

SPEC

energy | data | innovation



Apagón Sistema Eléctrico Nacional

Apertura Doble Circuito Línea 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar

26 de febrero de 2025 - Versión 1

Contacto:

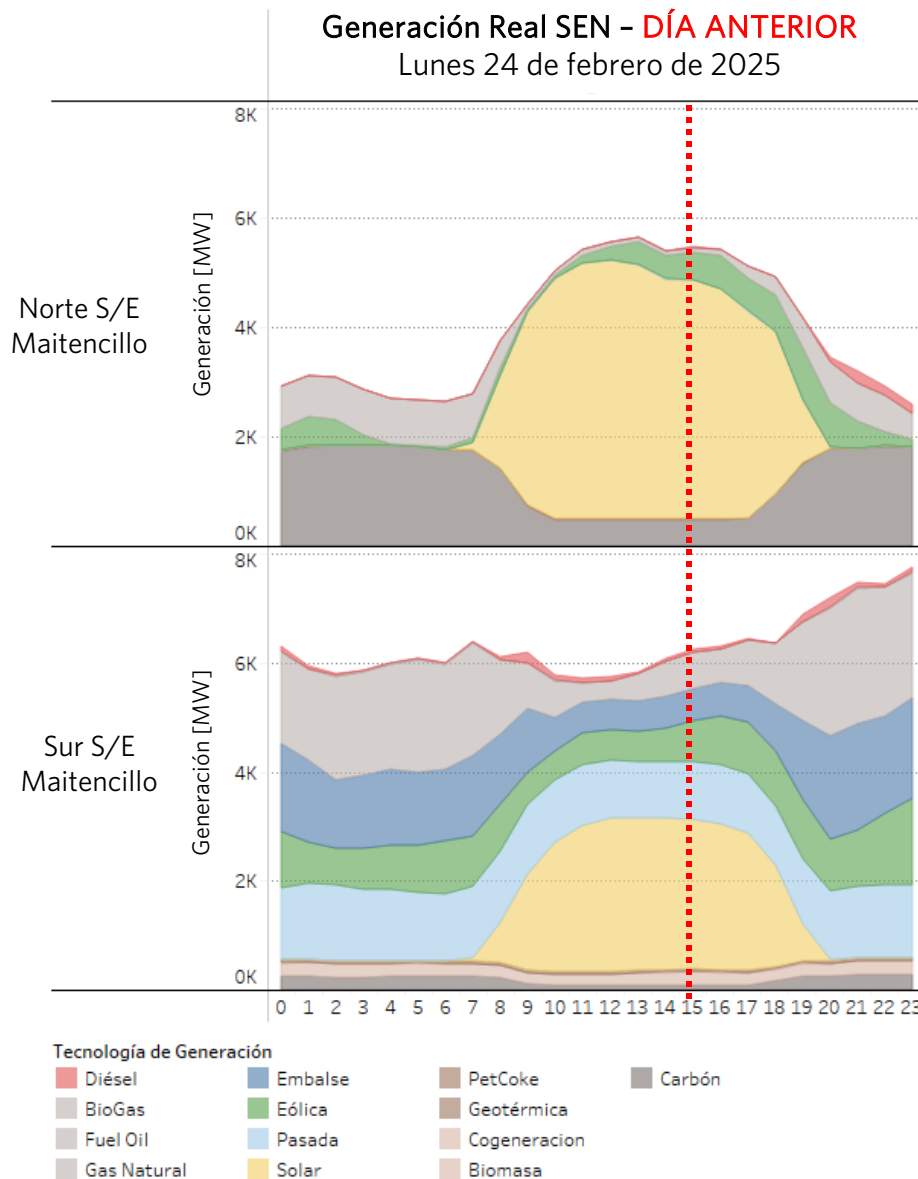
info@spec.cl

DOCUMENTO PÚBLICO





- El martes 25 de febrero de 2025 a las 3:16 p.m., se produjo un **evento que afectó la línea de transmisión eléctrica a doble circuito, Línea 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar**, localizada entre Vallenar y Coquimbo (Norte Chico).
- Según información del Coordinador Eléctrico Nacional, al momento de la falla dicha **línea de transmisión transportaba del orden de 1.800 MW en total**.
- Dicho evento provocó **una interrupción del suministro eléctrico desde las regiones de Arica a Los Lagos (blackout)**, afectando el suministro eléctrico del 98% de la población del país, afectando a cerca de 19 millones de personas.



- La empresa ISA Interchile, propietaria de las instalaciones afectadas, indicó que **no han “existido atentados, incendios o explosiones de equipos” en sus instalaciones.**
- Por su parte, el Coordinador indicó que **la desconexión de la línea antedicha obedeció a una operación no deseada de las instalaciones.**
- Según lo indicado por ISA, **la línea en cuestión se encontraba disponible, a las 16:00 hrs, , 44 minutos después de iniciado el evento, quedando disponible para su incorporación al plan de restauración del servicio.**
- Según lo indicado, el **esquema de protección operó sin la existencia de una falla real en la línea.**

- **Programa de operación del día** emitido por el Coordinador, indica la sincronización de las siguientes unidades (más relevantes para el Control de Frecuencia) a la hora de la falla:

Unidades Carbón:

- Campiche: 84 MW
- Guacolda 1-5: 38 MW cada una
- Angamos 1 y 2: 80 MW cada una
- Cochrane 1 y 2: 60 MW cada una

Unidades GNL:

- Nueva Renca: 160 MW
- CTM3: 80 MW

Unidades Hidro Embalse:

- El Toro: 180 MW (4 unidades)
- Abanico + Antuco 1 y 2: 188 MW
- Los Cóndores 1: 26 MW
- Cipreses: 17 MW (1 unidad)
- Canutillar: 105 MW (2 unidades)

- Como antecedente adicional, **ISA Interchile tiene programada la desconexión de la LT 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico del 04 al 06 de marzo para el circuito N°1 y del 11 al 13 de marzo para el circuito N°2**, donde se ejecutarán los trabajos de reemplazo de separadores-amortiguadores en los circuitos. Lo anterior, asociado al efecto *fretting* detectado en la línea Cardones-Polpaico previo a la temporada de invierno.

- El Coordinador emitió en junio de 2024 el informe denominado “**Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias**” a efectos de **determinar contingencias que puedan calificarse como críticas o extremas** y definir esquemas automáticos que empleen Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias para mantener la estabilidad del SEN, y con ello controlar el impacto que estas contingencias puedan provocar en la operación del sistema eléctrico.
- **En dicho informe** se realizaron análisis donde se destaca que con la actuación del **plan de defensa diseñado se evita el colapso del SEN para todas las contingencias analizadas**, previniendo el colapso angular y de tensión al separar oportunamente el SEN y asegura la operación estable de las dos islas eléctricas formadas.
- Notar que el **Plan de Defensa** diseñado por el Coordinador **incorpora atención a la falla en doble circuito de la Línea 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar** (Severidad 6), cuyo efecto pone en riesgo de apagón total al SEN.
- En su diseño, **los resultados verificaron la validez del Plan para una condición operativa de flujo de 1600 MW** (rango de validez del informe). Ante dicho evento, el sistema operaría estable con una pérdida de carga de ~250 MW al norte de la S/E Maitencillo 550 kV y ~1300 MW al sur de la misma S/E.

- De los resultados se destaca que el Plan de Defensa permite evitar el colapso del SEN para todas las contingencias analizadas, previniendo el colapso angular y de tensión de todo el sistema al separar oportunamente el SEN y **asegura la operación estable de las 2 islas eléctricas formadas.**

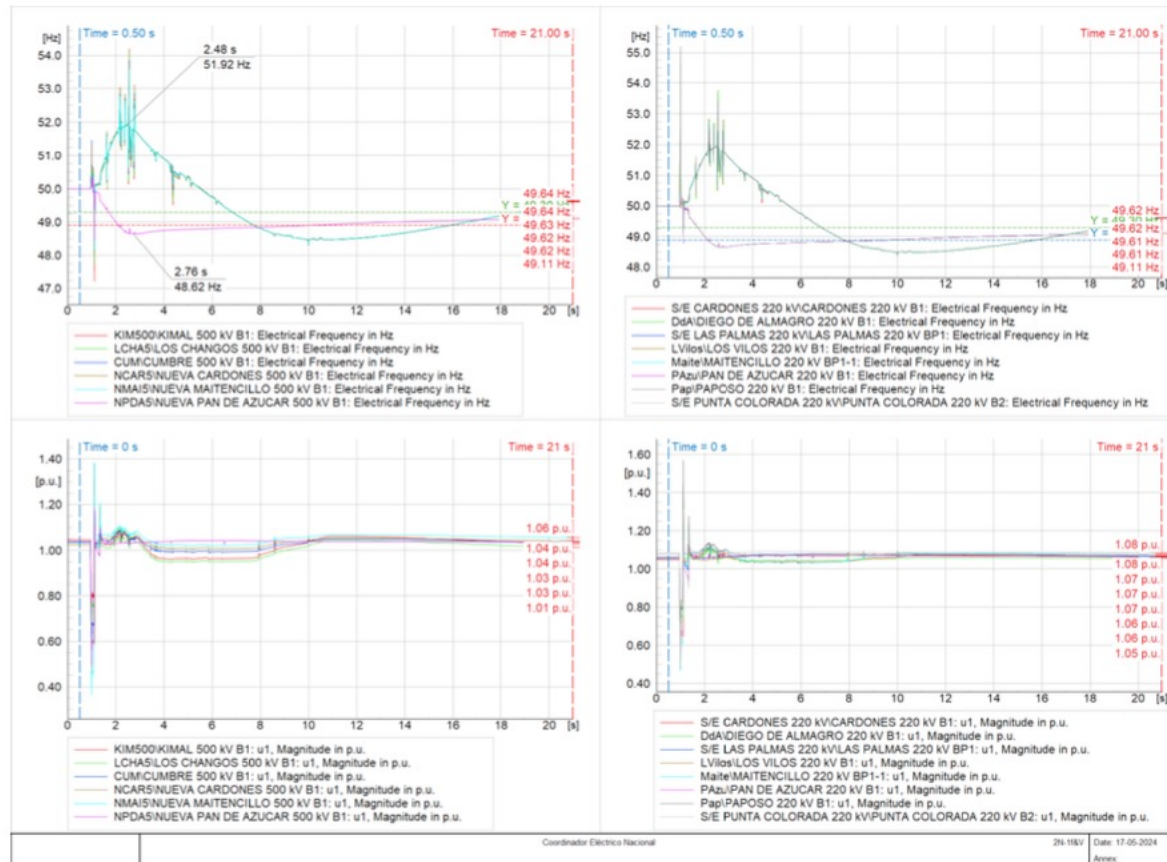


Figura 5-16 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar con flujo de potencia de 1600 MW en sentido Norte-Sur

- El Coordinador diseña el PRS como protocolo de acción frente eventos de apagón total o parcial del sistema.
- El PRS contiene una serie de definiciones, **protocolos de comunicación**, estrategias, funciones, **responsabilidades**, delegaciones y **guías de acción** con **maniobras preestablecidas**, que se deben aplicar por los distintos centros de control **frente a un evento de apagón**.
- Se **revisa anualmente** (al menos) mediante un estudio al efecto (Estudio PRS). La versión vigente corresponde a **junio de 2024**.
- En el Estudio de PRS se verifican los recursos existentes y se levantan eventuales necesidades que se proyecten en función del desarrollo del sistema.
- Los principales recursos que se catastran corresponden a las centrales con capacidad de partida autónoma, instalaciones con capacidad de aislamiento rápido y equipamiento para la vinculación de islas eléctricas.

- Adicionalmente se verifica la existencia de condiciones para un buen desarrollo del PRS.
- Entre las condiciones revisadas se encuentran:
 - Recursos para un adecuado control de tensión y frecuencia
 - **Vías de comunicación** a utilizar y prioridad de uso
 - Pruebas y **verificación de servicios complementarios** para el PRS (partida autónoma, aislamiento rápido y vinculación de islas)
 - Pruebas de **verificación del SCADA**
- Se definen las zonas del sistema para la recuperación de servicio y los responsables de llevar a cabo las instrucciones del CDC del Coordinador.

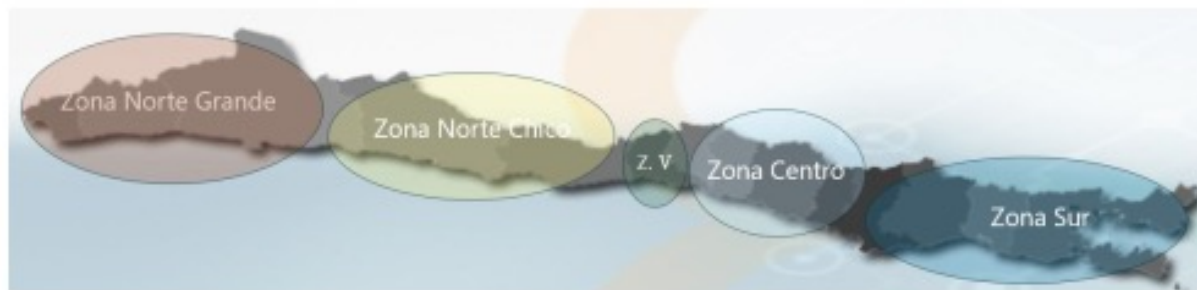


Figura 5.1 Zonas del SEN para la aplicación del PRS.

Tabla 5.1 COR Designados para el SEN

Zona	Área	COR
Norte Grande	Arica	Engie
	Iquique	Engie
	Tarapacá	Transelec
	Centro	Engie
	Capricornio	Engie
	O'Higgins	Enel Generación
	Cordillera	AES Andes
Norte Chico	Diego de Almagro	Transelec
	Cardones	Transelec
	Pan de Azúcar	Transelec
Interconexión	No aplica área	CDC
Quinta	Quinta Valle	Chilquinta
	Quinta Costa	Chilquinta
Centro	Cerro Navia	Transelec
	Alto Jahuel	Transelec
	Itahue	Transelec
Sur	Biobío	Transelec
	Araucanía	Transelec

- A efectos normativos, **la falla ocurrida es similar a una falla de severidad 6** en los términos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- **Este tipo de falla, denominada Contingencia Extrema, se considera de baja probabilidad de ocurrencia** que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total. Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del Sistema Interconectado, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- En Estado Normal, **las Contingencias Extremas deben ser consideradas por el Coordinador y superadas evitando el Apagón Total del Sistema Interconectado**, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia.
- En Estado de Emergencia el sistema puede encontrarse operando en islas, con fallas de suministro y con niveles de tensión (voltaje) fuera de los rangos de Estado Normal.

- A la fecha, **aún no existe claridad de las razones detrás de la desconexión de la línea**. Aún se sigue investigando las causas de la activación no deseada de sus esquemas de protección, lo cual provocó la desconexión automática de ambos circuitos.
- Los estudios del Coordinador muestran los análisis y efectos sobre el tramo fallado, dando cuenta de su severidad y efectos a lo largo del Sistema Eléctrico Nacional. No obstante, pareciera que **los cálculos realizados se ejecutaron considerando una condición operativa más optimista** que la efectivamente ocurrida el día 25 de febrero de 2025 (considera flujo en el tramo en 1600 MW, en lugar de los cerca de 1800 MW programados en la operación).
- Con los antecedentes públicos disponibles a la fecha, no es posible emitir juicios respecto de la idoneidad del Plan de Defensa diseñado por el Coordinador, ni tampoco de las acciones realizadas por el Coordinador a efectos de la recuperación de servicio. Esto último, principalmente por desconocimiento del estado de vulnerabilidad del sistema post-falla respecto de los activos disponibles, canales de comunicación y otros recursos existentes.

Sobre SPEC



SPEC

energy | data | innovation

www.spec.cl

CONSULTORÍA

OPTIMIZACIÓN

DATA ANALYTICS



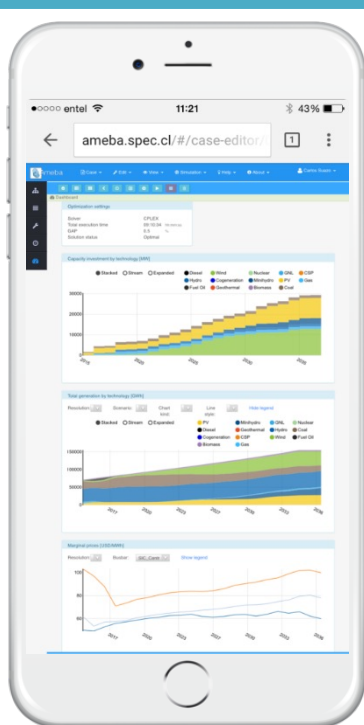
Sistema de
Gestión
ISO/IEC 27001:2013



www.tuv.com
ID: 9000010328



Energy market simulations on the Cloud



Sistema de
Gestión
ISO/IEC 27001:2013



www.tuv.com
ID 9000010328



Contacto:
info@spec.cl



www.spec.cl
www.ameba.cloud

info@spec.cl

+56 2 4367 0192

Los Militares 5885, Oficina 803, Las Condes
Santiago, CHILE - 7561272