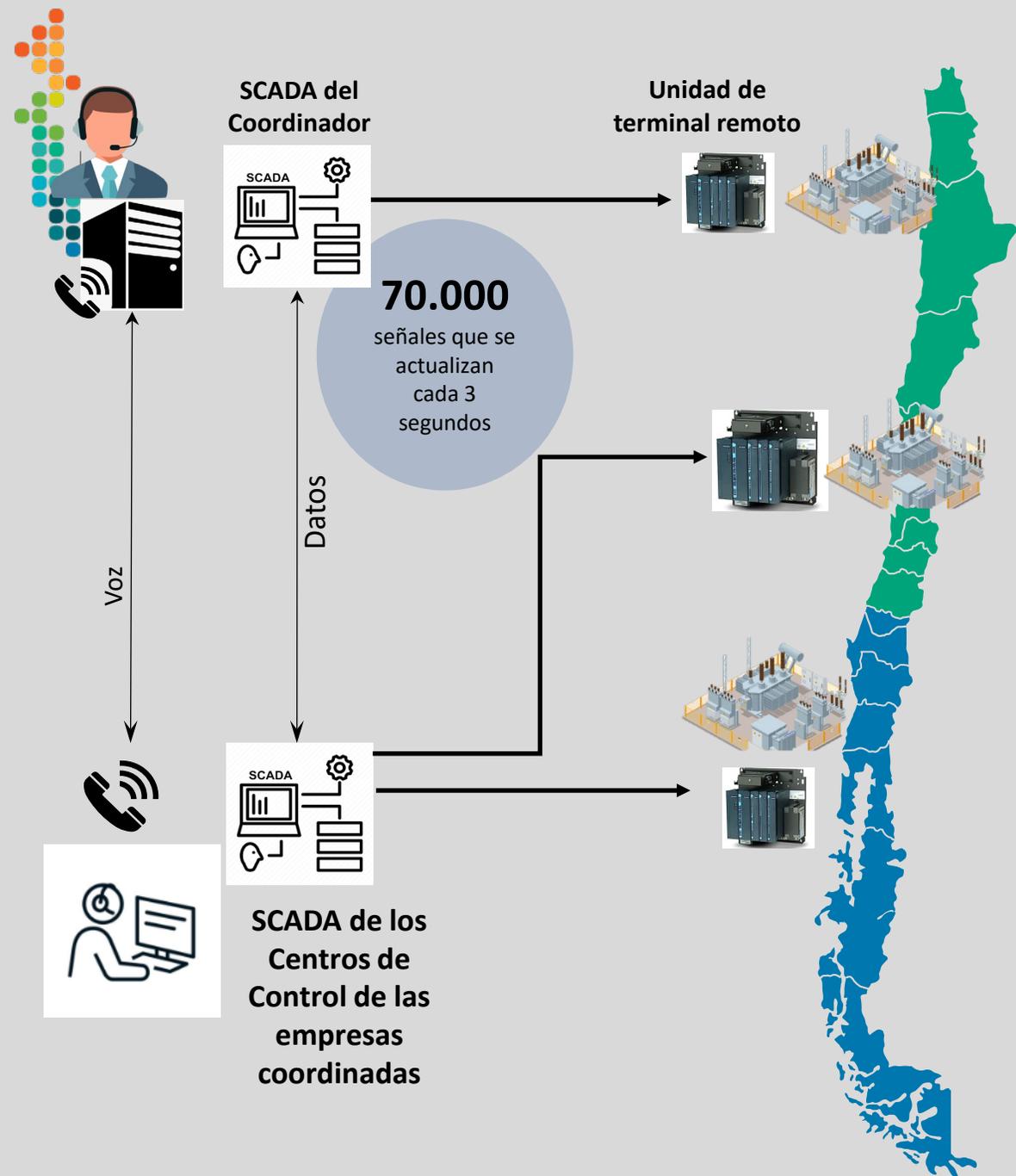
Diagrama SCADA y Línea Directa de Voz

El Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador supervisa el Sistema Eléctrico mediante el Sistema de Supervisión y Control (SCADA).

El SCADA recibe información en tiempo real de las empresas coordinadas. Esta información puede provenir de un Centro de Control (CC) o directamente de las Unidades de Terminal Remoto.

Actualmente nuestro SCADA recibe, **desde las empresas coordinadas, del orden de 70.000 señales de medidas y estados cada 3 segundos.**

Para garantizar una comunicación eficiente con los Centros de Control, el CDC dispone de una línea directa de Voz denominada “*Hotline*”, que permite una comunicación inmediata para transmitir instrucciones y compartir información esencial para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.



Plan de Recuperación de Servicio (PRS)



El sistema se recupera por áreas, a través de la formación de islas eléctricas, las que luego se interconectan para recuperar la totalidad de los consumos.



El Coordinador delega funciones en los Centros de Operación para la Recuperación de servicio (COR), a cargo de empresas coordinadas, para tener un proceso eficiente.



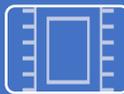
El Coordinador se comunica con los COR, para instruir la ejecución del Plan de Recuperación de Servicio.



Una vez formadas las islas eléctricas, el Centro de Despacho y Control del Coordinador instruye la interconexión de las islas y comienza a normalizar el sistema.



Los COR deben instruir la implementación de los Esquemas de Recuperación de Servicio (ERS) e instruir las partidas autónomas de las centrales que estén en el área que tienen a cargo.



Las áreas geográficas en que se organiza el sistema están predefinidas y tienen asignado una empresa responsable que ejerce la función de COR.

Áreas para recuperación del servicio

El 25 de febrero, a los dos minutos del evento, se activó el Plan de Recuperación del Servicio (PRS).

Diversas centrales generadoras de distintas empresas coordinadas **enfrentaron dificultades técnicas al intentar conectarse a la red**, lo que retrasó la normalización del suministro eléctrico.

Las razones de estos retrasos se explican, principalmente, por la falta de visibilidad en los sistemas SCADA de algunas empresas coordinadas, indisponibilidad de telecontrol de instalaciones y de vías de comunicación punto a punto.

Esto impidió que se generaran las condiciones necesarias para una eficaz ejecución de los procesos de partida y conexión de las centrales instruidas para dar este servicio.

Dado el rol de Tranelec, que ejercía como COR en varias zonas del país, la indisponibilidad de su sistema SCADA y de los telemandos, por cerca de 3 horas, retrasaron el Plan de Recuperación de Servicio.

Área	Empresa que ejerce como COR	Capacidad de centrales con Partida Autónoma
Arica	Engie	15 MW
Iquique	Engie	
Tarapacá	Tranelec	20 W
Centro	Engie	623 MW
Capricornio	Engie	
O'Higgins	Enel	
Cordillera	AES Andes	
Diego de Almagro	Tranelec	181 MW
Cardones	Tranelec	
Pan de Azúcar	Tranelec	
Quinta Valle	Chilquinta	1.728 MW
Quinta Costa	Chilquinta	
Cerro Navia	Tranelec	
Alto Jahuel	Tranelec	
Itahue	Tranelec	
Biobío	Tranelec	1.672 MW
Araucanía	Tranelec	

Telecomandos son claves para operar a distancia



No tener telemando hace más lento el proceso



Instrucción



Instrucción



orden de la presentación

**SITUACIÓN PREVIA
Y ORIGEN DEL
APAGÓN**

PROPAGACIÓN

**RECUPERACIÓN
DEL SERVICIO**

**INCUMPLIMIENTOS
Y MEDIDAS**



Posibles Incumplimientos Informados a la SEC

Art. 212-4, LGSE



Se evidenció una incorrecta operación del esquema de protección de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar de Interchile, así como la intervención de los esquemas de protecciones, control y comunicaciones sin solicitud de trabajo, conocimiento, ni autorización.



Centro de Control de Transelec presentó indisponibilidad de comunicación de Voz operativa, SCADA y telecontrol, situación relevante por su rol en la recuperación del servicio, donde gestiona el 80% de la Partidas Autónomas del Sistema Eléctrico Nacional.



Algunas empresas coordinadas no entregaron información a tiempo o completa, lo que retrasó los análisis de los eventos que condujeron al apagón total.



Respecto de la propagación, se identificó el desempeño deficiente de algunos Esquemas de Desprendimiento Automático de Carga (EDAC) y de algunas centrales generadoras de propiedad de distintas empresas coordinadas, incluidos PMGDs.

Medidas instruidas e implementadas

- 1.** Instrucción a Transelec para disponer de personal de operación en las subestaciones en las que participa como COR.
- 2.** Se requirió a las empresas coordinadas información de la operación de los recursos EDAC, EDAG y de los PMGD en base a evidencia. **Se instruyeron verificaciones y ajustes correspondientes.**
- 3.** Se instruyó a empresas de distribución revisar y trasladar sus esquemas EDAC a alimentadores sin centrales del tipo PMGDs.
- 4.** Se instruyó a empresas coordinadas modificar los ajustes incorrectos de sus centrales de generación.
- 5.** Se realizó inspección técnica a instalaciones de Interchile y se autorizó la normalización de sus esquemas de protección, reemplazando modulo de comunicaciones que había fallado.
- 6.** Se inició una Auditoria Técnica a los sistemas de protección y comunicaciones de Interchile.
- 7.** Se inició una Auditoria Técnica al SCADA y sistemas de comunicación de Transelec.
- 8.** Se instruyó a las centrales PMGD verificar el ajuste de sus protecciones, de acuerdo a la normativa vigente, e implementar las correcciones que correspondan
- 9.** Se envió propuesta de modificación normativa para actualizar requerimientos técnicos y de monitoreo a las centrales del tipo PMGD
- 10.** Se publicó guía y envió propuesta de modificación normativa para inversores de GFM y GFL (Grid Forming y Grid Following), para que plantas renovables puedan aportar servicios que apoyan la seguridad del sistema.
- 11.** Se inició una consultoría internacional del Estudio de Análisis de Falla, que está siendo realizado por EPRI.
- 12.** Se encargó a equipo de académicos de universidades chilenas realizar un análisis para determinar las causas de la propagación del evento.
- 13.** Se encargó una revisión de aspectos metodológicos para la actualización de los estudios de EDAC, PDCE y PRS
- 14.** Se inició trabajo para identificar y proponer medidas de mediano y largo plazo para robustecer la resiliencia del sistema



www.coordinador.cl
