

Informe final

Asesoría análisis sistémico del evento del 25/02/2025

Universidad de Chile

Santiago, julio de 2025

Este estudio fue desarrollado por los siguientes profesionales:

Claudia Rahmann (líder del proyecto), Profesora asociada de la Universidad de Chile e investigadora del Centro de investigación AC3E.

Ricardo Álvarez, Profesor asociado de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Jaime Muñoz, Ingeniero eléctrico de la Universidad de Chile.

Juan Pablo Cerda, Ingeniero eléctrico de la Universidad de Chile.

Oswaldo Jiménez, Ingeniero eléctrico de la Universidad de Chile.

El estudio incluye comentarios y observaciones de:

Héctor Chávez, profesor asociado de la Universidad de Santiago de Chile

Santiago, Chile, julio 2025.

Tabla de contenidos

1.	Introducción.....	8
1.1.	Antecedentes.....	8
1.2.	Alcances.....	8
2.	Metodología	10
3.	Información disponible para el desarrollo del estudio	14
3.1.	Introducción	14
3.2.	Informes de falla	15
3.2.1.	Unidades de generación.....	15
3.2.2.	Empresas de transmisión	17
3.2.3.	Empresas de distribución	18
3.3.	Detalles operación real 25F – Red WAM.....	21
3.4.	Reportes e información de otras fuentes oficiales	23
3.5.	Base de datos DigSILENT: Modelo teórico del CEN	28
3.5.1.	Introducción al modelo entregado por el CEN	28
3.5.2.	Modelos dinámicos de ERNC y PMGDs	30
3.5.3.	Eventos de simulación en el modelo	32
4.	Resultados: Análisis de la operación real del sistema antes y durante la falla	35
4.1.	Condición de operación del SEN antes de la falla.....	35
4.2.	Resumen de los principales eventos inmediatamente después de ocurrida la falla.....	38
5.	Antecedentes relevantes para el análisis de la falla	43
5.1.	PMGDs existentes versus PMGDs modelados en DigSILENT	43
5.2.	Desconexiones de carga por acción de EDACs durante el 25F	44
5.3.	PMGDs desconectados por acción de los EDACs	45
6.	Modelo CEN: Validación de supuestos, operación pre-falla y simulaciones	48
6.1.	Introducción	48
6.2.	Supuestos del modelo.....	48
6.3.	Validación de la operación pre-falla del modelo	49
6.4.	Descripción de la falla 25F.....	50
6.5.	Resultados obtenidos.....	51
7.	Resultados: Análisis detallado de la falla 25F.....	56
7.1.	Introducción	56
7.2.	Caso 1: Con implementación de automatismo en 220 kV y sin desconexión de PMGDs	58
7.3.	Caso 1.a: Con implementación de automatismo en 220 kV y desconexión de PMGDs	63
7.4.	Caso 2: Sin desconexión del enlace en 220 kV y sin desconexión de PMGDs	69
7.5.	Caso 2.a: Sin desconexión del enlace en 220 kV y con desconexión de PMGDs	74
7.6.	Caso 3: Réplica 25F con información verificada	79
7.7.	Caso 3.a: Réplica 25F con ajustes	83
7.8.	Comparación de resultados.....	87

8.	Análisis del 25F desde la mirada normativa	88
8.1.	Introducción	88
8.2.	Informes de falla e información disponible	88
8.3.	Red WAM – PMUs.....	91
8.4.	Estándares normativos exigidos para instalaciones generadoras.....	92
8.5.	Estándares normativos exigidos para instalaciones de clientes – EDAC / PMGD	96
8.6.	Estándares normativos criterio (n–1) y restricciones de transmisión	98
8.7.	Plan contra contingencias extremas	99
9.	Conclusiones y recomendaciones	103
10.	Anexos	108
	Anexo 1: Desconexiones de centrales de generación.....	108
	Anexo 2: Desconexiones de PMGDs por acción de EDAC	113
	Anexo 3: Resultados de las simulaciones dinámicas	121
	Modelo teórico CEN	121
	Caso 1	128
	Caso 1.a	135
	Caso 2	142
	Caso 2.a	149
	Caso 3	156
	Caso 3.a	163
	Anexo 4: Oficio DE00170-20	170
	Anexo 5: Oficio DE02449-21.....	171
	Anexo 6: Oficio Solicitud No AU004T0048688	172
11.	Referencias	174

Índice de figuras

Figura 2—1. Metodología utilizada en el estudio.	10
Figura 3—1. Fuentes de información utilizadas en el estudio.	14
Figura 3—2. Detalle de información de un informe de falla de empresa transmisora.	17
Figura 3—3. PMGDs conectadas aguas debajo de alimentadores.	18
Figura 3—4. Calidad de la información recibida de los EDACs.	19
Figura 3—5. Tensión registrada en Cumbres 500 kV y Polpaico 500 kV por PMUs.	21
Figura 3—6. Frecuencia registrada en Cumbres 500 kV y Polpaico 500 kV por PMUs.	22
Figura 3—7: Ubicación de las PMUs que registraron el evento y punto de conexión a la red.	23
Figura 3—8. Ilustración del proceso de clusterización de PMGDs.	29
Figura 3—9. Ubicación geográfica de unidades renovables con controladores activos.	32
Figura 4—1. Estado del SEN antes de la falla del 25F.	35
Figura 4—2. Resumen de los principales eventos ocurridos durante el 25F.	39
Figura 4—3. Resumen de las desconexiones de generación antes de la separación del SEN – Según IF.	40
Figura 5—1. Distribución geográfica de los PMGDs en el SEN.	44
Figura 6—1. Estado del SEN antes de la falla.	51
Figura 6—2. Tensión en Crucero y Polpaico antes de la separación en islas – Modelo teórico del CEN.	53
Figura 6—3. Frecuencia en Crucero y Polpaico antes de la separación en islas – Modelo teórico del CEN.	53
Figura 6—4. Tensión en Crucero y Polpaico después de la separación en islas – Modelo teórico del CEN.	54
Figura 6—5. Frecuencia en Crucero y Polpaico después de la separación en islas – Modelo teórico del CEN.	55
Figura 7—1. Casos estudiados a partir del caso base del SEN.	56
Figura 7—2. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 1.	60
Figura 7—3. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 1.	61
Figura 7—4. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 1.a.	66
Figura 7—5. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 1.a.	67
Figura 7—6. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 2.	71
Figura 7—7. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 2.	72
Figura 7—8. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 2.a.	76
Figura 7—9. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 2.a.	77
Figura 7—10. Frecuencia en Crucero y Polpaico: PMUs versus simulación Caso 3.	82
Figura 7—11. Frecuencia en Crucero y Polpaico: PMUs versus simulación Caso 3.a.	85

Figura 7—12. Resumen de las desconexiones de generación consideradas en el Caso 3.a.	86
Figura 8—1. Evolución de la frecuencia registrada por la PMU en Polpaico 500 kV.	93
Figura 8—2. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV (Informe ERST, dic-2024).....	99
Figura 8—3. Pantallazo del Artículo 212°-4 de la LGSE, sitio web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.	101
Figura 8—4. Pantallazo del Artículo 72°-15 de la LGSE, sitio web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.	102
Figura 10—1. Tensión en Crucero y Polpaico Crucero – Modelo teórico del CEN.	121
Figura 10—2. Frecuencia en Crucero y Polpaico Crucero – Modelo teórico del CEN.	122
Figura 10—3. Flujos de potencia activa en zona de la falla – Modelo teórico del CEN.	123
Figura 10—4. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Modelo teórico del CEN..	124
Figura 10—5. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Modelo teórico del CEN.	125
Figura 10—6. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Modelo teórico del CEN.	126
Figura 10—7. Carga total de SEN, por islas – Modelo teórico del CEN.	127
Figura 10—8. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 1.	128
Figura 10—9. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 1.	129
Figura 10—10. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 1.	130
Figura 10—11. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 1.	131
Figura 10—12. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 1.	132
Figura 10—13. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 1.	133
Figura 10—14. Carga total de SEN, por islas – Caso 1.	134
Figura 10—15. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 1.a.	135
Figura 10—16. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 1.a.	136
Figura 10—17. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 1.a.	137
Figura 10—18. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 1.a.	138
Figura 10—19. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 1.a.	139
Figura 10—20. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 1.a.	140
Figura 10—21. Carga total de SEN, por islas – Caso 1.a.	141
Figura 10—22. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 2.	142
Figura 10—23. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 2.	143
Figura 10—24. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 2.	144
Figura 10—25. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 2.	145
Figura 10—26. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 2.	146

Figura 10—27. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 2.	147
Figura 10—28. Carga total de SEN, por islas – Caso 2.	148
Figura 10—29. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 2.a.	149
Figura 10—30. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 2.a.	150
Figura 10—31. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 2.a.	151
Figura 10—32. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 2.a.	152
Figura 10—33. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 2.a.	153
Figura 10—34. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 2.a.	154
Figura 10—35. Carga total de SEN, por islas – Caso 2.a.	155
Figura 10—36. Tensión en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar – Caso 3.	156
Figura 10—37. Frecuencia en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar – Caso 3.	157
Figura 10—38. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 3.	158
Figura 10—39. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 3.	159
Figura 10—40. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 3.	160
Figura 10—41. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 3.	161
Figura 10—42. Carga total de SEN, por islas – Caso 3.	162
Figura 10—43. Tensión en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar – Caso 3.a.	163
Figura 10—44. Frecuencia en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar – Caso 3.a.	164
Figura 10—45. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 3.a.	165
Figura 10—46. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 3.a.	166
Figura 10—47. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 3.a.	167
Figura 10—48. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 3.a.	168
Figura 10—49. Carga total de SEN, por islas – Caso 3.a.	169

1. Introducción

1.1. Antecedentes

El día 25 de febrero de 2025, Chile experimentó un apagón generalizado que afectó diversas regiones del país, generando una interrupción total del suministro eléctrico desde Arica hasta la región de los Lagos. El evento fue iniciado por la apertura de los dos circuitos de la línea Nueva Maitencillo – Pan de Azúcar 500kV, que rápidamente se propagó al resto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Las causas de la falla¹, su propagación y el desempeño de los recursos de control de contingencia son parte de la investigación en curso que lleva adelante el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

En este contexto, el CEN requiere la contratación de una asesoría para un análisis técnico sobre las causas —post apertura de la citada línea— que produjeron la propagación de la falla que condujo a un apagón total del SEN. El estudio busca contar con análisis y estudios, basados en evidencia técnica, que permitan entender la cadena de eventos que llevaron a la propagación de la falla, las lecciones aprendidas y posibles medidas de mitigación para prevenir situaciones similares en el futuro. Concretamente, el objetivo principal es determinar si, con los recursos de control de contingencias existentes en el SEN al momento del apagón, y asumiendo que las instalaciones del SEN operaron de acuerdo con la normativa existente, el SEN debió experimentar un apagón total o debió permanecer estable en —al menos— una parte del mismo (apagón parcial). Asimismo, se busca determinar, con la información disponible a la fecha, el impacto del comportamiento real del EDAC/EDAG y demás instalaciones del SEN a nivel sistémico.

1.2. Alcances

El estudio consiste en el desarrollo de 5 tareas fundamentales, las que se describen a continuación.

- **Tarea 1:** Revisar y validar los supuestos y condiciones del sistema que se utilizaron para modelar el evento del 25/02/2025 en la herramienta DigSILENT Power Factory.
- **Tarea 2:** Revisar las simulaciones realizadas por el Coordinador sobre el evento.
- **Tarea 3:** En base a simulaciones propias investigar y verificar si, con los recursos de control de contingencia existentes, el SEN debió permanecer estable, o evitar el apagón total.
- **Tarea 4:** Verificar si los recursos de control de contingencia con los que cuenta el sistema (EDAC, EDAG, etc.) y las instalaciones de generación, operaron de manera adecuada según los requerimientos establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- **Tarea 5:** Emitir conclusiones y verificar los eventuales incumplimientos de la normativa identificados por el Coordinador, en relación con la propagación de la falla a todo el sistema.

Para la realización del estudio, el CEN deberá poner a disposición del consultor la siguiente información al inicio del estudio:

¹ Investigar la causa de la apertura está fuera del alcance del presente estudio.

- Base de datos DigSILENT incluyendo los escenarios y resultados de las simulaciones realizadas por el Coordinador para estudiar el evento del 25/02/2025 (25F) así como los supuestos utilizados en su construcción.
- Informes de falla del evento, incluyendo el EAF.
- Registros de la red WAM y de los sistemas de protecciones involucrados en la falla.
- Estudio de Plan de Defensa contra Contingencia Extremas (PDCE), Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) y Estudio de Plan de Recuperación de Servicio (PRS), elaborados por el CEN.
- Parámetros y características técnicas de los distintos componentes del sistema que se puedan requerir.

2. Metodología

Para alcanzar los objetivos del estudio, se propone una metodología de 5 etapas, ejecutadas de manera secuencial, según se ilustra en la figura a continuación. En lo que sigue, se entenderá que el instante inicial del evento es la apertura de ambos circuitos de la línea Nueva Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV² y se hará referencia a él genéricamente como el instante de la falla.

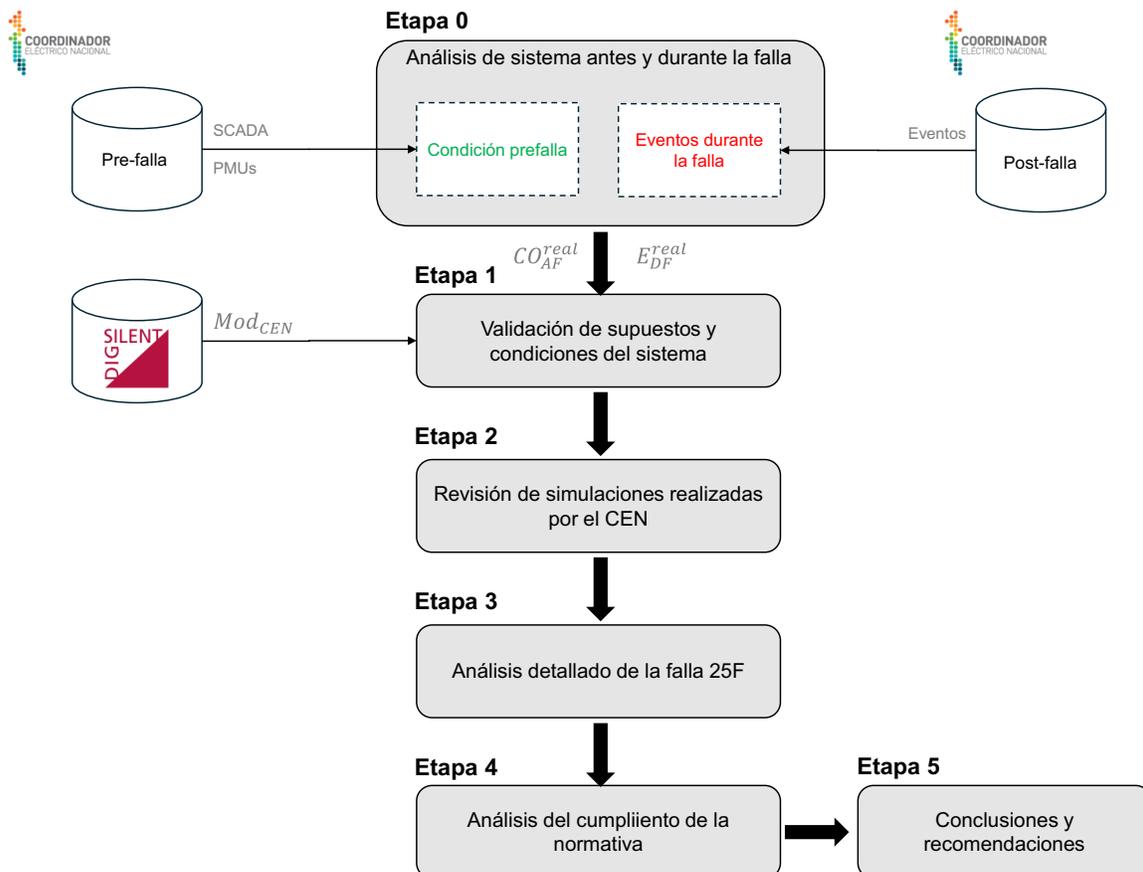


Figura 2—1. Metodología utilizada en el estudio.

Etapa 0 “Análisis de la operación real del sistema antes y durante la falla”. En esta etapa se realiza un análisis de las condiciones de operación que tenía el sistema justo antes de la falla, así como la cadena de eventos más relevantes que se gatillaron después de ocurrida la contingencia. Para construir la condición pre-falla del sistema, se analizan los datos del SCADA, del Estimador de Estado del SCADA y de las PMUs. Por otro lado, para identificar la secuencia de los principales eventos que ocurrieron después de la falla, se utilizan los registros de los sistemas de protecciones involucrados en la falla, así como mediciones de las PMUs.

² Si bien la desconexión de ambos circuitos no ocurrió de forma simultánea, para efectos de redacción del presente informe, no se distinguirán como eventos separados.

Al término de esta etapa se tendrá una *estimación de la condición de operación real que tenía el SEN antes de la falla* (CO_{AF}^{real}), así como *la secuencia de eventos principales que ocurrieron después de la contingencia* (E_{DF}^{real}).

Etapa 1 “Validación de supuestos y operación pre falla”. Con los resultados de la etapa anterior, en esta parte se analiza y evalúa el modelo desarrollado por el CEN en DigSILENT PowerFactory para estudiar el evento del 25/02/2025 (Mod_{CEN} en la figura). El análisis se centra en:

- Revisar los supuestos considerados en el modelo
- Verificar si la condición de operación pre falla considerada en el modelo representa con un buen nivel de precisión la condición que tenía el SEN antes de la falla (CO_{AF}^{real} , obtenida en la Etapa 0)

La condición de operación pre falla considerada en el modelo Mod_{CEN} se valida mediante la ejecución de flujos de potencia, a partir del cual se obtienen las principales variables de la red antes de la falla (niveles de tensión en las barras y flujos de potencia por distintos elementos de la red). Los resultados del flujo de potencia obtenidos con el modelo Mod_{CEN} , se comparan con la estimación de la condición de operación real del sistema antes del evento (CO_{AF}^{real}). Las diferencias entre ambas condiciones de operación se cuantifican comparando las principales variables de operación del SEN, siendo las más importantes:

- Despacho de las principales máquinas sincrónicas.
- Generación solar y eólica por zona del SEN (Norte Grande, Norte Chico y Zona Centro–Sur) y a nivel global.
- Nivel de demanda por zona del SEN (Norte Grande, Norte Chico y Centro–Sur) y a nivel global.
- Transferencias de potencia y voltajes en el sistema de 500 kV y 220 kV en la zona donde ocurrió la falla, esto es, Nueva Maitencillo–Pan de Azúcar y tramos adyacentes.

En este punto pueden surgir 2 casos:

- Si el error entre ambas condiciones de operación es bajo, se valida el modelo desarrollado por el CEN en DigSILENT para analizar el evento del 25/02/2025.
- En caso contrario, se procede a ajustar el modelo Mod_{CEN} hasta alcanzar un mejor nivel de precisión en términos de la condición de operación que tenía el SEN justo antes de la falla. El grado de precisión y las zonas críticas donde exigir este nivel de precisión, se acordarán de manera conjunta entre el Consultor y el CEN.

Una vez finalizada esta etapa de la metodología, se habrá cumplido con la **Tarea 1: Revisar y validar los supuestos y condiciones del sistema que se utilizaron para modelar el evento del 25/02/2025 en la herramienta DigSILENT Power Factory**. Adicionalmente, se tendrá un **modelo del SEN en DigSILENT validado Mod_{val}** , es decir, un modelo que representa con un buen nivel de precisión la condición de operación que tenía el sistema justo antes de la falla.

Etapa 2 “Revisión de simulaciones realizadas por el CEN”. El objetivo de esta etapa es revisar el conjunto de simulaciones realizadas por el Coordinador sobre el evento. Los escenarios a estudiar son:

- “Escenario teórico”: en este escenario se asume que al instante de la falla el sistema contaba con los recursos de control de contingencias existentes y exigidos por la normativa, y que el conjunto de instalaciones del SEN operó adecuadamente de acuerdo con lo exigido en la norma técnica. El análisis de este escenario debería permitir determinar si, en teoría, el SEN debió permanecer estable o, al menos, evitar el apagón total.
- “Escenario adaptado”: este escenario incluye adaptaciones al modelo de forma de ajustarse a la secuencia de los principales eventos y desconexiones que efectivamente ocurrieron el día de la falla según los registros de la red WAM y de los sistemas de protecciones (E_{DF}^{real} , obtenida en la Etapa 0)

En primera instancia, la revisión incluye verificar – para ambos escenarios – que:

- La condición de operación inicial considerada en el modelo sea la condición *real* pre falla estimada en la Etapa 0 (CO_{AF}^{real})
- La secuencia de eventos incluida en el modelo sea coherente con y los eventos post-falla registrados que ocurrieron después de la contingencia (E_{DF}^{real}).

A continuación, se hace un análisis crítico de las simulaciones realizadas por el Coordinador, así como de los resultados obtenidos. De este análisis se espera obtener conclusiones preliminares acerca de las principales causas del apagón y/o ajustes que se podrían implementar en el modelo para mejorar su representatividad del evento del 25/02/2025.

Una vez finalizada la Etapa 2, se habrá cumplido con la **Tarea 2: Revisar las simulaciones realizadas por el Coordinador sobre el evento.**

Etapa 3 “Análisis detallado de la falla 25F”. Entre los objetivos de esta etapa se encuentra analizar en detalle los resultados de las simulaciones de la Etapa 2, de forma de entender las causas que llevaron a la propagación de la falla. Adicionalmente, se busca investigar si, con los recursos de control de contingencia existentes, el SEN debió permanecer estable o, al menos, evitar el apagón total.

Dependiendo de los resultados y conclusiones obtenidos en la etapa anterior, se realizarán simulaciones dinámicas adicionales de forma de incorporar antecedentes del EAF, así como de las mediciones las PMU y las lecturas del SCADA. Entre las posibles simulaciones a realizar se encuentran:

- Simulación de la falla modelando de forma aproximada la operación real de los EDAC y EDAG
- Simulación de la falla modelando de forma aproximada el comportamiento de los PMGD

Para el análisis de esta etapa, se simula la desconexión de los 2 circuitos de la línea Nueva Maitencillo y Pan de Azúcar en 500kV, utilizando el modelo del sistema validado obtenido en la Etapa 1 (Mod_{Val}). Para el análisis se considera la secuencia de eventos y desconexiones que se gatillaron después de la falla (E_{DF}^{real} obtenido en la Etapa 0) y que llevaron a la separación del sistema en dos islas eléctricas (la isla Norte y la isla Centro–Sur).

De las simulaciones dinámicas en DigSILENT se registra la evolución en el tiempo de las principales variables del sistema (frecuencia y tensión) para luego compararlas con los registros reales del SCADA y de las PMUs.

Una vez finalizada esta etapa, se habrá cumplido con la **Tarea 3: En base a simulaciones, investigar y verificar si, con los recursos de control de contingencia existentes, el SEN debió permanecer estable, o evitar el apagón total.**

Etapa 4 “Análisis del cumplimiento de la normativa”. El objetivo de esta etapa es verificar si los recursos de control de contingencia con los que cuenta el sistema (EDAC, EDAG, etc.) y las instalaciones de generación operaron de manera adecuada según los requerimientos establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [1].

Para cumplir con este objetivo, se analizan en detalle la secuencia de eventos y desconexiones que se gatillaron después de la falla (E_{DF}^{real}), y que llevaron al apagón total del sistema, de forma de verificar si estos se ajustaron o no a la normativa, es decir, si efectivamente operaron de manera adecuada

Una vez finalizada esta etapa, se habrá cumplido con la ***Tarea 4: Verificar si los recursos de control de contingencia con los que cuenta el sistema (EDAC, EDAG, etc.) y las instalaciones de generación operaron de manera adecuada según lo requerimientos establecidos en la NTSyCS.***

Etapa 5 “Conclusiones y recomendaciones”. El objetivo de esta etapa es emitir las conclusiones del estudio incluyendo posibles incumplimientos de la normativa en relación con la propagación de la falla a todo el sistema. Adicionalmente, se emitirán recomendaciones que permitan, a nivel general, mejorar el nivel de seguridad del SEN.

Una vez finalizada esta etapa, se habrá cumplido con la ***Tarea 5: Emitir conclusiones y verificar los incumplimientos de la normativa identificados por el Coordinador, en relación con la propagación de la falla a todo el sistema.***

3. Información disponible para el desarrollo del estudio

3.1. Introducción

Para la realización del presente estudio, se utilizaron diversas fuentes oficiales de información, siendo el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) la fuente principal. En este contexto, el Coordinador puso a disposición del equipo los Informes de Falla de los Coordinados (generación, transmisión y distribución), el “Estudio para Análisis de Falla EAF 089/2025” [2] y sus anexos, así como otros reportes e información entregada por los Coordinados en el marco de la falla. Asimismo, el CEN entregó un modelo dinámico detallado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en DigSILENT³, que representa las condiciones de operación que tenía el sistema antes de la falla y los principales eventos ocurridos el 25 de febrero después de ocurrida la falla. Adicionalmente, se contó con información detallada sobre la operación real del sistema durante la contingencia, obtenida a través de los registros de la red WAM (por sus siglas en inglés, *Wide Area Monitoring*) del SEN. Por último, el Coordinador también entregó diversos antecedentes del sistema incluyendo, entre otros, detalles sobre la activación y operación de los esquemas de los esquemas EDAC, EDAG, y la modelación de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) del sistema [3].

A continuación, se resumen los aspectos más relevantes de la información utilizada en este estudio en términos de calidad, cantidad, resolución, y utilidad para efectos del análisis desarrollado.

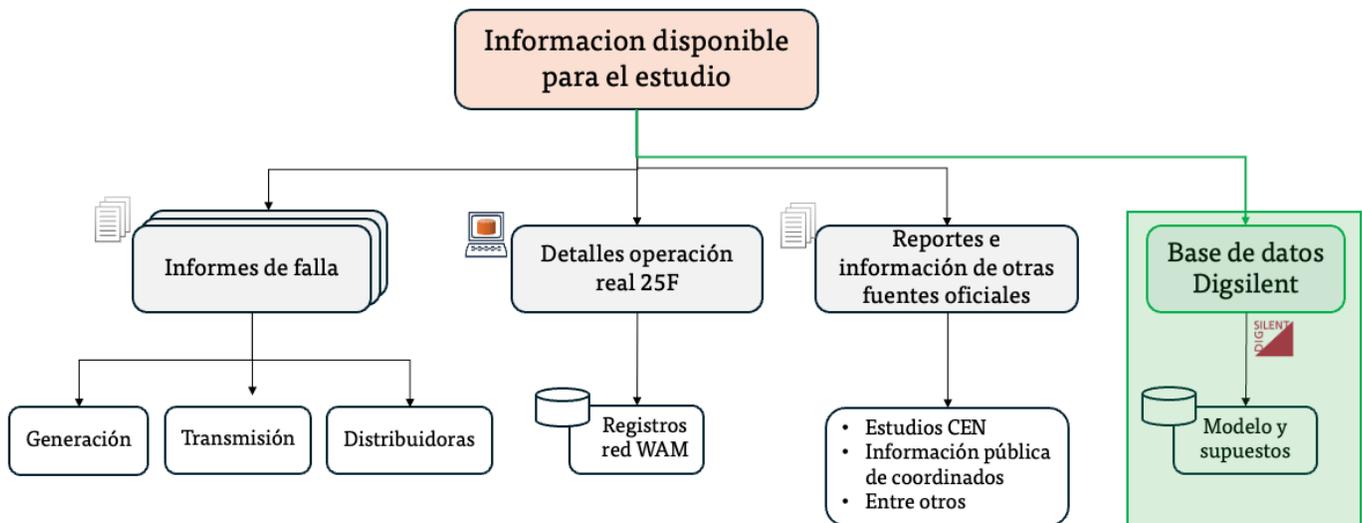


Figura 3—1. Fuentes de información utilizadas en el estudio.

³ El modelo usado para los fines de este estudio corresponde a la versión entregada por el CEN con fecha 4 de abril 2025. No obstante, a partir de dicha fecha, el CEN continuó realizando mejoras al modelo, incorporando nueva información proporcionada por los Coordinados.

3.2. Informes de falla

Con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el Título 6–7 de la NTSyCS, las empresas coordinadas deben presentar al Coordinador informes de falla de 48 horas e informes de falla de 5 días posteriores a la fecha del evento. En este contexto, de un total de 187 Coordinados⁴, solo 102 entregaron sus informes de falla de 48 horas y de 5 días dentro del plazo reglamentario. A continuación, se presenta un resumen de la información contenida en los informes de falla, distinguiendo distintos tipos de Coordinados.

3.2.1. Unidades de generación

Conforme a la información dispuesta por el Coordinador, en total se recibieron datos, incluyendo despachos e informes de falla, de 255 centrales de generación que se encontraban despachadas al momento del evento⁵, de las cuales 128 corresponden a centrales ERNC y 127 a centrales convencionales. Entre estas 255 centrales, se cuenta con informes de falla de 232 unidades: 117 ERNC y 115 convencionales, lo que implica que 23 centrales no remitieron su informe de falla, incurriendo en un incumplimiento normativo. De esas 23 centrales, 11 corresponden a centrales ERNC y 12 a centrales convencionales.

En términos generales, y de acuerdo con el Artículo 6–40 de la NTSyCS [1], los informes de falla deben incluir, además de una descripción de los hechos, información sobre la actuación de las protecciones durante la contingencia, registros oscilográficos y de eventos generados por dichos equipos. Asimismo, el documento debe contener una cronología de eventos sincronizada con la base de tiempo del Sitr del Coordinador, incluyendo las señalizaciones de las protecciones que actuaron, indicando claramente cuáles ordenaron la apertura del interruptor correspondiente. Adicionalmente, el Artículo 8 del Anexo Técnico “Informes de Falla de Coordinados” establece que, si una falla produce pérdida de suministro a clientes finales o existen Instalaciones Afectadas —como ocurrió en el evento del 25 de febrero—, los Coordinados deben enviar, en un plazo no mayor a 5 días hábiles, los registros oscilográficos de protección en formato COMTRADE, .BEN o .DEX. Estos archivos deben ser enviados en formato electrónico, independientemente de que sean presentados impresos o en archivo de tipo PDF. En cuanto a la calidad de los informes en términos de la información contenida, de los 232 informes de falla recibidos, sólo 147 contenían antecedentes suficientemente detallados como para determinar con precisión el instante exacto de desconexión e la unidad de generación. En contraste, 85 unidades no aportaron la información mínima necesaria para estimar dicho instante. En estos casos, los reportes de falla carecían de registros temporales de las protecciones que actuaron durante la falla (ya sea oscilografías o archivos COMTRADE), o bien los registros mostraban resoluciones de tiempo insuficientes (a nivel de minutos o segundos, y no de milisegundos), eran ilegibles, o no correspondían a los registros del evento. Si bien muchas de estas unidades de generación se encuentran cercanas a alguna PMU, los datos de la red WAMS disponibles cubren únicamente un minuto posterior al evento, lo que limita la posibilidad de estimar con precisión el instante de desconexión usando únicamente dichas mediciones. Si bien el Coordinador identificó, cuando era posible, el instante de desconexión de algunas unidades a través del sistema SCADA, esta información es sólo estimada.

⁴ Considerar que un coordinado puede tener varias instalaciones. En este análisis, no se consideran las instalaciones PMGD que pueda tener uno o más Coordinados.

⁵ En este grupo no se incluye PMGDs.

En la siguiente tabla se resumen los aspectos más importantes de la información anteriormente descrita.

Tabla 3–1: Información recibida por parte de unidades de generación.

Tipo de central	Cantidad	Cantidad con informe de falla	Cantidad con información suficiente
Central convencional	127	115	77
Central ERNC	128	117	70
Total	255	232	147

A partir de los informes de falla proporcionados por las distintas unidades generadoras, y considerando además la corrección de los registros de tiempo, se elaboraron dos tablas que resumen las desconexiones ocurridas durante el evento del 25 de febrero (25F) de las cuales se tiene registro. La Tabla 3–2 presenta un resumen de las desconexiones de generación ocurridas en la isla Norte durante el evento, diferenciando entre generación convencional y ERV. Esta tabla incluye:

- La ventana de tiempo en que ocurrió la desconexión (medida desde el instante de la falla),
- La cantidad de centrales que se desconectaron en dicha ventana,
- La generación desconectada (en MW), y
- La generación acumulada hasta ese momento.

De forma análoga, la Tabla 3–3 presenta la misma información para la isla Centro–Sur. Cabe destacar que, en ambas tablas, la penúltima fila (correspondiente a la ventana de tiempo > 240 segundos para la isla Norte y > 5,5 segundos para la isla Centro–Sur), agrupa un número significativo de centrales, dado que en esos instantes ambas islas se encontraban próximas al colapso, lo que dio lugar a desconexiones masivas. Además, la última fila incluye aquellas centrales para las cuales no fue posible determinar con certeza el instante de desconexión, debido a la ausencia o insuficiencia de información técnica en los informes entregados por los Coordinados. El detalle de las desconexiones consideradas en las simulaciones se presenta en el Anexo 1. Adicionalmente, el detalle de la información recopilada sobre las desconexiones de centrales generadoras se encuentra disponible en la planilla Excel titulada “DesconexionesGeneracion25F_FINAL”.

Tabla 3–2: Desconexiones de unidades de generación reportadas durante el evento – Isla Norte.

Ventana de tiempo desde la falla	Cantidad de centrales		Generación en MW		Generación acumulada en MW
	Convencionales	ERV	Convencionales	ERV	
< 0,941 [s]	1	0	80,00	0,00	80,00
	Desconexión línea 220 kV Seccionadora Francisco – Paposó				
0,941 [s] – 1,566 [s]	4	2	280,00	210,00	570,00
	Desconexión línea 2x220 kV Punta Colorada – Pan de Azúcar				
1,567 [s]	SEN queda dividido en dos islas				
1,567 [s] – 10 [s]	1	6	11,97	265,03	847,00
10 [s] – 20 [s]	1	19	1,30	698,77	1547,07
20 [s] – 120 [s]	0	5	0,00	242,95	1790,02
120 [s] – 180 [s]	1	3	4,00	250,00	2044,02
180 [s] – 230 [s]	0	3	0,00	77,76	2121,78
230 [s] – 240 [s]	0	10	0,00	699,89	2821,67
> 240 [s]	6	20	191,50	1749,53	4762,70

Sin información	1	9	4,76	308,30	5075,76
-----------------	---	---	------	--------	---------

Tabla 3–3: Desconexiones de unidades de generación reportadas durante el evento – Isla Centro–Sur.

Ventana de tiempo desde la falla	Cantidad de centrales		Generación en MW		Generación acumulada en MW
	Convencionales	ERV	Convencionales	ERV	
< 0,941 [s]	2	3	24,90	75,14	100,04
0,941 [s]	Desconexión línea 220 kV Seccionadora Francisco – Paposó.				
1,09 [s]	1	0	2,50	0,00	102,54
1,567 [s]	Desconexión línea 2x220 kV Punta Colorada – Pan de Azúcar. SEN queda dividido en dos islas				
1,567 [s] – 4 [s]	4	0	327,24	0,00	429,78
4,0 [s] – 4,5 [s]	7	0	193,81	0,00	623,59
4,5 [s] – 5 [s]	4	5	131,1	195,4	950,09
> 5,5 [s]	64	38	1388,65	1202,95	4358,26
Sin información	5	0	59,10	0,00	4417,36

3.2.2. Empresas de transmisión

A partir de los informes de falla disponibles de las empresas transmisoras, se observa que solo algunas instalaciones entregan detalles sobre el funcionamiento y actuación de sus sistemas de protección. En la mayoría de los casos, particularmente en subestaciones ubicadas inmediatamente aguas arriba de los centros de consumo, no se proporciona información sobre la operación de las protecciones; y/o declaran que la falla ocurrió en instalaciones externas, sin entregar mayores detalles. Esto implica que no se cuenta con antecedentes relevantes para determinar los instantes de apertura de los interruptores asociados a dichas instalaciones. Sólo en el caso de algunas subestaciones de transmisión, los IF entregan información relacionada con la actuación de protecciones y sistemas EDAC. A modo ilustrativo, la Figura 3—2 presenta un extracto de un informe de falla elaborado por una empresa transmisora en cuyas subestaciones se tienen alimentadores en el lado MT de dichas instalaciones. En este caso, se puede notar que la información proporcionada no permite determinar con precisión el instante de desconexión de sus instalaciones, siendo útil únicamente para cuantificar el monto de carga desconectada. No obstante, en otros informes, algunas empresas transmisoras sí proporcionan antecedentes adicionales que permiten caracterizar en detalle las desconexiones ocurridas, tales como archivos COMTRADE y/o registros oscilográficos de los sistemas de protección.

DETALLE INSTALACIONES AFECTADAS								
Subestaciones	Transformador	N°	Alimentador	Nema	MW	Hora desconexión	Hora recuperación	Duración
S/E Yerbas Buenas	154/13,2 kV	1	Llano Blanco	52C2	3,62	25-02-2025 15:15:43	26-02-2025 0:33:43	9:18:00
			Peñuelas	52C1	3,93	25-02-2025 15:15:43	26-02-2025 0:34:08	9:18:25
S/E Linares Norte	66/13,2 kV	1	Linares Norte	31-4391	-3,80	25-02-2025 15:15:43	26-02-2025 0:42:23	9:26:40
			Linares Sur	31-4391	0,00	25-02-2025 15:15:43	26-02-2025 0:46:02	9:30:19
	66/13,2 kV	2	Industrial	52C2	-7,25	25-02-2025 15:15:43	26-02-2025 0:49:21	9:33:38
S/E Panimavida	66/13,2 kV	1	Colbun	52C1	2,09	25-02-2025 15:15:43	26-02-2025 0:40:30	9:24:47
	66/13,2 kV	2	Panimavida	52C2	0,00	25-02-2025 15:15:43	26-02-2025 0:40:58	9:25:15
			Total		-1,41			

Figura 3—2. Detalle de información de un informe de falla de empresa transmisora.

3.2.3. Empresas de distribución

A partir de los informes de falla disponibles de las empresas distribuidoras, se observa que, en su mayoría, estos sólo reportan la pérdida de suministro por alimentador en términos de potencia en MW, sin proporcionar información sobre la actuación de las protecciones. Adicionalmente, los tiempos de desconexión de carga reportados suelen consignarse con horarios aproximados, como las 15:15 o 15:16 horas, cuya resolución temporal no es suficiente para reconstruir la secuencia de actuación de los distintos EDAC distribuidos en el sistema, tanto EDAC–BF como EDAC–CE.

En el caso de alimentadores que cuentan con unidades PMGD conectadas aguas abajo, sólo en algunos informes de falla se entrega información sobre la inyección de dichas unidades y su relación con los EDAC (EDAC–BF o EDAC–CE), conectados en el alimentador, lo que impone un desafío para efectos del análisis. Para ilustrar lo descrito, la Figura 3—3 a) muestra un alimentador con una carga y un PMGD conectados. Según este esquema, el informe de falla de la distribuidora reportaría que la potencia desconectada por el EDAC es de 3 MW, sin especificar que dicha desconexión corresponde, en realidad, a 8 MW de carga y 5 MW del PMGD aguas abajo del punto de medición. Por otro lado, también se identificaron informes que reportan alimentadores con una potencia desconectada neta negativa, lo que reflejaría que dichos alimentadores tienen una inyección de PMGDs mayor que la carga conectada. Lo anterior se ilustra en la Figura 3—3 b).

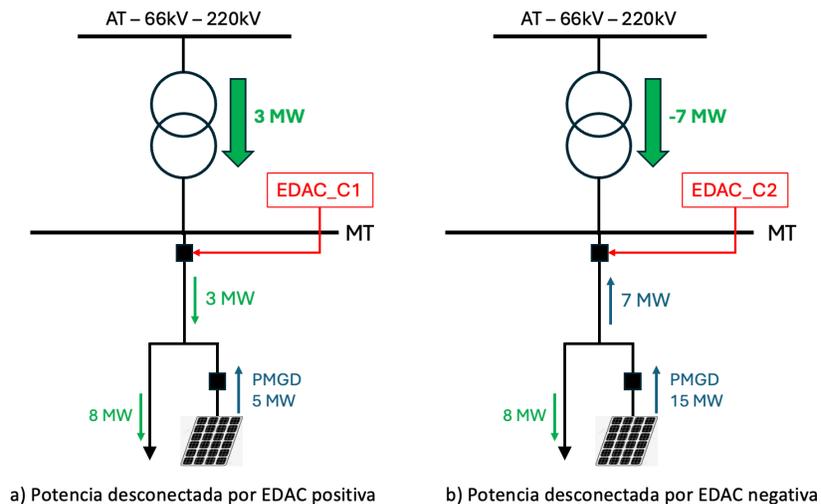


Figura 3—3. PMGDs conectadas aguas debajo de alimentadores.

La Figura 3—4 presenta, a la izquierda, la distribución de los EDACs implementados en el SEN, y a la derecha, el grado de completitud de la información disponible en los respectivos informes de falla. Del total de 789 EDACs instalados en el SEN, se cuenta con información completa para 408 de ellos. Esta información incluye los ajustes de configuración del esquema, el tiempo de actuación registrado y la carga efectivamente desconectada durante el evento correspondiente.

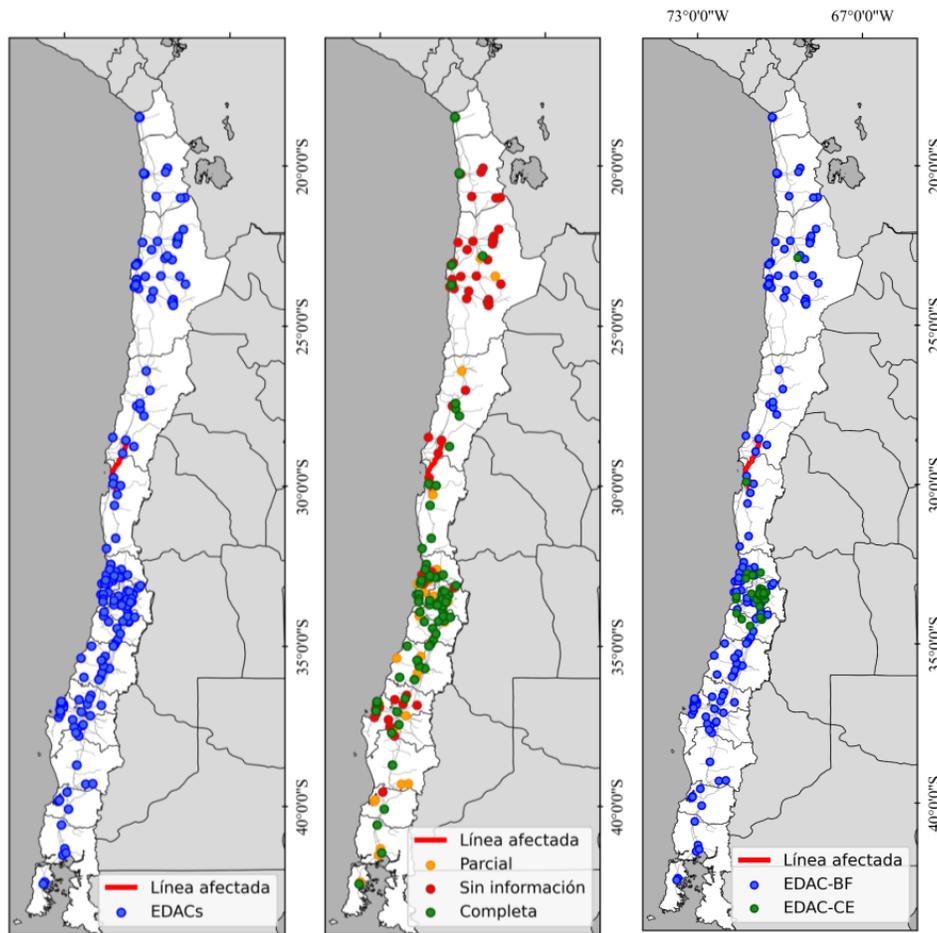


Figura 3—4. Calidad de la información recibida de los EDACs.

A continuación, se presenta un análisis orientado a determinar en qué casos la operación de los esquemas EDAC — tanto EDAC–BF como EDAC–CE— provocó la desconexión de instalaciones PMGDs conectadas en el mismo alimentador. Para ello, se recopiló información a partir de los informes de falla proporcionados por las empresas distribuidoras y transmisoras, junto con sus respectivos anexos (en particular, registros de protecciones cuando fueron enviados), así como un listado detallado de los esquemas de EDAC–BF y EDAC–CE entregado por el CEN [Archivo–5]. Con estos antecedentes, fue posible identificar parte de las desconexiones de PMGD ocurridas durante el evento del 25F debido a la actuación de EDACs. El análisis incluyó un total de 744 PMGDs que, a la fecha del evento, se encontraban en operación en el SEN según la Plataforma de Registro de Medidas (PRMTE) del Coordinador [5].

El análisis se inició con la identificación de los alimentadores que contaban simultáneamente con inyección de PMGDs y esquemas EDAC programados. Posteriormente, en aquellos casos en que las empresas transmisoras entregaron informes de falla detallados, estos fueron revisados con el objetivo de determinar el instante de apertura del alimentador asociado a la operación del esquema correspondiente. Cabe destacar que, debido a las limitaciones de la información disponible en los informes de falla, sólo en algunos casos fue posible establecer con precisión el momento exacto en que se produjo la desconexión de PMGDs como consecuencia de la actuación de un EDAC —ya fuera de EDAC–BF o por EDAC–CE—. La Tabla 3–4 resume el análisis realizado sobre los PMGDs

operativos en el SEN al momento de la falla y su relación con los esquemas EDACs. De la tabla se observa que, de un total de 744 PMGDs, 238 se encuentran aguas abajo de un EDAC: 146 asociados a EDAC–BF y 92 a EDAC–CE.

Tabla 3–4: Resumen de PMGDs (desarrollo propio).

Situación PMGD	MW	Cantidad de PMGDs
Total despachado en el instante de la falla	2194,81	744
Total despachado entre PMGDs con un EDAC aguas arriba	738,20	238
BF	447,40	146
CE	290,81	92
Total despachado PMGDs sin EDAC	1459,74	506

La Tabla 3–5 presenta un resumen de las desconexiones de PMGDs atribuibles a la acción de los EDACs durante el evento del 25F en la zona centro–sur, considerando sólo aquellos casos en que se conoce con certeza el instante de desconexión. La información se organiza agrupada por ventanas de tiempo, incluyendo, para cada una de ellas, la cantidad de unidades desconectadas, la generación correspondiente al bloque y la generación acumulada (en MW)⁶. Adicionalmente, la última fila (destacada en naranja), contabiliza un total de 273,07 MW de generación PMGD desconectada, para la cual no fue posible identificar el instante de desconexión. No obstante, es importante mencionar que, aunque no se sabe el instante de desconexión, sí se tiene certeza de que estas desconexiones fueron provocadas por la actuación de EDACs, ya sea por esquemas de baja frecuencia o contingencia extrema. El detalle de las desconexiones por acción de EDACs se encuentra en el Anexo 2. El Anexo incluye dos tablas: una con los casos en que se dispone del instante de desconexión, y otra con aquellos en que dicho instante no pudo ser determinado debido a la baja calidad de los registros disponibles en los informes de falla. Adicionalmente, el detalle de la información recopilada sobre las desconexiones de PMGDs y su relación con los EDAC se encuentra disponible en la planilla Excel titulada “GeneracionPMGD–Cluster–EDAC–FINAL”.

Tabla 3–5: Desconexiones de PMGDs en la zona centro–sur por acción de a EDACs durante el 25F (desarrollo propio).

Ventana de tiempo desde la falla	Cantidad de unidades PMGDs	Generación del bloque MW	Generación acumulada en MW
0 [s] – 1,567 [s]	122	397,36	397,36
1,567 [s] – 2,8 [s]	8	23,48	420,84
2,8 [s] – 5 [s]	0	0	420,84
5 [s] – 240 [s]	15	44,30	465,13
TOTAL PMGDs desconectados durante la falla			465,13
PMGDs asociados a un EDAC pero sin información de desconexión	93	273,07 MW	

⁶ En el caso de la zona norte, solo se registró la desconexión de 29,36 MW de PMGDs debido a la actuación de esquemas EDAC, desconexiones que, en su mayoría, ocurrieron en los instantes previos al colapso de la isla norte, alrededor del segundo 239,36 del evento.

3.3. Detalles operación real 25F – Red WAM

Tal como se indicó en la introducción, el CEN proporcionó información detallada sobre la operación real del sistema durante el evento del 25F registrada a través de la red WAM del SEN. Específicamente, el Coordinador entregó los registros correspondientes a 15 unidades PMUs, de un total de 86 distribuidas a lo largo del SEN [5]. Los registros contienen información de los fasores de tensión, frecuencia por barra, y flujos de potencia por las líneas. A modo ilustrativo, la

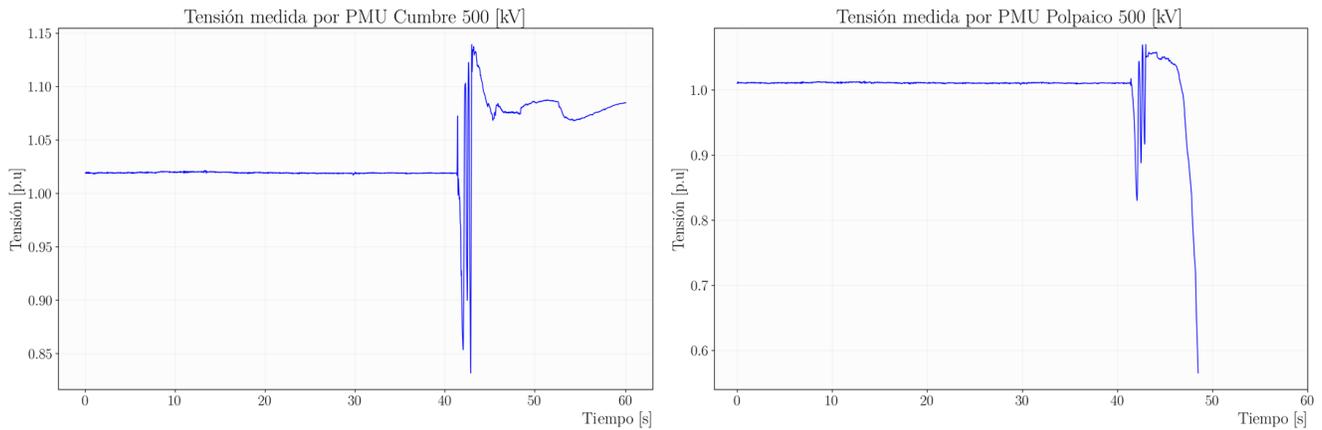


Figura 3—5 y Figura 3—6 muestran la evolución de la tensión y frecuencia registrada por las PMUs instaladas en las subestaciones Cumbres 500 kV y Polpaico 500 kV.

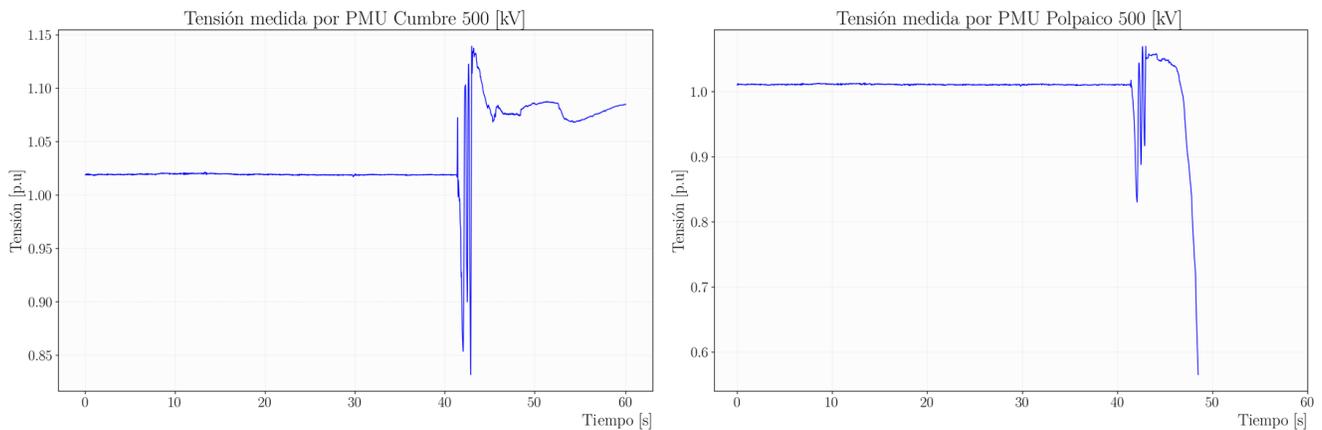


Figura 3—5. Tensión registrada en Cumbres 500 kV y Polpaico 500 kV por PMUs.

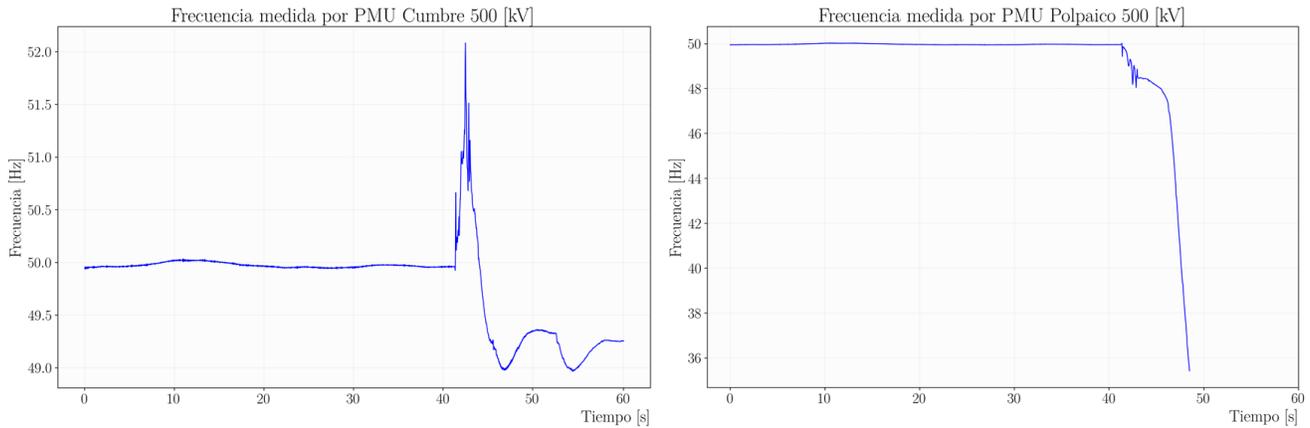


Figura 3—6. Frecuencia registrada en Cumbres 500 kV y Polpaico 500 kV por PMUs.

La resolución de las mediciones de las PMUs es de 20 milisegundos, por un periodo de tiempo de hasta 60 segundos contados desde el instante de la falla⁷. La Figura 3—7 muestra la distribución geográfica de las PMUs que registraron el evento, así como la barra de conexión. La tabla a la derecha incluye los nombres de las barras de conexión de cada PMU. Es importante destacar que no hubo PMUs con registros del evento en la cercanía de la falla.

⁷ A pesar de que el registro de mediciones entregado por el CEN considera desde las 15:15:00 a las 15:16:00, algunas PMUs de la zona centro-sur interrumpieron sus registros antes, como consecuencia del blackout.

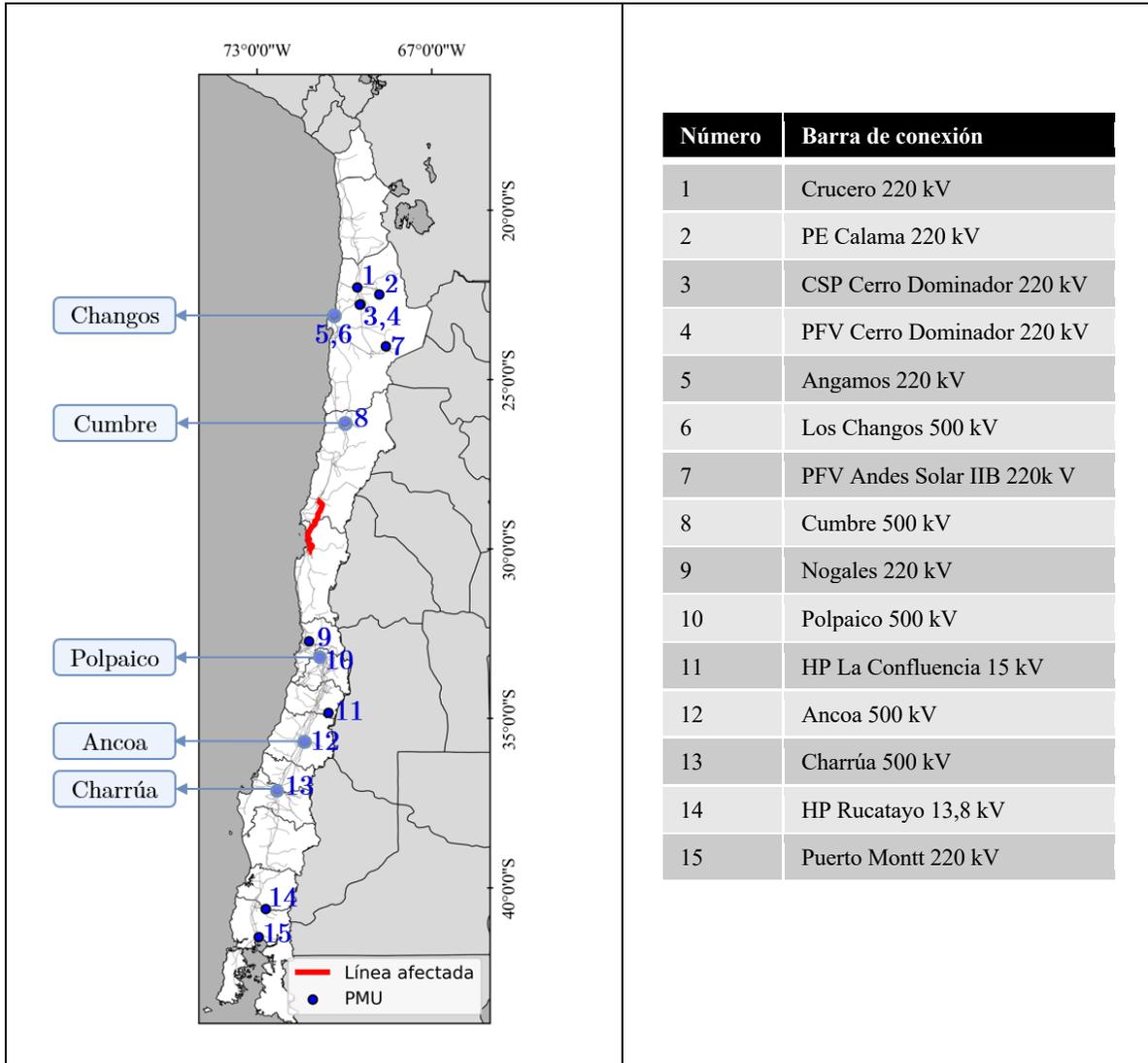


Figura 3—7: Ubicación de las PMUs que registraron el evento y punto de conexión a la red.

3.4. Reportes e información de otras fuentes oficiales

Además de la información detallada en las secciones anteriores, para el estudio se recopiló y procesó información de archivos de datos provenientes de distintas entidades, entre las que se incluyen el CEN y empresas distribuidoras. Estos archivos contienen antecedentes técnicos relevantes sobre los PMGDs, los EDACs y la topología de la red de transmisión del sistema. Entre los archivos de datos que se utilizaron en el estudio se encuentran:

- [Archivo-1] **Clústers de PMGDs en modelo DigSILENT:** El Coordinador proporcionó una planilla Excel con las agrupaciones de PMGD consideradas en el modelo del SEN en DigSILENT, incluyendo la capacidad instalada y potencia de inyección de cada grupo de PMGDs.
- [Archivo-2] **Caracterización de PMGDs:** Se utilizó información pública disponible de las empresas distribuidoras para elaborar un archivo que consolida antecedentes relevantes de cada unidad PMGD en operación

en Chile. Este archivo incluye, entre otros, la capacidad instalada, nombre del proyecto, subestación y alimentador de conexión, tecnología utilizada y la fecha de puesta en servicio.

- [Archivo-3] **Generación horaria de PMGD:** A partir de la plataforma de Registro de Medidas (PRMTE) del Coordinador [5], se construyó una base de datos con los valores de generación en MW de cada PMGD a las 15:00 horas del día del evento. Esta información se consideró representativa del estado del sistema antes de la falla, dado que la mayor parte de la generación PMGD corresponde a solar fotovoltaica, cuyo perfil de producción presenta poca variabilidad en ese horario y época del año.
- [Archivo-4] **Condición de instalaciones de transmisión:** Mediante la carta DE03778–24 [6], de julio de 2024, el Coordinador informó el listado de instalaciones de transmisión del SEN que, a esa fecha, se encontraban operando en condición de normalmente abiertas, desconectadas o desenergizadas. Esta información resulta clave para el análisis detallado de la topología de la red al momento del evento.
- [Archivo-5] **EDACs instalados:** En CEN entregó una planilla con el detalle de los ajustes y montos asociados a los EDACs disponibles a lo largo del SEN, los cuales fueron instruidos por el propio CEN. La información incluye tanto esquemas de desconexión por baja frecuencia como por contingencia extrema. Este documento corresponde al Anexo N°8 del EAF [7].

Adicionalmente, se utilizaron varios estudios realizados por el Coordinador, entre los que destacan el “Estudio de esquema de desconexión automática de carga” del 2020 [8] y el “Plan de defensa contra contingencias extremas” del 2024 [9], entre otros. A continuación, se resume la información clave de ambos informes para efectos del estudio.

Estudio de esquema de desconexión automática de carga (2020)

Conforme a lo establecido en el “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga” vigente, la propuesta de implementación de EDAC tiene por objetivo homogeneizar los criterios de operación en todas las zonas del SEN asegurando que los montos porcentuales de carga a desconectar sean equiparables y equitativos entre las distintas zonas del sistema. La Tabla 3–6 presenta los escalones y el monto de carga a desconectar según lo instruido por el CEN mientras que la Tabla 3–7 muestra su distribución por zonas. Los valores mínimo y máximo indicados en ambas tablas corresponden a los escenarios de demanda baja y alta considerados en el estudio.

Tabla 3–6: Escalones de EDAC por subfrecuencia en el SEN.

Escalón	Ajuste	Monto de carga [%]	Monto de carga [MW]	
			Mínimo	Máximo
Escalón 1	48.9 [Hz]	2	132	197
Escalón 2	48.7 [Hz]	3	197	295
Escalón 3	48.5 [Hz]	4	263	394
Escalón 4	48.3 [Hz]	6	395	591
Escalón 5	49.0 Hz / –0.6 [Hz/s]	5	329	492
Escalón 6	48.8 Hz / –0.6 [Hz/s]	5	329	492
TOTAL		25	1644	2462

Tabla 3–7: EDAC por subfrecuencia en el SEN por zona.

Zona	Monto de carga [MW]	
	Mínimo	Máximo
Norte Grande	599	637
Atacama	133	143
Coquimbo	80	107
Chilquinta – Aconcagua	118	204
Metropolitana	272	674
Troncal	146	151
Sistema 154 – 66 kV	94	198
Charrúa	34	52
Concepción	105	148
Araucanía	63	149
Total	1644	2462

De acuerdo con el “Informe de Servicios Complementarios año 2025”, de diciembre de 2024 [10], en la actualidad, el EDAC por subfrecuencia propuesto se encuentra en proceso de adecuación e implementación, tanto en lo referido a sus ajustes como al monto de carga asociado. Por lo anterior, el esquema vigente corresponde al descrito en el Anexo E del mencionado Informe. En este esquema, el EDAC del Norte Grande está conformado por 8 escalones, activados por umbrales de frecuencia absoluta. El primer escalón está ajustado a 49.0 Hz y el último a 48.3 Hz, con incrementos de 0.1 Hz entre escalones⁸. La carga total asociada a este esquema de EDAC corresponde aproximadamente al 30% de la demanda del Norte Grande.

Por otro lado, el EDAC del resto del SEN está conformado por seis escalones: dos escalones (escalones 1 y 3) activados por tasa de variación de frecuencia de -0.6 Hz/s supervisados por umbrales de frecuencia absoluta de 49.0 Hz y 48.8 Hz, y cuatro escalones (escalones 2, 4, 5 y 6) activados exclusivamente por umbrales de frecuencia absoluta fijados en 48.9 Hz, 48.7 Hz, 48.5 Hz y 48.3 Hz. El diseño de este EDAC considera una carga total de 21.6% de la demanda de este subsistema. La tabla a continuación presenta los montos de carga a desconectar por zona, conforme al EDAC por subfrecuencia vigente, según lo establecido en el Anexo E – Recursos de Control de Contingencias) del Informe de SSCC de 2025 [10].

Tabla 3–8: EDAC por subfrecuencia vigente por zonas en el SEN.

Zona	Monto de carga [MW]	
	Mínimo	Máximo
Norte Grande	707.4	707.4
Atacama	72.8	104.5
Coquimbo	62.0	127.5
Chilquinta – Aconcagua	142.3	171.0
Metropolitana	406.4	923.7
Troncal	30.9	50.6
Sistema 154 – 66 kV	154.9	268.5
Charrúa	60.6	124.7
Concepción	141.9	166.7

⁸ A la fecha, el escalón de 49.0 Hz se encuentra inhabilitado por temas de estandarización.

Zona	Monto de carga [MW]	
	Mínimo	Máximo
Araucanía	67.1	115.8
Total	1846.2	2760.3

Adicionalmente, la Tabla 3–9 y la Tabla 3–10 muestran los montos de carga por EDAC de subfrecuencia en el norte grande y en el centro–sur del SEN, respectivamente.

Tabla 3–9: EDAC por subfrecuencia vigente en el norte grande del SEN.

Escalón		Carga asignada por escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 1*	49,0 Hz	–	–
Escalón 2	48,9 Hz	52.0	52.0
Escalón 3	48,8 Hz	102.9	154.9
Escalón 4	48,7 Hz	90.9	245.8
Escalón 5	48,6 Hz	104.8	350.6
Escalón 6	48,5 Hz	117.9	468.5
Escalón 7	48,4 Hz	119.7	588.2
Escalón 8	48,3 Hz	119.2	707.4

*Escalón actualmente deshabilitado.

Tabla 3–10: EDAC por subfrecuencia vigente en el centro sur del SEN.

Participación en EDAC por baja frecuencia*							
ZONA	Escalón 1	Escalón 2	Escalón 3	Escalón 4	Escalón 5	Escalón 6	Total
	49.0 Hz; – 0.6 Hz/s	48.9 Hz	48.8 Hz; – 0.6 Hz/s	48.7 Hz	48.5 Hz	48.3Hz	
Atacama	(10 – 22)	(23 – 13)	(10 – 19)	(16 – 23)	(12 – 26)	(2 – 1)	(73 – 104)
Coquimbo	(16 – 40)	(18 – 23)	(15 – 34)	(9 – 11)	(3 – 18)	(1 – 2)	(62 – 127)
Quinta Región	(21 – 56)	(23 – 22)	(37 – 48)	(19 – 12)	(34 – 23)	(8 – 10)	(142 – 171)
Metropolitana	(65 – 207)	(61 – 142)	(42 – 170)	(75 – 143)	(104 – 145)	(58 – 117)	(406 – 924)
Troncal Centro	(9 – 10)	(2 – 8)	(7 – 12)	(8 – 8)	(3 – 7)	(1 – 6)	(31 – 51)
Sistema 154 – 66 kV	(26 – 74)	(28 – 49)	(52 – 88)	(28 – 21)	(11 – 18)	(9 – 19)	(155 – 268)
Charrúa	(16 – 53)	(5 – 4)	(15 – 10)	(11 – 13)	(12 – 39)	(2 – 7)	(61 – 125)
Concepción	(65 – 57)	(17 – 17)	(27 – 46)	(14 – 30)	(12 – 9)	(7 – 8)	(142 – 167)
Araucanía	(11– 30)	(7 – 9)	(24 – 46)	(9 – 16)	(2 – 8)	(14 – 8)	(67 – 116)
Total de carga en MW del Centro Sur del SEN que participa del EDAC BF							(1139 – 2053)

*Montos en MW representan escenarios de demanda baja y alta respectivamente.

Plan de defensa contra contingencias extremas

De acuerdo con el Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) vigente [9], publicado el 17 de diciembre del 2024, en la Zona Norte del SEN, asociada a los tramos en 500 kV entre las subestaciones Los Changos y Polpaico, se registran modificaciones respecto del estudio anterior del 2020 (ver PDCE del 2020 [11]). Estos cambios corresponden a adecuaciones del PDCE Zona Norte debido a la entrada en operación de la S/E Seccionadora Parinas (actualmente S/E Jadresic), los que aplican para fallas de severidad 6 en las siguientes líneas de transmisión de 500 kV: Cumbre – Nueva Cardones, Nueva Cardones – Nueva Maitencillo y Parinas – Cumbre. Asimismo, el análisis indica que no se introducen cambios en el PDCE de la Zona Norte del SEN para el evento asociado a la contingencia de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, manteniéndose lo establecido en el Estudio para Diseño de Detalle del PDCE Zona Norte del SEN del 2019 [12].

El PDCE de la Zona Norte se encuentra diseñado para evitar fenómenos de inestabilidad que pueden producirse ante una falla de severidad 6 en alguna de las líneas de 500 kV que se extienden desde la S/E Los Changos hasta la S/E Polpaico. El principal recurso contemplado en este esquema corresponde a un automatismo de apertura de distintas líneas ubicadas en los corredores de 500, 220 o 100 kV —dependiendo de la línea de 500 kV involucrada—, con el fin de seccionar el sistema en dos islas eléctricas. En particular, para la apertura de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, el PDCE de la Zona Norte considera el automatismo de apertura de las líneas **2x220 kV Maitencillo – Don Héctor** (extremo Maitencillo), **2x220 kV Nueva Maitencillo – Pan de Azúcar** (extremo Nueva Maitencillo), y **1x110 kV Maitencillo – Pan de Azúcar** (extremo Maitencillo).

Cabe destacar que el rango de validez del PDCE Zona Norte vigente [9], contempla flujos máximos de hasta 1600 MW en sentido Norte → Sur y de 1000 MW en sentido Sur → Norte. Dichos límites aseguran que, ante la ocurrencia de una contingencia de severidad 6, el SEN no experimente un apagón total. Sin embargo, para flujos que superen esos valores, el riesgo de apagón dependerá de las condiciones de operación —como el nivel y distribución de la inercia, la demanda y la penetración de generación renovable y sincrónica, entre otros factores. Es importante precisar que el límite de 1600 MW aplica únicamente en el contexto de una falla de severidad 6; frente a otras contingencias, como la ocurrida el 25F, el rango de validez puede diferir. Finalmente, la NTSyCS, en sus **Artículos 5-6 y 5-7**, establece que la planificación de la operación del SI debe realizarse bajo el criterio N-1, de modo que una contingencia simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones, mediante el uso de los Recursos Generales de Control de Contingencias —exceptuando los SSCC de EDAG, ERAG o EDAC. En consecuencia, el Coordinador no puede restringir la operación económica del sistema para forzar que los flujos se mantengan por debajo del límite superior del rango de validez del PDCE de 1600 MW.

De acuerdo con el documento de Recursos para Control de Contingencias vigente (Anexo E del Informe de SSCC 2025 [10]), los automatismos asociados a la apertura de líneas contemplados para enfrentar las contingencias del PDCE Zona Norte aún no se encuentran implementados. De hecho, a la fecha, sólo se encuentran habilitados los recursos de control de frecuencia asociados a EDAC y EDAG para eventos clasificados como contingencias extremas en todo el SEN. La Tabla 3–11 y la Tabla 3–12 muestran los EDACxCEx vigentes en el Centro Sur del SEN y EDAGxCEx vigentes en la Zona Norte del SEN, respectivamente.

Tabla 3–11: EDACxCEx por subfrecuencia vigente en el Centro–Sur del SEN.

Coordinado	Carga comprometida [MW]	Ajustes Frecuencia	
		Umbral [Hz]	Gradiente [Hz/seg]
Angloamerican (División El Soldado)	6.8	49.5	-1.9
Angloamerican (División Los Bronces)	38.1	49.5	-1.2
Cementos Melón	2.4	49.5	-1.9
Cementos Polpaico	10	49.5	-1.9
CMPC Cartulinas (Procart)	12	49.5	-1.9
CMPC Papeles Cordillera (Puente Alto)	7.6	49.5	-1.9
Codelco (División Andina)	18	49.5	-1.2
Codelco (División El Teniente)	50	49.5	-1.9
Codelco (División Ventanas)	9.5	49.5	-1.9
Cristalerías Chile	2.2	49.5	-1.9
Minera Los Pelambres (Piuquenes)	28.5	49.5	-1.9
Minera Valle Central	2.4	49.5	-0.9
Minera Valle Central	5.4	49.5	-1.2
Grupo CGE	71	49.5	-0.9/-1.9
Enel Distribución	345	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
Chilquinta	53.7	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
E. E. Puente Alto	6.4	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
El Litoral	2.55	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
Total [MW]	671.55		

Tabla 3–12: EDAGxCEx por sobrefrecuencia vigente en Zona Norte del SEN.

Escalón	Ajuste de frecuencia [Hz]	Potencia Gen. Objetivo [MW]
I	51.3 [Hz]	250
II	51.4 [Hz]	277
III	51.5 [Hz]	250
IV	51.6 [Hz]	340
V	51.8 [Hz]	375
VI	0.9 [Hz/s] – 51 [Hz]	516
VII	1.2 [Hz/s] – 51 [Hz]	517
	Total [MW]	2525

3.5. Base de datos DigSILENT: Modelo teórico del CEN

3.5.1. Introducción al modelo entregado por el CEN

Para el análisis del evento del 25F en el marco del presente estudio, el Coordinador proporcionó, el 4 de abril del 2025, un modelo dinámico del sistema desarrollado en DigSILENT (identificado como Mod_{CEN} en la Figura 2–1)⁹. El objetivo de dicho modelo es evaluar si, considerando los recursos de control de contingencia definidos e

⁹ No obstante, es importante señalar que, a partir de dicha fecha, el CEN ha continuado realizando mejoras al modelo, incorporando nueva información proveniente de los Coordinados.

instruidos por el propio CEN, el SEN debió haber permanecido estable o, al menos, evitar el apagón total frente a la falla del 25F. Por esta razón, en el presente documento se hará referencia a este modelo como el “*Modelo teórico del CEN*”.

El modelo está compuesto por un total de 3847 barras, 417 generadores sincrónicos (equivalentes a 210 centrales de generación), 198 centrales ERNC (69 centrales eólicas y 129 fotovoltaicas), y 48 PMGDs equivalentes. La tabla a continuación resume las principales características de las unidades de generación incluidas en el modelo dinámico del SEN.

Tabla 3–13: Detalles de unidades de generación incluidas en el modelo.

Central de generación	Centrales de generación en la base de DigSILENT		
	Total de unidades modeladas	Unidades despachadas	Unidades despachadas con modelo dinámico
Generadores convencionales	417	120	120
Generadores eólicos	69	55	55
Generadores fotovoltaicos	129	93	93
PMGDs equivalentes	48	47	47
TOTAL	663	315	315

Tal como se puede observar en la tabla, el modelo dinámico del sistema incorpora un total de 48 unidades PMGDs equivalentes, modeladas en distintos niveles de tensión en DigSILENT. Cada una de estas unidades PMGD equivalentes implementadas en el modelo, representa un conjunto de PMGDs reales que han sido agrupados y representados en DigSILENT como un único “generador equivalente”, con el objetivo de reducir la complejidad del modelo. Según lo indicado por el CEN, estas 48 PMGDs equivalentes se obtienen a partir de un proceso de clusterización a nivel de potencia instalada que considera agrupación por zona y/o por cercanía eléctrica aplicado al total de PMGDs existentes en el SEN. La Figura 3–8 ilustra este proceso de clusterización para un caso representativo con 9 PMGDs¹⁰. Se observa que los 9 PMGDs del sistema original – conectados en 66 y 110 kV – se agrupan en un único PMGD equivalente, denominado “PMGD–A”, que se modela conectado en 220 kV.

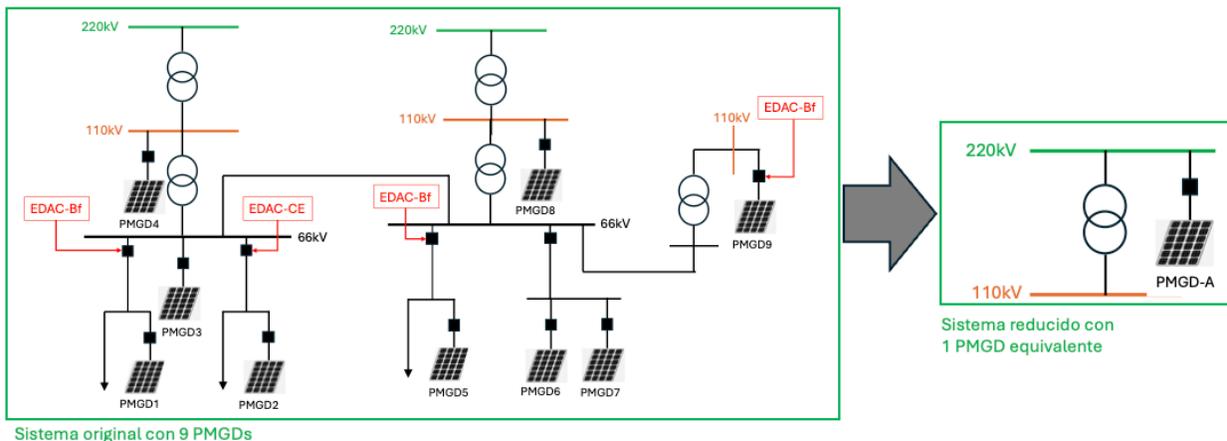


Figura 3–8. Ilustración del proceso de clusterización de PMGDs.

¹⁰ Los niveles de tensión indicados en la figura son sólo ilustrativos.

La Tabla 3–14 resume las principales características de los 48 PMGDs incluidos en el modelo del SEN en DlgSILENT. Se observa que la mayoría de las PMGDs se modelan conectadas en 66 kV y 110 kV, y que todas cuentan con modelos dinámicos activos.

Tabla 3–14: Detalle de unidades PMGDs incluidas en el modelo.

Nivel de tensión en el punto de conexión	Unidades PMGDs en la base de DlgSILENT			
	Cantidad de PMGDs modelados	Rango de potencia MW	Unidades con modelo dinámico	Potencia despachada total MW
66V	21	6,7 – 250	Todos los activos	1053,26
110V	21	21 – 216	Todos los activos	942,57
154 kV	1	58	Todos los activos	31,11
220 kV	5	34 – 208	Todos los activos	273,05
TOTAL	48		TOTAL	2299,99

En cuanto a los EDACs incluidos en el modelo, este cuenta con un total de 343 EDACs, de los cuales 252 corresponden a esquemas por baja frecuencia y 91 a esquemas por contingencia extrema según lo instruido. La tabla a continuación resume los EDAC que tiene el SEN separados por zona norte y zona centro–sur del sistema. Para efectos del presente informe, la zona norte es la que comprende desde las S/E Maitencillo 500 kV – S/E Punta Colorada 220 kV hacia el norte del país.

Tabla 3–15: Detalle de EDACs incluidos en el modelo.

Isla	EDACs en la base de DlgSILENT		
	Cantidad de EDACs modelados	Baja frecuencia (BF)	Contingencia extrema (CE)
Norte	104	104	0
Centro–Sur	239	148	91
TOTAL	343	252	91

3.5.2. Modelos dinámicos de ERNC y PMGDs

Las unidades renovables incluidas en la base de datos presentan una amplia variedad de modelos dinámicos. La mayoría de ellas, tanto solares fotovoltaicas como eólicas, utilizan modelos basados en los estándares del *Western Electricity Coordinating Council* (WECC). En particular, 106 de las 172 unidades modeladas emplean este tipo de representación, mientras que las restantes presentan una diversidad considerable de modelos¹¹.

En la mayoría de las centrales renovables, los modelos dinámicos incorporan de manera explícita funciones de control de frecuencia (CF) o control rápido de frecuencia (CRF), control de tensión, respuesta ante huecos de tensión (FRT, *Fault Ride Through*) y lazos de seguimiento de fase (PLL, *Phase-Locked Loop*). No obstante, se identificaron algunas unidades cuyo modelo dinámico no incluye una representación explícita del PLL, y que, además, incluyen lazos de control activos no exigidos en la normativa vigente, como, por ejemplo, HVRT (por sus

¹¹ Es importante aclarar que el término "unidades" hace referencia a la cantidad de modelos dinámicos presentes en la base de datos proporcionada por el CEN, y no necesariamente a un número equivalente de instalaciones reales. Esto se debe a que algunas centrales se representan mediante múltiples generadores estáticos para facilitar su modelación, lo que implica que un parque puede estar asociado a más de un modelo dinámico.

siglas en inglés *High Voltage Ride Through*). La Tabla 3–16 resume la cantidad de unidades renovables que disponen de controladores activos, mientras que la Figura 3–9 muestra su ubicación geográfica en el sistema.

Tabla 3–16: Cantidad de unidades renovables con controladores activos en el modelo.

Isla	Cantidad de unidades renovables con controladores activos			
	PLL	HVRT	LVRT	CRF/CF
Norte	91	78	108	36
Centro–Sur	34	35	41	5
TOTAL	125	113	149	41

Respecto a las unidades que cuentan con lazos de control FRT, se realizó una revisión detallada de sus ajustes de control. Si bien la mayoría presenta configuraciones acordes a lo establecido en la normativa vigente, se identificaron casos en los que ciertos parámetros difieren de los valores normativos. En particular, se observaron lazos de control FRT con ganancias de soporte de tensión superiores a dos ($K > 2$), así como bandas muertas de tensión distintas del 10 % establecido en la norma técnica. La Tabla 3–17 resume de los principales parámetros asociados a los lazos de control FRT, conforme a la información contenida en la base de datos entregada por el CEN.

Tabla 3–17: Ajustes de parámetros de unidades renovables.

Isla	Ajuste de parámetros de unidades renovables			
	Valor de K^{FRT}		Valor de banda muerta db	
	$K^{FRT} = 2$	$K^{FRT} > 2$	$db = 10\%$	$db \neq 10\%$
Norte	78	30	76	32
Centro–Sur	25	16	29	12
TOTAL	103	46	105	44

Respecto a las unidades que cuentan con lazos de CF activados, cabe destacar que, si bien en la mayoría de los modelos las funciones de control de frecuencia se encuentran desactivadas, algunas unidades sí disponen de esquemas que responden ante desviaciones de frecuencia. En particular, 29 centrales renovables —de un total de 148 despachadas en el modelo— implementan una lógica de reducción de potencia activa mediante rampas fijas cuando la frecuencia excede ciertos umbrales predefinidos¹², ya sea por sobrefrecuencia o subfrecuencia. Esto implica que, aunque los controladores típicos de control primario de frecuencia (CPF) o control rápido de frecuencia (CRF) no estén habilitados en los modelos, estas 29 centrales ERNC sí cuentan con un sistema de control de potencia (APC, por sus siglas en inglés de Active Power Control), que reduce la potencia inyectada ante eventos de sobrefrecuencia. Según lo informado por el CEN, las 29 unidades que incorporan este sistema de control de reducción de potencia activa lo hacen porque los modelos enviados por los Coordinados declaran explícitamente esa capacidad.

Respecto a la modelación de las unidades PMGD, todas ellas comparten un mismo modelo dinámico basado en un estándar de la WECC, adaptado para representar generación distribuida. Si bien este modelo incorpora funcionalidades como control de frecuencia, control de tensión y soporte dinámico de voltaje frente a contingencias, dichos controladores se encuentran desactivados en la base de datos de DigSILENT.

¹² De estas 29 unidades con APC, 25 se encuentran en la zona norte y sólo 4 en el centro-sur.

Uno de los aspectos relevantes del modelo que se utiliza en las PMGD, es que no incorpora la representación explícita de las dinámicas del PLL. Adicionalmente, el modelo contempla un módulo de funciones de protección, configurado para desconectar automáticamente las unidades cuando la frecuencia en su punto de conexión cae por debajo de los 47,5 Hz.

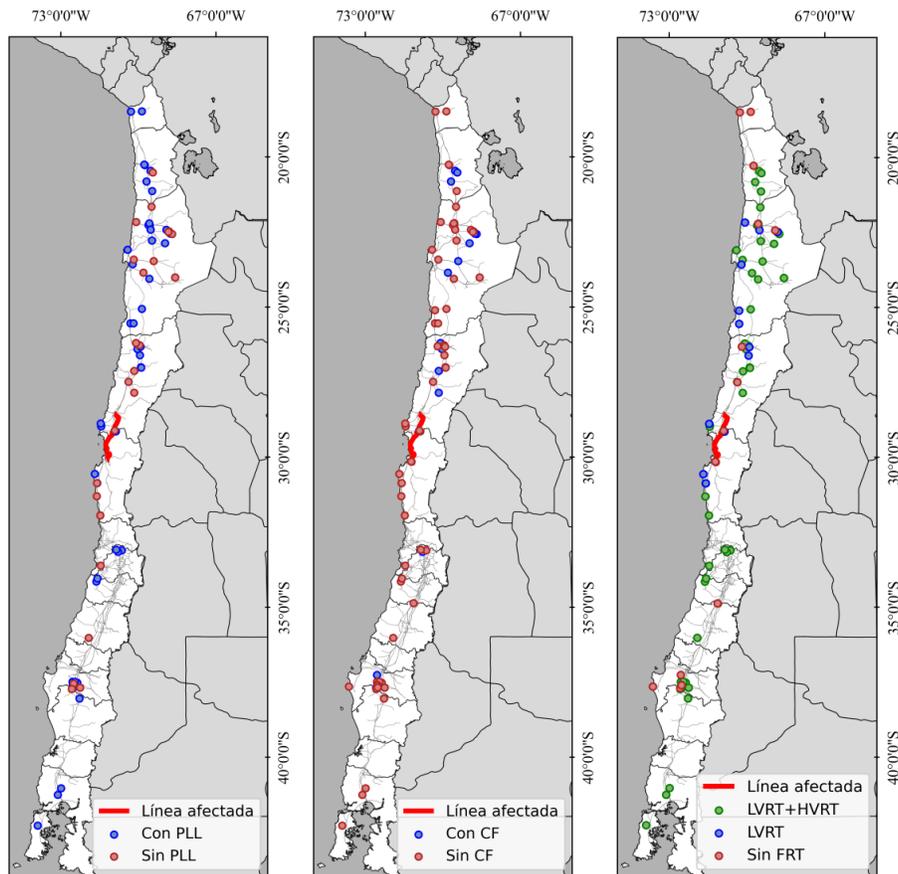


Figura 3—9. Ubicación geográfica de unidades renovables con controladores activos.

3.5.3. Eventos de simulación en el modelo

En cuanto a los eventos de simulación forzados incorporados en el modelo teórico, estos se limitan exclusivamente a la representación de la falla en el enlace Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en 500 y 220 kV. Para replicar la falla en el enlace, el modelo incluye una secuencia de 19 eventos de simulación predefinidos (o eventos forzados), que reproducen la apertura de las líneas en 500 kV y 220 kV entre las subestaciones Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar. La secuencia de eventos incorporados en el modelo en DlgSILENT, bajo la categoría “eventos de simulación”, incluye:

- En $t=0$, la desconexión del primer circuito del enlace Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV.
- En $t=10$ ms, la desconexión del segundo circuito de dicha línea.
- En $t=1,5$ s, la apertura del enlace Maitencillo – Pan de Azúcar 220 kV, lo que conlleva la separación del SEN en 2 islas eléctricas.

Dado que el objetivo del modelo teórico desarrollado por el Coordinador es verificar si, con los recursos de control de contingencia definidos e instruidos por el CEN, el SEN debió haber permanecido estable o al menos evitar el apagón total, dicho modelo no incorpora eventos de simulación adicionales para representar desconexiones que sí ocurrieron durante la falla real. En particular, no se incluyen las desconexiones de unidades generadoras sincrónicas ni de centrales ERNC que fueron reportadas por los Coordinados en los respectivos informes de falla. Asimismo, tampoco se modelan las desconexiones de PMGDs provocadas por la actuación de esquemas EDAC-BF o EDAC-CE, ni las desconexiones de carga efectivas que tuvieron lugar durante el evento. De hecho, al simular el evento en el modelo teórico del Coordinador, la generación PMGD se mantiene relativamente constante durante la falla y la operación de los EDAC se ejecuta conforme a lo instruido por el CEN y establecido en el “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga” [8] (Tabla 3–6 y la Tabla 3–7). La Tabla 3–18 detalla la secuencia de eventos incorporados en el archivo del modelo DigSILENT bajo la categoría de “eventos de simulación”.

Tabla 3–18: Eventos de simulación incluidos en el modelo

N°	Evento	Instante del evento en ms	Nombre del evento en el modelo DigSILENT
1	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Apertura Circuito N° 1 lado NPA	0	52K12–NPA
2	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Apertura Circuito N° 1 lado NPA	0	52K11–NPA
3	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Apertura Circuito N° 2 lado NPA	9	52K8_NPA
4	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Apertura Circuito N° 2 lado NPA	9	52K9_NPA
5	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Cierre By-pass Circuito N° 2	9	K12CS
6	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Apertura Circuito N° 1 lado NMA	10	52K10_NMA
7	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Apertura Circuito N° 1 lado NMA	10	52K11_NMA
8	Lx Paposo – Tap Lalackama 220 kV, Apertura Circuito lado Paposo	940	52J1_Paposo
9	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Cierre Circuito N° 2 lado NPA	1323	52K8_NPA_IntentoCierre
10	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Cierre Circuito N° 2 lado NPA	1332	52K9_NPA_IntentoCierre
11	Lx Pta. Colorada – Pan de Azúcar 220 kV, Apertura Circuito N° 1 lado PA	1502	52J2_PA
12	Lx Pta. Colorada – Pan de Azúcar 220 kV, Apertura Circuito N° 2 lado PA	1513	52J1_PA
13	Lx Pta. Colorada – Nva. Pan de Azúcar 220 kV, Apertura Circuito N° 2 lado NPA	1513	52J8_NPA
14	Lx Pta. Colorada – Nva. Pan de Azúcar 220 kV, Apertura Circuito N° 2 lado NPA	1513	52J9_NPA
15	Lx Pta. Colorada – Nva. Pan de Azúcar 220 kV, Apertura Circuito N° 1 lado NPA	1513	52J11_NPA
16	Lx Pta. Colorada – Nva. Pan de Azúcar 220 kV, Apertura Circuito N° 1 lado NPA	1513	52J12_NPA

N°	Evento	Instante del evento en ms	Nombre del evento en el modelo DlgSILENT
17	Lx Paposo – Tap PE Enel 220 kV, Apertura Circuito lado Paposo	1720	52J2_Paposo
18	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Apertura Circuito N° 2	1844	52K8_NMA
19	Lx Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, Apertura Circuito N° 2	1844	52K7_NMA

4. Resultados: Análisis de la operación real del sistema antes y durante la falla

En el presente capítulo se presentan los resultados de la Etapa 0 de la metodología propuesta, “Análisis de la operación real del sistema antes y durante la falla”. Para esto, se describe el estado operativo del SEN previo a la falla del 25F, así como la secuencia de eventos más relevantes que se desencadenaron tras su ocurrencia. Para este análisis, se utiliza la información contenida en el modelo teórico del SEN desarrollado en DigSILENT por el Coordinador, los Informes de Falla (IF) remitidos por los Coordinados (generación, transmisión, distribuidoras) disponibles a la fecha de la realización de este estudio, el Estudio para Análisis de Falla EAF 089/2025 [2] y sus respectivos anexos, junto con los registros de la red WAM y de los sistemas de protección entregados por los Coordinados en sus respectivos informes de falla.

Al término de este capítulo se tendrá una *estimación de la condición de operación real que tenía el SEN antes de la falla (CO_{AF}^{real})*, así como la *secuencia de eventos principales que ocurrieron después de la contingencia (E_{DF}^{real})*.

4.1. Condición de operación del SEN antes de la falla

Antes de la ocurrencia del evento del 25 de febrero del 2025, a las 15.16 pm, el SEN se encontraba en un **estado de operación normal, respetando el criterio (N-1) y los límites establecidos en el último informe de restricciones de transmisión**. El sistema contaba con una alta inyección de generación solar fotovoltaica en la zona norte, lo que generaba un flujo de potencia activa significativo en dirección Norte → Sur. A esa hora, la inercia sincrónica total del sistema alcanzaba los 34,18 GVAs, mientras que la demanda total superaba ligeramente los 11.000 MW. La Tabla 4-1 resume la condición de operación que tenía el sistema justo antes de la falla, según la información incorporada en el modelo dinámico del SEN desarrollado por el Coordinador.

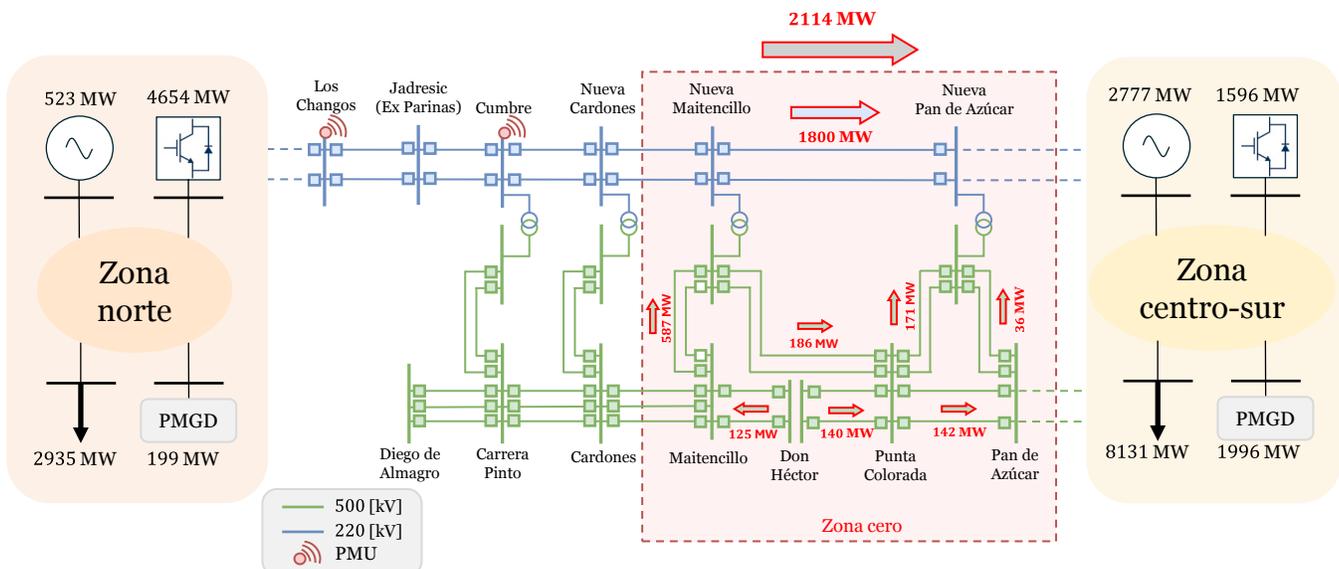


Figura 4—1. Estado del SEN antes de la falla del 25F.

Tabla 4–1: Estado del SEN antes de la falla del 25F.

Variable	Valor MW		Observación
	Isla Norte	Isla Centro–Sur	
Demanda total	2935	8131	
Generación total	5376	6369	
Generación convencional	523	2777	
Generación ERNC (eólica y fotovoltaica)	4654	1596	Zona norte del SEN concentra 74,5% de la generación ERNC total del SEN (6250 MW) justo antes de la falla
Generación PMGD	199	1996	
Control de contingencia	Valor MW		Observación
	Isla Norte	Isla Centro–Sur	
Carga instruida EDAC–BF	No aplica	1756,3	Valor de carga corresponde al 21,6% de la demanda de la isla Centro–Sur
Carga instruida EDAC–CE	No aplica	671,55	Ver Tabla 3–11
Generación objetivo EDAG	2525	No aplica	Ver Tabla 3–12
Reservas de potencia	Valor en MW		Observación
	Isla Norte	Isla Centro–Sur	
De subida, generación convencional	161,22	267,99	Estos valores se obtienen desde el Anexo C de Recursos de Control de Frecuencia del Informe de SSCC actualizado al 31 de enero 2025 [12]. Se consideran las reservas de CPF de 10 s.
De bajada, generación convencional	–256,96	–467,21	
De subida, generación ERNC	178,24	22,07	
De bajada, generación ERNC	–185,92	–23,42	
Inercia	Valor en GVAs		Observación
	Isla Norte	Isla Centro–Sur	
Aportada por generación convencional	11,72	22,46	No considera posible inercia de la demanda ni de PMGDs.
Flujo de potencia	Valor en MW		Dirección del flujo
	Circuito 1	Circuito 2	
Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV	900,2	900,2	→
Nueva Maitencillo – Maitencillo 220 kV	587,5	–	→
Nueva Maitencillo – Punta Colorada 220 kV	93,3	93,1	→
Maitencillo – Don Héctor 220 kV	62,8	62,8	←
Don Héctor – Punta Colorada 220 kV	70,2	70,2	→
Pan de Azúcar – Punta Colorada 220 kV	70,8	70,8	←
Nueva Pan de Azúcar – Punta Colorada 220 kV	85,7	85,7	←
Nueva Pan de Azúcar – Pan de Azúcar 220 kV	18,1	18,1	←

Para efectos del análisis, las dos islas en que se divide el SEN después de 1,5 segundos de ocurrida la falla se definen de la siguiente manera:

- Isla Norte, corresponde al sistema ubicado al norte de la subestación Maitencillo,
- Isla Centro–Sur, abarca las instalaciones al sur de dicha subestación.

Demanda: En cuanto a la demanda, en la isla Norte esta era de 2935 MW, mientras que en la isla Centro – Sur de 8131 MW.

Generación: En términos de generación, en la isla Norte era de 5376 MW, de los cuales 523 MW correspondían a generación convencional (9,7%) y 4654 MW a generación eólica y solar fotovoltaica (86,6%). El resto de la generación en el norte (199 MW) era producida por unidades PMGD (3,7% aproximadamente). De esta forma, antes de la falla, la zona norte del SEN operaba con niveles muy bajos de generación convencional, alcanzando una inercia total de 11,72 GVAs (despreciando posibles contribuciones de inercia de las PMGDs).

En cuanto a la generación de la isla Centro–Sur, su generación antes de la falla era de 6369 MW, de los cuales 2777 MW correspondían a generación convencional (43,6%), 1596 MW a generación eólica y solar fotovoltaica (25,1%) y 1996 MW a unidades PMGD (31,3% aproximadamente). La inercia aportada por las centrales de generación convencional en la isla Centro–Sur (sin contar PMGDs), era 22,46 GVAs.

Flujo de potencia: En cuanto a los flujos de potencia activa por las líneas, la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar operaba cumpliendo con criterio de seguridad N–1, con una transferencia de potencia en sentido norte–sur de 1800 MW. La línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo transmitía 587,5 MW de Maitencillo a Nueva Maitencillo) por un solo circuito, ya que el circuito N°2 se encontraba desconectado. A su vez, por la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada se transportaban 186,4 MW hacia Punta Colorada. La línea 2x220 kV Maitencillo – Don Héctor transmitía 125,6 MW hacia Maitencillo y la línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada 140,4 MW hacia Punta Colorada. Desde la subestación Punta Colorada 220 kV se exportaban 314 MW hacia el sur, donde 171,4 MW iban hacia Nueva Pan de Azúcar 500 kV y 141,6 MW hacia Pan de Azúcar 220 kV.

Seguridad: En términos de seguridad, la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar operaba con una potencia levemente superior a 1800 MW al momento de la falla, valor que se mantenía dentro de su capacidad térmica (2317 MW). De acuerdo a lo indicado en el Estudio de Restricciones de Transmisión (ERST) 2024 [13], este tramo no presentaba restricciones operativas adicionales al límite N-1, por lo que desde el punto de vista normativo, el corredor cumplía con los requerimientos vigentes.

En cuanto a las demás líneas de 220 kV ubicadas en el área del evento (ver Tabla 4–1), éstas se encontraban operando en conformidad con el criterio N–1, cumpliendo con las restricciones establecidas en el ERST 2024.

En cuanto a los requerimientos de inercia mínima en el Norte Grande para escenarios de día (caracterizados por un alto flujo de potencia en dirección norte → sur), el ERST 2024 establece niveles mínimos de inercia que dependen de la cantidad de unidades despachadas en la Central Guacolda, según lo indicado en la Tabla 4–2. De acuerdo con el EAF [2], previo al evento, todas las unidades de Central Guacolda se encontraban en operación, por lo que la inercia total del norte era de 11,72 GVAs, valor mayor al mínimo requerido para dicho escenario.

Tabla 4–2: Requerimientos de inercia mínima en el Norte Grande.

N° Unidades de Guacolda	Inercia mínima Norte Grande [GVAs]
0	12,5
2	10,0
4	8,0

Recursos para el control de contingencias: En relación a los recursos destinados para el control de contingencias en la isla Centro–Sur (EDAC–BF, EDAC–CE fase 1 y 3), de acuerdo con el esquema vigente, el sistema debía contar con:

- Una carga de 1756,30 MW instruida para desconectarse por EDAC–BF (equivalente al 21,6% de la demanda de 8131 MW en la isla Centro–Sur), y
- Una carga de 671,55 MW instruida para desconectarse por EDAC–CE

cuyos detalles se presentan en la Tabla 3–10 y Tabla 3–11, respectivamente. Cabe señalar que los valores mostrados en la Tabla 3–10 corresponden a los rangos de montos de carga informados en el Anexo E de Control de contingencias del Informe de SSCC [10] para escenarios de demanda alta y baja, según los escenarios del estudio de EDAC 2020, donde se señala que la carga a desconectar es el 21,6% de la demanda del Centro – Sur del SEN.

En cuanto a los recursos para el control de contingencias en la isla Norte (EDAG PDCE), de acuerdo con el esquema vigente, el sistema debía disponer de una potencia objetivo de desconexión total máxima de 2525 MW, distribuida en 7 escalones de frecuencia, conforme a lo mostrado en la Tabla 3–12.

4.2. Resumen de los principales eventos inmediatamente después de ocurrida la falla

En esta sección se describen los principales eventos que ocurrieron inmediatamente después de la falla y durante los segundos posteriores. Los eventos aquí descritos se basan en los antecedentes disponibles en los informes de falla de los Coordinados, información que se encuentra resumida en la Tabla 3–2, Tabla 3–3 y Tabla 3–5. La siguiente figura presenta un resumen ilustrativo de los principales eventos ocurridos durante el 25F.

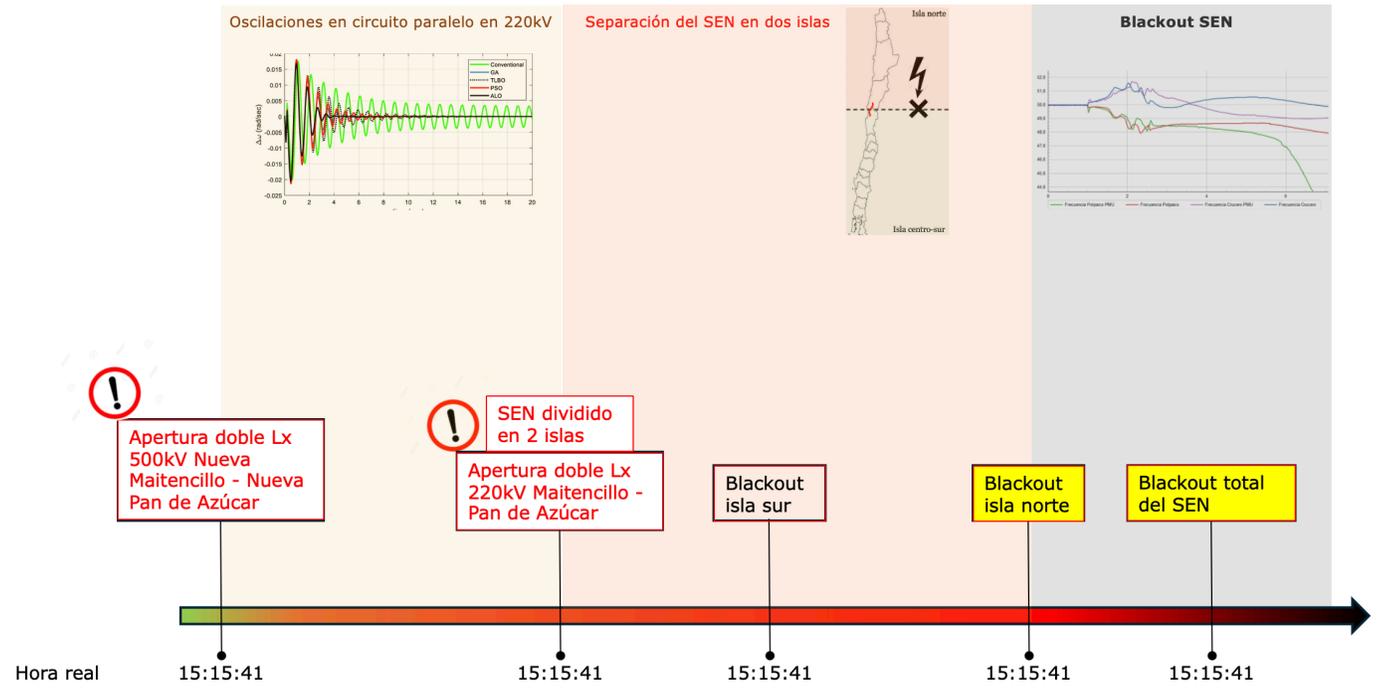


Figura 4—2. Resumen de los principales eventos ocurridos durante el 25F.

Antes de la separación en 2 islas

La apertura de la línea 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar ocurrió a las 15:15:41.394 horas. En menos de 1 segundo después de ocurrido el evento, se desconectaron **180,04 MW** de generación: 80 MW al norte de la falla (TER Angamos U2) y 100,04 MW al sur de la falla (PE La Estrella, PFV Emilia Solar, PFV La Huella, HP Alto Renaico y HP Chacayes U1). Según los IF entregados por los Coordinados correspondientes, TER Angamos U2, al norte de la falla, se desconectó por sobretensión (activación del tercer escalón del EDAC). Por su parte, las centrales al sur de la falla se desconectaron por diversas razones: PE La Estrella se desconectó por baja frecuencia, PFV Emilia Solar por variaciones de tensión, PFV La Huella, que inyectaba en forma radial hacia S/E Punta Colorada mediante la línea 2x220 kV Don Héctor - Punta Colorada, por pérdida de tensión de referencia, HP Alto Renaico por colapso de tensión y frecuencia y HP Chacayes U1 por razones desconocidas a la fecha de elaboración de este informe.

En el mismo periodo de tiempo se registró la desconexión de **397,36 MW** de PMGD en la isla Centro–Sur debido a la actuación de EDACs. La causa de la desconexión de estas unidades se explica en detalle en la sección 3.2.3.

A las 15:15:42.335, es decir, 0,941 segundos después del evento inicial, se produjo la primera apertura en el sistema de 220 kV, correspondiente a la desconexión de la línea Seccionadora Francisco – Paposó. Luego, en un intervalo aproximado de 600 milisegundos, se desconectaron **490 MW** adicionales de generación al norte de la falla (centrales PFV Finis Terrae, TER Mejillones, PFV Chañares, TER Angamos U1 y TER Cochrane U1 y U2), por la actuación del EDAG. Al sur de la falla, se desconectó la central HP Río Colorado, que inyectaba 2,5 MW. No obstante, la información disponible en el IF y COMTRADE no permite identificar con certeza las causas de esta desconexión. En cuanto a los PMGDs, en esta ventana de tiempo no se registran desconexiones atribuibles a la actuación de los esquemas EDAC.

En resumen, transcurridos 1,5 segundos desde la ocurrencia del evento, se habían desconectado un total de **1069,9 MW** de generación, de los cuales 570 MW corresponden a instalaciones ubicadas al norte de la falla y 499,9 MW al sur de la misma. De estos últimos, 397,36 MW corresponden a generación PMGD, cuya desconexión fue producto de la actuación de esquemas EDAC.

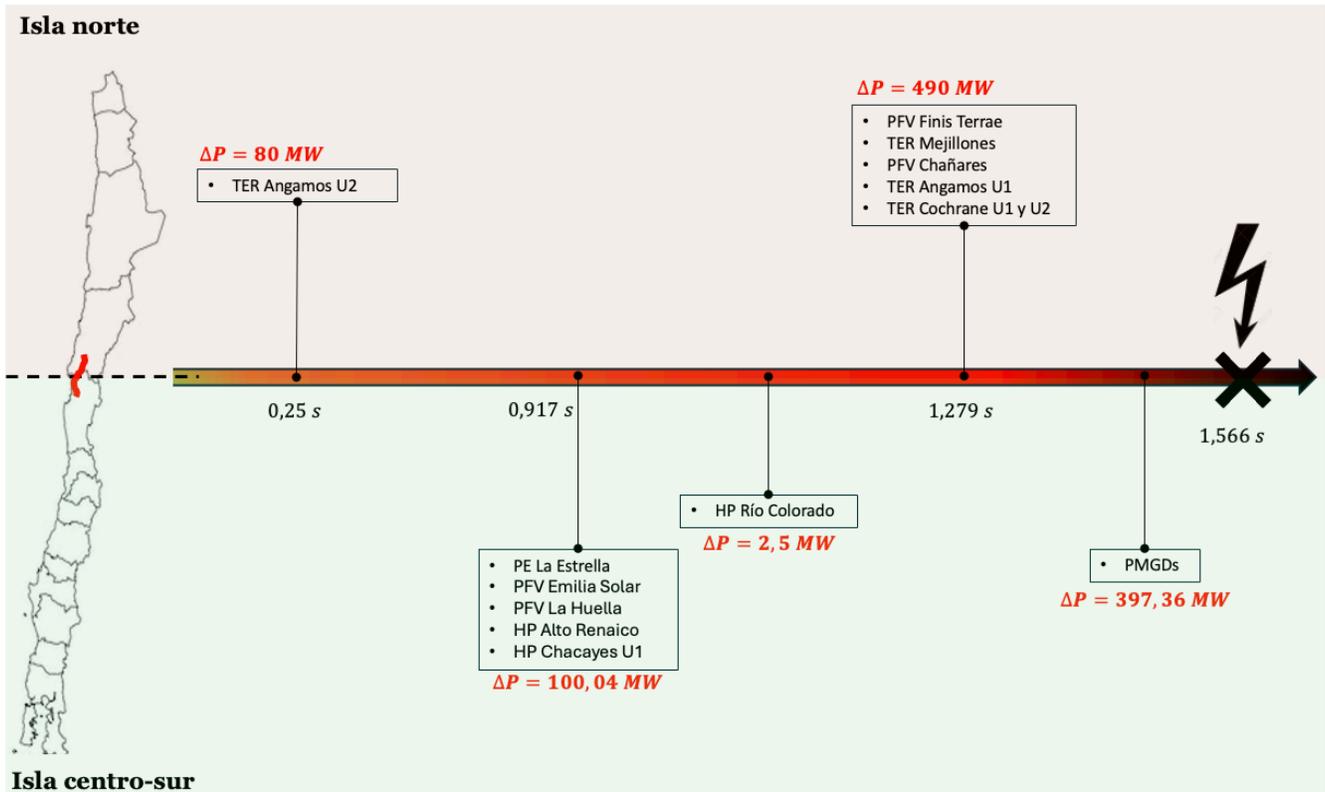


Figura 4—3. Resumen de las desconexiones de generación antes de la separación del SEN – Según IF.

Tabla 4—3: Desconexiones de generación antes de la separación del SEN – Según IF.

	Nombre	Zona	Despacho IF MW	Tiempo real
1	PE La Estrella	Sur	6,4	0,101
2	PFV Emilia Solar	Sur	3,6	0,611
3	PFV La Huella	Sur	65,14	0,633
4	HP Alto Renaico	Sur	1,1	0,831
5	HP Chacayes U1	Sur	23,8	0,917
6	HP Río Colorado	Sur	2,5	1,09
Generación convencional desconectada zona centro-sur hasta t=1,566 segundos				102,54
Potencia PMGD desconectada zona centro-sur hasta t=1,567 segundos				397,36
1	TER Angamos U2	Norte	80	0,25
2	PFV Finis Terrae	Norte	189	1,174
3	TER Mejillones	Norte	80	1,186

	Nombre	Zona	Despacho IF MW	Tiempo real
4	PFV Chañares	Norte	21	1,215
5	TER Angamos U1	Norte	80	1,268
6	TER Cochrane U1	Norte	60	1,268
7	TER Cochrane U2	Norte	60	1,279
Generación convencional desconectada zona norte hasta t=1,566 segundos				570

Luego de la separación del SEN en 2 islas eléctricas

A partir de las 15:15:42.896, comenzaron a abrirse los interruptores del sistema de 220 kV en Pan de Azúcar, Nueva Pan de Azúcar y Punta Colorada. Finalmente, a las 15:15:42.960 horas —es decir, 1,566 segundos después del evento inicial— se produjo la desconexión de la línea doble en 220 kV Punta Colorada – Pan de Azúcar, lo que provocó la separación del SEN en dos islas eléctricas: una al norte de la subestación Nueva Maitencillo (zona excedentaria) y otra al sur (zona deficitaria).

En la isla Centro–Sur, tras la separación del sistema, se registró la desconexión de cuatro centrales de generación convencional en un lapso aproximado de 2,4 segundos, totalizando **327,24 MW**. Posteriormente, alrededor de 4 segundos después del evento, la frecuencia en esta isla comenzó a descender rápidamente, lo que provocó la desconexión adicional de siete centrales convencionales por un total de **193,81 MW**.

El colapso de la isla Centro–Sur se produjo aproximadamente a los 4,5 segundos del evento, momento en que la frecuencia descendió por debajo del umbral crítico de 47,5 Hz, activando la desconexión masiva de unidades generadoras. Durante este periodo, se desconectaron 141 unidades por un total de **4358,26 MW**. Cabe señalar que, al momento de elaboración del presente informe, aún no se disponía de información sobre el instante exacto de desconexión de cinco centrales convencionales, que en conjunto suman 59,1 MW.

En cuanto a la isla Norte, en un lapso de aproximadamente 8,4 segundos tras la división del SEN, se desconectaron 7 centrales de generación, por un monto total de **277 MW**: una central convencional —la central geotérmica Cerro Pabellón— que se desconectó a los 6,473 segundos después del evento, con una pérdida de 11,97 MW. Las seis restantes corresponden a centrales ERNC, destacando la desconexión de PFV Llano de Llampos (79 MW) a los 2,675 segundos y PFV San Pedro (83,24 MW) a los 4,275 segundos después del evento.

Entre los 10 y 18 segundos posteriores al evento, se produjo la desconexión de la central hidroeléctrica Río Huasco (75,75 MW), ocurrida a los 11,653 segundos. A partir del segundo 18, no se dispone de información precisa sobre los tiempos de desconexión de varias centrales, debido a la falta de detalle en los informes de falla o simplemente a la no entrega de los mismos. No obstante, se estima que entre los segundos 18 y 20 se desconectaron aproximadamente 19 centrales por un total de 698,77 MW. Las causas informadas para estas desconexiones incluyen actuación de esquemas EDAG, pérdida de tensión, sobretensión y sobrefrecuencia.

En el periodo comprendido entre los 20 y 120 segundos después del evento, destacan desconexiones de gran magnitud como la de PFV Bolero (99 MW) a los 23,341 segundos, y la de PE Llanos del Viento (131 MW) a los 114,84 segundos, atribuida a sobretensión.

Posteriormente, entre los minutos 2 y 4 tras la falla, se desconectaron otras 17 centrales de generación por un total de **1031,65 MW**. Finalmente, el colapso completo de la isla Norte se produjo aproximadamente a los 4 minutos del evento, momento en el cual se desconectaron 26 centrales adicionales, totalizando 1941,03 MW.

Cabe destacar que, al momento de elaboración de este informe, aún no se disponía de información sobre los tiempos de desconexión de 10 centrales ubicadas en la isla Norte, que en conjunto suman 313,06 MW. El detalle completo de las desconexiones, incluyendo una estimación de la precisión en los tiempos reportados, se presenta en el Anexo 1.

5. Antecedentes relevantes para el análisis de la falla

En este capítulo se abordan aspectos clave para efectos del análisis y reproducción del evento del 25F. En particular, se detallan tres aspectos: la forma en que fueron modelados los PMGDs en la base de datos del SEN en el software DigSILENT, la cuantificación de la carga desconectada por acción de los esquemas EDAC, y el monto de generación PMGD desconectado como consecuencia de la incorrecta operación de algunos esquemas EDAC–BF y EDAC–CE.

5.1. PMGDs existentes versus PMGDs modelados en DigSILENT

Tal como se explicó en la Sección 3.5.2, el modelo dinámico del SEN desarrollado por el Coordinador incorpora un total de 48 generadores equivalentes de PMGDs, modelados en distintos niveles de tensión. Cada una de estas unidades corresponde a un clúster de PMGDs reales; agrupados y modelados en DigSILENT como un único “generador equivalente”. Estos 48 PMGDs equivalentes se obtienen a partir de un proceso de clusterización aplicado al conjunto total de PMGDs existentes en el SEN. La Figura 3—8 ilustra este proceso para un caso representativo con 9 PMGDs, originalmente conectados en 66 y 110 kV, que son agrupados en un único PMGD equivalente, denominado “PMGD–A”, modelado como conectado en 220 kV.

El proceso de clusterización implica que los PMGDs, —originalmente conectados en niveles de distribución—, se modelen en DigSILENT como PMGDs equivalentes conectados a niveles de tensión superiores (220, 154, 110 o 66 kV, ver Tabla 3—14). En consecuencia, cuando los EDACs del modelo actúan (según lo instruido por el CEN), estos PMGDs equivalentes no se desconectan por acción de los EDAC, pues no están modelados en los niveles de tensión donde dichos esquemas efectivamente actúan.

En vista de lo anterior, para reproducir adecuadamente los eventos del 25F, resulta necesario analizar la correspondencia entre los PMGDs reales y los 48 PMGDs equivalentes incluidos en el modelo dinámico del SEN. En este contexto, y según los registros disponibles en la Plataforma de Registro de Medidas (PRMTE) del Coordinador [5], a la fecha del evento existía un total de 744 PMGDs reportados en operación en el SEN. La Figura 5—1 muestra la distribución geográfica de los PMGDs existentes a lo largo del SEN, donde se observa una alta concentración en la zona Centro – Sur del país. De hecho, de los 744 PMGDs, solo 49 se encuentran en la zona norte. Para asignar los 744 PMGDs reales a los 48 clústers definidos por el Coordinador en el modelo, se realizó un proceso de asignación que consideró los siguientes criterios:

- La topología de red en las cercanías de la barra de conexión de cada clúster
- La información declarada en la carta [6], la cual indica las instalaciones que operan normalmente abiertas a lo largo del SEN, y
- La subestación de conexión de cada PMGD
- Información de los clusters en el modelo DigSILENT contenida en la planilla [Archivo–1] entregada por el CEN

En términos prácticos, para reproducir las desconexiones reales de PMGDs provocadas por la actuación de los EDACs, estas se representan en el modelo como una reducción de la potencia inyectada por los clústeres de PMGDs correspondientes. Esta aproximación permite capturar el efecto agregado de dichas desconexiones en niveles de

tensión no modelados explícitamente, asegurando así una mayor coherencia entre la simulación dinámica del SEN y el comportamiento real observado durante la falla.

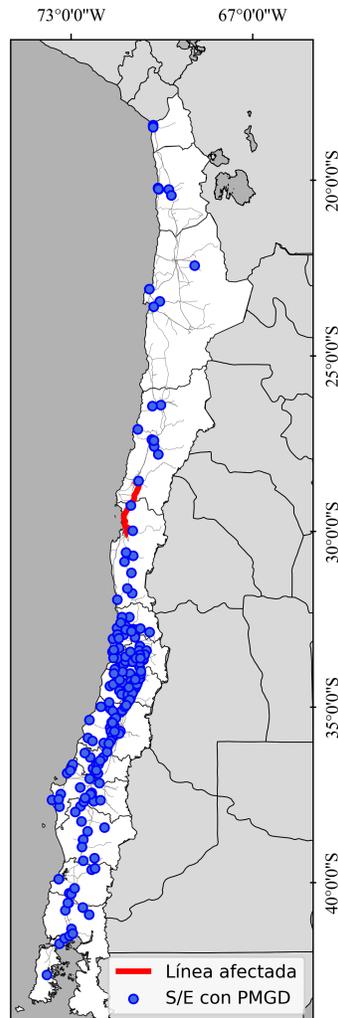


Figura 5—1. Distribución geográfica de los PMGDs en el SEN.

Comentario 1: La asignación realizada de los 744 PMGDs reales a los 48 clústers de PMGDs definidos en el modelo desarrollado por el Coordinador, se utiliza como insumo para el análisis dinámico presentado en el Capítulo 7. El detalle de este ejercicio se adjunta en la planilla Excel “*GeneracionPMGD–Cluster–EDAC–FINAL*”.

5.2. Desconexiones de carga por acción de EDACs durante el 25F

La Tabla 5–1 resume los montos de carga desconectados por acción de los EDACs durante el evento, así como los instruidos (vigentes) por el Coordinador para los EDAC–BF y EDAC–CE; conforme a lo establecido en la Tabla 3–9, Tabla 3–10 y Tabla 3–11. El detalle de los montos reales de carga desprendida como resultado de la actuación de

los EDACs se encuentra en el Anexo N°8 del EAF [7]. Cabe destacar que, a diferencia del EDAC de baja frecuencia, cuyo diseño establece los montos de desconexión de carga por ubicación geográfica, el EDAC de contingencia extrema define los montos de carga a desconectar por Coordinado, sin especificar una localización geográfica particular.

Tabla 5–1: Desconexión de carga por EDAC, montos teóricos (instruidos) y reales.

Ubicación	Monto 2025 instruido por el CEN - MW		Monto real desconectado 25F - MW		
	EDAC–BF	EDAC–CE	EDAC–BF	EDAC–CE	Total
Isla Norte	707,4	–	112,32	20,23	132,55
Isla Centro–Sur	1756,30	671,55	1353,38	1006,20	2359,58

De la tabla se observa que el monto total de carga desconectado en la isla Norte por acción de los esquemas EDAC–BF y EDAC–CE fue de 132.55 MW, valor relativamente bajo, lo cual es consistente con el comportamiento real de la frecuencia observado en la isla Norte tras el evento. En efecto, en la isla Norte, la frecuencia mostró inicialmente un aumento debido a un superávit de generación, por lo que la desconexión de carga asociada a los EDAC sólo se pudo haber producido en etapas posteriores a la separación del SEN. En contraste, en la isla Centro–Sur se registró un desprendimiento de carga total de 2359,58 MW, valor significativamente mayor al de la isla Norte. Esta diferencia se explica por el descenso de la frecuencia en la isla Centro–Sur producto del déficit de generación, lo que provocó la activación de los distintos escalones de EDAC por baja frecuencia y por contingencia extrema.

Comentario 2: La carga total desconectada durante el 25F por acción de los EDAC–BF y EDAC–CE fue de 132.55 MW en la isla Norte y de 2359,58 MW en la isla Centro–Sur.

Estos valores se utilizan como referencia para efectos del análisis dinámico realizado en el Capítulo 7.

5.3. PMGDs desconectados por acción de los EDACs

Tal como se indicó en la Sección 3.2, en el SEN existen alimentadores que presentan, de manera simultánea, esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) en la cabecera del alimentador e inyección de unidades PMGDs aguas abajo. En total, se identificaron 149 alimentadores (de un total de 434 alimentadores) que se encuentran en esta situación. Esto implica que, visto desde la cabecera de estos alimentadores, puede surgir 2 casos:

- Subestimación de la demanda neta del alimentador ($P > 0$), ya que la medición refleja únicamente la demanda neta después de descontar la generación local de los PMGDs (ver Figura 3–3a).
- Existencia de flujos de potencia inversos ($P < 0$), provocados por una combinación de alta inyección de PMGDs unido a una demanda menor (ver Figura 3–3b) en el alimentador.

En este contexto, considerando que la información disponible generalmente se limita a los flujos netos medidos en la cabecera de los alimentadores —sin desagregación explícita de la generación inyectada por los PMGDs conectados aguas abajo—, esto puede conducir a una subestimación tanto de la carga como de la generación efectivamente desconectada durante el evento, ya que las mediciones reflejan sólo el balance neto entre demanda e inyección local. Concretamente, para efectos del análisis del evento 25F, esto puede llevar a:

- Una subestimación de la carga neta realmente desconectada por acción de los EDACs, si se compara con

el monto que debería haber sido desconectado en base a lo instruido por Coordinador.

- Una subestimación de la generación realmente desconectada durante el evento, ya que no se contabilizan explícitamente los PMGDs que fueron *físicamente* desconectados como consecuencia de la acción de los EDACs en los alimentadores donde estas unidades están conectadas.

Estos elementos no sólo dificultan la reconstrucción precisa de la cadena de eventos durante la falla, sino que también obstaculizan el análisis del cumplimiento normativo por parte de los distintos agentes involucrados. En efecto, al basarse exclusivamente en la pérdida neta medida en la cabecera del alimentador, las empresas coordinadas podrían estar reportando una cantidad de carga desconectada significativamente inferior a la efectivamente afectada aguas abajo, distorsionando la evaluación del desempeño de sus esquemas de control durante la falla y subestimando, por ende, la magnitud real del impacto del evento sobre la demanda.

El análisis de los efectos de PMGDs conectados aguas abajo de alimentadores con esquemas EDAC (ya sea por baja frecuencia o contingencia extrema), constituye uno de los aspectos más complejos del estudio del evento del 25 de febrero. Esta complejidad no sólo radica en la escasa disponibilidad de información respecto de los instantes y montos de desconexión —tal como se expuso en la Sección 3.2—, sino también en la gran cantidad de elementos involucrados en el análisis: 744 unidades PMGDs distribuidas en 434 alimentadores, de los cuales 149 cuentan con esquemas EDAC activos en la cabecera. De estos 149 alimentadores, 93 están asociados a esquemas EDAC-BF y 56 a esquemas EDAC-CE. Lo anterior hace que el trazado individualizado de eventos de desconexión de PMGDs sea impracticable en términos prácticos. Frente a esta limitación, y con el objetivo de replicar el evento del 25F con la mayor fidelidad posible, se opta por un enfoque de estimación agregada para modelar la desconexión de PMGDs, utilizando como base la programación de los EDACs, los registros disponibles de apertura de alimentadores con PMGDs y la ubicación topológica de los PMGDs en la red. Este enfoque debería permitir capturar de forma aproximada, el impacto que tuvo la operación de estos esquemas sobre la generación PMGD durante el evento y, en consecuencia, sobre el desempeño dinámico del sistema.

La Tabla 5–2 presenta un resumen de la desconexiones reales de PMGDs ocurridas en la zona centro–sur durante el 25F, con la información agrupada en ventanas de tiempo. Para cada ventana se indica la generación PMGD desconectada correspondiente al bloque (en MW), la generación acumulada (en MW) y la causa de la desconexión. La causa de desconexión se clasifica en dos categorías: desconexiones por actuación de EDAC–CE y desconexiones por actuación de EDAC–BF. La tabla se construye a partir de la información de la Tabla 3–5, del Anexo 2 y del Anexo N°8 del EAF [7].

Tabla 5–2: Desconexiones de PMGDs reales en la zona centro –sur durante el evento del 25F (desarrollo propio).

Ventana de tiempo desde la falla	EDAC–CE	EDAC–BF	Generación PMGD acumulada
	MW	MW	MW
[0,638 – 0,674] <i>seg</i>	264,64	0	264,64
[0,662 – 0,716] <i>seg</i>	0	132,72	397,36
[1,6 – 2,7] <i>seg</i>		23,48	420,84
[5,6 – 15] <i>seg</i>		21,67	442,51
[3 – 4] <i>min</i>		22,62	465,13
Total PMGDs desconectados	264,64	200,49	465,13
Sin instante de desconexión	26,17	246,9	
Total	290,81	447,39	738,2

De la tabla se observa que hasta los 0,8 ms después de ocurrida la falla, las desconexiones de generación PMGD atribuibles a la actuación de esquemas EDAC alcanzan un total de 397,36 MW. De este total, 264,64 MW se deben exclusivamente a la acción de esquemas EDAC–CE, mientras que 132,72 MW corresponden a la operación de esquemas EDAC–BF. Posteriormente, tras la separación del SEN en dos islas eléctricas, se registra la desconexión adicional de 67,77 MW de generación PMGD, también atribuible a la actuación de esquemas EDAC. Asimismo, se identifican 26,17 MW asociados a EDAC–CE y 246,9 MW asociados a EDAC–BF para los cuales no fue posible determinar el instante preciso de desconexión (ver Tabla 10–3). Si bien no se dispone de información temporal detallada para este bloque, existe certeza de que las desconexiones fueron provocadas por la actuación de esquemas EDAC. El detalle de toda la información mostrada en la tabla se encuentra disponible en la planilla Excel titulada “GeneracionPMGD–Cluster–EDAC–FINAL”.

Comentario 3: Para efectos del presente Estudio, se asume que los montos de generación PMGD desconectada por acción de los EDACs son los mostrados en la Tabla 5–2. Estos valores de generación PMGD desconectada se utilizan para efectos del análisis dinámico realizado en el Capítulo 7.

El detalle del análisis realizado sobre la generación PMGD desconectada por acción de los EDACs se encuentra disponible en la planilla Excel “GeneracionPMGD–Cluster–EDAC–FINAL”.

6. Modelo CEN: Validación de supuestos, operación pre-falla y simulaciones

6.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados de la Etapa 1 y 2 de la metodología propuesta. Para cumplir con los objetivos de ambas etapas, se analiza y evalúa el modelo del SEN desarrollado por el Coordinador en DigSILENT para estudiar el evento del 25/02/2025. El análisis se centra en:

- Revisar los supuestos considerados en el modelo
- Verificar si la condición de operación pre-falla considerada en el modelo representa con un buen nivel de precisión la condición que tenía el SEN antes del evento
- Analizar las simulaciones dinámicas realizadas por el Coordinador, así como los resultados obtenidos a partir del modelo desarrollado

Al término de este capítulo se habrá cumplido con la **Tarea 1: Revisar y validar los supuestos y condiciones del sistema que se utilizaron para modelar el evento del 25/02/2025 en la herramienta DigSILENT PowerFactory** y la **Tarea 2: Revisar las simulaciones realizadas por el Coordinador sobre el evento**

6.2. Supuestos del modelo

El modelo teórico del SEN desarrollado por el Coordinador incluye una representación dinámica detallada del sistema, incorporando modelos para los distintos componentes del sistema y sus respectivos sistemas de control. Dado que en la Sección 0 se presentó una descripción detallada de este modelo dinámico, en esta sección no se repite dicho análisis.

En relación con los supuestos de modelación, el análisis realizado por el equipo de investigación indica que los principales supuestos adoptados en la construcción del modelo son:

- (S1) **Representación de PMGDs:** Las 744 unidades PMGDs —distribuidas en 434 alimentadores— se agrupan mediante un proceso de clusterización en 48 PMGDs equivalentes, los cuales se incorporan al modelo en DigSILENT conectados en niveles de tensión de 66, 110, 154 y 220 kV (ver Tabla 3–14), independiente del nivel de tensión real de conexión de las unidades PMGD agrupadas. Si bien esta simplificación implica una pérdida de granularidad, permite representar el efecto agregado de la generación PMGD en el sistema sin necesidad de modelar individualmente cada una de las 744 unidades. De esta forma, se reduce significativamente la complejidad computacional del modelo, facilitando la resolución de las ecuaciones diferenciales asociadas a la simulación del evento.

En términos del comportamiento dinámico, este enfoque asume que todas las unidades PMGDs agrupadas en un mismo clúster exhiben una respuesta dinámica similar frente a perturbaciones. Si bien este supuesto no refleja con exactitud la realidad, considerando las características generales de estas instalaciones y los criterios empleados en el proceso de clusterización, no se espera que este supuesto introduzca diferencias significativas en los resultados del análisis.

- (S2) **Representación de los EDACs:** El modelo del SEN incluye un total de 343 esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), de los cuales 252 corresponden a esquemas por baja frecuencia (BF) y 91

a esquemas por contingencia extrema (CE). En el modelo teórico implementado en DigSILENT, estos esquemas operan conforme a lo instruido por el Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga”. Sin embargo, los modelos no incorporan el efecto de posibles desconexiones de generación PMGD cuando estas unidades se encuentran conectadas a alimentadores asociados a esquemas EDAC. Este hecho fue confirmado mediante un análisis detallado de los bloques DSL que modelan la operación de los EDAC–CE y EDAC–BF, el cual evidenció que ninguno de estos bloques ejecuta una reducción porcentual sobre la potencia inyectada por los clústers PMGD representados en el modelo.

- (S3) **Desconexiones de generación:** El modelo teórico desarrollado por el Coordinador no incluye eventos forzados para representar las desconexiones que efectivamente ocurrieron durante el evento del 25F en términos de unidades sincrónicas, centrales ERNC, ni PMGDs. En las simulaciones realizadas con este modelo, las desconexiones que se producen corresponden únicamente a eventos desencadenados por la acción de los sistemas de control y/o de las protecciones de las distintas instalaciones, conforme a la lógica de control representada en el modelo dinámico correspondiente.

Los supuestos de modelación (S1), (S2) y (S3) implican que el modelo teórico desarrollado asume que todas las instalaciones del SEN —incluyendo recursos de control de contingencias (EDAC y EDAG), unidades generadoras y unidades PMGD— operan conforme a los requerimientos establecidos en la NTSyCS y a las instrucciones impartidas por el Coordinador. En particular, se considera que las unidades de generación distribuida se mantienen conectadas durante toda la simulación y que las desconexiones de carga producto de la actuación de los esquemas EDACs se ejecutan conforme a lo instruido por el CEN.

6.3. Validación de la operación pre–falla del modelo

Para efectos de la validación de la condición de operación pre–falla que venía incorporada en el modelo en DigSILENT, se utiliza toda la información disponible para estos fines, incluyendo los registros del SCADA, de las PMUs, los informes de falla entregados por los Coordinados, así como cualquier otra fuente oficial disponible. No obstante, es importante mencionar que la falta de completitud y calidad de algunos IF asociados al evento, junto con el hecho de que parte de la información relevante entregada por los Coordinados fue recibida por el CEN con posterioridad al inicio oficial del proyecto, limitó la precisión con la que pudo realizarse este análisis.

La validación se hace mediante la ejecución de flujos de potencia, cuyos resultados permiten obtener las principales variables del sistema antes de la falla. Los resultados del flujo de potencia obtenidos a partir del modelo se comparan con la información oficial disponible de la condición pre–falla real, considerando la demanda por zonas, el despacho de las máquinas sincrónicas, la generación solar y eólica, y la demanda del sistema. En particular, se verifican los flujos de potencia y condición de interruptores (abierto/cerrado) de los principales corredores en la zona de la falla, tanto en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar como también en los corredores aledaños.

A partir del análisis realizado, se concluye que, en términos generales, el modelo desarrollado en DigSILENT por el Coordinador (Mod_{CEN})¹³ representa adecuadamente la condición de operación que tenía el SEN previo al evento del 25F. Si bien se observaron algunas diferencias entre la condición de operación incorporada en el modelo y la

¹³ Cabe mencionar que el modelo usado para los fines de este estudio corresponde a la versión entregada con fecha 4 de abril 2025.

información reportada en ciertos IF en términos del despacho de algunas unidades de generación, dichas diferencias son menores por lo que no afectan los resultados. La Tabla 6–1 resume las principales diferencias identificadas entre los despachos considerados en el modelo DIgSILENT y aquellos reportados en los respectivos IF entregados por los Coordinados. El detalle de las diferencias observadas en el despacho se encuentra disponible en la planilla Excel titulada “DesconexionesGeneracion25F_FINAL”.

Tabla 6–1: Comparación entre el despacho incluido en el modelo e IF disponibles (desarrollo propio).

	Nombre de la unidad	Isla	Tipo unidad	Potencia despachada según IF [MW]	Potencia despachada en modelo en DIgSILENT [MW]	Observación
1	PE La Estrella	Sur	ERNC	6,4	8,2	
2	TER Angamos U2	Norte	Conv.	80	80,8	
3	PFV Emilia Solar	Sur	ERNC	3,6		No despachada en DIgSILENT
4	PFV La Huella	Sur	ERNC	65,14	64,8	
5	HP Alto Renaico	Sur	Conv.	1,1		No despachada en DIgSILENT
6	HP Chacayes U1	Sur	Conv.	23,8	20,7	
7	PFV Finis Terrae	Norte	ERNC	189	182,0	
8	TER Mejillones	Norte	Conv.	80	62	
9	PFV Chañares	Norte	ERNC	21	19,3	
10	TER Angamos U1	Norte	Conv.	80	80,8	
11	TER Cochrane U1	Norte	Conv.	60	60	
12	TER Cochrane U2	Norte	Conv.	60	60	
13	TER CMPC Pacífico	Sur	Conv.	14,19	15,1	
14	PFV Castilla	Norte	ERNC	2,6		No existe en DIgSILENT
15	TER CMPC Santa Fe	Sur	Conv.	7,25	14,0	
16	TER CMPC Tissue	Sur	Conv.	4,8		No despachada en DIgSILENT
17	PFV Llano de Llampos	Norte	ERNC	79	68,6	
18	PFV Jama	Norte	ERNC	13,96	14,5	
19	HP Renaico	Sur	Conv.	5,09		No despachada en DIgSILENT
20	TER Viñales	Sur	Conv.	31	22	
21	TER Celco	Sur	Conv.	5	7,3	
22	TER Valdivia TG2	Sur	Conv.	41	35,9	
23	HP Rucatayo	Sur	Conv.	15	18,746	
24	TER Nueva Renca TG	Sur	Conv.	95,5	95,5	
25	PFV San Pedro	Norte	ERNC	83,24	86,3	
26	HP Palmucho	Sur	Conv.	29	28,3	
27	PE Calama	Norte	ERNC	82	83,3	
28	PE Cabo Leones II	Norte	ERNC	4,23	6,2	
29	PE Campo Lindo	Sur	ERNC	27	28,9995	
30	PFV Santiago Solar	Sur	ERNC	73	76,6006	
31	TER Energía Pacífico	Sur	Conv.	9,8		No despachada en DIgSILENT
32	PFV Lucas Solar	Sur	ERNC	8,7	7,667865	
33	PFV Don Oscar	Sur	ERNC	8,7	7,667595	
34	HP Chiburgo U1	Sur	Conv.	8,3	8,7	
35	PFV Don Humberto	Sur	ERNC	78		No despachada en DIgSILENT
			TOTAL	1396,4	1264,0	9%

6.4. Descripción de la falla 25F

Previo al evento, el SEN se encuentra en régimen permanente, con un flujo neto de 2114 MW desde la isla Norte hacia la isla Centro–Sur (este flujo neto considera los flujos por los corredores de 500 kV y 220 kV). La figura a continuación muestra el estado del sistema antes de la falla.

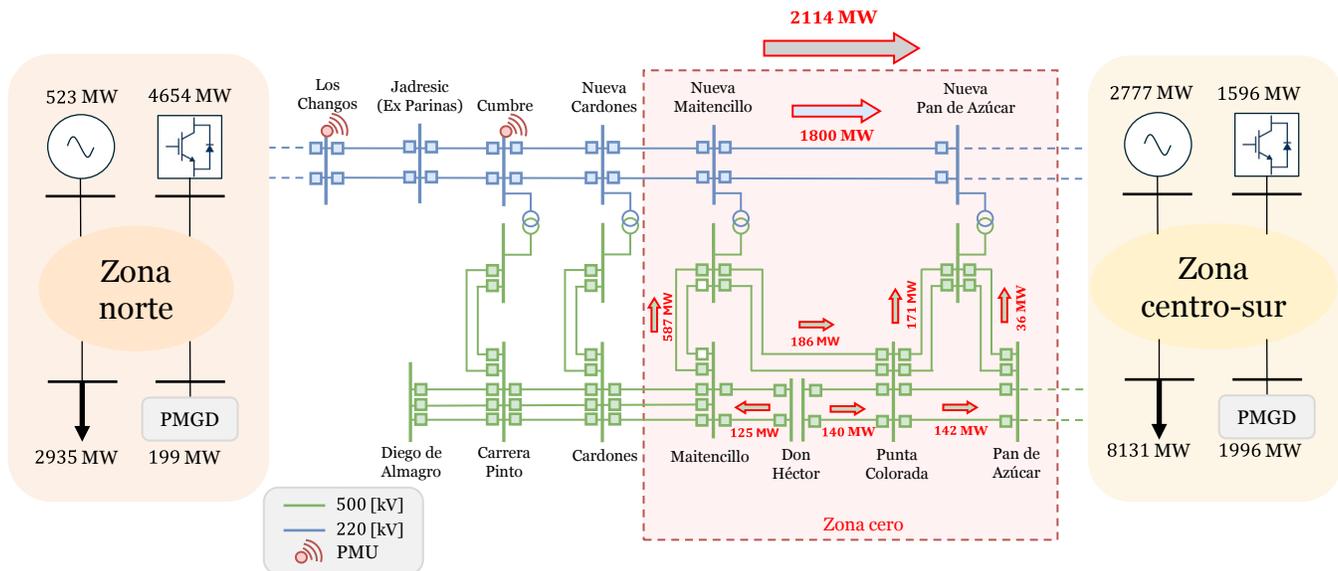


Figura 6—1. Estado del SEN antes de la falla.

Tras la apertura de ambos circuitos de la línea de 500 kV, las dos zonas del sistema permanecieron temporalmente conectadas a través del enlace en 220 kV, el cual posee una impedancia considerablemente mayor en comparación con la línea de 500 kV, constituyendo así un enlace eléctricamente débil. Esta conexión se mantuvo hasta $t = 1,5$ s, instante en que se produjo la apertura del enlace en 220 kV, dando lugar a la separación del SEN en dos islas eléctricas.

El análisis a continuación se centra en la evaluación del comportamiento dinámico del sistema frente al evento del 25 de febrero, considerando el modelo teórico desarrollado por el Coordinador. Cabe recordar que el objetivo de dicho modelo es verificar si, con los recursos de control de contingencia definidos e instruidos por el CEN, el SEN debió haber permanecido estable o al menos evitar el apagón total. En consecuencia, no se incorporan eventos de simulación forzados para representar desconexiones que sí ocurrieron durante el evento real. En particular, no se consideran las desconexiones de generadores sincrónicos ni de centrales ERNC reportadas por los Coordinados en los respectivos informes de falla, ni tampoco se modelan las desconexiones de PMGDs provocadas por la actuación de esquemas EDAC-BF o EDAC-CE. Los eventos considerados en esta simulación son la secuencia de eventos detallada en la Tabla 3—18, siendo los más relevantes para el análisis los siguientes:

- En $t=0$, se simula la desconexión del primer circuito del enlace Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV.
- En $t=10$ ms, se simula la desconexión del segundo circuito de la línea antes mencionada.
- En $t=1,5$ s, se produce la desconexión del enlace Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 kV y Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 220 kV lo que conlleva la separación del SEN en 2 islas eléctricas.

6.5. Resultados obtenidos

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a partir de la simulación del evento del 25F, utilizando el modelo teórico entregado por el Coordinador sin realizar ningún tipo de ajuste. Los gráficos presentados muestran

la evolución temporal de la tensión y la frecuencia en Crucero (representando la zona norte) y Polpaico (representando la zona centro-sur). Adicionalmente, en el Anexo 3 se incluyen gráficos para el flujo de potencia activa por el enlace Nueva Pan de Azúcar – Punta Colorada – Pan de Azúcar en 220 kV y 500 kV, la potencia activa generada por las máquinas convencionales y renovables, los ángulos de los generadores convencionales y la carga total del sistema desagregada por islas eléctricas.

La Tabla 6–2 resume las desconexiones de carga en la zona Centro–sur producto de la acción de EDACs durante la simulación del modelo teórico del CEN. Se observa que —durante los primeros 2 segundos después de ocurrida la falla— los EDACs desconectan un total de 2040,7 MW de carga en la isla Centro–Sur del sistema.

Tabla 6–2: Desconexión de carga producto de la acción de los EDACs – Isla Centro–Sur, Modelo teórico CEN.

Ventana de tiempo desde la falla	Obtenidas en la simulación del modelo teórico	
	Potencia desconectada	Potencia desconectada acumulada
	[MW]	[MW]
< 0,6 [s]	0	0
0,6 [s] – 0,86 [s]	1015,0	1015,0
0,86 [s] – 1,23 [s]	780,1	1795,1
1,23 [s] – 2,0 [s]	245,6	2040,7
Hasta t = 1,4 segundos	Total	2040,7

La Figura 6–2 y Figura 6–3 muestran la evolución temporal de la tensión y la frecuencia en las barras de Crucero y Polpaico durante los primeros segundos posteriores a la ocurrencia de la falla, y previos a la separación del sistema en dos islas eléctricas. En ambos gráficos, el instante de ocurrencia de la falla se señala mediante la línea roja punteada vertical con la marca de $t = 0$ s, mientras que la apertura del enlace en 220 kV —que da origen a la partición del SEN en dos islas— se señala con una línea punteada verde marcada como $t = 1,5$ s.

La pérdida abrupta del corredor Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en 500 kV provoca que, durante los primeros 1,5 segundos después de la falla, el SEN se mantenga conectado únicamente a través de un enlace (débil) en 220 kV, insuficiente para sostener la transferencia de potencia activa original de 2114 MW desde la zona norte hacia la zona centro–sur. Como consecuencia, mientras ambas zonas permanecen conectadas a través del enlace en 220 kV, se produce un desbalance entre generación y demanda al interior de cada zona. Este desbalance se manifiesta en una aceleración conjunta de las máquinas sincrónicas en la zona norte —producto del excedente de generación— y una desaceleración de las máquinas en la zona centro–sur —debido al déficit de generación—. Durante este periodo de aceleración en la zona norte y desaceleración en la zona centro–sur, las máquinas de ambas áreas “intercambian” energía cinética en forma de potencia eléctrica a través del enlace. Lo anterior se confirma con la Figura 10–4 que muestra la potencia activa generada por las máquinas sincrónicas de la zona norte y centro–sur. De esta figura se ve que cuando las máquinas del norte aumentan su inyección de potencia, las del centro–sur la disminuyen. El proceso de aceleración en un área y desaceleración en la otra, también se ve reflejado en el comportamiento oscilatorio de los flujos de potencia activa por el enlace Nueva Pan de Azúcar – Punta Colorada – Pan de Azúcar en 220 kV (Figura 10–3).

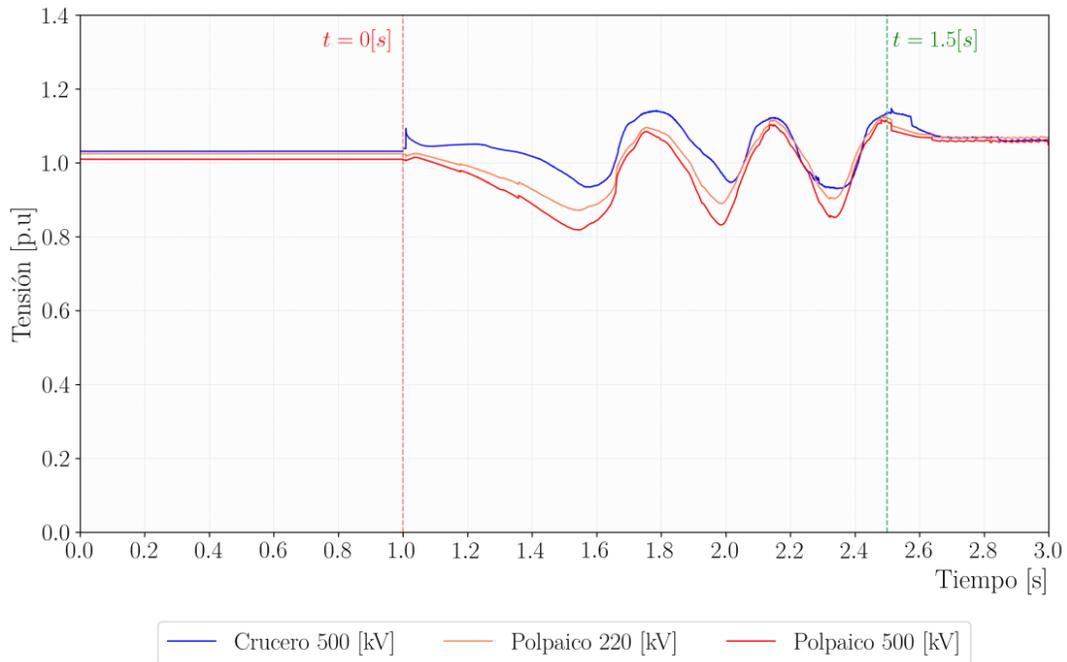


Figura 6—2. Tensión en Crucero y Polpaico antes de la separación en islas – Modelo teórico del CEN.

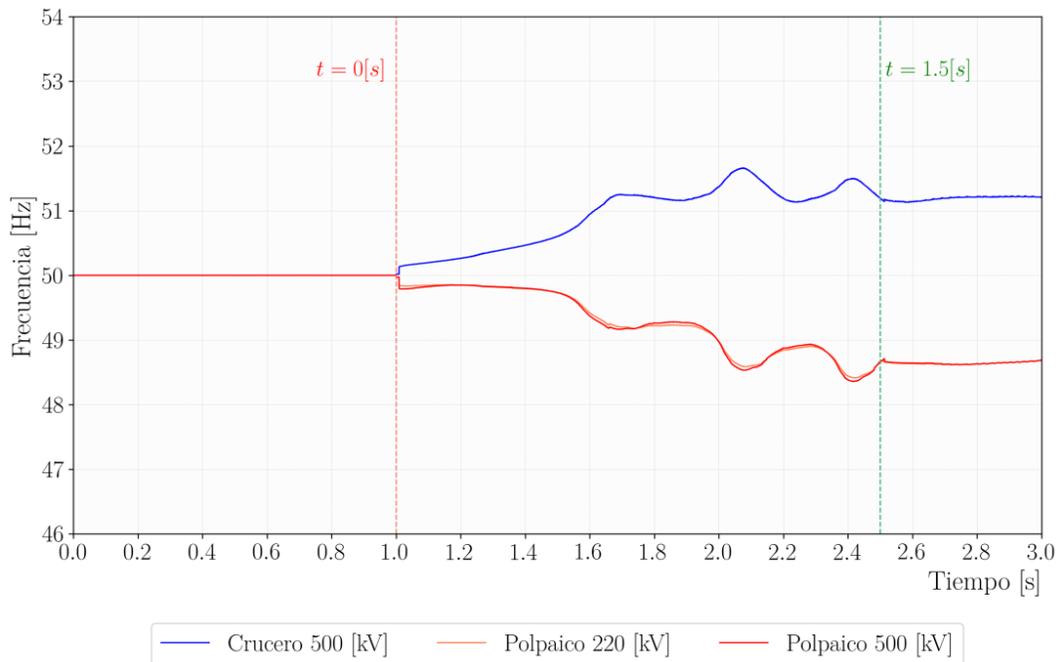


Figura 6—3. Frecuencia en Crucero y Polpaico antes de la separación en islas – Modelo teórico del CEN.

La Figura 6—3 muestra que, tras la ocurrencia de la falla, la frecuencia en la zona norte se eleva hasta alcanzar valores cercanos a los 52 Hz. En contraste, en la zona centro-sur, la frecuencia disminuye hasta 48,5 Hz aproximadamente, indicando un déficit de generación en la zona con respecto a la demanda local.

En el instante $t = 1,5$ s se produce la apertura del enlace en 220 kV, separando eléctricamente el SEN en dos islas: isla Norte e isla Centro-Sur. A partir de dicho instante, ambas islas evolucionan de manera independiente.

La Figura 6—4 y Figura 6—5 muestran la tensión y la frecuencia en las barras de Crucero y Polpaico desde el instante de la falla hasta varios segundos después de la separación del SEN. A partir de estas figuras se observa que, tras la separación del sistema, la frecuencia en la isla Norte se estabiliza en torno a los 51,3 Hz, mientras que en la isla Centro-Sur lo hace levemente por debajo de los 50 Hz. Una dinámica similar se observa con las tensiones de ambas islas, las cuales también se estabilizan después de algunos segundos de ocurrida la falla. En conjunto, los resultados obtenidos permiten concluir que —bajo a los supuestos considerados en el modelo— ambas islas logran alcanzar un nuevo punto de equilibrio luego de la apertura del enlace Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV.

En este contexto, resulta relevante destacar la desconexión de 2066,132 MW de carga en la isla Centro-Sur, producto de la actuación de los EDAC, así como la reducción de 2186,56 MW de generación renovable en la isla Norte, debido a la acción del control de potencia activa (APC) de las unidades equipadas con dichos lazos de control (ver Figura 10—5 y Figura 10—7 del Anexo 3). Ambas acciones contribuyeron a reducir el desbalance de potencia en sus respectivas zonas, mediante una reducción controlada de la demanda en la isla Centro-Sur— y de la generación renovable en la isla Norte.

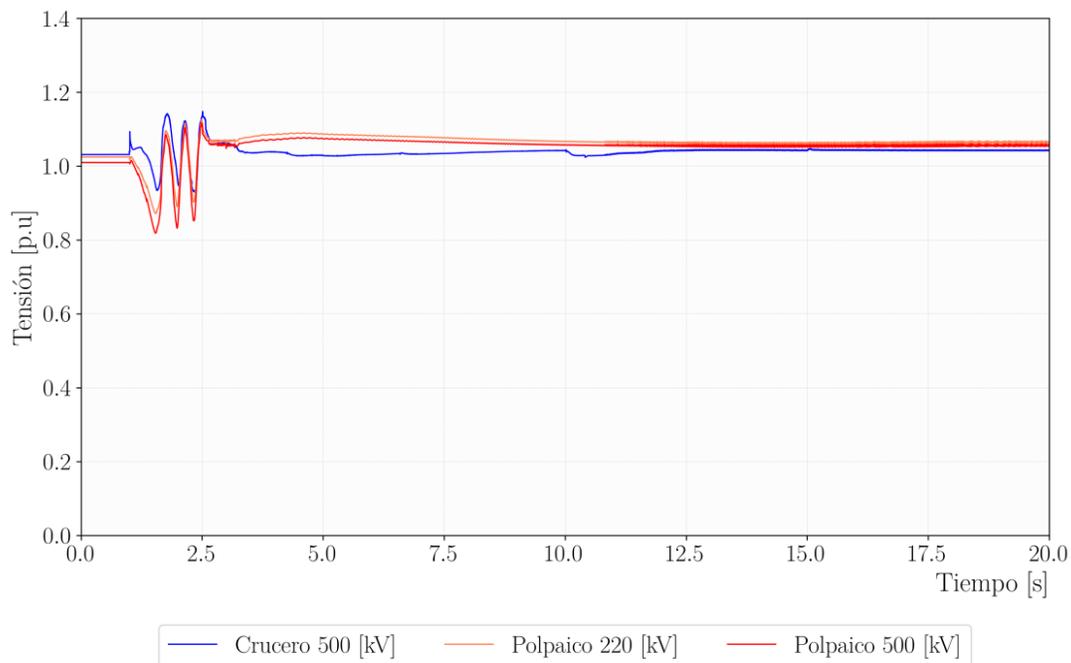


Figura 6—4. Tensión en Crucero y Polpaico después de la separación en islas – Modelo teórico del CEN.

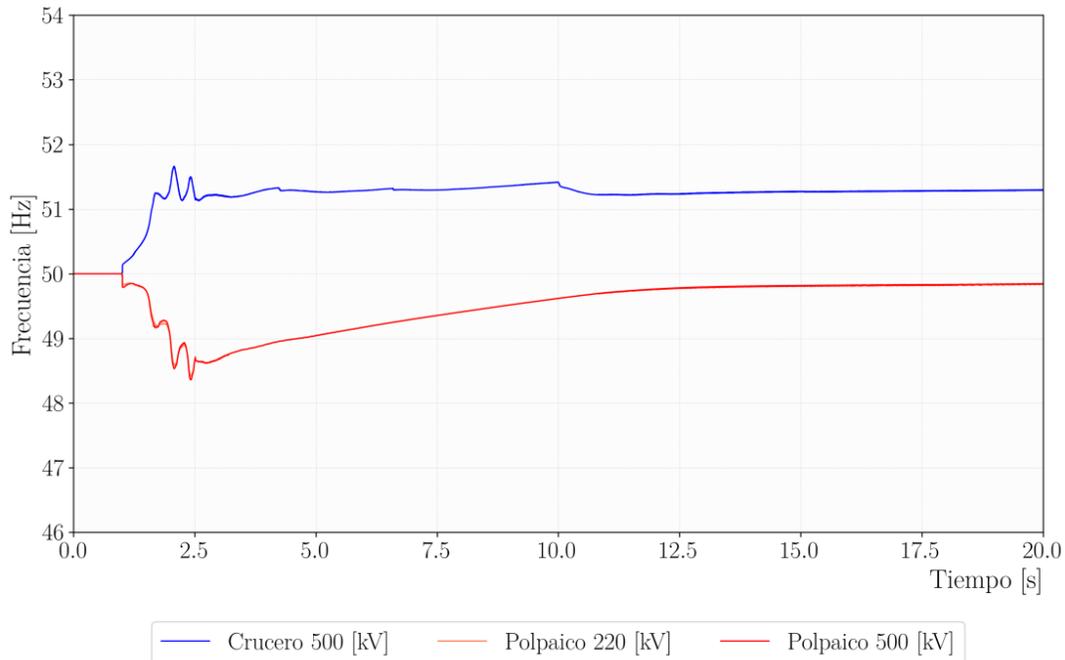


Figura 6—5. Frecuencia en Crucero y Polpaico después de la separación en islas – Modelo teórico del CEN.

Los resultados obtenidos de la simulación del evento del 25F, utilizando el modelo teórico desarrollado por el CEN, evidencian que el colapso total del SEN podría haberse evitado si todas las unidades generadoras hubiesen operado conforme a los requerimientos establecidos en la NTSyCS, y si los esquemas EDAC con PMGDs asociados hubiesen cumplido con los montos de desconexión de carga instruidos por el Coordinador sin provocar la desconexión de dichas unidades.

Bajo este escenario, la actuación conjunta de los recursos de control de contingencias disponibles en el sistema, junto con la reducción de potencia de las centrales renovables equipadas con control de potencia activa, habría sido suficiente para mantener la estabilidad de cada isla eléctrica, con una demanda neta total desconectada de 2040,7 MW.

En resumen, el colapso total del SEN podría haberse evitado si se hubiesen cumplido las siguientes condiciones:

- 1) Los EDACs hubiesen actuado exclusivamente sobre la demanda —según lo instruido por el CEN—*
- 2) Las unidades PMGDs se hubiesen mantenido conectadas durante todo el evento, sin ser desconectadas por la acción de EDACs y,*
- 3) En la isla Norte, las centrales renovables equipadas con control de potencia activa (APC) hubiesen reducido su generación en respuesta a un aumento de la frecuencia en dicha isla.*

7. Resultados: Análisis detallado de la falla 25F

En este capítulo se presentan los resultados de la Etapa 3 de la metodología propuesta, la que tiene por objetivo realizar un análisis detallado de la falla del 25F.

Una vez finalizada esta etapa, se habrá cumplido con la **Tarea 3: En base a simulaciones, investigar y verificar si, con los recursos de control de contingencia existentes, el SEN debió permanecer estable, o evitar el apagón total.**

7.1. Introducción

En esta etapa del estudio se busca analizar y comprender las causas que llevaron a la propagación de la falla, así como investigar si, con los recursos de control de contingencia existentes e instruidos por el Coordinador, el SEN debió haber permanecido estable o, al menos, haber evitado el apagón total. Para ello, el equipo de investigación llevó a cabo un análisis exhaustivo del evento mediante una serie de simulaciones en el dominio del tiempo, con el propósito de explorar el comportamiento del sistema bajo distintas condiciones. Estas simulaciones se realizaron a partir del modelo teórico del SEN desarrollado por el Coordinador, al cual se le introdujeron modificaciones específicas para representar diferentes escenarios.

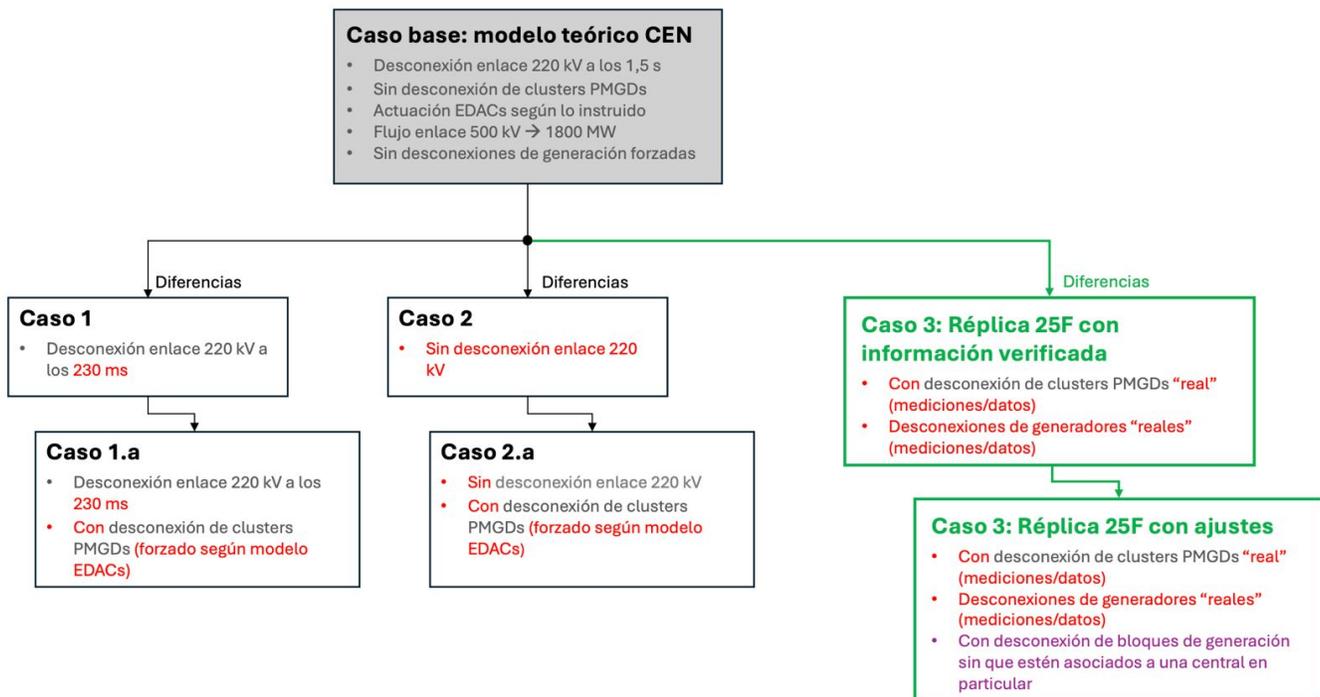


Figura 7—1. Casos estudiados a partir del caso base del SEN.

Para efectos del análisis, se define un total de 6 casos/escenarios de estudio, según lo indicado a continuación:

- **Caso 1:** Simulación que incorpora la desconexión del enlace en 500 kV y, 230 ms después, la desconexión del enlace en 220 kV.

- **Sin desconexión de clústers PMGDs.**
- **Caso 1.a:** Simulación que incorpora la desconexión del enlace en 500 kV y, 230 ms después, la desconexión del enlace en 220 kV.
 - **Con desconexión de clústers PMGDs.**
- **Caso 2:** Simulación que sólo considera la desconexión del enlace en 500 kV (sin desconexión del enlace en 220 kV).
 - **Sin desconexión de clústers PMGDs**
- **Caso 2.a:** Simulación que sólo considera la desconexión del enlace en 500 kV (sin desconexión del enlace en 220 kV).
 - **Con desconexión de clústers PMGDs.**
- **Caso 3:** Simulación que busca obtener el comportamiento dinámico del SEN frente a la falla del 25F, considerando sólo aquellos eventos para los cuales se tiene certeza de su ocurrencia tras la apertura del enlace en 500 kV —es decir, considerando sólo aquellos eventos que han sido debidamente verificados mediante informes de falla u otra fuente oficial—.
- **Caso 3.a:** Simulación que busca reproducir —de la forma más precisa posible— el comportamiento del SEN durante el evento del 25F. Para ello, se consideran tanto las desconexiones de generación que efectivamente ocurrieron el 25F, como bloques adicionales de generación que se incorporan únicamente con fines de ajuste. Estos bloques corresponden a desconexiones genéricas, no asociadas a una central específica, que se incorporan en el modelo para lograr una buena reproducción de la evolución de la frecuencia del sistema durante el 25F, según lo registrado por las PMUs.

En todos y cada uno de los casos estudiados, las desconexiones de carga que se producen durante la simulación son consecuencia de la operación de los esquemas EDAC modelados en DigSILENT, conforme a lo instruido en el “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga” vigente.

Una vez finalizada esta etapa, se habrá cumplido con la **Tarea 3: En base a simulaciones, investigar y verificar si, con los recursos de control de contingencia existentes, el SEN debió permanecer estable, o evitar el apagón total.**

En las siguientes secciones se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios analizados. En todos los casos se muestra la evolución temporal de la tensión y la frecuencia en las barras de Crucero 220 kV y Polpaico, tanto en 500 kV como en 220 kV. Los gráficos superiores de cada figura muestran la respuesta del sistema durante los primeros segundos posteriores a la ocurrencia de la falla, mientras que los gráficos inferiores muestran la evolución del sistema desde el instante de la falla hasta varios segundos después de la apertura del enlace en 220 kV.

Adicionalmente, en el Anexo 3 se presentan resultados complementarios para cada caso estudiado, incluyendo: los flujos de potencia activa por el enlace Nueva Pan de Azúcar – Punta Colorada – Pan de Azúcar en 220 kV y 500 kV, la potencia activa generada por las máquinas convencionales y renovables, los ángulos de los generadores convencionales, y la carga total del sistema, desagregada por islas eléctricas.

7.2. Caso 1: Con implementación de automatismo en 220 kV y sin desconexión de PMGDs

El análisis desarrollado en esta subsección tiene por objetivo representar el comportamiento que habría tenido el SEN en caso de haberse implementado la totalidad de las propuestas contenidas en el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) del año 2020 para la Zona Norte del SEN (descrito en la Sección 3.4). En particular, se considera la incorporación de un automatismo que permita seccionar el SEN en dos islas eléctricas ante la apertura simultánea de ambos circuitos de alguna de las líneas del corredor de 500 kV entre las subestaciones Los Changos y Polpaico. Para reproducir este escenario, se considera la desconexión del enlace en 220 kV después de 230 ms desde la ocurrencia de la falla en el enlace Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV. Los eventos de simulación incorporados en el modelo son los siguientes:

- En $t = 0$ segundos, se simula la desconexión del circuito 1 del enlace Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV y 10 milisegundos después la desconexión del segundo circuito.
- En $t = 0,230$ segundos aproximadamente se produce la desconexión del enlace en 220 kV y la pertinente separación del SEN en 2 islas eléctricas.

Para la simulación del Caso 1 se considera que los PMGDs se mantienen conectados durante toda la simulación. Adicionalmente, es importante destacar que en este escenario no se consideran las desconexiones reportadas por los Coordinados en sus respectivos informes de falla (incluidas en la Tabla 3–2 y Tabla 3–3). Las desconexiones de unidades generadoras que ocurren durante la simulación de este caso de estudio, se producen debido a la respuesta de las protecciones internas de cada unidad frente a la contingencia simulada, de acuerdo con los modelos dinámicos implementados en DigSILENT, y no debido a eventos forzados de simulación.

A partir de los resultados obtenidos mediante la simulación, se elaboran la Tabla 7–1 y Tabla 7–2. Ambas tablas resumen las unidades de generación que se desconectan durante la simulación en cada isla eléctrica, considerando un horizonte temporal de hasta 10 segundos en el caso de la isla Norte y 4 segundos en el caso de la isla Centro–Sur, contados desde la ocurrencia de la falla. Para efectos comparativos, las tablas también incluyen las desconexiones reportadas durante el evento del 25F, según lo indicado en la Tabla 3–2 y Tabla 3–3.

De acuerdo con lo observado en la Tabla 7–1 y Tabla 7–2, en este escenario de estudio (Caso 1), se desconecta un total de 323,19 MW de generación, distribuidos en 202,69 MW en la zona norte y 120,5 MW en la zona Centro–Sur¹⁴. Adicionalmente, la Tabla 7–3 presenta el nombre de las unidades que se desconectan en cada isla.

Tabla 7–1: Desconexión de unidades de generación – Isla Norte, Caso 1.

Ventana de tiempo desde la falla	Reportadas durante el evento del 25F (Tabla 3–2)			Obtenidas en la simulación del Caso 1		
	Cantidad de centrales		Generación total acumulada	Cantidad de centrales		Generación total acumulada
	Convencionales	ERNC	[MW]	Convencionales	ERNC	[MW]
< 0,15 [s]	0	0	0	0	0	0
0,15 [s]	Desconexión línea 2x220 Kv Punta Colorada – Pan de Azúcar. SEN queda dividido en dos islas					

¹⁴ Es importante mencionar que los 202,69 MW mostrados en la Tabla 7–1, corresponden a tres centrales ERNC que se desconectan en la isla Norte.

0,15 [s] – 0,941 [s]	1	0	80	0	2	152,72
0,941 [s] – 1,566 [s]	4	2	570	0	0	152,72
1,566 [s] – 10 [s]	1	6	847	0	1	202,69
Total desconectado hasta t = 10 segundos			847			202,69

Tabla 7–2: Desconexión de unidades de generación – Isla Centro–Sur, Caso 1.

Ventana de tiempo desde la falla	Reportadas durante el evento del 25F (Tabla 3–3)			Obtenidas en la simulación del Caso 1		
	Cantidad de centrales		Generación total acumulada	Cantidad de centrales		Generación total acumulada
	Convencionales	ERNC	[MW]	Convencionales	ERNC	[MW]
< 0,15 [s]	0	0	0	0	0	0
0,15 [s]	Desconexión línea 2x220 Kv Punta Colorada – Pan de Azúcar. SEN queda dividido en dos islas					
0,15 [s] – 0,941 [s]	2	3	100,04	0	1	120,5
0,941 [s] – 1,567 [s]	1	0	102,54	0	0	120,5
1,567 [s] – 4 [s]	4	0	429,78	0	0	120,5
Total desconectado hasta t = 4 segundos			429,78			120,5

Tabla 7–3: Unidades de generación desconectadas en la simulación del Caso 1.

Nombre de la central	Isla	Instante de desconexión	Potencia despachada MW	Motivo de desconexión
PFV María Elena	Norte	0,3	15,52	Protección
PFV Atacama Solar II	Norte	0,508	137,2	Protección
PFV Pampa Solar Norte	Norte	2,773	49,97	Protección
PFV Romero	Centro–Sur	0,557	120,5	Protección

Para efectos del análisis, es importante mencionar que si bien en la zona norte sólo se desconectaron 202,69 MW de generación, las unidades renovables con control de potencia activa (APC) en dicha zona también contribuyeron a mitigar el desbalance de potencia, reduciendo su generación en un monto total de 1922,3 MW (ver Figura 10–12). Esta reducción representa un aporte significativo para reducir el exceso de generación que afectaba a la isla Norte tras la separación del sistema.

La Tabla 7–4 resume las desconexiones de carga ocurridas en la zona Centro–Sur producto de la acción de los esquemas EDACs durante la simulación. Se observa que —durante los primeros 1,4 segundos posteriores a la ocurrencia de la falla— los EDACs desconectan un total de 1467,836 MW de carga, concentrada en su totalidad en la isla Centro–Sur del sistema. En cuanto a desconexiones de PMGDs, en este escenario no se consideran, ya que el caso de estudio fue definido explícitamente sin contemplar la desconexión de dichas unidades.

Tabla 7–4: Desconexión de carga producto de la acción de los EDACs – Isla Centro–Sur, Caso 1.

Ventana de tiempo desde la falla	Obtenidas en la simulación del Caso 1	
	Potencia desconectada	Potencia desconectada acumulada
	[MW]	[MW]
< 0,5 [s]	157,195	157,195

0,5 [s] – 0,9 [s]	480,486	637,681
0,9 [s] – 1,1 [s]	528,876	1166,557
1,1 [s] – 1,4 [s]	301,279	1467,836
Hasta t = 1,4 segundos	Total	1467,836

La Figura 7—2 y Figura 7—3 presentan la tensión y la frecuencia en las barras de Crucero y Polpaico. En ambas figuras, el instante de ocurrencia de la falla está indicado mediante una línea roja punteada etiquetada como $t = 0$ [s], mientras que la apertura del enlace en 220 kV —que da lugar a la separación del SEN en dos islas eléctricas—, se representa con una línea punteada verde marcada como $t = 0,23$ [s]. En el Anexo 3 se encuentran disponibles el resto de los resultados de este caso de estudio.

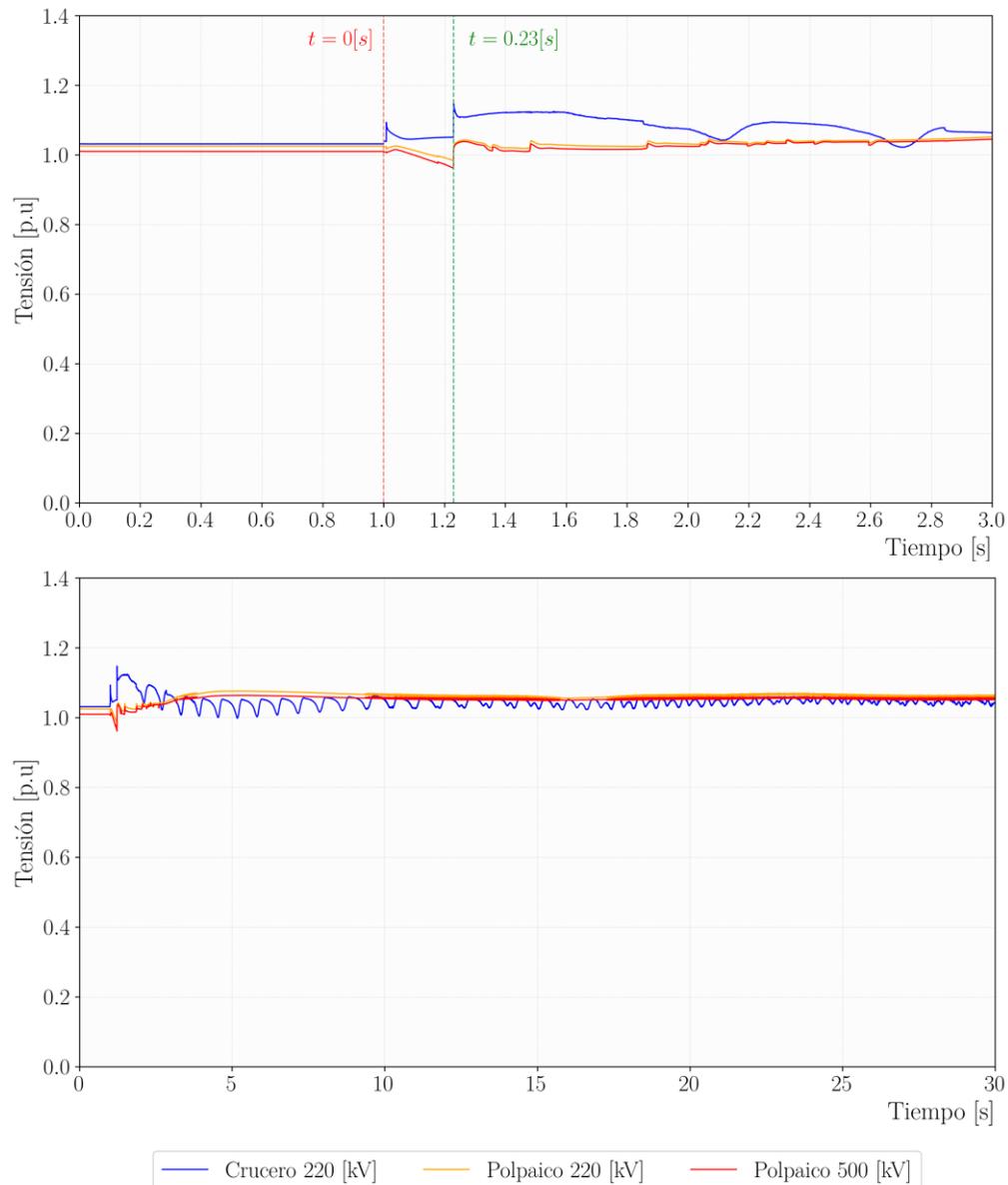


Figura 7—2. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 1.

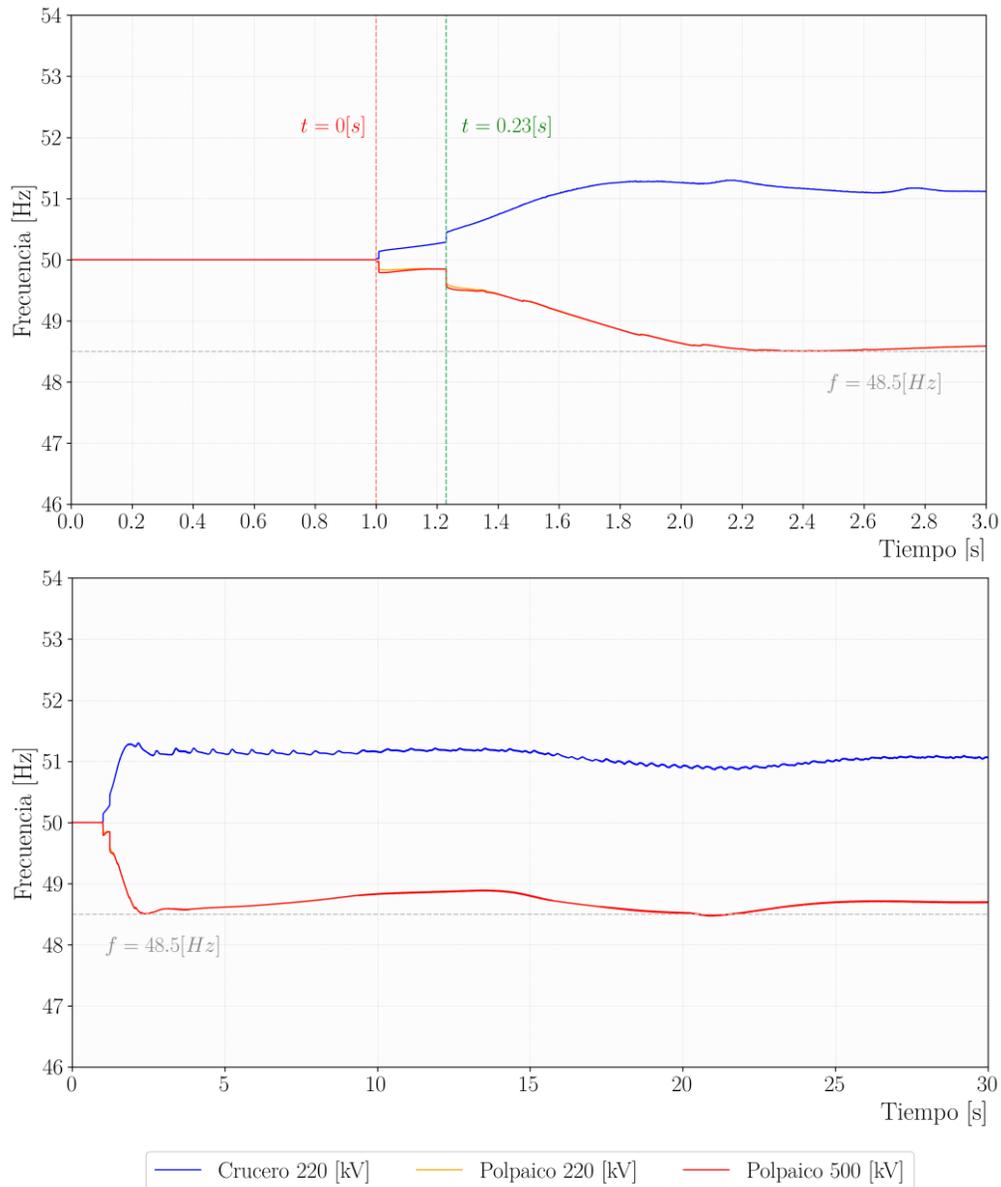


Figura 7—3. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 1.

Las figuras muestran que, durante los 230 ms en que ambas zonas del SEN permanecen conectadas a través del enlace en 220 kV —es decir, entre la ocurrencia de la falla y la apertura del enlace en 220 kV—, la frecuencia en la zona norte aumenta, mientras que en la zona centro-sur disminuye. Al finalizar este periodo de tiempo, $t \in [0; 0,230 \text{ s}]$, la frecuencia alcanza los 50,28 Hz en la zona norte y los 49,84 Hz en la zona centro-sur, sin que se hayan producido desconexiones de generación en el sistema.

Tras la separación del SEN, la evolución de la frecuencia en ambas islas eléctricas refleja el comportamiento esperado según su condición de excedentaria o deficitaria en términos de generación. En la isla Norte, —que tras la separación del sistema queda con un exceso de generación—, la frecuencia aumenta durante aproximadamente 1 segundo hasta alcanzar un máximo de 51,3 Hz, para luego estabilizarse en torno a los 51,2 Hz. En este contexto,

resulta importante destacar el rol de las unidades renovables equipadas con APC, cuya acción conjunta permitió reducir la inyección de generación ERNC en 1922,3 MW, contribuyendo a recuperar el equilibrio entre carga y generación en la isla norte y, por ende, a la estabilización de la frecuencia en dicha zona.

Por otro lado, en la isla Centro-Sur —que tras la división del sistema queda con un déficit de generación—, la frecuencia se reduce hasta alcanzar un valor mínimo de 48,5 Hz, para finalmente estabilizarse en un valor levemente inferior a los 49 Hz. En cuanto a los recursos de control de contingencias, los EDACs actuaron desconectando un total de 1467,836 MW de carga durante los primeros 1,4 segundos posteriores a la falla (ver Tabla 7-4), lo que permitió contener la caída de la frecuencia en la isla Centro-Sur y, con ello, contribuir al restablecimiento del equilibrio entre carga y generación.

Conclusión Caso 1

A partir de los resultados obtenidos, se concluye que, de haberse implementado un automatismo que instruyera la desconexión del enlace en 220 kV según lo propuesto en el PDCE del 2020, los recursos de control de contingencias disponibles en el sistema —específicamente, los EDAC en la isla Centro-Sur y los EDAG en la isla Norte—, junto con la correcta actuación del control de potencia activa de las centrales renovables equipadas con dicho esquema, habrían sido suficientes para mantener la estabilidad de ambas islas, evitando así el colapso total del SEN. Bajo estas condiciones, la demanda neta total desconectada en el Caso 1 es 1467,836 MW.

****) Esta conclusión es válida bajo el supuesto de que todas las unidades generadoras operan conforme a los requerimientos establecidos en el Artículo 3-10 de la NTSyCS, y que los esquemas EDAC cumplen con los montos de desconexión de carga instruidos por el Coordinador; sin provocar la desconexión de unidades PMGDs.*

Comparación entre el Caso 1 y el modelo teórico del CEN

Al comparar los resultados obtenidos en el Caso 1 con los del modelo teórico del CEN, se observa que la principal diferencia radica en los montos de demanda neta desconectada. Mientras que, con el modelo teórico, la demanda total desconectada por la acción de los EDAC asciende a 2040,7 MW, la implementación de una desconexión automatizada del enlace en 220 kV a los 230 ms habría reducido dicha demanda a 1467,836 MW, lo que representa una disminución del 28 % en comparación con el modelo teórico del CEN.

7.3. Caso 1.a: Con implementación de automatismo en 220 kV y desconexión de PMGDs

El Caso 1.a es similar al Caso 1, con la diferencia de que, en este escenario, sí se consideran las desconexiones de generación PMGD provocadas por la actuación de los EDACs. Para modelar este escenario, los eventos de simulación incluidos en el modelo DiGSILENT son:

- En $t = 0$, se simula la desconexión del circuito 1 del enlace Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV y 10 milisegundos después la desconexión del segundo circuito.
- En $t = 0,23$ segundos aproximadamente se produce la desconexión del enlace en 220 kV y la pertinente separación del SEN en 2 islas eléctricas.
- Desconexión de 340,68 MW de generación distribuida en la zona Centro–Sur del sistema (no se consideran desconexiones de PMGDs en la zona Norte). Esta desconexión se representa mediante cuatro bloques que se desconectan en distintos instantes de tiempo de acuerdo con lo indicado en la tabla a continuación. La pérdida de estos bloques de generación PMGD se modela como eventos forzados en la simulación en DiGSILENT.

Tabla 7–5: Desconexión de unidades PMGD en isla Centro–Sur, Caso 1.a.

Instante de desconexión desde la falla	Caso 1.a		
	Potencia PMGD desconectada	Potencia PMGD desconectada acumulada	Tipo de EDAC gatillando la desconexión
	[MW]	[MW]	
$t = 0,5$	82,22	82,22	EDAC–CE
$t = 0,9$	150,14	232,36	EDAC–BF
$t = 1,1$	85	317,36	EDAC–BF
$t = 1,4$	23,32	340,68	EDAC–BF
Total generación PMGD desconectada		340,68	

Para determinar los montos de las desconexiones PMGDs indicados en la Tabla 7–5, se realiza un proceso en dos etapas: en la primera etapa, se establece el tiempo de desconexión; y en la segunda, se cuantifica la potencia PMGD a desconectar (en MW).

El monto de 340,68 MW se estima a partir de la evolución de la frecuencia en la isla Centro-Sur obtenida en el Caso 1. Para determinar el instante de desconexión de cada bloque indicado en la Tabla 7–5, se analiza la distribución temporal de las desconexiones de carga resultantes de la simulación de dicho caso. A partir del registro de eventos generado, las actuaciones de los EDACs se agrupan en distintas ventanas de tiempo. El instante de desconexión asignado a cada bloque PMGD corresponde al límite inferior del último evento de activación de un EDAC registrado dentro de la ventana correspondiente.

Para determinar la potencia PMGD a desconectar, se cruzan los datos de los EDACs activados en la simulación del Caso 1 con la información contenida en el Anexo 2. De este modo, para cada ventana temporal, se asignan las desconexiones simuladas de los EDACs a los alimentadores correspondientes de las subestaciones PMGD reales. Finalmente, la potencia total a desconectar se obtiene como la suma de las potencias asociadas a dichos alimentadores, considerando todos los eventos de desconexión registrados dentro de la ventana analizada.

La Tabla 7–6 y Tabla 7–7 presentan un resumen de las unidades de generación que se desconectan durante la simulación en cada una de las islas. Al igual que en el Caso 1, estas desconexiones son consecuencia de la actuación de las protecciones de cada unidad, conforme a los modelos dinámicos provistos, por lo que no corresponden a eventos de simulación forzados en DiGSILENT. La

Tabla 7–8 presenta el nombre de las unidades que se desconectaron durante la simulación de este caso de estudio. A partir de los resultados de la Tabla 7–6 y Tabla 7–7, se observa que, en el Caso 1.a, se desconecta un monto total de 281,42 MW de generación, de los cuales 152,72 MW se desconectan en la zona Norte y 128,7 MW en la zona Centro–Sur. Adicionalmente, en la zona norte se observa una reducción de 1972,27 MW de generación renovable, como resultado de la respuesta de las centrales equipadas con control de potencia activa (APC) ante el aumento de la frecuencia en la zona (ver Figura 10–19).

Tabla 7–6: Desconexión de unidades de generación – Isla Norte, Caso 1.a.

Ventana de tiempo desde la falla	Reportadas durante el evento del 25F (Tabla 3–2)			Obtenidas en la simulación del Caso 1.a		
	Cantidad de centrales		Generación total acumulada	Cantidad de centrales		Generación total acumulada
	Convencionales	ERNC	[MW]	Convencionales	ERNC	[MW]
< 0,15 [s]	0	0	0	0	0	0
0,15 [s]	Desconexión línea 2x220 Kv Punta Colorada – Pan de Azúcar SEN queda dividido en dos islas					
0,15 [s] – 0,941 [s]	1	0	80	0	2	152,72
0,941 [s] – 1,566 [s]	4	2	570	0	0	152,72
1,566 [s] – 10 [s]	1	6	847	0	0	152,72
Total desconectado hasta t = 10 segundos			847			152,72

Tabla 7–7: Desconexión de unidades de generación – Isla Centro–Sur, Caso 1.a.

Ventana de tiempo desde la falla	Reportadas durante el evento del 25F (Tabla 3–3)			Obtenidas en la simulación del Caso 1.a		
	Cantidad de centrales		Generación total acumulada	Cantidad de centrales		Generación total acumulada
	Convencionales	ERNC	[MW]	Convencionales	ERNC	[MW]
< 0,15 [s]	0	0	0	0	0	0
0,15 [s]	Desconexión línea 2x220 Kv Punta Colorada – Pan de Azúcar SEN queda dividido en dos islas					
0,15 [s] – 0,941 [s]	2	3	100,04	0	1	120,5
0,941 [s] – 1,567 [s]	1	0	102,54	0	0	120,5
1,567 [s] – 4 [s]	4	0	429,78	0	1	128,7
Total desconectado hasta t = 4 segundos			429,78			128,7

Tabla 7–8: Unidades de generación desconectadas en la simulación del Caso 1.a.

Nombre de la central	Isla	Instante de desconexión	Potencia despachada MW	Motivo de desconexión
PFV María Elena	Norte	0,3	15,52	Protección
PFV Atacama Solar II	Norte	0,508	137,2	Protección
PFV Pampa Solar Norte	Norte	2,773	49,97	Protección
PFV Romero	Centro–Sur	0,557	120,5	Protección

La Tabla 7–9 resume las desconexiones de carga debido a la acción de los EDACs en la isla Centro–Sur durante la simulación. De la tabla se observa que, en este caso, los EDACs desconectan un total de 1591,789 MW de carga, concentrados en su totalidad en la zona centro-sur del país.

Tabla 7–9: Desconexión de carga producto de la acción de los EDACs – Isla Centro–Sur, Caso 1.a.

Ventana de tiempo desde la falla	Obtenidas en la simulación del Caso 1.a	
	Potencia desconectada	Potencia desconectada acumulada
	[MW]	[MW]
< 0,5 [s]	158,438	158,438
0,5 [s] – 0,9 [s]	536,466	694,9
0,9 [s] – 1,1 [s]	584,627	1279,531
1,1 [s] – 1,4 [s]	312,258	1591,789
Hasta t = 1,4 segundos	Total	1591,789

La Figura 7–4 y Figura 7–5 presentan la evolución de la tensión y la frecuencia en las barras de Crucero y Polpaico. En el Anexo 3 se encuentran disponibles resultados adicionales de este caso de estudio.

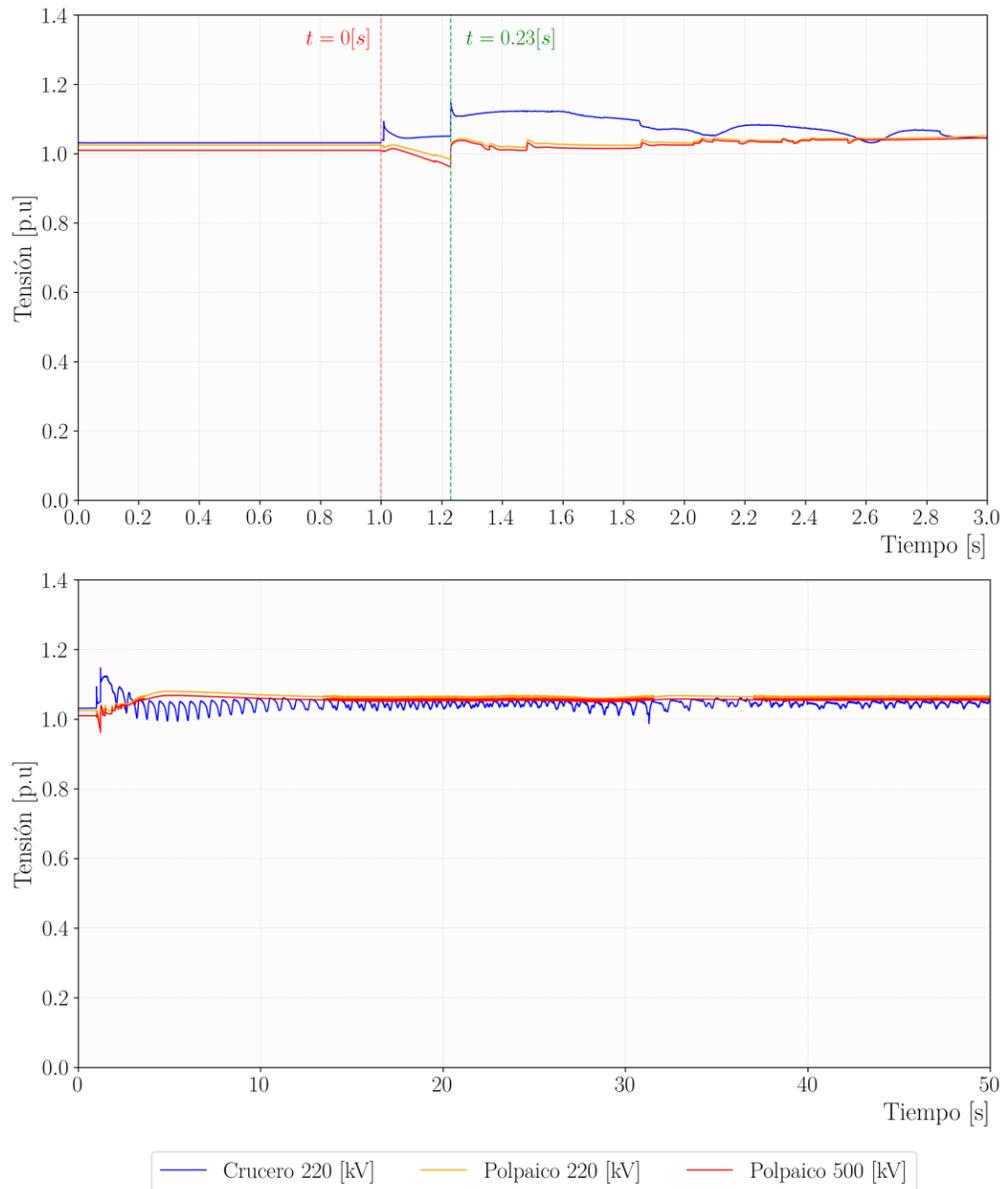


Figura 7—4. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 1.a.

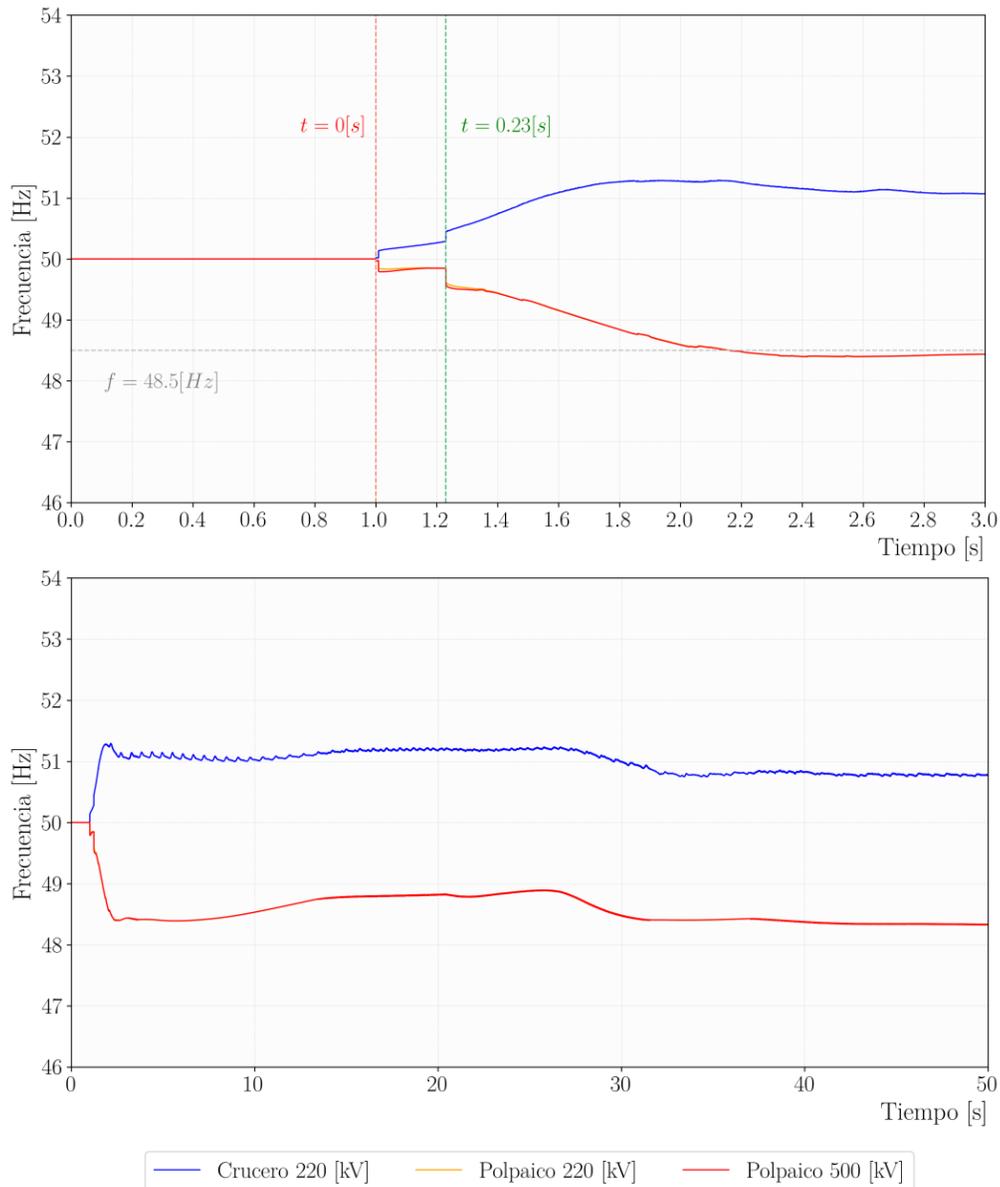


Figura 7—5. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 1.a.

Los resultados del Caso 1.a muestran que, tras la separación del sistema en 2 islas eléctricas, la frecuencia en la isla Norte se estabiliza en torno a los 50,9 Hz, favorecida por la desconexión de 152,72 MW de generación ERNC (ver Tabla 7–6) y la reducción de otros 1972,27 MW por parte de centrales renovables equipadas con APC (ver Figura 10–19). En el caso de la isla Centro–Sur, en tanto, luego del periodo transitorio, la frecuencia se estabiliza en torno a los 48,4 Hz. En este contexto, es importante destacar el rol de los EDACs, cuya acción en dicha isla permitió la desconexión de 1591,789 MW de carga durante los primeros 1,4 segundos (ver Tabla 7–9), contribuyendo a contener la caída de frecuencia y reafirmando, así, el rol crítico de los recursos de control de contingencias ante eventos en el sistema.

Conclusión Caso 1.a

*A partir de los resultados obtenidos en el Caso 1.a, se concluye que, de haberse implementado un automatismo que instruyera la desconexión del enlace en 220 kV a los 230 ms, los recursos de control de contingencias disponibles en el SEN —EDAC en la isla Centro–Sur y EDAG en la isla Norte—, junto con la actuación del control de potencia activa de las centrales renovables, habrían sido suficientes para contener las excursiones de frecuencia en ambas islas, a pesar de la desconexión de 340,68 MW de generación PMGD producto de la acción de los EDAC. Bajo estas condiciones, la **demanda neta total desconectada en el Caso 1.a alcanza los 1591,789 MW.***

*Si bien los resultados del Caso 1 y Caso 1.a son muy similares, la **incorporación del efecto de los EDACs sobre los PMGDs lleva a un aumento de la demanda neta total desconectada en el sistema de 123,953 MW, evidenciando el efecto negativo de la desconexión de generación distribuida durante fallas.***

****) Esta conclusión es válida bajo el supuesto de que todas las unidades generadoras operan conforme a los requerimientos establecidos en el Artículo 3-10 de la NTSyCS.*

Comparación entre el Caso 1.a y el modelo teórico del CEN

*Al **comparar los resultados obtenidos en el Caso 1.a con los obtenidos con el modelo teórico del CEN, se observa que la principal diferencia —más allá de la desconexión de PMGDs— radica en los montos de demanda neta desconectada.** Mientras que, con el modelo teórico, la demanda total desconectada por la acción de los EDAC asciende a 2040,7 MW, la implementación de un automatismo que instruyera la desconexión del enlace en 220 kV a los 230 ms posteriores a la falla habría reducido esa cifra a 1591,789 MW, lo que representa una **disminución del 22 % con respecto al modelo teórico.***

7.4. Caso 2: Sin desconexión del enlace en 220 kV y sin desconexión de PMGDs

El análisis realizado en esta subsección busca representar lo que habría ocurrido en el SEN si el enlace en 220 kV no se hubiese abierto después de 1,5 s de ocurrida la falla, es decir, si el sistema no se hubiese seccionado en 2 islas eléctricas. El objetivo es evaluar la relevancia de contar con automatismos que permitan una formación rápida y coordinada de islas eléctricas como mecanismo de defensa frente a contingencias extremas.

Para la simulación de este escenario se asume que los PMGDs permanecen conectados durante toda la simulación. Además, los únicos eventos de simulación incluidos en el modelo son la desconexión del circuito 1 del enlace Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV y, 10 milisegundos después, la desconexión del segundo circuito.

La Tabla 7–10 y Tabla 7–11 resume las desconexiones de generación que se producen en cada una de las islas eléctricas durante la simulación. Al igual que en los casos anteriores, estas desconexiones se producen debido a la actuación de las protecciones de cada unidad generadora, conforme a sus modelos dinámicos, y no debido a eventos de simulación programados en DigSILENT. La Tabla 7–12 presenta el nombre de las unidades que se desconectan durante la simulación de este caso de estudio.

A partir de los resultados presentados en las tablas, se observa que en el Caso 2 se desconecta un total de 722,53 MW de generación, de los cuales 689,83 MW se desprenden en la zona norte y 32,58 MW en la isla Centro–Sur. Cabe señalar que, del total de generación desconectado en la isla Norte, 620,66 MW se debieron a la actuación de esquemas de desconexión automática de generación (EDAG). Adicionalmente, las unidades renovables con control de potencia activa también contribuyeron a mitigar el desbalance inicial de potencia en dicha zona, reduciendo su generación en un monto total de 1899,5 MW (ver Figura 10–26).

Tabla 7–10: Desconexión de unidades de generación – Isla Norte, Caso 2.

Ventana de tiempo desde la falla	Reportadas durante el evento del 25F (Tabla 3–2)			Obtenidas en la simulación del Caso 2		
	Cantidad de centrales		Generación total acumulada	Cantidad de centrales		Generación total acumulada
	Convencionales	ERNC	[MW]	Convencionales	ERNC	[MW]
< 0,15 [s]	0	0	0	0	0	0
0,15 [s] – 0,941 [s]	1	0	80	0	1	15,52
0,941 [s] – 1,566 [s]	4	2	570	0	2	30,39
1,566 [s] – 10 [s]	1	6	847	7	9	652,94
10 [s] – 20 [s]	1	19	1547,07	0	2	689,83
Total desconectado hasta t = 20 segundos			1547,07			689,83

Tabla 7–11: Desconexión de unidades de generación – Isla Centro–Sur, Caso 2.

Ventana de tiempo desde la falla	Reportadas durante el evento del 25F (Tabla 3–3)			Obtenidas en la simulación del Caso 2		
	Cantidad de centrales		Generación total acumulada	Cantidad de centrales		Generación total acumulada
	Convencionales	ERNC	[MW]	Convencionales	ERNC	[MW]
< 0,15 [s]	0	0	0	0	0	0

0,15 [s] – 0,941 [s]	2	3	100,04	0	0	0
0,941 [s] – 1,566 [s]	1	0	102,54	0	0	0
1,566 [s] – 4 [s]	4	0	429,78	0	0	0
4 [s] – 20 [s]				0	1	32,58
Total desconectado hasta t = 20 segundos			429,78			32,58

Tabla 7–12: Unidades de generación desconectadas en la simulación del Caso 2.

Nombre de la central	Isla	Instante de desconexión	Potencia despachada MW	Motivo de desconexión
PFV María Elena	Norte	0,769	15,52	Protección
PFV Diego de Almagro A	Norte	1,053	8,47	Protección
PFV Diego de Almagro B	Norte	1,053	6,4	Protección
PE Cabo Leones I A	Norte	3,975	0,85	Protección
PE Cabo Leones I B	Norte	3,975	1,036	Protección
PFV Finis Terrae Fimer	Norte	4,511	37,451	EDAG
PFV Finis Terrae Sungrow	Norte	4,511	69,624	EDAG
PE Sierra Gorda Este	Norte	4,511	76,412	EDAG
PE Calama	Norte	4,95	83,31	EDAG
TER Mejillones CTM3–TG	Norte	7,873	62	EDAG
TER Mejillones CTM3–TV	Norte	7,873	40	EDAG
GEO Cerro Pabellón U1	Norte	7,875	5,5	EDAG
GEO Cerro Pabellón U2	Norte	7,875	6,9	EDAG
TER Angamos U1	Norte	7,876	80,8	EDAG
TER Cochrane U1	Norte	7,914	60	EDAG
PFV Capricornio	Norte	9,953	20,28	EDAG
PFV PMG Pozo Almonte Solar II	Norte	9,96	6,38	EDAG
PFV Pozo Almonte Solar III	Norte	9,96	12,01	EDAG
TER Cochrane U2	Norte	9,993	60	EDAG
PFV Tamaya Solar	Norte	10,993	7,828	Protección
PFV Uribe Solar	Norte	13,62	29,065	Protección
PE Alena	Centro–Sur	10,728	32,7	Protección

La Tabla 7–13 resume las desconexiones de carga provocadas por la acción de los EDACs durante la simulación del Caso 2. A partir de la información presentada en la tabla, se observa que, en este caso, los EDACs provocan la desconexión de un total de 1531,724 MW de carga en la zona Centro–Sur del sistema.

Tabla 7–13: Desconexión de carga debido a la operación de EDAC – Isla Centro–Sur, Caso 2.

Ventana de tiempo desde la falla	Obtenidas en la simulación del Caso 2	
	Carga desconectada	Carga desconectada acumulada
	[MW]	[MW]
< 0,5 [s]	0	0
0,5 [s] – 0,9 [s]	397,481	397,485
0,9 [s] – 1,4 [s]	659,058	1056,543

1,4 [s] – 1,6 [s]	475,181	1531,724
Hasta t = 1,6 segundos	Total	1531,724

La Figura 7—6 y Figura 7—7 muestran la evolución de la tensión y la frecuencia en las barras Crucero y Polpaico. En el Anexo 3 se encuentran más resultados de este caso de estudio.

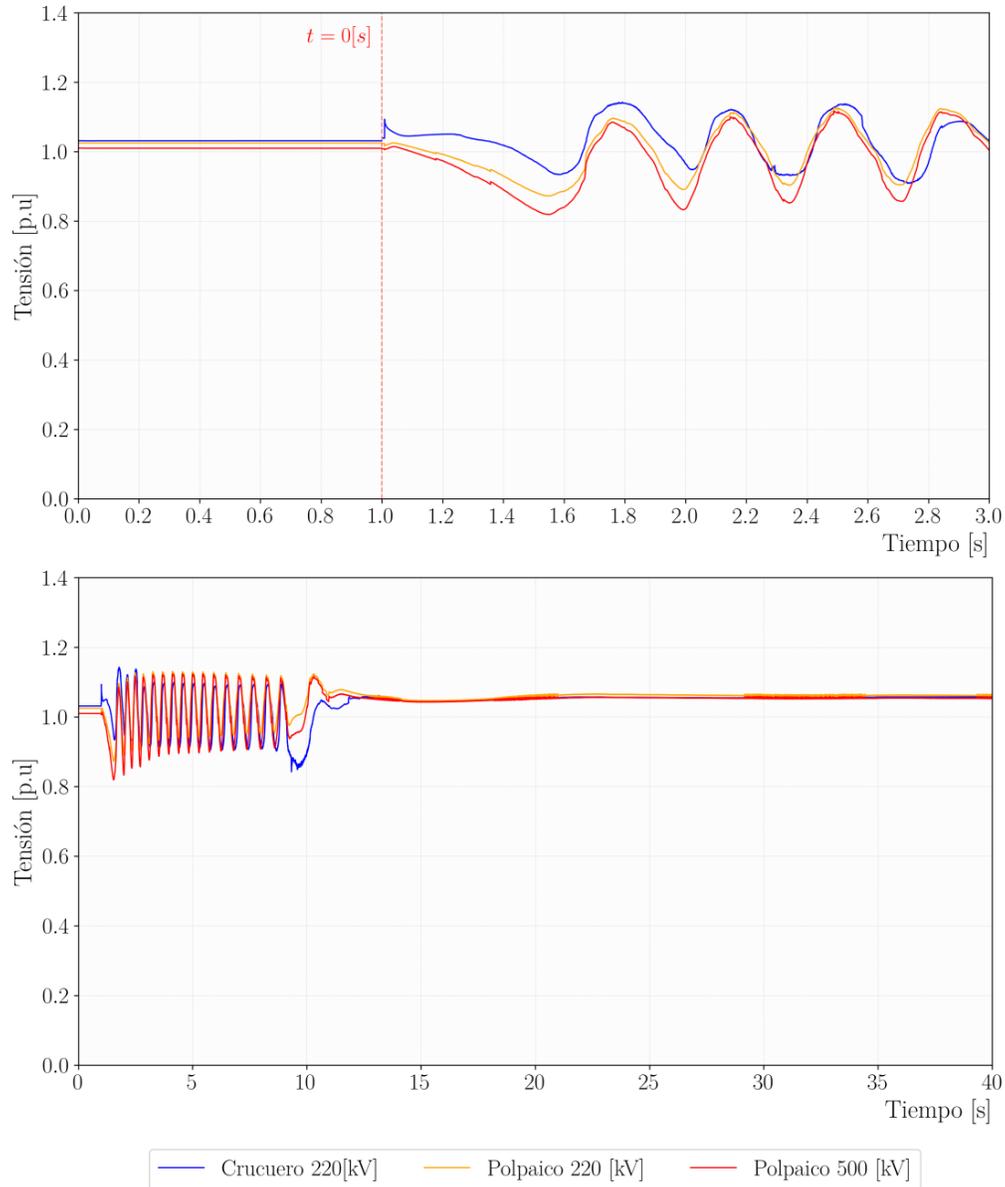


Figura 7—6. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 2.

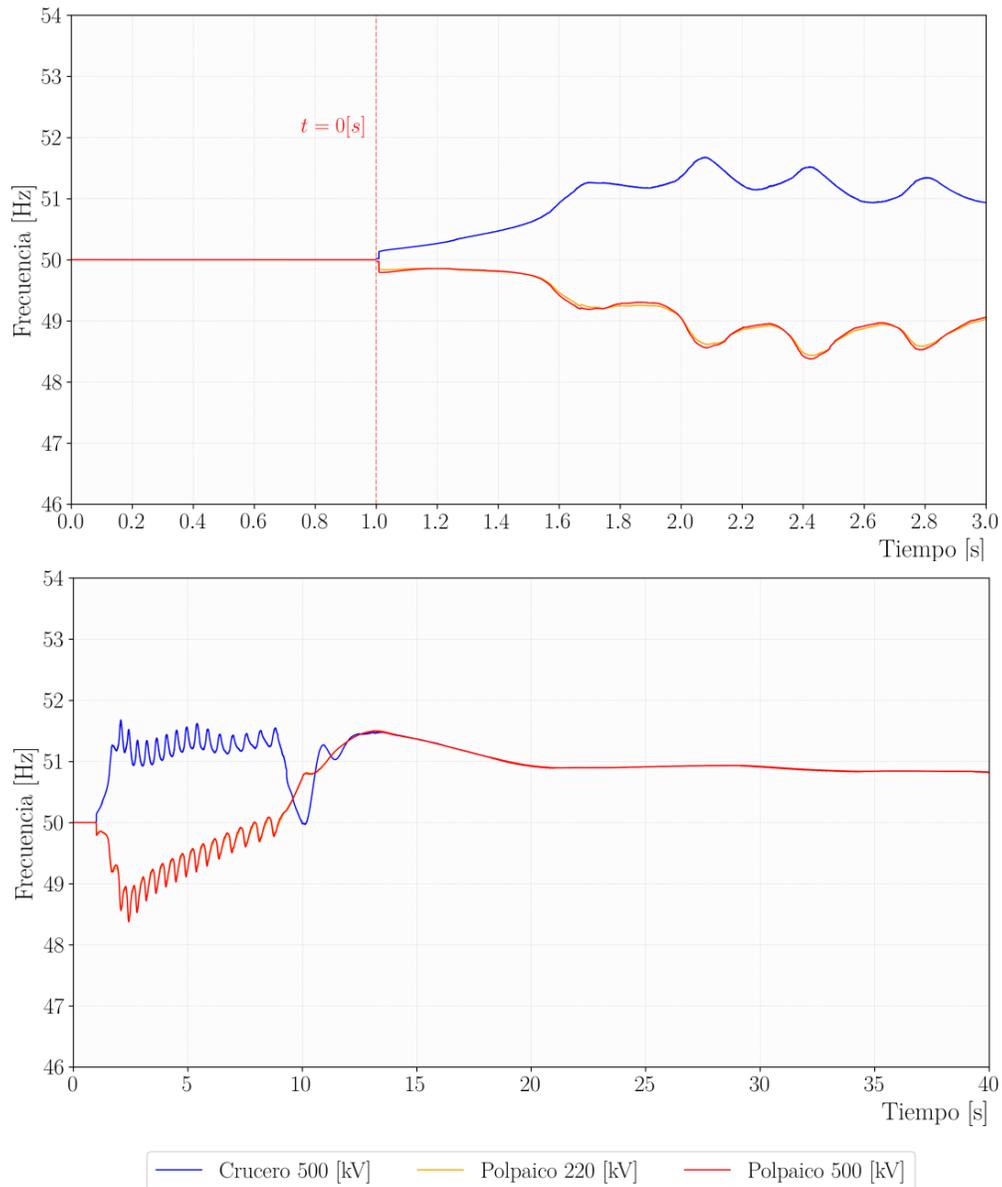


Figura 7—7. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 2.

Los resultados obtenidos en la simulación del Caso 2 muestran que, si no se produce la desconexión del enlace en 220 kV — y sólo se dispone de los recursos de control de contingencias existentes—, el SEN no se separa en islas ni experimenta un colapso total. No obstante, este resultado debe ser interpretado con cautela.

En efecto, los resultados presentados en el Anexo 3 muestran que, en este escenario, el sistema experimenta oscilaciones sostenidas, con un bajo nivel de amortiguamiento en la frecuencia, tensiones y flujos de potencia por el enlace en 220 kV. Dichas oscilaciones persisten durante poco más de 10 segundos después de ocurrida la falla, producto del intercambio continuo de potencia entre las 2 áreas del sistema. Adicionalmente, la Figura 10—27 con los ángulos de los generadores convencionales, evidencia que en el Caso 2, las máquinas de la zona Norte exhiben excursiones angulares significativas, lo que constituye una señal de posible pérdida de sincronismo. Si bien la figura

sugiere que estas unidades pierden sincronismo “de manera coordinada”, desde el punto de vista operativo, estas excursiones angulares resultan críticas, no sólo porque exponen a los generadores a condiciones de operación riesgosas, sino también porque podrían gatillar la actuación de protecciones en cascada, comprometiendo la seguridad del sistema.

En este contexto, si bien el software de simulación es capaz de resolver numéricamente las ecuaciones del sistema, en la práctica, un sistema eléctrico real difícilmente podría soportar oscilaciones de la magnitud y duración observadas en este caso. Probablemente, antes de alcanzar un nuevo punto de equilibrio, el sistema comenzaría a experimentar desconexiones en cascada como consecuencia de la actuación de protecciones en las unidades de generación. Por lo tanto, se concluye que el comportamiento aparentemente estable observado en el Caso 2 obedece, en realidad, a simplificaciones adoptadas en el modelo dinámico del SEN, particularmente en lo referido a la representación de los sistemas de protección. Dichas simplificaciones, cabe destacar, son inevitables y necesarias para hacer viable el modelamiento de sistemas reales y complejos.

Al comparar los resultados de este caso con los del Caso 1 —donde se considera la apertura del enlace en 220 kV a los 230 ms de ocurrida la falla—, queda de manifiesto la importancia de implementar automatismos destinados a la formación de islas eléctricas como mecanismo de defensa frente a contingencias extremas. La separación rápida y coordinada de un sistema en islas representa una medida crucial para evitar comportamientos inestables, tales como oscilaciones sostenidas y mal amortiguadas entre áreas, que, de no ser mitigadas oportunamente, podrían conducir a una inestabilidad e, incluso, al colapso total del sistema.

7.5. Caso 2.a: Sin desconexión del enlace en 220 kV y con desconexión de PMGDs

El Caso 2.a es similar al descrito en la subsección anterior (Caso 2), salvo que, en este escenario, sí se incorporan desconexiones de PMGDs producidas por la actuación de esquemas EDACs. En este caso, los eventos de simulación incorporados en el modelo son los siguientes:

- En $t = 0$, se simula la desconexión del circuito 1 del enlace Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV y 10 milisegundos después la desconexión del segundo circuito.
- Desconexión de 377,78 MW de generación PMGD en la zona Centro–Sur del sistema (no se considera desconexión de PMGDs en la zona norte). En este caso, la desconexión se simula en 3 bloques, modelados como eventos forzados de simulación en DigSILENT según la tabla presentada a continuación.

Tabla 7–14: Desconexión de unidades PMGD – Isla Centro–Sur, Caso 2.a.

Instante de desconexión desde la falla	Caso 2.a		
	Potencia PMGD desconectada	Potencia PMGD desconectada acumulada	Tipo de EDAC gatillando la desconexión
	[MW]	[MW]	
$t = 0,7$	122,23		EDAC–CE
$t = 1,1$	184,59	306,82	EDAC–BF
$t = 1,5$	70,96	377,78	EDAC–BF
Total generación PMGD desconectada		377,78	

A partir de los resultados obtenidos en la simulación del Caso 2.a, se elaboran la Tabla 7–15 y Tabla 7–16, que incluyen la generación que se desconecta durante la simulación en la isla Norte y Centro-sur, respectivamente. Adicionalmente, la Tabla 7–17 muestra el nombre de dichas unidades. Al igual que en los casos anteriores, estas desconexiones se deben a la actuación de las protecciones propias de cada central generadora durante la falla, y no debido a la acción de eventos programados en DigSILENT.

Según lo que se observa en las tablas, en el Caso 2.a se registra un total de 378,47 MW de generación desconectada, concentrada íntegramente en la zona norte del sistema. De esta cantidad, 250,38 MW corresponden a unidades que fueron desconectadas debido a la acción de esquemas de desconexión automática de generación (EDAG). Adicionalmente, las unidades renovables equipadas con control de potencia activa (APC) también contribuyeron a la reducción del desbalance de potencia en dicha zona, disminuyendo su generación en 1842,39 MW (ver Figura 10–33).

Tabla 7–15: Desconexión de unidades de generación – Isla Norte, Caso 2.a.

Ventana de tiempo desde la falla	Reportadas durante el evento del 25F (Tabla 3–2)			Obtenidas en la simulación del Caso 2.a		
	Cantidad de centrales		Generación total acumulada	Cantidad de centrales		Generación total acumulada
	Convencionales	ERNC	[MW]	Convencionales	ERNC	[MW]
< 0,16 [s]	0	0	0	0	0	0
0,15 [s]	Desconexión línea 2x220 Kv Punta Colorada – Pan de Azúcar SEN queda dividido en dos islas					

0,15 [s] – 0,941 [s]	1	0	80	0	1	15,52
0,941 [s] – 1,566 [s]	4	2	570	0	2	30,39
1,566 [s] – 10 [s]	1	6	847	0	1	106,8
Total desconectado hasta t = 10 segundos			847			378,47

Tabla 7–16: Desconexión de unidades de generación – Isla Centro–Sur, Caso 2.a.

Ventana de tiempo desde la falla	Reportadas durante el evento del 25F (Tabla 3–3)			Obtenidas en la simulación del Caso 2.a		
	Cantidad de centrales		Generación total acumulada	Cantidad de centrales		Generación total acumulada
	Convencionales	ERNC	[MW]	Convencionales	ERNC	[MW]
< 0,15 [s]	0	0	0			
0,15 [s]	Desconexión línea 2x220 Kv Punta Colorada – Pan de Azúcar SEN queda dividido en dos islas					
0,15 [s] – 0,941 [s]	2	3	100,04	0	0	0
0,941 [s] – 1,566 [s]	1	0	102,54	0	0	0
1,566 [s] – 4 [s]	4	0	429,78	0	0	0
Total desconectado hasta t = 4 segundos			429,78			0

Tabla 7–17: Unidades de generación desconectadas en la simulación del Caso 2.a.

Nombre de la central	Isla	Instante de desconexión	Potencia despachada MW	Motivo de desconexión
PFV María Elena	Norte	0,769	15,52	Protección
PFV Diego de Almagro A	Norte	1,053	8,47	Protección
PFV Diego de Almagro B	Norte	1,053	6,4	Protección
PE Sierra Gorda Este	Norte	4,941	76,412	Protección
PE Cabo Leones I A	Norte	12,099	0,85	Protección
PE Cabo Leones I B	Norte	12,099	1,03	Protección
PE Calama	Norte	12,664	83,31	EDAG
PFV Finis Terrae Fimer	Norte	12,664	37,45	EDAG
PFV Finis Terrae Sungrow	Norte	12,664	69,62	EDAG
TER Cochrane U1	Norte	16,121	60	EDAG
PFV Andes Solar IV A	Norte	14,53	19,4	Protección

La Tabla 7–18 presenta las desconexiones de carga resultantes de la acción de los EDACs durante la simulación. Según se observa, en este escenario los EDACs actúan desconectando un total de 1647,603 MW de carga en la zona Centro–Sur.

Tabla 7–18: Desconexión de carga producto de la acción de los EDACs – Isla Centro–Sur, Caso 2.a.

Ventana de tiempo desde la falla	Obtenidas en la simulación del Caso 2.a	
	Carga desconectada	Carga desconectada acumulada
	[MW]	[MW]
< 0,5 [s]	0	0

0,5 [s] – 0,9 [s]	401,873	401,873
0,9 [s] – 1,4 [s]	728,092	1129,965
1,4 [s] – 1,6 [s]	517,638	1647,603
Hasta t = 1,6 segundos	Total	1647,603

La Figura 7—8 y Figura 7—9 presentan la tensión y la frecuencia en las barras Crucero 220 kV y Polpaico 500 kV y 220 kV. En el Anexo 3 se encuentran más resultados de este caso de estudio.

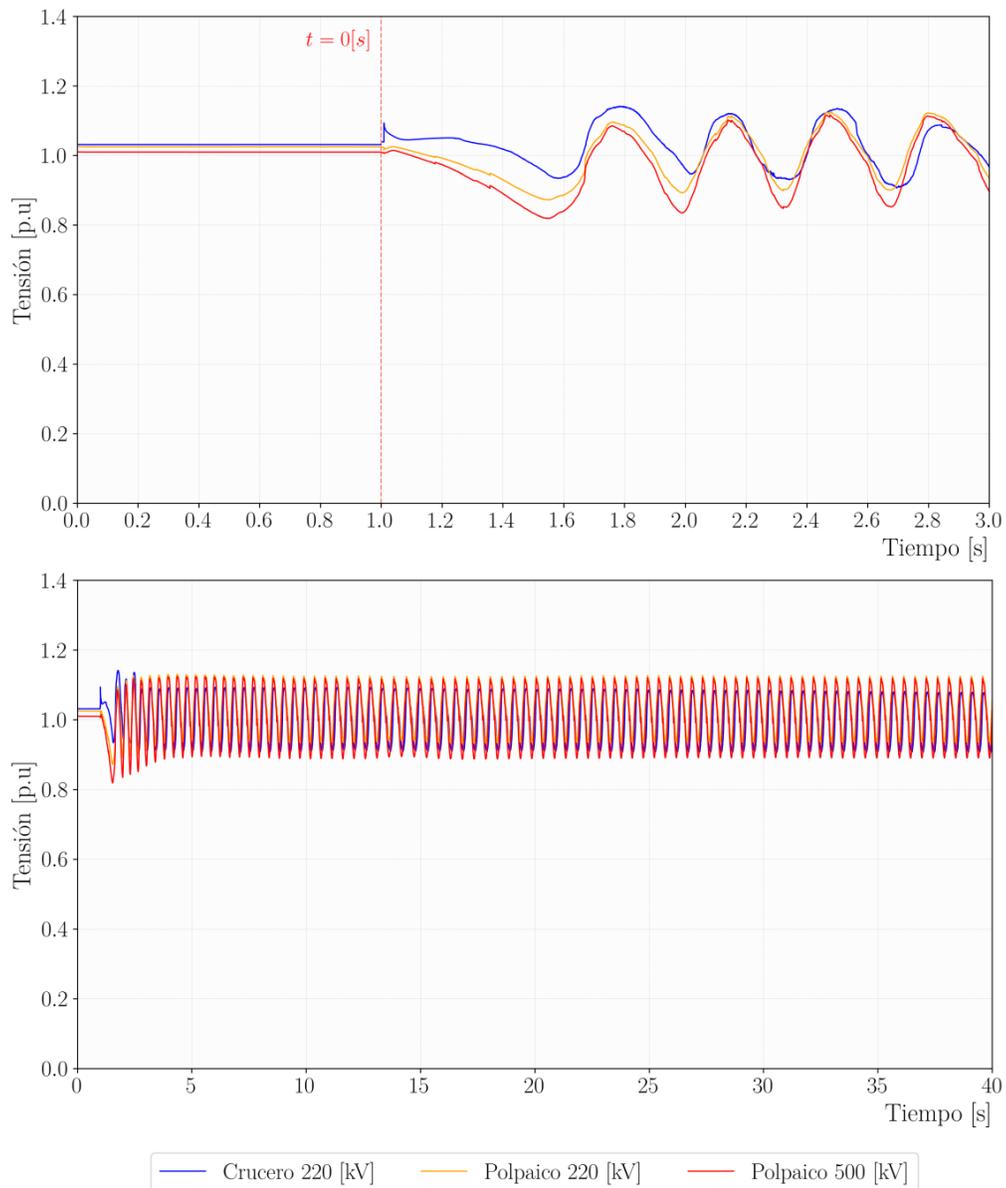


Figura 7—8. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 2.a.

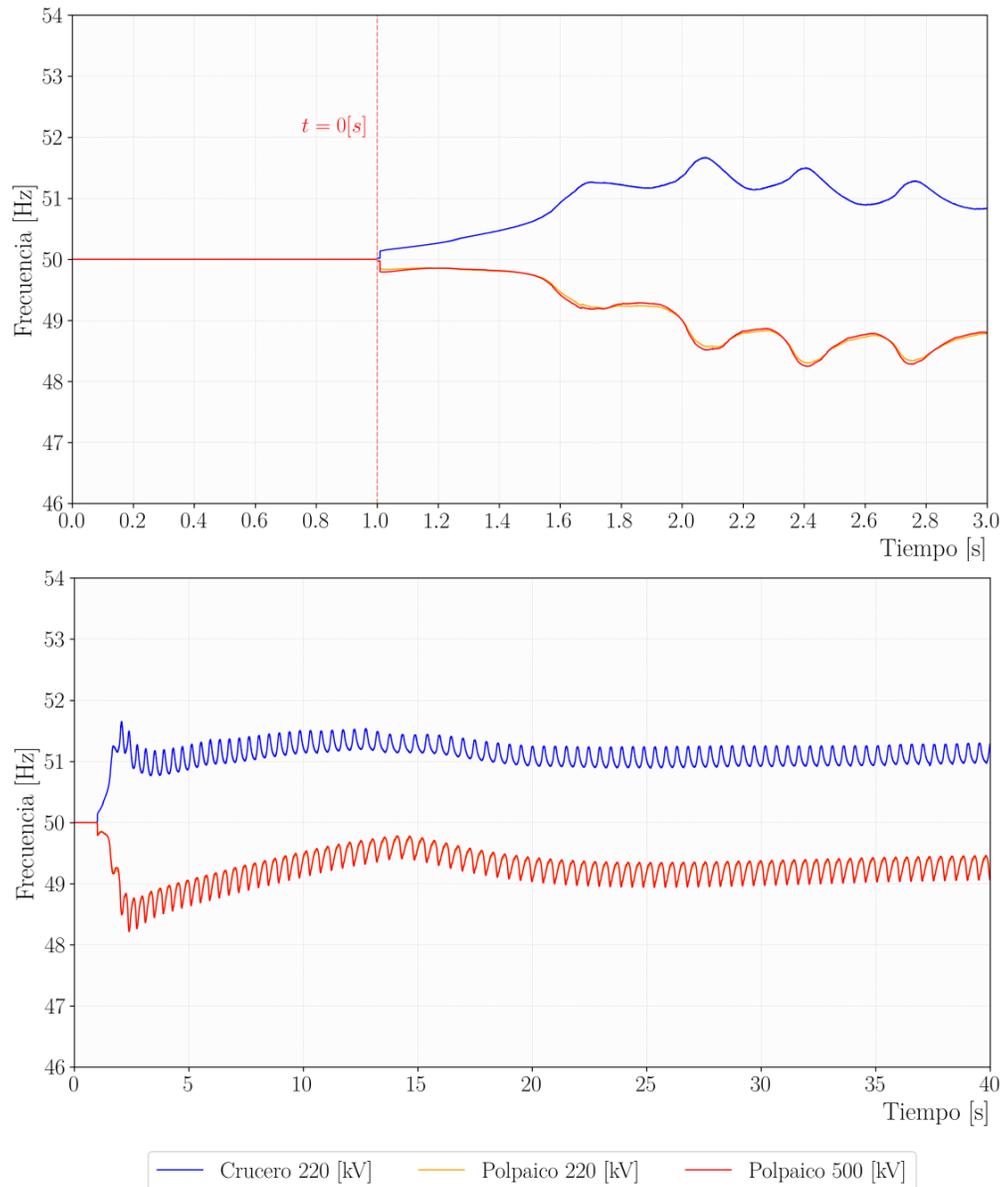


Figura 7—9. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 2.a.

Los gráficos presentados permiten concluir que, en ausencia de un automatismo que instruya la desconexión del enlace en 220 kV —y si sólo se dispone de los recursos de control de contingencias disponibles—, el SEN exhibe un desempeño dinámico deficiente frente a la falla simulada. Esta conclusión se respalda con los gráficos del Caso 2.a que se presentan en el En términos generales, los resultados del Caso 2.a son similares a los del Caso 2 en cuanto a la presencia de oscilaciones mal amortiguadas. No obstante, a diferencia del Caso 2, en este escenario dichas oscilaciones no se amortiguan, sino que persisten hasta el final de la simulación (40 segundos) en todas las variables del sistema. Se concluye, por tanto, que la desconexión de 377,78 MW de generación distribuida producto de la actuación de los EDAC acentúa la respuesta oscilatoria del sistema, empeorando su desempeño frente a la contingencia analizada. Adicionalmente, la carga total desconectada en este escenario alcanza los 1647,603 MW, lo que representa un aumento de 115,879 MW respecto de la registrada en el Caso 2 (1531,724 MW). Ambos

resultados refuerzan la evidencia del impacto negativo que puede tener la desconexión de PMGDs durante contingencias sobre el comportamiento dinámico del sistema.

Conclusiones del Caso 2 y Caso 2.a

La principal conclusión que se obtiene de los resultados obtenidos en los Casos 2 y 2.a, es que —independiente de los recursos de control de contingencias disponibles en el sistema— la formación rápida y coordinada de islas eléctricas representa un mecanismo fundamental para hacer frente a contingencias severas, pudiendo evitar comportamientos inestables y reduciendo, así, los riesgos de un colapso total o parcial en el sistema.

Adicionalmente, los resultados de ambos casos confirman el efecto adverso que tiene la desconexión de generación distribuida durante fallas.

7.6. Caso 3: Réplica 25F con información verificada

En este caso de estudio, el objetivo es obtener el comportamiento dinámico que tendría el SEN frente a la falla del 25F, si en la simulación se incluyen sólo aquellos eventos cuya ocurrencia ha sido confirmada mediante informes de falla u otra fuente oficial, según lo presentado en el Capítulo 3. Para esto, las desconexiones que efectivamente ocurrieron tras la apertura del enlace en 500 kV —y que han sido confirmadas— se incorporan en el modelo DigSILENT como eventos de desconexión forzada. Estas incluyen tanto las salidas de generación reportadas por los Coordinados (Tabla 3–2 y Tabla 3–3), como las desconexiones de PMGDs asociadas a la actuación de esquemas EDAC–BF y EDAC–CE (Tabla 5–2).

En base a lo anterior, los eventos forzados de simulación incluidos en el modelo en DigSILENT son:

- **Falla.** En $t = 0$ se simula la desconexión del circuito 1 del enlace Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV y 10 milisegundos después la desconexión del segundo circuito.
- **Apertura del enlace en 220 kV.** En $t = 1,5$ segundos se simula la desconexión del enlace en 220 kV y la pertinente separación del SEN en 2 islas eléctricas.
- **Desconexión de PMGDs.** Para replicar las desconexiones de PMGDs registradas durante el evento del 25F (ver Tabla 3–5 y Tabla 5–2), se incorpora la desconexión forzada de 465,13 MW de generación PMGD en la zona Centro–Sur. Esta desconexión se representa mediante 4 bloques modelados como eventos de simulación, según lo mostrado en la Tabla 7–19. No se considera desconexión de PMGDs en la zona norte del SEN.

El detalle de la información de las desconexiones de PMGDs asociadas a esquemas EDAC se encuentra disponible en la planilla Excel titulada “GeneracionPMGD–Cluster–EDAC–FINAL”.

Tabla 7–19: Desconexiones de unidades PMGD forzadas en la Isla Centro–Sur, Caso 3.

Instante de desconexión desde la falla [segundos]	Caso 3		
	Potencia PMGD desconectada	Potencia PMGD desconectada acumulada	Tipo de EDAC gatillando la desconexión
	[MW]	[MW]	
$t = 0,66$	397,36		EDAC–CE y EDAC–BF
$t = 2,56$	23,48	420,84	EDAC–BF
$t = 10,813$	21,67	442,51	EDAC–BF
$t = 232,672$	22,62	465,13	EDAC–BF
Total generación PMGD desconectada		465,13	

- **Desconexión de unidades de generación.** Las desconexiones de unidades de generación registradas durante el evento del 25F (ver Tabla 3–2 y Tabla 3–3), se incorporan al modelo como desconexiones forzadas, conforme a lo mostrado en la Tabla 7–20 y Tabla 7–21. Cabe mencionar que sólo se consideran aquellas desconexiones ocurridas dentro de los 5 segundos posteriores a la ocurrencia de la falla. La información detallada sobre las desconexiones de centrales generadoras incluidas en ambas tablas se encuentra disponible en la planilla Excel titulada “DesconexionesGeneracion25F_FINAL”.

Tabla 7–20: Desconexiones de generadores —confirmados—, Isla Sur, Caso 3.

	Nombre	Tipo	Despacho IF MW	Despacho BD MW	Tiempo real	Tiempo DigSILENT
1	PE La Estrella	Sur	6,4	8,2	0,101	1,101
2	PFV La Huella	Sur	65,14	64,8	0,633	1,633
3	HP Chacayes U1	Sur	23,8	20,7	0,917	1,917
4	HP Río Colorado	Sur	2,5	2,5	1,09	2,09
5	TER CMPC Pacífico	Sur	14,19	21	1,625	2,625
6	TER CMPC Santa Fe	Sur	7,25	14	1,904	2,904
7	TER San Isidro II	Sur	301	217,4	3,026	4,026
8	TER Viñales	Sur	31	22	4,161	5,161
9	TER Celco	Sur	5	7,3	4,169	5,169
10	TER Valdivia TG2	Sur	41	35,9	4,185	5,185
11	HP Rucatayo	Sur	15	18,7	4,221	5,221
12	TER Nueva Renca TG	Sur	95,5	95,5	4,229	5,229
13	TER Campiche	Sur	84	99,2	4,603	5,603
14	HP Palmucho	Sur	29	28,3	4,606	5,606
Frecuencia isla sur		47,5 Hz	736,59	655,5		
Según PMU Polpaico						
15	PE Campo Lindo	Sur	27	29	4,924	5,924
16	PFV Santiago Solar	Sur	73	76,6	4,929	5,929
17	PFV Lucas Solar	Sur	8,7	7,7	4,944	5,944
18	PFV Don Oscar	Sur	8,7	7,7	4,945	5,945
19	HP Chiburgo U1	Sur	8,3	8,7	4,948	5,948
20	PFV Don Humberto	Sur	78	27,8	4,965	5,965
			213,5	157,5		
TOTAL GENERACION DESCONECTADA – ISLA SUR				813 MW		

Tabla 7–21: Desconexiones de generadores —confirmados—, Isla Norte, Caso 3.

	Nombre	Zona	Despacho IF MW	Despacho BD MW	Tiempo real	Tiempo DigSILENT
1	TER Angamos U2	Norte	80	80,8	0,25	1,25
2	PFV Finis Terrae	Norte	189	182	1,174	2,174
3	TER Mejillones	Norte	80	62	1,186	2,186
4	PFV Chañares	Norte	21	19,3	1,215	2,215
5	TER Angamos U1	Norte	80	80,8	1,268	2,268
6	TER Cochrane U1	Norte	60	60	1,268	2,268
7	TER Cochrane U2	Norte	60	60	1,279	2,279
8	PFV Llano de Llampos	Norte	79	68,6	2,675	3,675
9	PFV Jama	Norte	13,96	14,5	3,68	4,68
10	PFV San Pedro	Norte	83,24	86,3	4,275	5,275
11	PE Calama	Norte	82	83,3	4,606	5,606
12	PE Cabo Leones II	Norte	4,23	6,2	4,624	5,624
			835,03	803,8		
TOTAL GENERACION DESCONECTADA – ISLA NORTE				803,8		

La Tabla 7–22 resume las desconexiones de carga en la zona centro-sur ocasionadas por la acción de EDACs durante la simulación del Caso 3. De la tabla se observa que el total de carga desconectada en este caso alcanza los 2297,94 MW. Al comparar este valor con las desconexiones reales de carga registradas durante el evento —2359,58 MW, según la Tabla 5–1—, se observa una diferencia de 2,7%. Cabe señalar que los 132,55 MW de carga desconectada en la isla Norte que aparecen en la Tabla 5–1, corresponden a eventos ocurridos varios segundos después de la falla, por lo que no se reflejan en esta simulación.

Tabla 7–22: Desconexiones de carga en la Isla Centro–Sur por acción de los EDACs, Caso 3.

Ventana de tiempo desde la falla	Obtenidas en la simulación del Caso 3	
	Carga desconectada	Carga desconectada acumulada
	[MW]	[MW]
< 0,6 [s]	0	0
0,61 [s] – 0,81 [s]	494,04	494,04
0,81 [s] – 1,195 [s]	1458,26	1952,30
1,195 [s] – 2 [s]	345,64	2297,94
Total		2297,94

La Figura 7–10 muestra el comportamiento real de la frecuencia durante el evento del 25F —registrado por las PMUs ubicadas en Polpaico y Crucero— junto con la frecuencia obtenida en la simulación del Caso 3. El resto de los resultados de este caso de estudio se encuentra disponible en el Anexo 3. En la figura, el instante de ocurrencia de la falla está indicado mediante una línea roja punteada etiquetada como $t = 0$ [s], mientras que la apertura del enlace en 220 kV —que da lugar a la separación del SEN en dos islas eléctricas—, se representa con una línea punteada verde marcada como $t = 1,5$ [s].

A partir de la figura se observa que, durante el periodo comprendido entre el instante de ocurrencia de la falla y la desconexión del enlace en 220 kV —es decir, previo a la separación del SEN en dos islas eléctricas—, la frecuencia obtenida en la simulación muestra una buena correlación con la frecuencia real registrada durante el evento del 25F. Este comportamiento se verifica tanto para la frecuencia de la isla Norte (representada por la frecuencia de la barra Crucero) como para la frecuencia de la isla Centro–Sur (representada por la frecuencia de la barra Polpaico). Sin embargo, después de la apertura del enlace en 220 kV, la frecuencia real y la simulada comienzan a mostrar diferencias mayores.

En particular, el caso de la isla Norte, durante el primer segundo posterior a la separación del SEN, la frecuencia simulada (línea azul punteada) se mantiene por debajo de la frecuencia real. Posteriormente, a partir de $t=3,5$ [s] en el gráfico (es decir, 2,5 después de la falla), la tendencia se invierte, y la frecuencia simulada se mantiene por encima de la frecuencia real del sistema en la zona norte. Por otro lado, en el caso de la isla Centro–Sur, la frecuencia real y la simulada continúan mostrando un comportamiento muy similar hasta 1,2 segundos después de la separación del SEN (es decir, hasta $t=3,7$ [s] en el gráfico). No obstante, a partir de $t=3,7$ segundos en el gráfico —es decir, 2,7 segundos después de la ocurrencia de la falla—, la frecuencia simulada (línea roja punteada) comienza a alejarse de la frecuencia real (línea roja continua), manteniéndose por encima de esta última.

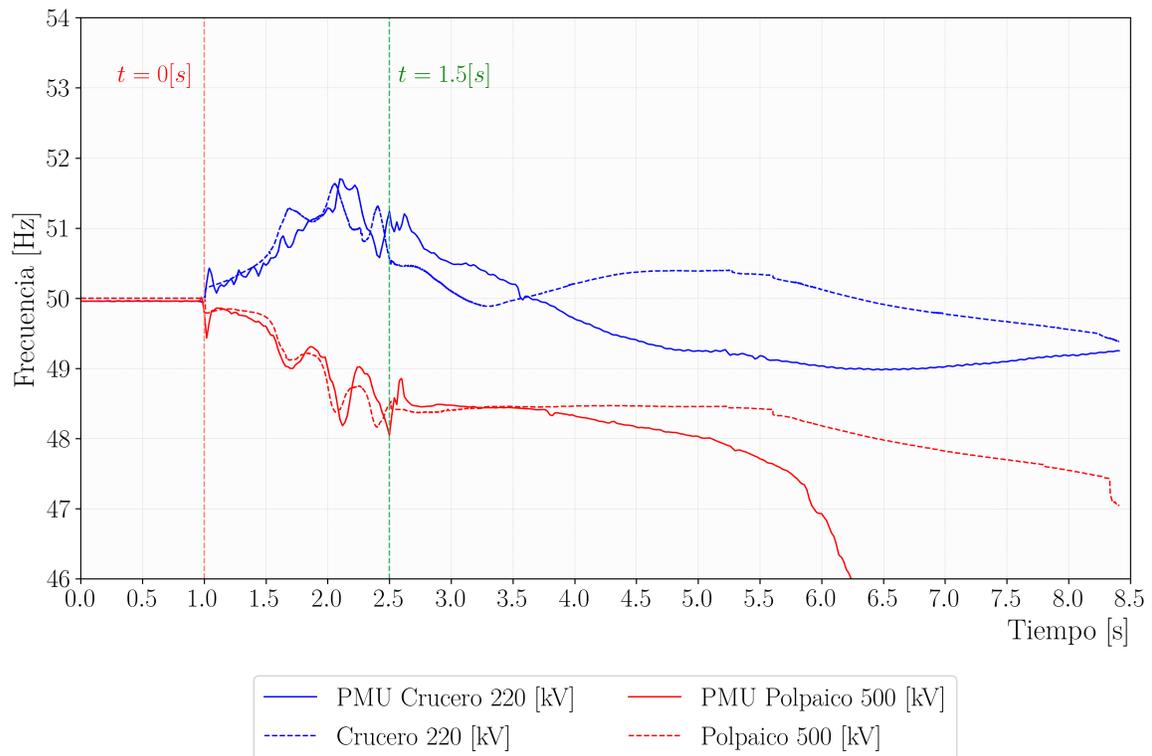


Figura 7—10. Frecuencia en Crucero y Polpaico: PMUs versus simulación Caso 3.

Considerando los resultados obtenidos para la frecuencia simulada en el Caso 3¹⁵ y su correlación con la frecuencia real registrada durante el evento del 25F, es posible concluir que:

- Para el caso de la isla Centro-Sur, los eventos de desconexión simulados hasta 2,7 [s] después de la ocurrencia de la falla (presentados en la Tabla 7–20), representan adecuadamente lo que debió haber ocurrido durante el evento real. Sin embargo, a partir de dicho instante ($t = 3,7$ [s] en el gráfico), la frecuencia simulada comienza a desviarse significativamente de la frecuencia real registrada, lo que indica que los eventos considerados en el modelo no reflejan todo lo que efectivamente ocurrió el día de la falla.
- Para el caso de la isla Norte, los eventos de desconexión simulados en el modelo hasta antes de la separación del SEN (presentados en la Tabla 7–21), representan adecuadamente lo que debió haber ocurrido durante el evento real. Sin embargo, después de la apertura del enlace en 220 kV, la frecuencia simulada comienza a desviarse significativamente de la frecuencia real registrada, lo que indica que los eventos considerados a partir de dicho instante no reflejan adecuadamente todo lo que realmente ocurrió el día de la falla.

¹⁵ Es importante mencionar que en este escenario, la zona norte registra una reducción de 1728,67 MW de generación renovable por la acción de los sistemas de control de potencia activa de las ERNC (ver Figura 10—39).

7.7. Caso 3.a: Réplica 25F con ajustes

El Caso 3.a es similar al Caso 3, con la diferencia de que, además de considerarse los eventos que efectivamente ocurrieron durante el 25F —incluidos en el Caso 3—, se incorpora la desconexión de bloques adicionales de generación con fines de ajuste. En particular, estos bloques se incorporan con el objetivo de ajustar la simulación, de modo que la evolución de la frecuencia simulada reproduzca con precisión la evolución real de la frecuencia del sistema durante el 25F, según los registros de las PMUs. Estos bloques adicionales de generación corresponden a desconexiones genéricas, no asociadas a una central específica, que se integran al modelo exclusivamente con fines de ajuste, para reproducir el comportamiento real observado de la frecuencia del SEN durante el evento.

La determinación de los bloques adicionales de generación a desconectar se realiza mediante un proceso de prueba y error (*trial and error*), en el cual se ajustan iterativamente los montos e instantes de desconexión de cada bloque, hasta lograr que la frecuencia simulada sea lo más parecida posible a la frecuencia real del sistema. Este proceso consiste en definir un bloque de generación a desconectar, ejecutar la simulación del evento y analizar la frecuencia obtenida. Si la inclusión del bloque mejora la frecuencia simulada, este se mantiene. En caso contrario, se modifica la potencia y/o el instante de desconexión del bloque, dependiendo de si la frecuencia simulada se mantenía por encima o por debajo de la frecuencia real.

El proceso descrito se llevó a cabo de forma independiente para la isla Norte y la isla Centro-Sur. En el caso de la isla Centro-Sur, los bloques adicionales de generación obtenidos se presentan en la Tabla 7–23, la cual detalla los montos e instantes de desconexión de cada bloque. En conjunto, los bloques suman una potencia total de 737,34 MW. Para efectos de la simulación, estos bloques se modelan como desconexión de generación PMGD. No obstante, esta asignación es arbitraria y se utiliza únicamente con fines de implementación en DlgSILENT, sin que ello implique ninguna suposición respecto de las desconexiones que efectivamente ocurrieron durante el evento real.

En cuanto a la isla Norte, si bien se aplicó el mismo proceso de prueba y error utilizado en la isla Centro-Sur, no se obtuvieron resultados satisfactorios. Aunque esta situación puede deberse a múltiples factores, una de las hipótesis del equipo es que los modelos utilizados para representar la demanda en la zona norte no reflejan adecuadamente el comportamiento real de la carga en el caso de consumos mineros. Esta limitación resulta especialmente relevante en el contexto de la falla del 25F, debido a las oscilaciones pronunciadas que mostraron las tensiones del sistema. Dichas oscilaciones podrían haber afectado significativamente la respuesta de la demanda minera, sin que ello pueda ser reproducido adecuadamente por los modelos de carga tradicionalmente utilizados en este tipo de estudios de estabilidad.

Tabla 7–23: Bloques adicionales de generación a desconectar en la Isla Centro-Sur, Caso 3.a.

Instante de desconexión desde la falla [segundos]	Caso 3.a	
	Generación desconectada	Generación desconectada acumulada
	[MW]	[MW]
$t = 1,9$	192,9	
$t = 2,8$	362,3	555,2
$t = 3,8$	182,14	737,34
Total generación adicional desconectada		737,34

En cuanto a los eventos de desconexión de generación considerados en este escenario, son los mismos que en el Caso 3, es decir, los detallados en la Tabla 7–20 para las unidades desconectadas en la zona Centro-Sur y en la Tabla 7–21 para las de la isla Norte. En cuanto a las desconexiones de PMGDs en la zona Centro–Sur, se consideran aquellas registradas durante el evento real, según se indica en la Tabla 7–19 (465,13 MW). Al igual que en todos los casos anteriores, no se considera desconexión de PMGDs en la zona norte del SEN.

La Tabla 7–24 resume las desconexiones de carga que se producen durante la simulación del Caso 3.a. debido a la acción de los esquemas EDACs. De la tabla se observa que, en este escenario, los EDACs actúan desconectando un monto total de carga de 2346,11 MW, los cuales se concentran —en su totalidad— en la zona centro–sur. Al comparar este valor con las desconexiones reales de carga registradas durante el 25F debido a la acción de los EDAC —2359,58 MW según la Tabla 5–1—, se observa una diferencia en torno al 0,6%, lo que confirma el alto grado de precisión del modelo de los EDACs implementado en el modelo del SEN en DlgSILENT. Por otra parte, es importante mencionar que durante la simulación del Caso 3.a, las centrales renovables con control de potencia activa del norte reducen su generación en 1735,57 MW (ver Figura 10–39), contribuyendo de manera significativa a contener el desbalance de potencia en dicha zona.

Tabla 7–24: Desconexiones de carga en la isla Centro–Sur por acción de los EDACs – Caso 3.a.

Ventana de tiempo desde la falla	Obtenidas en la simulación del Caso 3.a	
	Carga desconectada MW	Carga desconectada acumulada MW
< 0,6 [s]	0	0
0,61 [s] – 0,81 [s]	493,94	493,94
0,81 [s] – 1,19 [s]	1476,15	1970,09
1,19[s] – 2 [s]	376,02	2346,11
Total		2346,11

La figura a continuación compara el comportamiento real de la frecuencia durante el evento del 25F —registrado por las PMU ubicadas en Polpaico y Crucero— con la frecuencia obtenida en la simulación del Caso 3.a. En la figura, el instante de ocurrencia de la falla está indicado mediante una línea roja punteada etiquetada como $t = 0$ [s], mientras que la apertura del enlace en 220 kV —que da lugar a la separación del SEN en dos islas eléctricas—, se representa con una línea punteada verde marcada como $t = 1,5$ [s]. En el Anexo 3 se encuentran más resultados de este caso de estudio.

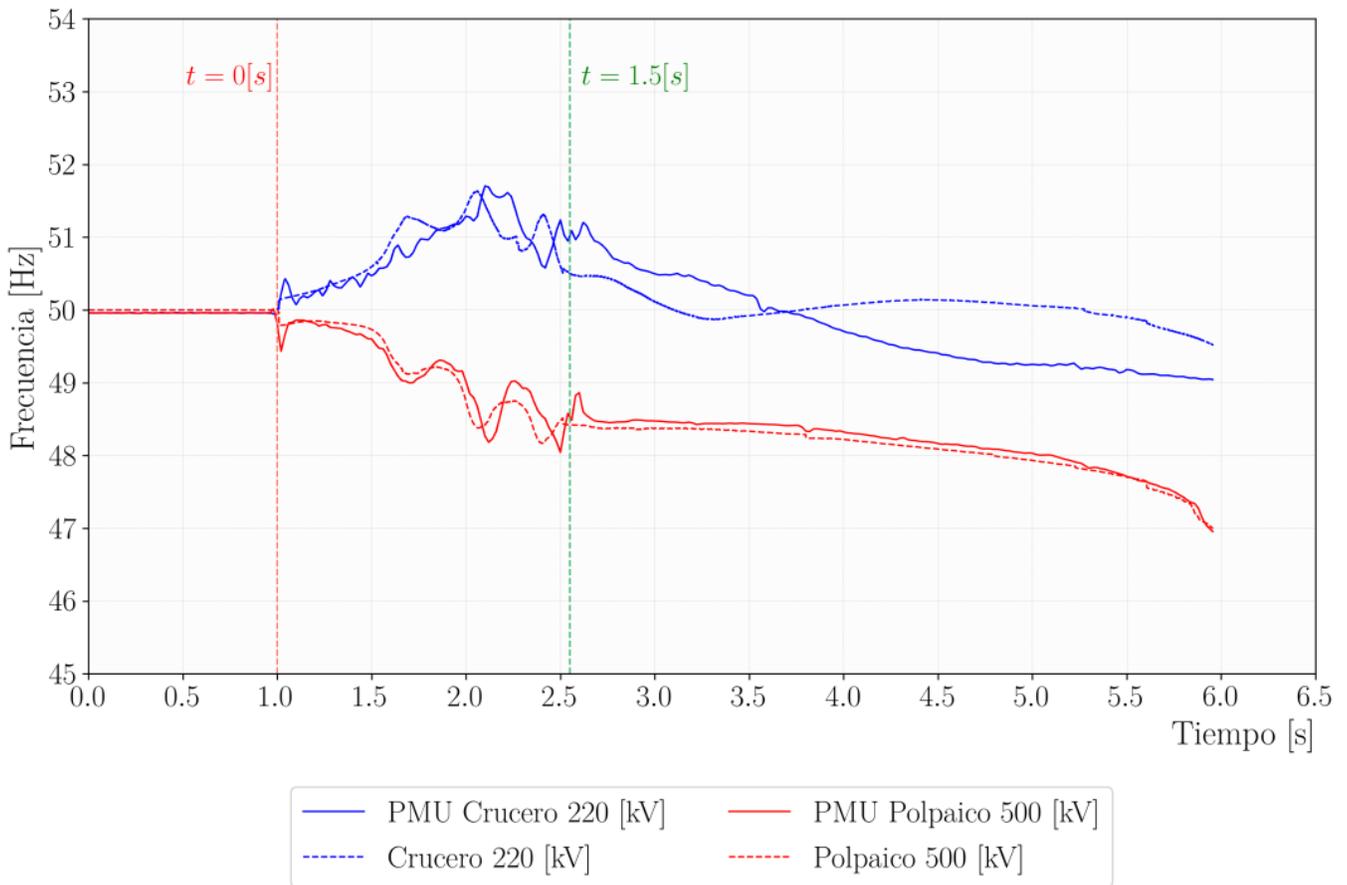


Figura 7—11. Frecuencia en Crucero y Polpaico: PMUs versus simulación Caso 3.a.

A partir de la figura, se concluye que la desconexión de 737,34 MW adicionales de generación en la isla Centro–Sur —además de los 813 MW de generación convencional (ver Tabla 7–20) y los 420,84 MW de PMGDs (ver Tabla 7–19)— permite que la frecuencia simulada reproduzca, con buen nivel de precisión, la dinámica real de la frecuencia registrada durante el evento del 25F en dicha zona. De este modo, es posible afirmar que el total de generación desconectada en la isla Centro–Sur durante el 25F fue de aproximadamente 1971,18 MW, distribuidos en 493,56 MW desconectados antes de la apertura del enlace en 220 kV y 1477,62 MW adicionales desconectados tras la separación del sistema y hasta 4,6 segundos después de ocurrida la falla. Después de dicho instante, la frecuencia en la isla Centro-Sur cayó por debajo de los 47,5 Hz, por lo que las desconexiones se produjeron en forma masiva. Respecto a la frecuencia en la isla Norte, si bien el modelo reproduce razonablemente la frecuencia real registrada durante los primeros 1,5 segundos posteriores a la ocurrencia de la falla, a partir del instante en que se desconecta el enlace en 220 kV, no logra representarla con buen nivel de precisión, evidenciando discrepancias significativas con respecto a la medición real de la frecuencia. Lo anterior sugiere que, si bien las desconexiones de generación consideradas para la isla Norte durante los primeros 1,5 segundos después de la falla reflejan adecuadamente lo que probablemente ocurrió el día del evento (544,9 MW según la información de la Tabla 7–21), los 258,9 MW de generación desconectada a partir de dicho instante (según la Tabla 7–21), no representan la totalidad de eventos que efectivamente tuvieron lugar.

A modo de resumen, la figura a continuación presenta de manera ilustrativa, las desconexiones de generación consideradas en la simulación correspondiente al Caso 3.a en función del tiempo.

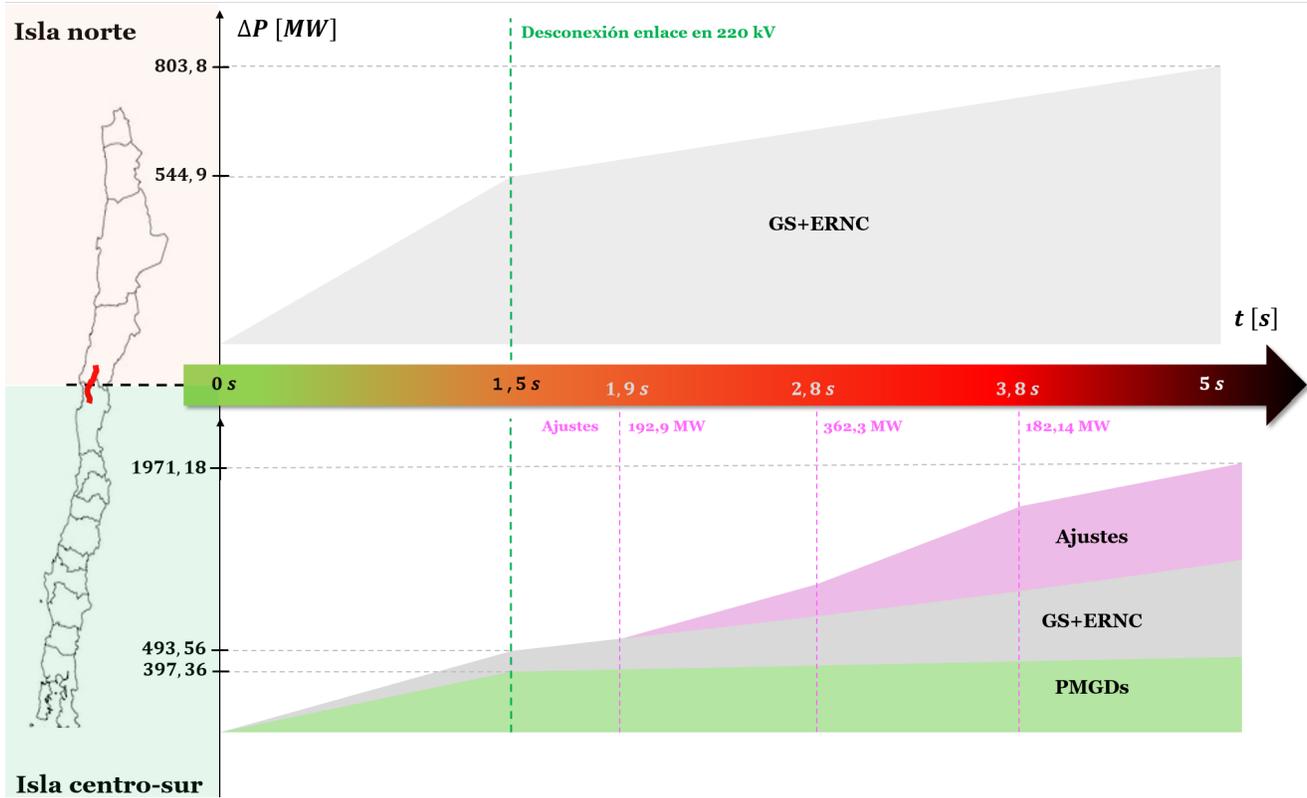


Figura 7—12. Resumen de las desconexiones de generación consideradas en el Caso 3.a.

A partir de los resultados obtenidos en los Casos 3 y 3.a, se concluye que **el total de generación desconectada en la isla Centro-Sur durante el evento del 25F fue aproximadamente de 1971,18 MW**, distribuidos en 493,56 MW desconectados antes de la apertura del enlace en 220 kV y otros 1477,62 MW desconectados después de la separación del sistema. Estos resultados indican que la magnitud real de generación desconectada durante el evento del 25F fue sustancialmente mayor a la reportada en los Informes de Falla, requiriéndose considerar la desconexión de 737,34 MW adicionales de generación (Tabla 7–23), para lograr un buen ajuste entre frecuencia simulada en DigSILENT y la frecuencia real registrada durante el evento por la PMU de Polpaico.

Respecto a la Isla Norte, se concluye que las desconexiones de generación ocurridas durante los primeros 1,5 segundos posteriores a la falla (544,9 MW según Tabla 7–21) representan razonablemente lo que debió haber ocurrido durante el evento real. No obstante, las discrepancias observadas entre la frecuencia simulada y la real a partir de la desconexión del enlace en 220 kV indican que los 258,9 MW de generación que se desconectan después de dicho instante (según Tabla 7–21) no reflejan la totalidad de eventos ocurridos, lo que sugiere la presencia de dinámicas y/o desconexiones adicionales no identificadas en los registros disponibles.

7.8. Comparación de resultados

La Tabla 7–25 presenta un resumen de las principales características de cada uno de los casos estudiados. En la tabla, el símbolo **X** indica que el sistema resulta inestable en el escenario correspondiente, mientras que el símbolo **✓** indica que se mantiene estable.

Tabla 7–25: Tabla comparativa de los casos estudiados.

Caso	PMGDs		Desconexión de carga por EDAC – MW		Reducción de potencia ERNC en el norte por acción de APC	Desconexión enlace 220 kV*	¿Estable?
	Norte	Centro–sur	Norte	Centro–sur			
<i>Evento real</i>	0	974	132,55	2359,58	S/I	1,566 seg.	X
Modelo teórico CEN	0	0	0	2040,7		1,566 seg.	✓
Caso 1	0	0	0	1467,836	1922,30	230 ms	✓
Caso 1.a	0	340,68	0	1591,789	1972,27	230 ms	✓
Caso 2	0	0	0	1531,724	1899,50	No abre	X
Caso 2.a	0	377,78	0	1647,603	1842,39	No abre	X
Caso 3	0	465,13	0	2297,94	1728,67	1,566 seg.	X
Caso 3.a	0	465,13	0	2346,11	1735,57	1,566 seg.	X

* Tiempo medido desde la ocurrencia de la falla

8. Análisis del 25F desde la mirada normativa

En este capítulo se presentan los resultados de la Etapa 4 de la metodología propuesta, la que incluye un análisis del evento desde una mirada normativa.

Una vez finalizada esta etapa, se habrá cumplido con la **Tarea 4: Verificar si los recursos de control de contingencia con los que cuenta el sistema (EDAC, EDAG, etc.) y las instalaciones de generación operaron de manera adecuada según lo requerimientos establecidos en la NTSyCS.**

8.1. Introducción

En el Estudio de Análisis de Falla (EAF) del evento del 25F, el Coordinador identificó una serie de situaciones que podrían constituir incumplimientos a la normativa vigente por parte de los Coordinados. Muchos de estos incumplimientos fueron confirmados en el marco del presente análisis, a partir de una revisión detallada de datos operacionales del sistema, registros de protecciones y PMUs, así como los informes de falla de los Coordinados, entre otros. Las infracciones identificadas en el EAF abarcan un amplio espectro, que van desde deficiencias técnicas —como la configuración incorrecta de protecciones— hasta incumplimientos normativos relacionados con temas de reportabilidad, incluyendo informes de falla incompletos, con datos erróneos o entregados fuera de los plazos establecidos por la norma técnica.

En este contexto, el objetivo de este capítulo es analizar la falla del 25F desde una perspectiva normativa integral, abordando tanto aspectos técnicos vinculados al desempeño y operación de las instalaciones durante la falla, como elementos vinculados al cumplimiento de obligaciones reglamentarias, particularmente en lo referido a aspectos de reportabilidad y entrega de información. Para efectos del análisis, se considera la última versión de la NTSyCS, publicada en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía [1], así como los Anexos Técnicos asociados.

8.2. Informes de falla e información disponible

La NTSyCS establece, en diversos artículos y Anexos Técnicos, un conjunto de obligaciones específicas respecto de la entrega de informes de falla y la conservación de registros asociados a eventos críticos ocurridos en el sistema. Estas obligaciones no sólo abarcan aspectos de contenido y formato, sino que incluyen también plazos de entrega, requisitos de sincronización temporal y criterios mínimos de calidad para los registros, tales como oscilografías y cronologías de actuación de protecciones. En particular, el **Artículo 2–9 de la NTSyCS** establece que los Coordinados tienen la obligación de *“Entregar al Coordinador, en los plazos establecidos en la presente NT, la información requerida para elaborar los Informes de Falla, con la información de eventos y perturbaciones debidamente protocolizada y cronológicamente sincronizada.”* Más aún, el **Artículo 6–15** establece que *“Los Coordinados deberán mantener los registros detallados de las mediciones de cantidad, duración y profundidad de las interrupciones, con el fin de informarlos de acuerdo a lo indicado en los Anexos Técnicos “Informes de Falla de Coordinados” e “Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto”.*

En el contexto anterior, a continuación se analiza el grado de cumplimiento de las obligaciones normativas asociadas a la entrega de informes de falla y a la calidad de la información proporcionada por los Coordinados en el marco del evento del 25F.

Cumplimiento en la entrega de informes

Las obligaciones en materia de entrega de informes de falla están reguladas en diversos artículos de la NTSyCS, los cuales establecen plazos, formatos y contenidos mínimos de dichos informes. Entre los principales artículos que abordan este aspecto destacan:

- **Artículo 6–38:** *“Toda vez que ocurra una falla en unidades o parques de generación, subestaciones, líneas de transmisión u otros equipos asociados, que afecte la continuidad de suministro a clientes finales, los CC que corresponda deberán dar inmediato aviso e informar del evento al Coordinador.”*
- **Artículo 6–39:** *“La comunicación al CDC deberá realizarse a través del medio de comunicación que establezca el Coordinador, pero la misma deberá ser formalizada por el mismo medio u otro que el Coordinador establezca en el plazo máximo de 48 horas después de ocurrida la falla. La comunicación deberá contener como mínimo la siguiente información:*
 - ...
 - *g) Alarmas, señalizaciones y protecciones operadas.*
 - *h) Consumos afectados por la falla.*
 - *i) Equipos indisponibles por efecto de la falla.*
 - ...”
- **Artículo 6–40:** *“A más tardar 5 días hábiles después de ocurrida la falla, los Coordinados enviarán al Coordinador un Informe de Falla en el cual se detallarán los hechos sucedidos, las actuaciones de protecciones que hubieren tenido lugar durante la contingencia, los registros oscilográficos de falla y de eventos registrados por las mismas en el formato que el Coordinador establezca para ello, los consumos interrumpidos y las maniobras de reposición ejecutadas. Este documento contendrá además la cronología de eventos sincronizados con la base de tiempos del SITR del Coordinador, las señalizaciones de las protecciones que hubieren actuado, indicando claramente cuáles emitieron orden de desenganche al interruptor asociado.”*

Estos artículos se complementan con el **Artículo 8 del Anexo Técnico “Informes de Falla de Coordinados”**.

- **Artículo 8 del Anexo Técnico Informes de Falla de Coordinados:** *“Si después de una falla hay pérdida de suministro a clientes finales o existen Instalaciones Afectadas, los Coordinados que en cada caso corresponda, enviarán al Coordinador el IF, a más tardar 5 días hábiles después de ocurrida una falla. Lo anterior, siempre que corresponda emitir un EAF según lo dispuesto en el Artículo 11 del presente Anexo Técnico, o en caso que lo requiera el Coordinador...”*

No obstante, los antecedentes recopilados en el presente estudio evidencian niveles críticos de incumplimiento. De un total de 283 empresas coordinadas¹⁶, sólo 102 entregaron ambos informes de falla (el de 48 horas y el de 5 días), dentro del plazo reglamentario, lo que representa un cumplimiento de tan sólo 36%. En cuanto al informe de 5 días, 185 empresas cumplieron con el plazo establecido, alcanzando un 65% de cumplimiento. De las 98 empresas

¹⁶ Considerar que un coordinado puede tener varias instalaciones.

que no entregaron este informe en el plazo de 5 días, 53 aún no lo habían remitido al momento de la elaboración del EAF por parte del Coordinador.

En el caso de los informes de falla de las unidades de generación, también se identificaron incumplimientos relevantes. De las 255 unidades que estaban despachadas al momento de la falla, 232 enviaron sus informes de falla, lo que implica que 23 unidades (9%) no entregaron sus informes dentro del plazo establecido (ver Sección 3.2).

El elevado nivel de incumplimiento detectado en la entrega de los informes de falla podría atribuirse a diversos factores, entre los cuales destacan sanciones poco disuasivas, limitada acción del organismo fiscalizador (SEC), y/o deficiencias en la reportabilidad de incumplimientos por parte del Coordinador. Con el fin de esclarecer este aspecto, el equipo de investigación solicitó —vía Ley de Transparencia— información relativa a las multas y/o sanciones cursadas por la SEC a los Coordinados por este tipo de incumplimientos durante el último año.

Completitud y calidad de la información entregada

La completitud y calidad de la información técnica entregada por los Coordinados tras la ocurrencia de un evento crítico para el sistema, constituye un elemento esencial para garantizar una reconstrucción fidedigna de la falla, identificar sus causas así como potenciales debilidades en los sistemas de control y protección, evaluar el desempeño de las instalaciones del sistema durante el evento y, sobre esta base, detectar eventuales incumplimientos normativos. En este sentido, el **Artículo 8 del Anexo Técnico “Informes de Falla de Coordinados”** establece que “... Este informe deberá ser enviado a través del medio que el Coordinador establezca. El señalado informe contendrá, a lo menos, la información que se indica a continuación: ... i) Registros oscilográficos de protecciones, para lo cual se requiere el envío de archivos extraídos directamente desde los equipos involucrados en el evento, por ejemplo: archivos en formato “COMTRADE”.”

Asimismo, el **Artículo 20 del Anexo Técnico “Sistema de Monitoreo”** exige que los registros de señales ante perturbaciones cuenten con una estampa de tiempo sincronizada vía GPS, y que tengan un horizonte de registro de —al menos— 10 minutos antes y después de la perturbación. El **Artículo 21 del mismo anexo** complementa lo anterior al establecer que es responsabilidad de los Coordinados verificar que los registros de señales ante perturbaciones sean incorporados al concentrador de registro de eventos del Coordinador, en un plazo inferior a 12 horas desde la ocurrencia de la perturbación o desde que el Coordinador lo solicite. Adicionalmente, se señala que los Coordinados deben mantener dicha información por al menos 3 meses en sus sistemas de información.

En el contexto anterior, el análisis de los informes de falla entregados por las unidades generadoras revela graves deficiencias e incumplimientos. De las 232 centrales que remitieron informes de falla tras el evento del 25F, 115 corresponden a centrales convencionales y 117 a ERNC. De las 115 centrales convencionales, sólo 77 entregaron información suficiente para identificar el instante exacto de la desconexión. En el caso de las centrales ERNC, solo 70 de los 117 informes emitidos contenían antecedentes suficientes para el análisis. Entre las principales falencias detectadas se encuentran la ausencia de registros temporales de las protecciones que actuaron durante la falla (oscilografías o archivos COMTRADE), entrega de oscilografías ilegibles o de registros correspondientes a eventos distintos al analizado.

Respecto a las empresas distribuidoras, se observó que la mayoría de los informes emitidos no incluían información específica sobre la actuación de protecciones. Adicionalmente, en muchos casos, los tiempos de desconexión

reportados eran más bien referenciales (por ejemplo, “15:15” o “15:16”), lo que impide reconstruir con precisión la secuencia de actuación de protecciones en el sistema.

En cuanto a los informes de falla entregados por las empresas transmisoras, la mayoría mostraron omisiones relevantes, particularmente en lo relativo a la actuación de protecciones aguas arriba de los centros de carga, lo que impide identificar los tiempos de apertura de interruptores o evaluar el comportamiento de los automatismos instalados.

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

El análisis realizado evidencia falencias significativas en el cumplimiento de las obligaciones asociadas a la entrega de información por parte de los Coordinados, tanto respecto de los plazos como del contenido mínimo y calidad de los registros entregados. Estas deficiencias, sumadas al elevado nivel de incumplimiento constatado, ponen de manifiesto la necesidad de fortalecer los mecanismos de fiscalización y sanción de forma que garanticen el cumplimiento de las obligaciones de reportabilidad establecidas en la normativa vigente.

8.3. Red WAM – PMUs

La red WAM de un sistema eléctrico constituye una herramienta fundamental para la supervisión en tiempo real de la operación del sistema y el análisis postmortem de eventos críticos. En este contexto, el evento ocurrido el 25F puso en evidencia importantes limitaciones en cuanto a la disponibilidad de esta infraestructura. Tal como se indicó en la Sección 3.3, de un total de 86 PMU instaladas a lo largo del SEN, para el análisis del 25F solo se contó con registros detallados de 15 unidades, lo que representa una cobertura claramente insuficiente.

En el marco anterior, la NTSyCS establece obligaciones claras en cuanto a la disponibilidad y entrega de información proveniente del sistema de monitoreo. En particular, el **Artículo 4-4 de la NTSyCS** señala que “*Los Coordinados deberán suministrar al Coordinador toda la información en Tiempo Real que éste considere necesaria para efectos de una adecuada coordinación de la operación en Tiempo Real del SI. Para tal efecto, los Coordinados deberán disponer del equipamiento necesario que les permita establecer el enlace de datos en Tiempo Real entre los equipamientos...*”. Adicionalmente, el **Artículo 4-28 de la misma normativa** establece que “*El sistema de monitoreo se basará en la instalación de equipos encargados de realizar el registro dinámico del sistema de potencia, a través de la adquisición en Tiempo Real de variables relevantes del SI, que permitan registrar la ocurrencia de perturbaciones en el sistema y cambios de estado operativo. Las características de los registros deberán ser tales que el procesamiento de los mismos permita verificar o realizar:*

- a) ...
- b) ...
- c) *Análisis post operativos de fallas o perturbaciones severas ocurridas en el SI, en especial aquellas de escasa probabilidad de ocurrencia, o que se hubieran iniciado por causas desconocidas.*

- d) *El desempeño de los EDAC, EDAG, ERAG y Sistemas de Protección Multiárea en general; y, en particular, la contribución de las Instalaciones de Clientes a estos esquemas en los puntos que el Coordinador determine ...”.*

Adicionalmente, el **Artículo 5 del Anexo Técnico “Sistema de Monitoreo”** establece que, en el caso de las instalaciones del Sistema de Transmisión, los Coordinados deben “...diseñar los esquemas de teleprotección de modo de garantizar una disponibilidad de al menos 99,95% medida en una ventana móvil de un año e incorporar al SM la información que permita a la DO verificar esta disponibilidad de acuerdo al Artículo 3–23 de la NT ...”.

La limitada cantidad de registros capturados por las PMU durante el evento del 25F evidencia una brecha crítica entre las exigencias normativas y el nivel de implementación actual de la red WAM del SEN. De acuerdo con el **Artículo 4-6 de la NTSyCS**, los Coordinados, como propietarios y operadores de las instalaciones, son responsables “... del correcto funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de comunicación que deban implementar así como también del cumplimiento de las pautas de disponibilidad y calidad establecidas para éstos”. En línea con esto último, el **Artículo 4-12 de la misma norma** señala que “El equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer el enlace de datos con el Coordinador, deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en los equipos del CC respectivo como en los del Coordinador, mayor o igual a 99,5% mensual,...”. Sin embargo, según lo reportado por el Coordinador en el Informe Anual del Grado de Cumplimiento de Coordinados 2025, durante el 2024, sólo 68 de los 268 Coordinados cumplieron con este requerimiento, lo que representa un 75% de incumplimiento. Aún más preocupante es que el porcentaje de incumplimiento el año 2024 fue el más bajo registrado desde el 2016, siendo el año 2017 el de mayor incumplimiento, con un 92%.

Similar a lo concluido en la Sección 8.2, la limitada disponibilidad de registros provenientes de las PMUs restringe la capacidad de reconstruir con precisión la secuencia temporal de eventos ocurridos durante una falla. Esta limitación no sólo dificulta la identificación de incumplimientos normativos, sino que también limita el análisis postmortem del evento, comprometiendo la determinación de sus causas y la elaboración de planes y medidas preventivas orientadas a enfrentar eventos similares. Esta situación, sumada al alto nivel de incumplimiento constatado en lo relativo a la disponibilidad del SITR, refuerzan la necesidad de fortalecer los mecanismos de fiscalización y sanción a fin de garantizar el cumplimiento de los niveles de disponibilidad de la información establecidas en la normativa vigente.

8.4. Estándares normativos exigidos para instalaciones generadoras

Para efectos del análisis del 25F, los requerimientos aplicables a las instalaciones de generación se encuentran establecidos en el **Título 3–3 de la NTSyCS**, el cual especifica los estándares mínimos de desempeño que estas unidades deben cumplir frente a perturbaciones en el sistema. Estas exigencias buscan garantizar que las unidades generadoras contribuyan a la mantención de la estabilidad del sistema eléctrico, evitando desconexiones sin justificación técnica durante eventos críticos.

En el marco anterior, en el presente Estudio se identificaron una serie de incumplimientos normativos por parte de algunas instalaciones de generación de la zona centro-sur, varios de ellos asociados a configuraciones incorrectas de protecciones que resultaron en desconexiones fuera de norma¹⁷ al no cumplir con las exigencias de no-

¹⁷ Es importante mencionar que gran parte de estos incumplimientos también fueron identificados por el Coordinador en el EAF del 25F.

desconexión establecidas para los generadores en el **Artículo 3–10 de la NTSyCS**. La figura a continuación muestra el comportamiento real de la frecuencia registrado por la PMU ubicada en Polpaico durante el evento del 25F. De la figura se observa que la frecuencia alcanza los 47,5 Hz aproximadamente a los 4,6 segundos después de la apertura del enlace Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV. Si se considera que la frecuencia medida en Polpaico es representativa de la frecuencia en la isla Centro–Sur, entonces las unidades generadoras conectadas en dicha zona debieron mantenerse conectadas —al menos— durante los primeros 4,6 segundos posteriores a la ocurrencia de la falla, conforme a los requerimientos definidos en el **Artículo 3-10** de la norma.

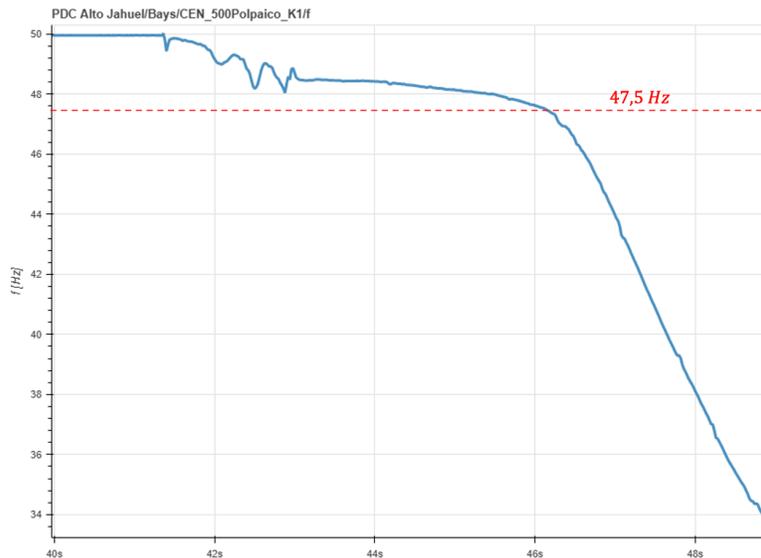


Figura 8—1. Evolución de la frecuencia registrada por la PMU en Polpaico 500 kV.

La tabla a continuación presenta las unidades de generación que se desconectaron antes de que la frecuencia en la zona centro-sur alcanzara los 47,5 Hz. Esta lista fue elaborada en base a la información disponible al momento de elaboración de este informe. Sin embargo, no se descarta que existan otras unidades que también se desconectaron antes de los 4,6 segundos posteriores a la ocurrencia de la falla, pero que no pudieron ser identificadas debido a la falta de antecedentes en los informes de falla o a la no entrega de dichos informes por parte de los Coordinados.

Tabla 8–1: Desconexiones anticipadas de generadores en la zona centro-sur.

	Nombre	Tipo	Despacho IF MW	Tiempo de desconexión después de la falla
1	PE La Estrella	ERNC	6,4	0,101
2	PFV Emilia Solar	ERNC	3,6	0,611
3	PFV La Huella	ERNC	65,14	0,633
4	HP Alto Renaico	Convencional	1,1	0,831
5	HP Chacayes U1	Convencional	23,8	0,917
6	HP Río Colorado	Convencional	2,5	1,09
7	TER CMPC Pacífico	Convencional	14,19	1,625
8	TER CMPC Santa Fe	Convencional	7,25	1,904

	Nombre	Tipo	Despacho IF MW	Tiempo de desconexión después de la falla
9	TER CMPC Tissue	Convencional	4,8	2,418
10	TER San Isidro II	Convencional	301	3,026
11	HP Renaico	Convencional	5,09	4,105
12	HP MC1 U2	Convencional	1,22	4,16
13	TER Viñales	Convencional	31	4,161
14	TER Celco	Convencional	5	4,169
15	TER Valdivia TG2	Convencional	41	4,185
16	HP Rucatayo	Convencional	15	4,221
17	TER Nueva Renca TG	Convencional	95,5	4,229
18	TER Campiche	Convencional	84	4,603
19	HP Palmucho	Convencional	29	4,606
Potencia total desconectada antes que la frecuencia llegara a los 47,5 Hz			736,59	

Para el conjunto de centrales presentado en la tabla anterior, se analizaron los respectivos Informes de Falla — incluyendo los archivos COMTRADE cuando estuvieron disponibles— con el objetivo de determinar si sus desconexiones fueron técnicamente justificadas o atribuibles a algún error de actuación o diseño en las protecciones de máquina. Como resultado de este análisis, se elaboró la Tabla 8–2. De la tabla se observa que, de las 19 centrales que se desconectaron antes de que la frecuencia en la zona centro-sur alcanzara los 47,5 Hz, 11 no cuentan con una justificación técnica para su desconexión, al menos en base a los antecedentes disponibles. En cuanto al resto de las centrales que también se desconectaron antes de los 47,5 Hz —pero que no se incluyen en la Tabla 8–2—, sus Informes de Falla permitieron concluir que dichas desconexiones se encontraban justificadas debido a condiciones locales anormales de tensión o frecuencia observadas durante el evento.

Tabla 8–2: Desconexiones anticipadas de generadores en zona centro-sur sin justificación técnica.

	Nombre	Despacho IF MW	Hora desconexión	Observación
1	PFV Emilia Solar	3,6	15:15:42.5 ($\Delta t = 0,611$ s)	Foto de COMTRADE en Informe da falla no permite identificar el momento exacto de la desconexión. En el informe de falla, la empresa indicó que los inversores se pararon debido a variaciones de tensión, provocando la desconexión a las 15:15:46.333 por pérdida de señal de tensión. Sin embargo, de la foto se puede observar que las corrientes se interrumpieron antes. Reducción fue aproximadamente a las 15:15:42.500.
2	HP Chacayes U1	23,8	15:15:42.311 ($\Delta t = 0,917$ s)	Sin antecedentes suficientes para la evaluación.
3	HP Río Colorado	2,5	15:15:42.484 ($\Delta t = 1,09$ s)	La información entregada por el IF y el COMTRADE no permiten determinar las razones de la desconexión. Variables eléctricas no justifican desconexión.
4	TER CMPC Pacífico	14,19	15:15:43.019 ($\Delta t = 1,625$ s)	Protección de baja frecuencia configurada en 48,5 Hz

	Nombre	Despacho IF MW	Hora desconexión	Observación
5	TER CMPC Tissue	4,8	15:15:43.812 ($\Delta t = 2,418$ s)	Interruptor de paño 52CT1 en S/E Talagante estaba configurado para abrirse en 48,5 Hz por activación del EDAC. No obstante, según el esquema de EDAC vigente, este interruptor debió haber estado ajustado a 48,3 Hz, correspondiente al escalón 6. Como consecuencia de este desajuste, la central comenzó a operar en condición de isla de manera anticipada.
6	TER San Isidro II	301	15:15:44.420 ($\Delta t = 3,026$ s)	COMTRADE muestra una señal de trip externo (21_Trp_Imp) a las 15:15:44.122 aproximadamente, que no se justifica por las señales eléctricas. En el informe de falla no especifica razón de trip externo.
7	HP Renaico	5,09	15:15:45.499 ($\Delta t = 4,105$ s)	Sin COMTRADE. Informe de falla indica que operó el elemento de protección Vector Jump por colapso de tensión y frecuencia. No obstante, la primera señal de pickup corresponde a baja frecuencia que, por el instante de desconexión, no se justifica. Información entregada en el informe de falla no permite evaluar si desconexión fue justificada.
8	HP MC1 U2	1,22	15:15:45.554 ($\Delta t = 4,16$ s)	Sin COMTRADE. Desconexión por operación de protecciones de sobretensión. Informe de falla no permite evaluar si la desconexión fue justificada.
9	TER Viñales	31	15:15:45.555 ($\Delta t = 4,161$ s)	Si bien interruptor de unidad TG se encontraba configurado para abrir a los 47,5 Hz, interruptores de paños 52(1-1) y 52(1-2) estaban configurados para abrirse en 48,0 Hz, por lo que central comienza a operar en isla antes de tiempo.
10	TER Nueva Renca TG	95,5	15:15:45.623 ($\Delta t = 4,229$ s)	Protección de baja frecuencia configurada en 48,0 Hz
11	HP Palmucho	29	15:15:46.000 ($\Delta t = 4,606$ s)	Desconexión del parque producto de la operación de las protecciones del paño 52CG1 en S/E Palmucho por de la actuación de su función de protección de sobrecorriente instantánea. Si bien desconexión coincide con instante de colapso del sistema, oscilografías no muestran la frecuencia. No es posible verificar la condición de sobrecorriente instantánea desde los archivos COMTRADE ni del informe de falla.

* Es importante señalar que el análisis realizado no tiene carácter definitivo en cuanto al número de eventuales incumplimientos normativos, ya que aún existen centrales generadoras cuyo desempeño durante el evento del 25F no ha podido ser verificado, debido a la falta de información técnica de respaldo disponible.

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

8.5. Estándares normativos exigidos para instalaciones de clientes – EDAC / PMGD

Los estándares aplicables a las instalaciones de clientes se encuentran establecidos en el **Título 5–3 de la NTSyCS**, el cual establece los requerimientos que deben cumplir los Coordinados propietarios de instalaciones que participan en la prestación de SSCC mediante esquemas EDAC por subfrecuencia, subtensión y/o contingencia específica. En particular, el **Artículo 5–11** señala que: *“La demanda total disponible para el EDAC por subfrecuencia no deberá ser menor al 30% de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar ante cada contingencia mediante la habilitación de los EDAC disponibles por subfrecuencia deberá ser determinado por el Coordinador ...”*. De este modo, este artículo fija un requerimiento mínimo de participación, exigiendo que al menos un 30% de la demanda conjunta del SI esté habilitada para su desconexión, delegando en el Coordinador la responsabilidad de definir el porcentaje de demanda a desconectar frente a contingencias. Para ello, el **Título 3–7 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT–SSCC)** [14] establece los lineamientos para la elaboración del *“Estudio de Desconexión de Carga y de Generación”*, cuya elaboración corresponde al Coordinador.

Si bien la determinación del monto de carga a desconectar constituye el primer paso para la adecuada operación de los esquemas EDAC, resulta igualmente esencial asegurar que los equipos de medición y actuación funcionen correctamente frente a contingencias, conforme a lo instruido por el Coordinador. En este sentido, el **Artículo 5–10 de la NTSyCS** señala que *“Los Coordinados propietarios de las instalaciones que participen en la prestación de los SSCC de EDAC por subfrecuencia, subtensión o contingencia específica serán responsables de instalar, administrar y operar los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación o montos requeridos para la prestación del referido servicio ...”*. En la misma línea, el **Artículo 5–15** establece que *“Los Clientes Regulados y Clientes Libres serán responsables de instalar, administrar y operar los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes o montos requeridos para la prestación del servicio de EDAC por Contingencia Específica según el requerimiento del servicio de conformidad a lo dispuesto en la NT–SSCC”*.

De lo anterior se desprende que, en materia de esquemas EDAC, la normativa vigente no sólo exige disponer de una cantidad mínima de carga habilitada para su desconexión, sino también garantizar que, frente a la ocurrencia de una falla, las instalaciones de los clientes actúen conforme a las instrucciones del Coordinador. En este contexto, el análisis realizado en el marco de este estudio evidenció serios incumplimientos durante el evento del 25F, tanto en la magnitud de carga efectivamente desconectada —que resultó inferior a la instruida por el Coordinador— como en la operación de ciertos esquemas EDAC, cuya actuación provocó desconexiones masivas de generación PMGD, contraviniendo las disposiciones normativas vigentes¹⁸.

Si bien estos antecedentes confirman que varios Coordinados incurrieron en un incumplimiento al no alcanzar los porcentajes y montos requeridos para la prestación del servicio de EDAC¹⁹, tales incumplimientos no constituyen el único factor relevante del análisis

implica que algunos Coordinados incurrieron en incumplimientos a la normativa vigente, al no dar cumplimiento a los porcentajes o montos requeridos para la prestación del servicio de EDAC, tal incumplimiento no constituye el único factor relevante para el análisis. En efecto, el **Artículo 2–8 de la NT–SSCC** establece que *“Entre cada Informe SSCC, el Coordinador podrá, mediante una actualización, incluir nuevos o modificar fundamentalmente los*

¹⁸ Desconexiones no justificadas según las exigencias definidas en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión (NTCO–PMGD).

¹⁹ En especial en la zona centro-sur del país.

requerimientos de Servicios Complementarios establecidos en dicho informe, como también los recursos técnicos e infraestructura disponible en el Sistema Eléctrico...”. Asimismo, el Artículo 4 del Anexo Técnico “Determinación del requerimiento y evaluación de desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG” dispone que el Coordinador debe “Identificar las condiciones operativas y los cambios ocurridos en el Sistema Eléctrico que... determinen la necesidad de evaluar el desempeño de algunos de los EDAC, EDAG, ERAG implementados, modificar sus parámetros o atributos, o analizar la necesidad o conveniencia de implementar un nuevo esquema de esas características.”

En el contexto anterior, si bien lo sucedido con los EDAC y las desconexiones de PMGDs dan cuenta de incumplimientos normativos por parte de los Coordinados involucrados, también reflejan un grado de responsabilidad del Coordinador, quien debió anticipar que la incorporación masiva de unidades PMGD constituía un cambio relevante en la configuración del sistema eléctrico, lo que hacía indispensable revisar y ajustar los esquemas EDAC vigentes a fin de garantizar su correcta operación durante contingencias.

Del análisis se desprende que, si bien la normativa vigente establece obligaciones tanto para los Coordinados como para el Coordinador, la ausencia de procedimientos específicos para el diseño y operación de los esquemas EDAC en un escenario de creciente participación de PMGDs, genera vacíos regulatorios que abren espacio a interpretaciones divergentes sobre la asignación de responsabilidades, lo que dificulta de manera significativa la evaluación objetiva y categórica de eventuales incumplimientos normativos.

En el contexto anterior, se evidencia la necesidad urgente de actualizar la normativa actual, con el fin de evitar distintas interpretaciones y asegurar una delimitación clara de responsabilidades, así como la existencia de procedimientos específicos frente a escenarios de alta penetración de PMGD. Para ello, resulta fundamental definir mecanismos formales de articulación y canales de comunicación directa entre el Coordinador y los operadores de las redes de distribución, así como implementar medidas/acciones que otorguen al Coordinador una mayor visibilidad de la operación en niveles de tensión actualmente fuera de su ámbito de coordinación.

En principio, el análisis realizado permite inferir que tanto los Coordinados como el propio Coordinador tuvieron algún grado de responsabilidad en que la carga efectivamente desconectada por algunos EDAC resultara inferior a la instruida y en que la actuación de dichos esquemas generara desconexiones masivas de PMGDs. Por una parte, los Coordinados incumplieron lo dispuesto en el Artículo 5–10 de la NTSyCS respecto de los montos instruidos para la prestación del servicio EDAC; por otra parte, el Coordinador no anticipó oportunamente que la incorporación masiva de unidades PMGD constituía un cambio relevante que exigía la revisión y ajuste de los esquemas EDAC vigentes. No obstante, la ausencia de procedimientos específicos en la normativa vigente para el diseño y operación de los EDAC en escenarios de alta penetración de PMGDs dificulta la evaluación objetiva y categórica de eventuales incumplimientos normativos, lo que en la práctica atenúa el grado de responsabilidad atribuible a ambas partes.

Más allá de las responsabilidades individuales, lo ocurrido el 25F pone de manifiesto la necesidad de actualizar el marco normativo actual, incorporando mecanismos y procedimientos específicos que reconozcan de manera explícita el impacto de las redes de distribución en la operación del sistema eléctrico nacional.

8.6. Estándares normativos criterio (n-1) y restricciones de transmisión

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

Por otra parte, el **Artículo 6-28 de la NTSyCS** señala que el Coordinador podrá adoptar restricciones en el Sistema de Transmisión como medida de control preventivo para garantizar la seguridad y calidad de suministro ante diferentes estados del SI, para un conjunto de contingencias simples de severidad creciente que resulten ser las más críticas a partir del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST).

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

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Limite por Estabilidad de Tensión [MW]		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comp. Dinám.	Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Paríñas – Cumbre 500 kV C1 y C2	Paríñas	Cumbre	2613 (4)	2598 (5)	2598	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140	Norte→Sur: Caso A2a: Falla 1 circuito Paríñas-Cumbre	Norte→Sur: Caso A2a: 2019	Norte→Sur: Caso A2a: 1977	Norte→Sur: Caso A2a: Cumple	Norte→Sur: Caso A2a: Paríñas	Norte→Sur: Caso A2a: 1700	Norte→Sur: Caso A2a: 1730	Norte→Sur: Caso A2a: Amortiguamiento	
							Sur→Norte: Caso B1: Falla 1 circuito Paríñas-Cumbre	Sur→Norte: Caso B1: 2077	Sur→Norte: Caso B1: 2083	Sur→Norte: Caso B1: Cumple	Sur→Norte: Caso B1: Cumbre	Sur→Norte: Caso B1: 2035	Sur→Norte: Caso B1: 2077	Sur→Norte: Caso B1: Estabilidad de tensión	
							Caso B1s: Falla 1 circuito Paríñas-Cumbre	Caso B1s: 2071	Caso B1s: 2077	Caso B1s: Cumple	Caso B1s: Cumbre	Caso B1s: 2030	Caso B1s: 2071	Caso B1s: Estabilidad de tensión	
Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C1 y C2	Cumbre	Nueva Cardones	2613	2598	2598	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140					Ambos	-	2140 (2)	CCSS	
Nva. Cardones – Nva. Maitencillo 500 kV C1 y C2	Nueva Cardones	Nueva Maitencillo	2356	2598	2598						Ambos	-	2356	Conductor	
Nva. Maitencillo – Nva. Pan de Azúcar 500 kV C1 y C2	Nueva Maitencillo	Nueva Pan de Azúcar	2317	2598	2598	CCSS Permanente 2x1700 Sobrecarga 15 min. 2210					Nueva Pan de Azúcar	-	2210 (2)	CCSS	

Figura 8—2. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV (Informe ERST, dic-2024)

8.7. Plan contra contingencias extremas

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) [15] establece que el Coordinador deberá elaborar anualmente, un Informe de Servicios Complementarios (SSCC), en el cual se señalen los servicios requeridos por el sistema con su respectiva calendarización (**Artículo 72–7**). En este contexto, el **Artículo 3–44 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT–SSCC)** [14] establece que el Coordinador deberá realizar un Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias, al menos con periodicidad anual y en ocasión al Informe SSCC, de acuerdo a los criterios y requisitos establecidos en el **Título 3-8 de la misma normativa**.

En cuanto a la materialización de los SSCC, el **Reglamento de SSCC** indica que el Coordinador es responsable de realizar las subastas (**Artículo 32**) y licitaciones (**Artículo 41**). En caso de que estos procesos se declaren total o parcialmente desiertos, **los Artículos 49 y 50 del Reglamento de SSCC** facultan al Coordinador para instruir la prestación directa y obligatoria de los servicios.

En cuanto a la implementación de las medidas del PDCE, el **Artículo 3-46 de la NT–SSCC** establece que el Informe del Estudio del Plan de Defensa contra Contingencias debe contemplar una estimación del cronograma de implementación del Plan de Defensa contra Contingencias, cronograma que debe ser considerado en el Informe SSCC del Coordinador. Asimismo, el **Artículo 1–14 de la NTSyCS**, exige al Coordinador informar anualmente a la SEC el grado de cumplimiento de cada Coordinado en cuanto a la implementación de los Planes para Contingencias.

El estudio de SSCC del año 2025 confirmó la necesidad de implementar el PDCE diseñado para la Zona Norte del SEN. Sin embargo, este plan —diseñado e informado a los Coordinados por primera vez el año 2020—, aún no se encuentra implementado en su totalidad, particularmente en lo relativo al automatismo destinado a separar el SEN en dos islas eléctricas, medida crítica para garantizar la estabilidad del SEN frente a contingencias severas.

En línea con la normativa vigente, el 15 de enero del 2020, mediante el oficio DE00170-20 “Instruye implementación de esquema de Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) de la zona Norte del SEN” (ver oficio en el Anexo 4), el Coordinador instruyó la implementación del PDCE de la Zona Norte a los Coordinados involucrados. El 26 de mayo de 2021, el CEN solicitó a los Coordinados responsables informar acerca del estado de avance del proyecto de implementación del plan, indicando que éste debía estar en servicio el segundo semestre de 2021 (ver Anexo 5 con oficio DE02449-21). En este contexto, es importante mencionar que de acuerdo al **Artículo 1-14 de la NTSyCS**, el Coordinador informa todos los años a la SEC el grado de cumplimiento de cada coordinado²⁰. En los informes correspondientes a los años 2022, 2023 y 2024, el Coordinador sólo informó que el PDCE de la Zona Norte se encontraba en proceso de implementación. Sin embargo, en el informe del año 2025 —cuyas versiones preliminar y final fueron publicadas el 30 de enero y el 1 de abril de 2025, respectivamente; es decir, antes y después del 25F—se informó expresamente que las empresas coordinadas responsables de la implementación del automatismo no habían cumplido con su implementación durante el año 2024.

En vista del retraso observado en la implementación de un automatismo tan crítico para la seguridad del SEN, el equipo ingresó una solicitud a la SEC, en el marco de la Ley de Transparencia, con el objetivo de conocer las multas cursadas a los Coordinados por los incumplimientos reportados por el CEN en los Informes Anuales del Grado de Cumplimiento de los años 2023, 2024 y 2025²¹. En su respuesta, la SEC señaló que dichos informes “*no tienen la naturaleza de una denuncia formal en los términos establecidos en el Artículo 212°-4 del DFL N°4/20018 (Ley Eléctrica)*”, precisando además que “*...corresponde al Consejo Directivo del Coordinador efectuar las denuncias fundadas ante la Superintendencia*”²². Finalmente, la respuesta concluye que “*... el Consejo Directivo del Coordinador no ha efectuado denuncias formales ante esta Superintendencia, relativas a los informes anuales antes referidos, razón por la cual no se ha dado inicio a procedimientos administrativos sancionatorios, y por lo tanto, no se han cursado multas ni medidas administrativas relacionadas con dicha información.*”

De esta forma, pese a estar en conocimiento de los incumplimientos normativos reportados por el CEN en los Informes Anuales del Grado de Cumplimiento, a la fecha la SEC no ha cursado multas ni adoptado medidas administrativas al respecto. A este respecto, la autoridad ha justificado su inacción en base a dos argumentos:

- Que los Informes Anuales del Grado de Cumplimiento “*no tienen la naturaleza de una denuncia formal en los términos establecidos en el Artículo 212°-4 del DFL N°4/20018 (Ley Eléctrica)*”; y
- Que, si bien corresponde al Consejo Directivo del Coordinador efectuar las denuncias fundadas ante la Superintendencia, este no ha efectuado “denuncias formales” relativas a los informes anuales antes referidos.

Lo que resulta particularmente alarmante de la respuesta de la SEC es que el mencionado **Artículo 212°-4 del DFL N°4/20018** no contiene ninguna referencia al concepto de “denuncia formal” invocado por la Superintendencia. Más aún, una búsqueda en la página web de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile no arrojó resultados que

²⁰ Disponibles en <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-anual-de-cumplimiento-Coordinados-ntsy/cs/>

²¹ En la consulta no se incluyeron los años 2020, 2021 ni 2022 debido al contexto excepcional generado por la pandemia.

²² Para la revisión íntegra de la respuesta de la SEC, véase el Anexo 0.

respalden la existencia de dicho concepto; incluso la búsqueda de los términos “denuncia” y “formal” (por separado), no entregó referencias aplicables al contexto señalado por la SEC.

The screenshot shows the website interface for the Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. The top navigation bar includes 'BCN', 'Ley Chile', 'Colecciones', 'Información Territorial', and 'Historia'. The main content area is titled 'DFL 4' and features a list of legal sections. The selected section is 'ARTÍCULO 212- 4', which is highlighted in red. To the right of the list, the full text of Article 212-4 is displayed, detailing the duties of the Board of Directors regarding the coordination and operation of the national electrical system.

DFL 4 EXPANDIR

- ENCABEZADO
- ARTÍCULO 1
- TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES
- TÍTULO II DE LAS CONCESIONES Y PERMISOS
- TÍTULO II BIS: DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
- TÍTULO III: DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
- TÍTULO IV DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS Y DEL SUMINISTRO
- TÍTULO V DE LAS TARIFAS
- TÍTULO VI DEL PANEL DE EXPERTOS
- **TÍTULO VI BIS DEL COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**
 - ARTÍCULO 212-1
 - ARTÍCULO 212- 2
 - ARTÍCULO 212- 3
 - **ARTÍCULO 212- 4**
 - **ARTÍCULO 212- 5**
 - ARTÍCULO 212- 6

Artículo 212°-4.- Deber del Consejo Directivo de velar por el cumplimiento de las funciones del Coordinador y normativa. Le corresponderá al Consejo Directivo del Coordinador velar por el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente asigna al Coordinador y adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar dicho cumplimiento, en el ámbito de sus atribuciones. El Consejo Directivo deberá informar a la Superintendencia y a la Comisión cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de las empresas sujetas a su coordinación, identificando al propietario de las instalaciones pertinentes, cuando corresponda.

Figura 8—3. Pantallazo del Artículo 212°-4 de la LGSE, sitio web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Sin embargo, el **Artículo 72°-15 de la LGSE** establece de manera explícita que: “*El Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia las instalaciones sujetas a su coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la Normativa Técnica. ... A partir de la comunicación a que hace referencia el inciso anterior, la Superintendencia, en el uso de sus facultades, determinará las medidas administrativas que corresponda.*”. De este modo, la propia ley mandata a la SEC a hacer uso de sus facultades y determinar las medidas administrativas que corresponda una vez recibida la comunicación del Coordinador, lo que contrasta, nuevamente, con la respuesta entregada por la Superintendencia.

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile / BCN | Ley Chile

BCN ▾ Ley Chile ▾ Colecciones ▾ Información Territorial ▾ Historia Política ▾ Form

DFL 4 EXPANDIR

- ENCABEZADO
- ARTÍCULO 1
- TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES
- TÍTULO II DE LAS CONCESIONES Y PERMISOS
- **TÍTULO II BIS: DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**
 - ARTÍCULO 72-1
 - ARTÍCULO 72-2
 - ARTÍCULO 72-3
 - ARTÍCULO 72-4
 - ARTÍCULO 72-5
 - ARTÍCULO 72-6
 - ARTÍCULO 72-7
 - ARTÍCULO 72-8
 - ARTÍCULO 72-9
 - ARTÍCULO 72-10
 - ARTÍCULO 72-11
 - ARTÍCULO 72-12

El Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia las instalaciones sujetas a su coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la Normativa Técnica. Asimismo, los concesionarios de servicio público de distribución deberán comunicar a la Superintendencia el desempeño de sus instalaciones conforme a los estándares establecidos en la Normativa Técnica.

A partir de la comunicación a que hace referencia el inciso anterior, la Superintendencia, en el uso de sus facultades, determinará las medidas administrativas que corresponda.

Figura 8—4. Pantallazo del Artículo 72°-15 de la LGSE, sitio web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Cabe señalar que la situación de incumplimientos no se limita únicamente a la no implementación del automatismo destinado a la separación del SEN en dos islas eléctricas, sino que también incluye incumplimientos en la ejecución del resto de los recursos contemplados en el PDCE Zona Norte. En efecto, respecto del EDAG Zona Norte, 9 de las 30 centrales de generación involucradas no cumplieron con su implementación el 2024, equivalente a un 30 % de incumplimiento. Aún más crítico resulta el caso del EDAC PDCE BF Zona Norte que evidenció un 100 % de incumplimiento, dado que ninguno de los 11 Coordinados responsables materializó su implementación durante el 2024. Estos resultados reflejan una brecha alarmante entre lo instruido en el PDCE y su ejecución real, comprometiendo la eficacia de un plan diseñado para enfrentar contingencias extremas.

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

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

9. Conclusiones y recomendaciones

El 25 de febrero del 2025 (25F), Chile enfrentó un apagón generalizado que interrumpió completamente el suministro eléctrico desde Arica hasta la región de Los Lagos. El evento se originó a raíz de una falla en los sistemas de protección y telecomunicaciones de las instalaciones de la empresa ISA Inter Chile, ubicadas en el tramo Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar en 500 kV. A pesar de que no se produjo un cortocircuito, la falla se propagó rápidamente al resto del sistema, provocando el colapso de la isla Centro–Sur aproximadamente a los 4,5 segundos después del inicio de la falla y algunos minutos después, la caída de la isla Norte.

Conclusiones desde una perspectiva normativa

El análisis del **evento del 25F** reveló una serie de vulnerabilidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tanto en materia de infraestructura como en los sistemas de control y protección, junto con un número significativo de **brechas en el cumplimiento de las disposiciones normativas vigentes**.

En materia de reportabilidad y entrega de información, se constataron **incumplimientos por parte de algunos Coordinados**, evidenciados en la entrega extemporánea, incompleta o deficiente de informes de falla, así como en la limitada disponibilidad de registros provenientes de las PMUs. Informes de falla no entregados, incompletos o presentados fuera de plazo, ausencia de oscilografías, entrega de datos erróneos y registros con estampas temporales incorrectas o inexistentes, son sólo algunos de los ejemplos de las falencias observadas a este respecto.

El análisis de los IF que las empresas coordinadas deben presentar al Coordinador —a las 48 horas y a los 5 días posteriores a la fecha del evento— **reveló un alto nivel de incumplimiento de la NTSyCS** tanto en términos de la entrega de dichos informes como en la provisión de registros de la operación real del sistema. Si bien estos incumplimientos pueden obedecer a distintas causas, las más probables se relacionan con sanciones poco disuasivas, limitada acción del organismo fiscalizador (SEC), o bien deficiencias en la reportabilidad de incumplimientos por parte del Coordinador. Cualquiera sea la causa, lo ocurrido durante el 25F **pone de manifiesto la necesidad urgente de reforzar los mecanismos de fiscalización y sanción**, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones de reportabilidad establecidas en la normativa vigente.

La falta de completitud, trazabilidad y calidad de los antecedentes proporcionados por los Coordinados limita significativamente la posibilidad de reconstruir con precisión la secuencia temporal de los eventos ocurridos durante una falla. Esto no sólo compromete la precisión del análisis técnico postmortem orientado a identificar las causas de la falla y a proponer medidas preventivas frente a eventos similares, sino que también dificulta la evaluación objetiva del desempeño y actuación de las instalaciones del sistema (incluyendo protecciones, unidades de generación y automatismos), y la detección de debilidades en los sistemas de control y protección. Más aún, la reportabilidad y entrega de información oportuna por parte de los Coordinados resulta esencial para la identificación certera de incumplimientos normativos.

Considerando la importancia que tiene el contar con información de calidad y oportuna para efectos de mantener la seguridad del SEN, así como el nivel de incumplimiento observado en materia de reportabilidad durante el 25F,

resulta evidente la necesidad de fortalecer los mecanismos de fiscalización y sanción establecidos en el marco regulatorio actual, de modo que garanticen el cumplimiento efectivo y oportuno de las obligaciones vigentes.

Otra de las brechas identificadas en términos del cumplimiento de la normativa vigente se relaciona con una serie de incumplimientos de algunas instalaciones de generación y de clientes en cuanto a su desempeño y actuación durante el evento.

En cuanto a la actuación de las instalaciones de generación durante la falla, el estudio reveló brechas significativas en el cumplimiento de las disposiciones vigentes, destacando **un número relevante de desconexiones anticipadas —sin justificación técnica— de unidades de generación**²³. Solo en los primeros 1,5 segundos posteriores a la falla, se desconectaron 672,54 MW de generación a gran escala, lo que aceleró el deterioro de las condiciones operativas del sistema, comprometiendo, por ende, su estabilidad. El análisis dinámico realizado confirmó que si todas las unidades de generación se hubiesen mantenido conectadas durante la falla —y los recursos de control de contingencias hubiesen operado según lo instruido por el Coordinador—, habría sido posible mantener la estabilidad de ambas islas y evitar así el colapso total del SEN.

La desconexión anticipada de unidades de generación durante el evento del 25F sin duda constituye un incumplimiento normativo por parte de los Coordinados involucrados. Sin embargo, no resulta evidente que la responsabilidad recaiga exclusivamente en ellos. Existen diversos factores que podrían atenuar dicha responsabilidad, entre los que destacan posibles fallas en los sistemas de protección, errores humanos involuntarios, deficiencias en las pruebas efectuadas durante la puesta en servicio, o incluso omisiones en el proceso de revisión y validación de los ajustes de protecciones efectuado por el Coordinador en la etapa de comisionamiento.

En el contexto anterior, las desconexiones de generación ocurridas durante el 25F evidencian la necesidad urgente de establecer mecanismos de monitoreo continuo del desempeño de las instalaciones del sistema, que permitan detectar oportunamente desviaciones respecto a lo exigido en la normativa y validado durante el comisionamiento. La implementación de sistemas de supervisión en tiempo real y auditorías periódicas no solo permitiría verificar constantemente el cumplimiento de la normativa vigente, sino también anticipar posibles fallas o configuraciones inadecuadas, reduciendo el riesgo de actuaciones que comprometan la estabilidad del SEN.

Con respecto a la actuación de las instalaciones de clientes, el estudio evidenció debilidades significativas en el desempeño de los esquemas EDAC ante la incorporación de generación PMGD en las redes de distribución. En particular, en aquellos alimentadores con EDAC en la cabecera y unidades PMGD conectadas aguas abajo, la operación de dichos esquemas provocó la desconexión de las instalaciones PMGD, reduciendo la carga efectivamente desconectada y generando, por ende, un incumplimiento de los montos instruidos para la prestación del servicio de EDAC. El análisis dinámico realizado en el marco de este estudio confirmó que la desconexión de los PMGD durante el 25F no sólo tuvo un efecto en la demanda neta desconectada total, sino también en la estabilidad del sistema.

²³ En esta parte no se consideran desconexiones de PMGDs.

Si bien lo ocurrido refleja **incumplimientos normativos por parte de algunos Coordinados**, también pone de manifiesto un grado de **responsabilidad del Coordinador, que no anticipó oportunamente el impacto que la incorporación masiva de unidades PMGD podría tener sobre la efectividad de los esquemas EDAC vigentes.**

La ausencia de lineamientos específicos en la normativa vigente para el diseño y operación de los esquemas EDAC en un escenario de creciente generación PMGD, dificulta la evaluación objetiva y categórica de eventuales incumplimientos normativos. En este contexto, lo ocurrido el 25F evidencia la necesidad urgente de actualizar el marco normativo vigente, incorporando responsabilidades claras y procedimientos específicos que permitan enfrentar los cambios en las redes de distribución que inciden directamente en la operación segura del sistema eléctrico nacional.

Considerando las constantes transformaciones que enfrentan hoy en día las redes de distribución y sus efectos en la operación de los sistemas eléctricos, esta actualización normativa no debería circunscribirse únicamente al ámbito de los esquemas EDAC, sino que debiera ampliarse hacia la definición de mecanismos formales de coordinación y comunicación entre el CEN y los operadores de las redes de distribución, que garanticen una operación segura y confiable del SEN.

Por último, otro aspecto crítico que quedó en evidencia a partir del análisis del 25F es la demora excesiva en la implementación del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) diseñado el año 2020. Dicho plan ya advertía la necesidad de contar con un automatismo capaz de dividir el SEN en dos islas eléctricas ante la apertura simultánea de ambos circuitos de alguna de las líneas del corredor de 500 kV entre las subestaciones Los Changos y Polpaico, medida crítica para garantizar la estabilidad del SEN frente a contingencias severas. Aunque la importancia de este automatismo fue ratificada por el Coordinador en el PDCE del 2024, al momento del 25F aún no se encontraba implementado.

Si bien el análisis de estabilidad realizado en el marco del presente estudio reveló que la implementación de dicho automatismo habría tenido un impacto principalmente en los montos de energía no suministrada, la magnitud del retraso —superior a cinco años— resulta injustificable, más aun considerando que otras fallas (de distinta naturaleza), podrían derivar en consecuencias significativamente más graves en ausencia de dicho esquema. En particular, resulta especialmente preocupante que la no materialización de un mecanismo tan crítico para la seguridad del SEN no haya generado acciones por parte de las autoridades competentes.

La no implementación del automatismo para dividir el SEN frente a contingencias críticas —a más de 5 años desde su primera instrucción— revela serias deficiencias en los procesos institucionales y mecanismos de fiscalización existentes, además de un insuficiente nivel de coordinación y comunicación entre el CEN y la SEC. Esta situación subraya la necesidad urgente de revisar las responsabilidades asignadas en el marco regulatorio y de fortalecer las capacidades de supervisión y sanción existentes.

Conclusiones de los modelos dinámicos

El estudio realizado por el equipo de investigación confirmó que el modelo dinámico del SEN —desarrollado por el Coordinador— incorpora una representación dinámica detallada de los distintos componentes del sistema y sus respectivos sistemas de control, constituyendo una base robusta para la realización de estudios de estabilidad del

SEN frente a contingencias. En cuanto a las simplificaciones identificadas en el modelo, las más relevantes y que merecen ser comentadas corresponden a aquellas asociadas a la modelación de las unidades PMGD y de los esquemas EDAC.

En el caso de la modelación de las unidades PMGD, se utiliza un enfoque de clusterización que, si bien implica una pérdida de granularidad, permite representar de manera agregada el efecto de la generación distribuida reduciendo la complejidad computacional del modelo. Este enfoque asume que todas las unidades PMGDs agrupadas en un mismo clúster exhiben una respuesta dinámica similar frente a perturbaciones. Si bien este supuesto no refleja con exactitud la realidad, los resultados obtenidos permiten concluir que este supuesto no debería introducir errores significativos con respecto a la realidad.

En lo referido a los modelos desarrollados para los esquemas EDAC, se confirmó que éstos operan conforme a lo instruido por el Coordinador, de acuerdo con lo establecido en el “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga”. Sin embargo, los modelos no incorporan el efecto de posibles desconexiones de generación PMGD cuando éstas se encuentran conectadas a alimentadores asociados a esquemas EDAC.

Los supuestos mencionados implican que el modelo desarrollado por el CEN asume el cumplimiento íntegro de los requerimientos establecidos en la NTSyCS y de las instrucciones operacionales impartidas por el Coordinador. En particular, se considera que las unidades de generación distribuida permanecen conectadas durante toda la simulación y que las desconexiones de carga asociadas a la actuación de los esquemas EDAC se ejecutan conforme a lo instruido. Si bien estos supuestos pueden considerarse adecuados en una primera aproximación, lo ocurrido durante el evento del 25F evidencia la necesidad de actualizar dichos modelos, de forma que logren representar las condiciones reales enfrentadas por el SEN, y no únicamente escenarios ideales de operación.

Conclusiones del análisis de estabilidad del SEN

Los resultados del análisis dinámico realizado en el marco del estudio permiten destacar las siguientes conclusiones:

- El colapso total del SEN podría haberse evitado si todas las unidades generadoras hubiesen operado conforme a los requerimientos establecidos en la NTSyCS y los esquemas EDAC hubiesen cumplido íntegramente con los montos de desconexión de carga instruidos por el Coordinador, sin provocar la desconexión de unidades PMGDs. Bajo este escenario, la actuación conjunta de los recursos de control de contingencias disponibles en el sistema, junto con la reducción de potencia en centrales renovables equipadas con control de potencia activa, habrían sido suficientes para contener las desviaciones de frecuencia y mantener la estabilidad de ambas islas eléctricas, con una demanda neta desconectada total de 2040,7 MW.
- De haberse implementado oportunamente el automatismo contemplado en el PDCE 2020 destinado a instruir la desconexión del enlace en 220 kV a los 230 ms posteriores a la falla—, la demanda neta total desconectada en el sistema se habría reducido a 1467,836 MW, lo que representa una disminución del 28 % en comparación con el escenario sin automatismo.
- Al considerar la desconexión de unidades PMGDs producto de la acción de los EDACs, la demanda neta desconectada total alcanza los 1591,789 MW, lo que representa un incremento de 123,953 MW respecto

del escenario sin desconexión de dichas unidades, lo que evidencia el efecto negativo que la desconexión de generación distribuida puede tener durante contingencias.

- Independiente de los recursos de control de contingencias disponibles en el sistema, el estudio demostró que la formación rápida y coordinada de islas eléctricas representa un mecanismo fundamental para hacer frente a contingencias severas, pudiendo evitar comportamientos inestables y reducir, así, los riesgos de un colapso total o parcial en el sistema.

En cuanto a las desconexiones de generación ocurridas durante el 25F, el análisis dinámico realizado en el marco del estudio permite destacar las siguientes conclusiones:

- El total de generación desconectada en la isla Centro–Sur durante el evento del 25F fue aproximadamente de 1971,18 MW, distribuidos en 493,56 MW desconectados antes de la apertura del enlace en 220 kV y otros 1477,62 MW desconectados después de la separación del sistema. Estos resultados indican que la magnitud real de generación desconectada durante el evento fue sustancialmente mayor a la reportada en los Informes de Falla recibidos, siendo necesario desconectar 737,34 MW adicionales a lo informado para obtener un ajuste adecuado entre la frecuencia simulada en DIGSILENT y la frecuencia registrada por la PMU de Polpaico durante el evento.
- Respecto a la Isla Norte, las desconexiones de generación reportadas durante los primeros 1,5 segundos posteriores a la falla (544,9 MW) representan razonablemente lo que debió haber ocurrido durante el evento real. No obstante, después de la desconexión del enlace en 220 kV, el análisis reveló la presencia de eventos, dinámicas y/o desconexiones adicionales no identificadas en los registros de falla disponibles.

El colapso total del SEN podría haberse evitado si se hubiesen cumplido las siguientes condiciones:

- 1) Los EDACs hubiesen actuado exclusivamente sobre la demanda —según lo instruido por el CEN—*
- 2) Las unidades PMGDs se hubiesen mantenido conectadas durante todo el evento, sin ser desconectadas por la acción de EDACs y,*
- 3) En la isla Norte, las centrales renovables equipadas con control de potencia activa (APC) hubiesen reducido su generación en respuesta a un aumento de la frecuencia en dicha isla.*

Por último, en el marco del análisis de estabilidad realizado, es importante destacar el rol clave que desempeñaron las centrales renovables con control de potencia activa (APC) en los resultados obtenidos, contribuyendo activamente a mitigar el desbalance de potencia mediante ajustes de su generación en periodos cortos de tiempo; apoyando, así, a la estabilidad del SEN.

Esto pone en evidencia la creciente relevancia de exigir que dichas unidades contribuyan de manera activa a la estabilidad del sistema eléctrico nacional, consolidándose como un recurso esencial para enfrentar contingencias y mantener los márgenes de seguridad del SEN.

10. Anexos

Anexo 1: Desconexiones de centrales de generación

La tabla a continuación muestra el detalle de las desconexiones de centrales de generación, indicando su ubicación y tipo de la central, el despacho e instante de desconexión. La tabla se construye en base a la información proporcionada por los Coordinados en los informes de falla respectivos, así como de otras fuentes oficiales puestas a disposición por parte del Coordinador.

Tabla 10–1: Tiempos de desconexión de las centrales de generación, en base a lo indicado en los informes de falla correspondientes, e incluyendo correcciones del Coordinador

Nombre de la unidad	Isla	Tipo	Potencia despachada [MW]	Hora desconexión	Δt después de la falla [s]	Precisión desconexión
PE La Estrella	Sur	ERNC	6,4	15:15:41.495	0,101	Precisa
PFV Emilia Solar	Sur	ERNC	3,6	15:15:42.5	0,611	Aproximada
PFV La Huella	Sur	ERNC	65,14	15:15:42.027	0,633	Precisa
HP Alto Renaico	Sur	Conv.	1,1	15:15:42.225	0,831	Precisa
HP Chacayes U1	Sur	Conv.	23,8	15:15:42.311	0,917	Precisa
HP Río Colorado	Sur	Conv.	2,5	15:15:42.484	1,090	Aproximada
TER CMPC Pacífico	Sur	Conv.	14,19	15:15:43.019	1,625	Precisa
TER CMPC Santa Fe	Sur	Conv.	7,25	15:15:43.298	1,904	Precisa
TER CMPC Tissue	Sur	Conv.	4,8	15:15:43.812	2,418	Precisa
TER San Isidro II	Sur	Conv.	301	15:15:44.420	3,026	Precisa
HP Renaico	Sur	Conv.	5,09	15:15:45.499	4,105	Precisa
HP MC1 U2	Sur	Conv.	1,22	15:15:45.554	4,160	Aproximada
TER Viñales	Sur	Conv.	31	15:15:45.555	4,161	Precisa
TER Celco	Sur	Conv.	5	15:15:45.563	4,169	Precisa
TER Valdivia TG2	Sur	Conv.	41	15:15:45.579	4,185	Aproximada
HP Rucatayo	Sur	Conv.	15	15:15:45.615	4,221	Precisa
TER Nueva Renca TG	Sur	Conv.	95,5	15:15:45.623	4,229	Precisa
TER Campiche	Sur	Conv.	84	15:15:45.997	4,603	Precisa
HP Palmucho	Sur	Conv.	29	15:15:46.000	4,606	Aproximada
PE Campo Lindo	Sur	ERNC	27	15:15:46.318	4,924	Precisa
PFV Santiago Solar	Sur	ERNC	73	15:15:46.323	4,929	Precisa
TER Energía Pacífico	Sur	Conv.	9,8	15:15:46.334	4,94	Aproximada
PFV Lucas Solar	Sur	ERNC	8,7	15:15:46.338	4,944	Precisa
PFV Don Oscar	Sur	ERNC	8,7	15:15:46.339	4,945	Precisa
HP Chiburgo U1	Sur	Conv.	8,3	15:15:46.342	4,948	Precisa
PFV Don Humberto	Sur	ERNC	78	15:15:46.359	4,965	Precisa
PE Buenos Aires	Sur	ERNC	11,4	15:15:46.408	5,014	Precisa
PE Renaico I	Sur	ERNC	54	15:15:46.412	5,018	Precisa

Nombre de la unidad	Isla	Tipo	Potencia despachada [MW]	Hora desconexión	Δt después de la falla [s]	Precisión desconexión
PE Talinay Poniente	Sur	ERNC	8	15:15:46.413	5,019	Precisa
HP Chiburgo U2	Sur	Conv.	8,4	15:15:46.432	5,038	Precisa
TER Nueva Aldea TG1	Sur	Conv.	6	15:15:46.441	5,047	Precisa
TER Nueva Aldea TG2	Sur	Conv.	34	15:15:46.441	5,047	Precisa
HE Angostura U3	Sur	Conv.	40	15:15:46.449	5,055	Precisa
HP Juncal U1	Sur	Conv.	17	15:15:46.450	5,056	Precisa
HP Los Quilos U3	Sur	Conv.	10,7	15:15:46.456	5,062	Precisa
PFV Teno Solar	Sur	ERNC	5,8	15:15:46.460	5,066	Precisa
HP Los Quilos U1	Sur	Conv.	7,2	15:15:46.464	5,07	Precisa
HP La Mina U2	Sur	Conv.	2,5	15:15:46.466	5,072	Precisa
HP Los Quilos U2	Sur	Conv.	8,8	15:15:46.479	5,085	Precisa
HP Pulelfu U2	Sur	Conv.	2,7	15:15:46.489	5,095	Precisa
HP MC3	Sur	Conv.	0,3	15:15:46.509	5,115	Precisa
PE San Matías	Sur	ERNC	55	15:15:46.510	5,116	Precisa
HE Machicura U1	Sur	Conv.	27	15:15:46.517	5,123	Precisa
HP Cumbres U1	Sur	Conv.	6,22	15:15:46.521	5,127	Precisa
HP Palmar	Sur	Conv.	1,25	15:15:46.535	5,141	Precisa
HP Licán U2	Sur	Conv.	9	15:15:46.554	5,160	Precisa
HE El Toro U1	Sur	Conv.	64	15:15:46.660	5,266	Aproximada
HE El Toro U2	Sur	Conv.	65	15:15:46.660	5,266	Aproximada
HE El Toro U3	Sur	Conv.	63	15:15:46.660	5,266	Aproximada
HE El Toro U4	Sur	Conv.	64	15:15:46.660	5,266	Aproximada
TER Petropower	Sur	Conv.	52	15:15:46.671	5,277	Precisa
HP La Confluencia	Sur	Conv.	66	15:15:46.780	5,386	Aproximada
HP La Higuera	Sur	Conv.	81	15:15:46.780	5,386	Aproximada
HP San Andrés	Sur	Conv.	42,1	15:15:46.780	5,386	Aproximada
HP Corrales	Sur	Conv.	2,9	15:15:46.780	5,386	Aproximada
HP Palacios	Sur	Conv.	1,3	15:15:46.780	5,386	Aproximada
PFV Machicura	Sur	ERNC	7,3	15:15:47.094	5,7	Precisa
TER San Isidro U1	Sur	Conv.	79	15:15:47.376	5,982	Precisa
HP Nalcas U2	Sur	Conv.	0,8	15:15:47.488	6,094	Precisa
PE Mesamávida	Sur	ERNC	16	15:15:47.590	6,196	Precisa
PE El Maitén	Sur	ERNC	7,8	15:15:47.608	6,214	Precisa
HP Afalfal U1	Sur	Conv.	63	15:15:47.786	6,392	Precisa
PE Los Olmos	Sur	ERNC	64	15:15:47.790	6,396	Precisa
HP Puntilla U2	Sur	Conv.	8,5	15:15:47.791	6,397	Precisa
HP Afalfal U2	Sur	Conv.	54	15:15:47.838	6,444	Precisa
HP Puntilla U3	Sur	Conv.	7	15:15:48.036	6,642	Precisa
HE Ancoa	Sur	Conv.	20	15:15:48.060	6,666	Aproximada
TER Nueva Renca TV	Sur	Conv.	75,75	15:15:48.195	6,801	Precisa

Nombre de la unidad	Isla	Tipo	Potencia despachada [MW]	Hora desconexión	Δt después de la falla [s]	Precisión desconexión
HE Canutillar U1	Sur	Conv.	80	15:15:48.220	6,826	Precisa
HE Canutillar U2	Sur	Conv.	80	15:15:48.241	6,847	Precisa
PE Monte Redondo	Sur	ERNC	0,3	15:15:48.335	6,941	Precisa
HP Pilmaiquén U2	Sur	Conv.	5	15:15:48.363	6,969	Precisa
HP Capullo U1	Sur	Conv.	3,5	15:15:48.368	6,974	Precisa
HP Carilafquén U1	Sur	Conv.	7	15:15:48.419	7,025	Precisa
HP Carilafquén U2	Sur	Conv.	8	15:15:48.419	7,025	Precisa
HE Convento Viejo	Sur	Conv.	3,9	15:15:48.428	7,034	Precisa
HP Providencia	Sur	Conv.	1,66	15:15:48.524	7,13	Aproximada
HP San Clemente U1	Sur	Conv.	4,5	15:15:48.567	7,173	Precisa
HP Pullinque U1	Sur	Conv.	8	15:15:48.636	7,242	Precisa
HP Pullinque U2	Sur	Conv.	6	15:15:48.637	7,243	Precisa
HP Pilmaiquén U5	Sur	Conv.	9	15:15:48.668	7,274	Precisa
HP Mariposas	Sur	Conv.	2,8	15:15:48.704	7,31	Aproximada
HP Lircay U2	Sur	Conv.	9,4	15:15:48.729	7,335	Aproximada
HP Curillinque	Sur	Conv.	38	15:15:48.852	7,458	Precisa
HP Ojos de Agua	Sur	Conv.	8,2	15:15:48.895	7,501	Precisa
PE San Gabriel	Sur	ERNC	123,19	15:15:49.000	7,606	Aproximada
PE Tolpan Sur	Sur	ERNC	66,5	15:15:49.000	7,606	Aproximada
PFV El Manzano	Sur	ERNC	49	15:15:49.060	7,666	Precisa
PE Renaico II	Sur	ERNC	91	15:15:49.132	7,738	Precisa
HP Sauzal U1	Sur	Conv.	11	15:15:49.333	7,939	Precisa
HP Sauzal U2	Sur	Conv.	10	15:15:49.333	7,939	Aproximada
HP Sauzal U3	Sur	Conv.	10	15:15:49.348	7,954	Aproximada
HP Hornitos U1	Sur	Conv.	31	15:15:49.430	8,036	Precisa
HP Queltehues U3	Sur	Conv.	16	15:15:49.454	8,06	Precisa
HP Queltehues U2	Sur	Conv.	15	15:15:49.460	8,066	Precisa
HP Volcán	Sur	Conv.	12	15:15:49.555	8,161	Precisa
HP Guayacán U1	Sur	Conv.	5	15:15:49.581	8,187	Precisa
HE Pangué U1	Sur	Conv.	24	15:15:49.658	8,264	Aproximada
PFV Tamango	Sur	ERNC	15	15:15:49.670	8,276	Precisa
HP Blanco U1	Sur	Conv.	15,2	15:15:49.709	8,315	Precisa
PE Alena	Sur	ERNC	35	15:15:49.713	8,319	Precisa
HP Guayacán U2	Sur	Conv.	5	15:15:49.797	8,403	Precisa
HP Queltehues U1	Sur	Conv.	10	15:15:49.877	8,483	Precisa
HP Callao	Sur	Conv.	0,6	15:15:50.000	8,606	Aproximada
HP Sauzalito	Sur	Conv.	8	15:15:50.119	8,725	Precisa
PE Puelche Sur	Sur	ERNC	2,3	15:15:50.270	8,876	Precisa
TER Loma los Colorados II	Sur	Conv.	7	15:15:51.213	9,819	Aproximada
HP Mampil U1	Sur	Conv.	17	15:15:52.002	10,608	Precisa

Nombre de la unidad	Isla	Tipo	Potencia despachada [MW]	Hora desconexión	Δt después de la falla [s]	Precisión desconexión
PFV Meseta de los Andes	Sur	ERNC	129,01	15:15:52.104	10,71	Aproximada
PE Cuel	Sur	ERNC	9,6	15:15:52.284	10,89	Precisa
TER Trincao	Sur	Conv.	13,12	15:15:53.000	11,606	Aproximada
PFV Espiga de Oro	Sur	ERNC	2	15:15:54.215	12,821	Aproximada
HP Picoiquén	Sur	Conv.	0,44	15:15:56.000	14,606	Aproximada
HP Isla U2	Sur	Conv.	18	15:15:56.755	15,361	Precisa
HP Isla U1	Sur	Conv.	14	15:15:56.767	15,373	Precisa
HP Nalcas U3	Sur	Conv.	1,02	15:15:56.780	15,386	Precisa
HP Loma Alta U2	Sur	Conv.	13,8	15:15:56.789	15,395	Precisa
HE Cipreses	Sur	Conv.	17	15:15:58.877	17,483	Aproximada
HP Florida III U1	Sur	Conv.	1,1	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Florida III U2	Sur	Conv.	1,1	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Florida II U1	Sur	Conv.	5,5	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Florida II U2	Sur	Conv.	6,1	15:16:00.000	18,606	Aproximada
TER Yungay	Sur	Conv.	198	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PFV Quilapilún	Sur	ERNC	76,9	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Abanico U5	Sur	Conv.	16	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Abanico U6	Sur	Conv.	15	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Antuco U1	Sur	Conv.	56	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Antuco U2	Sur	Conv.	87	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE La Cabaña	Sur	ERNC	93	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PFV Doña Carmen	Sur	ERNC	27	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Ucuquer II	Sur	ERNC	0,4	15:16:00.000	18,606	Aproximada
TER Trapén	Sur	Conv.	19	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE La Esperanza	Sur	ERNC	3	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP MC2	Sur	Conv.	0,4	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE El Arrayán	Sur	ERNC	8,3	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Lebu	Sur	ERNC	1,4	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Los Cururos	Sur	ERNC	2	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE La Flor	Sur	ERNC	25,4	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Negerete	Sur	ERNC	16,26	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Lomas de Duqueco	Sur	ERNC	23,39	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Malleco Sur	Sur	ERNC	79,28	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Malleco Norte	Sur	ERNC	82,72	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Punta de Talca	Sur	ERNC	3,6	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PFV Leyda	Sur	ERNC	79	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PFV Cauquenes	Sur	ERNC	2	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PE Punta Sierra	Sur	ERNC	1,1	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Lircay U1	Sur	Conv.	9,5	15:16:00.000	18,606	Aproximada
TER Arauco	Sur	Conv.	15,4	15:16:00.000	18,606	Aproximada

Nombre de la unidad	Isla	Tipo	Potencia despachada [MW]	Hora desconexión	Δt después de la falla [s]	Precisión desconexión
PFV Rucasol	Sur	ERNC	8	15:16:00.000	18,606	Aproximada
HP Piedras Negras	Sur	Conv.	2,9	15:16:00.000	18,606	Aproximada
PMG PFV Solar Palermo	Sur	ERNC	7,9	15:16:03.000	21,606	Aproximada
TER CMPC Bucalemu U1	Sur	Conv.	3,76	15:16:05.000	23,606	Aproximada
PFV La Silla	Sur	ERNC	1,4	15:16:12.404	31,01	Precisa
TER Santa Fe Energía	Sur	Conv.	36,7	15:16:31.000	49,606	Aproximada
PFV Quilmo	Sur	ERNC	9	15:16:40.241	58,847	Aproximada
TER Colmito	Sur	Conv.	58	15:17:55.628	134,234	Aproximada
PE Talinay Oriente	Sur	ERNC	33	15:20:21.818	280,424	Precisa
PE Totoral	Sur	ERNC	0,9	15:20:58.277	316,883	Precisa
HP Itata	Sur	Conv.	2,6	s/i	s/i	s/i
HP Carena	Sur	Conv.	5	s/i	s/i	s/i
HE Los Cóndores	Sur	Conv.	26,5	s/i	s/i	s/i
HP Punta del Viento	Sur	Conv.	2,9	s/i	s/i	s/i
TER Lautaro	Sur	Conv.	22,1	s/i	s/i	s/i

Anexo 2: Desconexiones de PMGDs por acción de EDAC

La Tabla 10–2 muestra las desconexiones de PMGD por EDAC (baja frecuencia o contingencia extrema), incluyendo el instante de desconexión, la magnitud de la potencia PMGD desconectada, y su ubicación (zona norte o centro-sur), mientras que, en el mismo en la Tabla 10–3 se muestran las desconexiones de PMGDs por EDAC, pero en los cuales no fue posible determinar el tiempo de desconexión, solo el monto de potencia desconectada. En ambas tablas, la potencia desprendida por EDAC corresponde al despacho del PMGD afectado.

Tabla 10–2: PMGDs desconectados por acción de los EDAC con instante de desconexión conocido.

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC–BF [MW]	Potencia EDAC–CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
Encon Solar I	SAN FELIPE	0.00	4.83	0.638
EA SF Pichilemu	ALCONES	0.00	2.43	0.642
FV GR Alcón Solar	ALCONES	0.00	8.87	0.642
FV Rinconada de Alcones	ALCONES	0.00	8.96	0.642
FV Las Chacras Solar II	LA ESPERANZA	0.00	0.00	0.642
Parque Fotovoltaico La Esperanza II	LA ESPERANZA	0.00	7.20	0.642
Parque Solar El Salto	LA ESPERANZA	0.00	2.27	0.642
Portezuelo A	LA ESPERANZA	0.00	1.54	0.642
Crucero	LIHUEIMO	0.00	2.22	0.642
Kudun	LIHUEIMO	0.00	5.48	0.642
Parque Colchagua	LIHUEIMO	0.00	2.25	0.642
Parque Solar Fotovoltaico Peralillo	LIHUEIMO	0.00	2.69	0.642
Marchigue II	MARCHIGUE	0.00	7.31	0.642
Marchigue VII	MARCHIGUE	0.00	2.12	0.642
PFV Las Torcasas	MARCHIGUE	0.00	2.46	0.642
Población	MARCHIGUE	0.00	0.00	0.642
Santa Margarita	MARCHIGUE	0.00	2.50	0.642
Chepica	PANIAHUE	0.00	2.61	0.642
Parque Condor Chepica	PANIAHUE	0.00	2.75	0.642
PARQUE SOLAR LO CHACON	PANIAHUE	0.00	7.93	0.642
PMGD PFV LA LAJUELA	PANIAHUE	0.00	4.21	0.642
Fotovoltaico Guadalao	PORTEZUELO	0.00	2.19	0.642
Parque FV Portezuelo	PORTEZUELO	0.00	1.99	0.642
Vituco 2B	PORTEZUELO	0.00	2.17	0.642
Guaraná	QUELENTARO	0.00	2.45	0.642
Pilpilén	QUELENTARO	0.00	2.03	0.642
PMGD PE UCUQUER	QUELENTARO	0.00	2.30	0.642
Generadora La Hormiga	SAN FELIPE	0.00	0.00	0.643

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC–BF [MW]	Potencia EDAC–CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
Parque Fotovoltaico La Hormiga	SAN FELIPE	0.00	1.53	0.643
Planta Solar Fotovoltaica Llay Llay II	LAS VEGAS	0.00	7.32	0.644
El Guanaco Solar I	MALLOCO	0.00	0.00	0.647
Malloco	MALLOCO	0.00	8.70	0.647
PARQUE CONDOR PEÑAFLO	MALLOCO	0.00	2.34	0.647
Peñaflor Solar I	MALLOCO	0.00	7.40	0.647
PFV Violeta 1	MALLOCO	0.00	7.10	0.647
PLANTA SOLAR PEÑAFLO SPA	MALLOCO	0.00	2.07	0.647
Talagante 2	MALLOCO	0.00	4.16	0.647
Añuñuca del Verano Solar	SAN FELIPE	0.00	2.38	0.648
Central Cortés	SAN FELIPE	0.00	0.00	0.648
El Escorial del Verano Solar	SAN FELIPE	0.00	2.38	0.648
Konda	SAN FELIPE	0.00	1.78	0.648
Marin	SAN FELIPE	0.00	2.52	0.648
Alhué 2 Sunlight	ALHUE	0.00	1.62	0.649
Barros–Acamarachi	ALHUE	0.00	0.51	0.649
EA SF Alhue	ALHUE	0.00	0.27	0.649
GR Alhue II	ALHUE	0.00	0.62	0.649
DieselChocalan1	CHOCALAN	0.00	0.00	0.649
FV GR Nahuen	CHOCALAN	0.00	8.71	0.649
Parque PVP Marambio	CHOCALAN	0.00	0.00	0.649
El Sharon	EL PEUMO	0.00	2.28	0.649
Roble	EL PEUMO	0.00	0.00	0.649
San Ramiro Solar UNO	EL PEUMO	0.00	8.00	0.649
Sauce	EL PEUMO	0.00	2.25	0.649
Los Cañones Sunlight	LA CALERA	0.00	7.99	0.649
Mandinga Uno	MANDINGA	0.00	4.11	0.649
PFV Las Turcas	MANDINGA	0.00	1.37	0.649
PMGD PFV PARQUE SOLAR MARAMBIO	MANDINGA	0.00	2.20	0.649
RMA D – Malinke	MANDINGA	0.00	1.37	0.649
GR Santa Rosa	SANTA ROSA (CGE)	0.00	6.71	0.649
Lo Chacon I	SANTA ROSA (CGE)	0.00	2.32	0.649
Parque Alhué	SANTA ROSA (CGE)	0.00	5.54	0.649
PSF Don Andronico	SANTA ROSA (CGE)	0.00	2.19	0.649
PSF Lo Sierra	SANTA ROSA (CGE)	0.00	2.25	0.649

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC-BF [MW]	Potencia EDAC-CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
PSF Mora	SANTA ROSA (CGE)	0.00	2.33	0.649
Los Girasoles (Ex Lolenco Solar)	CURACAVI	0.00	2.19	0.651
Parque – Condor Curacaví II	CURACAVI	0.00	2.41	0.651
Belloto del Sur	BATUCO	0.00	7.42	0.652
Chicauma Solar C	BATUCO	0.00	7.91	0.652
Fuster Solar B	BATUCO	0.00	4.95	0.652
Planta Solar Santa Teresita SPA	BATUCO	0.00	7.74	0.652
PMGD LA SIEMBRA	BATUCO	0.00	0.00	0.652
Valle de la luna 2	BATUCO	0.00	1.12	0.652
Planta PV CINTAC	MAIPU	0.00	0.00	0.652
Aggreko 01	CHACABUCO	0.00	0.00	0.655
ICB	CHACABUCO	0.00	0.00	0.655
Los Arrayanes	CHACABUCO	0.00	0.00	0.655
MOYA III	CABRERO	8.39	0.00	0.662
AGNI DIESEL	LO BOZA	0.00	0.00	0.674
Central de Respaldo Chorrillos	LO BOZA	0.00	0.00	0.674
Lipangue	LO BOZA	0.00	2.78	0.674
PFV Belen	LO BOZA	0.00	5.84	0.674
Planta Solar La Paz II	LO BOZA	0.00	8.82	0.674
PMGD Lo Boza	LO BOZA	0.00	0.08	0.674
Sol de Septiembre	LO BOZA	0.00	7.30	0.674
Central Raso I Exp 1,5 MW	CONSTITUCION	0.00	0.00	0.677
CENTRAL RASO I EXP 2MW	CONSTITUCION	0.00	0.00	0.677
CENTRAL RASO II (PINARES)	CONSTITUCION	0.00	0.00	0.677
PFV El Carpintero (Ampliación)	CONSTITUCION	9.02	0.00	0.677
Raso 5MW (Reingreso)	CONSTITUCION	0.00	0.00	0.677
Llolleo A	SAN ANTONIO	9.08	0.00	0.683
Cabrero II-F (Cabrero Solar)	CABRERO	2.45	0.00	0.685
Diesel Yumbel	CABRERO	0.00	0.00	0.685
Solar De Los Perales I	QUILPUE	2.43	0.00	0.686
Villa Alemana	QUILPUE	2.54	0.00	0.686
El Monte Solar I	EL MONTE	0.00	0.00	0.69

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC-BF [MW]	Potencia EDAC-CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
San Antonio del Monte SunLight	EL MONTE	0.26	0.00	0.69
Solar Santa Adriana	EL MONTE	0.00	0.00	0.69
Hijuela 4	TALCA	2.31	0.00	0.69
PMGD Lo Miranda (Plazuela Solar)	LO MIRANDA	2.29	0.00	0.692
Curaco	GRANEROS	6.87	0.00	0.693
Mostazal Solar	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	7.23	0.00	0.693
Parque Solar Rio Peuco	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	2.17	0.00	0.693
PFV Pichunche	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	8.63	0.00	0.693
Proyecto FV Homero Solar	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	2.40	0.00	0.693
Patagua XIII	BAJO MELIPILLA (MELIPILLA)	7.07	0.00	0.694
PMGD Alameda	ALAMEDA	8.29	0.00	0.694
Nilhué (2)	LA MANGA	2.60	0.00	0.694
MayorPower3MW	BUIN (CGE)	0.00	0.00	0.695
El Campesino	BOLLENAR	0.00	0.00	0.695
Lirio del Campo XV	BOLLENAR	2.24	0.00	0.695
FV Javiera Carrera	BUIN (CGE)	8.98	0.00	0.697
Alto Solar	LA MANGA	2.65	0.00	0.699
Maitenlahue – La Manga	LA MANGA	2.58	0.00	0.699
Villa	LA MANGA	0.06	0.00	0.699
Parque Solar Fulgor	NEGRETE	2.33	0.00	0.7
PMGD Zapallar	CURICO	0.00	0.00	0.701
SGT Catapilco	CASAS VIEJAS	8.14	0.00	0.702
FV Drux II	CURICO	0.90	0.00	0.704
Ocoa 2 (Los Tilos)	LAS VEGAS	3.14	0.00	0.704
Proyecto Ocoa	LAS VEGAS	2.60	0.00	0.704
Meli XIII	GRANEROS	5.67	0.00	0.706
PFV Nan	GRANEROS	5.59	0.00	0.706
Solar La Blanquina I	GRANEROS	7.16	0.00	0.706
Cauquenes	CAUQUENES	2.36	0.00	0.707
FV GR Rauquen	RAUQUEN	6.02	0.00	0.713
FV Barcelona	RAUQUEN	8.69	0.00	0.716
ALBA E	LAS ARAÑAS	2.42	0.00	1.64
SGT Cholguán E (Ravenna II)	CHOLGUAN	2.07	0.00	2.689

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC–BF [MW]	Potencia EDAC–CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
Parque Las Penitas	LA CALERA	3.14	0.00	2.694
Parque Valparaíso	LAS VEGAS	5.64	0.00	2.695
El Rosal	CAUQUENES	2.30	0.00	2.696
Chillán Huambalí Hiper	CHILLAN	0.89	0.00	2.703
Chillán Solar I.1	CHILLAN	7.02	0.00	2.703
PMGD Chillán	CHILLAN	0.00	0.00	2.703
Filomena	SAN FELIPE	2.23	0.00	5.676
Planta Fotovoltaica Jahuel	SAN FELIPE	4.71	0.00	5.676
FV Santa Carolina	COLCHAGUA	2.18	0.00	10.716
PMGD Mimbres	COLCHAGUA	0.00	0.00	10.716
PMGD Planta de Biogás Tamm	COLCHAGUA	0.00	0.00	10.716
Don Matías	COLCHAGUA	0.00	0.00	13.686
Las Cachañas (Ex PFV CINCO)	COLCHAGUA	7.75	0.00	14.659
Parque Roma	COLCHAGUA	2.38	0.00	14.659
PMGD FV Azapa Norte	PUKARA	0.00	0.00	190.677
Don Alfonso (Ex Planta solar Hornitos)	LOS LOROS	0.04	0.00	239.66
Malaquita Solar 2	LOS LOROS	8.06	0.00	239.66
CARANCA SOLAR	CERRILLOS	1.50	0.00	239.675
PARQUE SOLAR ALIANZA	CERRILLOS	3.40	0.00	239.675
PFV EL TURPIAL	CERRILLOS	1.50	0.00	239.675
Parque Jotabeche	CERRILLOS	8.12	0.00	239.683
Total [MW]		218.52	264.64	

Resumen de desconexiones PMGDs por EDAC con instante de desconexión conocido	Total [MW]
Potencia EDAC–BF	218,52
Potencia EDAC–CE	264,64
Total [MW]	483,16

Tabla 10–3: PMGDs desconectados por acción de los EDAC, con tiempo de desconexión indeterminado.

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC–BF [MW]	Potencia EDAC–CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
La Quinta Solar	EL MANZANO (STM)	0.00	2.20	–
Tauretes	EL MANZANO (STM)	0.00	2.07	–
Olivillo	CASABLANCA	7.20	0.00	–

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC-BF [MW]	Potencia EDAC-CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
Pesaro	SAN ANTONIO	2.33	0.00	-
PFV Las Loicas	PLANTAS	2.26	0.00	-
Antonia Solar	EL PEÑON	2.60	0.00	-
Parque fotovoltaico San Osvaldo	EL PEÑON	2.45	0.00	-
Central Hidroarrayán1	LOS DOMINICOS	0.00	0.01	-
PMGD Las Tacas II	EL PEÑON	0.00	0.00	-
Green	OVALLE	6.00	0.00	-
La Chapeana	OVALLE	0.16	0.00	-
Parque fotovoltaico Lagunilla	OVALLE	0.00	0.00	-
Recoleta 2	OVALLE	4.09	0.00	-
FV BU GR San Vicente	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	0.00	4.49	-
Idahue Solar	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	0.00	1.81	-
La Tenca	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	0.00	7.66	-
Parque Solar San Vicente TT P1	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	0.00	0.77	-
PFV El Cardenal	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	0.00	2.03	-
Samo Bajo Bis	OVALLE	2.06	0.00	-
SLK 808	SAN FELIPE	2.81	0.00	-
SLK CB9	SAN FELIPE	2.43	0.00	-
Fotovolta Linares I	LINARES NORTE	3.76	0.00	-
Génova	LINARES NORTE	7.86	0.00	-
Granada	LINARES NORTE	7.41	0.00	-
PMGD Linares VDN	LINARES NORTE	2.10	0.00	-
PMGD Pachira	LINARES NORTE	8.53	0.00	-
PMGD PV La Vendimia	CAUQUENES	8.19	0.00	-
Aromillo del Verano Solar	LO MIRANDA	1.95	0.00	-
PROYECTO PV X36 – Los Lirios	CACHAPOAL	8.18	0.00	-
Francisco Solar	GRANEROS	0.00	0.00	-
FV Luders Solar	GRANEROS	0.00	0.00	-
PSF Candelaria	GRANEROS	2.19	0.00	-
ERINOME	PIDUCO	2.32	0.00	-
MSA 1	VILLARRICA	0.00	0.00	-
Santa Elena	VILLARRICA	0.22	0.00	-
Trailelfu	VILLARRICA	0.16	0.00	-

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC–BF [MW]	Potencia EDAC–CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
Cocharcas V–C	COCHARCAS	2.46	0.00	–
PMGD Cóndor Sta. Rita	COCHARCAS	0.00	0.00	–
San José II	COCHARCAS	2.67	0.00	–
Santa Ester 15	COCHARCAS	2.45	0.00	–
Central Tabolango	CONCON	5.96	0.00	–
HBS GNLn 3,5 MW	EL AVELLANO	0.00	0.00	–
PSF Coyunche	EL AVELLANO	2.46	0.00	–
Bellavista Reingreso	ILLAPEL	2.10	0.00	–
Illapel 5x (Reingreso)	ILLAPEL	2.55	0.00	–
Parque Solar Cuz Cuz	ILLAPEL	2.31	0.00	–
PMGD Auxiliar del Maipo	LA PINTANA	3.48	0.00	–
Parque Fotovoltaico El Pitio	LONGAVI	2.12	0.00	–
Parque Solar Villa Seca	LONGAVI	1.89	0.00	–
PFV El Caiquen	LONGAVI	8.97	0.00	–
Alcázar Solar	LOS ANGELES	0.91	0.00	–
Chacaico	LOS ANGELES	3.51	0.00	–
San Antonio Solar I	LOS ANGELES	2.10	0.00	–
Santa Julia	LOS ANGELES	0.00	0.00	–
Central Hidroeléctrica La Compañía II	MACHALI	1.15	0.00	–
Diesel Coya	MACHALI	0.00	0.00	–
Don Simón	MACHALI	6.04	0.00	–
HIDROELECTRICA PUCLARO	MARQUESA	1.30	0.00	–
Las Rojas Solar 3 MW	MARQUESA	0.00	0.00	–
Montevideo	MARQUESA	8.11	0.00	–
Mex I (S)	MELIPULLI	0.00	0.00	–
Mex II (S)	MELIPULLI	0.00	0.00	–
Caracas I	QUEREO	0.00	0.00	–
PSFV Maimalican	QUEREO	7.92	0.00	–
PV Norte Chico I	QUEREO	1.77	0.00	–
PFV EL CÓNDOR	QUINTA	0.97	0.00	–
PFV EL PICURIO	QUINTA	2.48	0.00	–
PFV 40 – Pichón	RETIRO	1.55	0.00	–
PFV Los Gorriones	RETIRO	2.48	0.00	–
Parque Barrancón	SAN BERNARDO	1.60	0.00	–
PMGD PFV FARDELA NEGRA	SAN JERONIMO	2.14	0.00	–
PMGD PFV PITRA	SAN JERONIMO	2.57	0.00	–

Nombre PMGD	S/E de conexión del PMGD	Potencia EDAC–BF [MW]	Potencia EDAC–CE [MW]	Tiempo de desconexión posterior a la falla [s]
Central Fotovoltaica Calle Larga 1	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	2.60	0.00	–
Liquidámbar (Grove)	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	6.97	0.00	–
Parque Solar El Triunfo P1	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	7.63	0.00	–
Proyecto Fotovoltaico Catan Solar	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	2.32	0.00	–
Rexner Solar II	SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	2.46	0.00	–
Parque Meco Chillán	TRES ESQUINAS	5.85	0.00	–
Titanium	VALLENAR	4.47	0.00	–
Parque Solar Caracoles	YERBAS BUENAS	2.47	0.00	–
PFV El Trile (Ex FV Yerbas Buenas)	YERBAS BUENAS	8.42	0.00	–
PMGD PFV El Flamenco (EX FV El Molino 8MW)	YERBAS BUENAS	7.49	0.00	–
Total [MW]		223.97	21.04	

Resumen de desconexiones PMGDs por EDAC sin instante de desconexión conocido	Total [MW]
Potencia EDAC–BF	223,97
Potencia EDAC–CE	21,04
Total [MW]	245,01

Anexo 3: Resultados de las simulaciones dinámicas

El presente Anexo presenta el detalle de los resultados obtenidos de las simulaciones dinámicas para cada caso de estudio presentado en el Capítulo 7.

Modelo teórico CEN

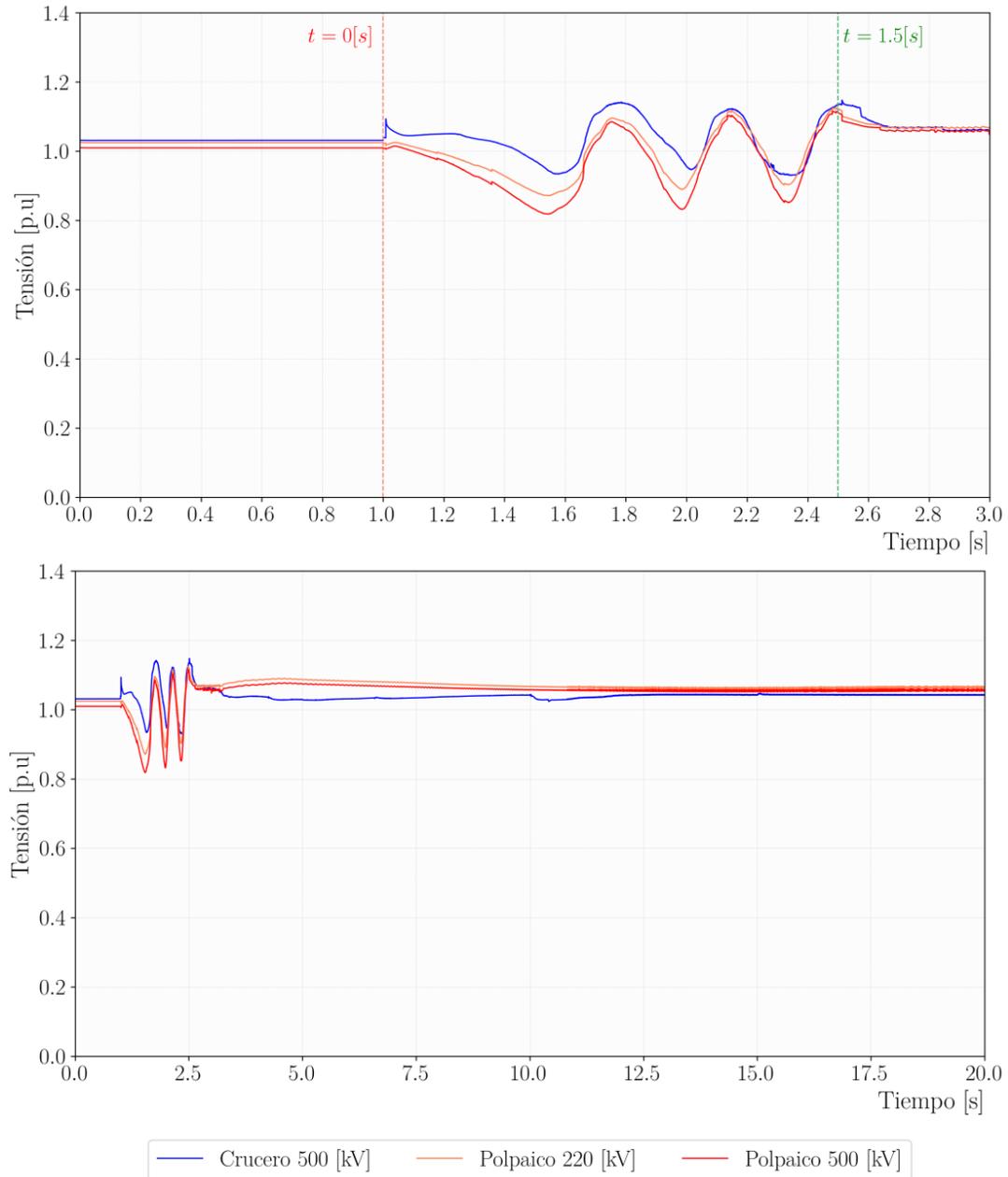


Figura 10—1. Tensión en Crucero y Polpaico Crucero – Modelo teórico del CEN.

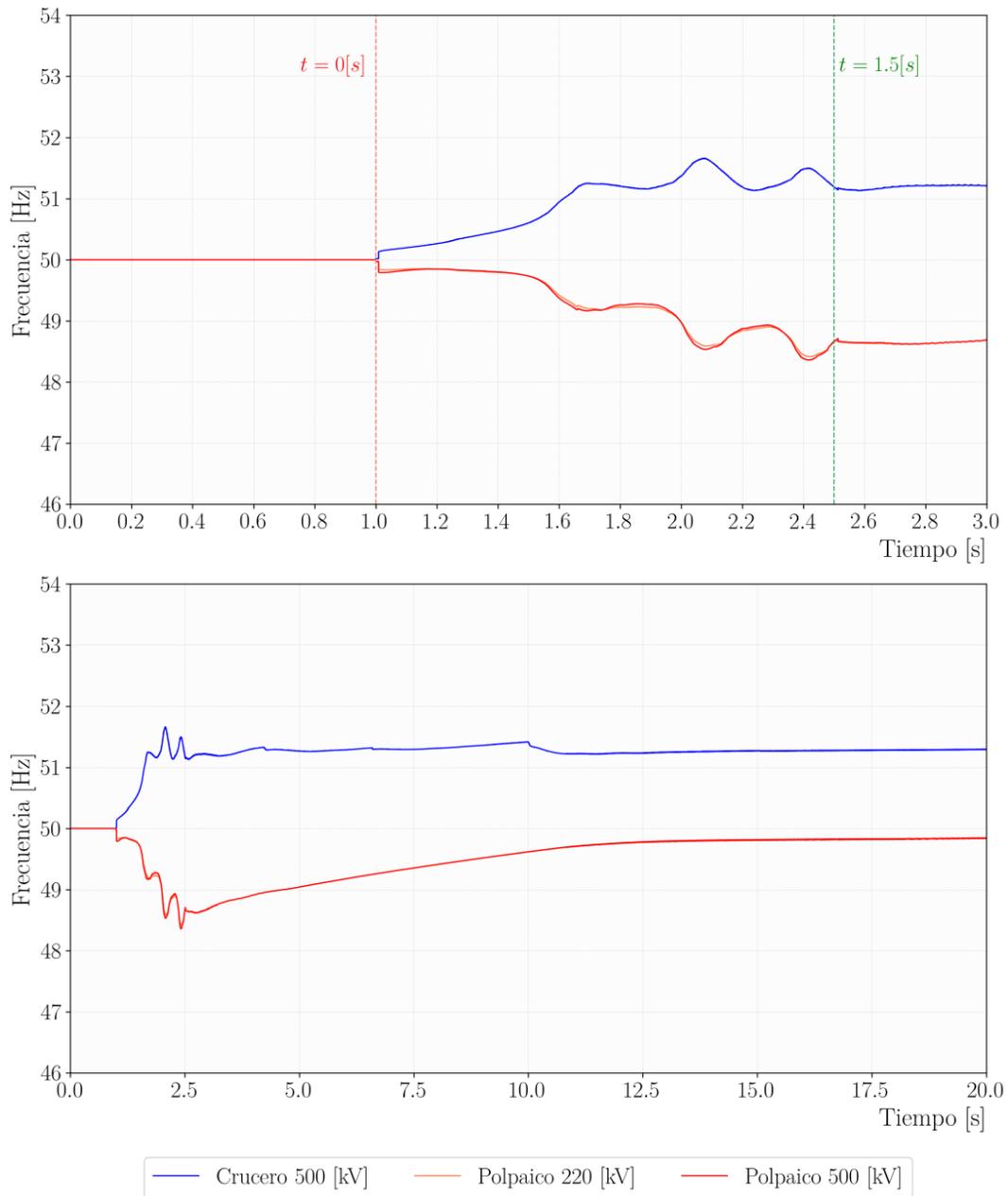


Figura 10—2. Frecuencia en Crucero y Polpaico Crucero – Modelo teórico del CEN.

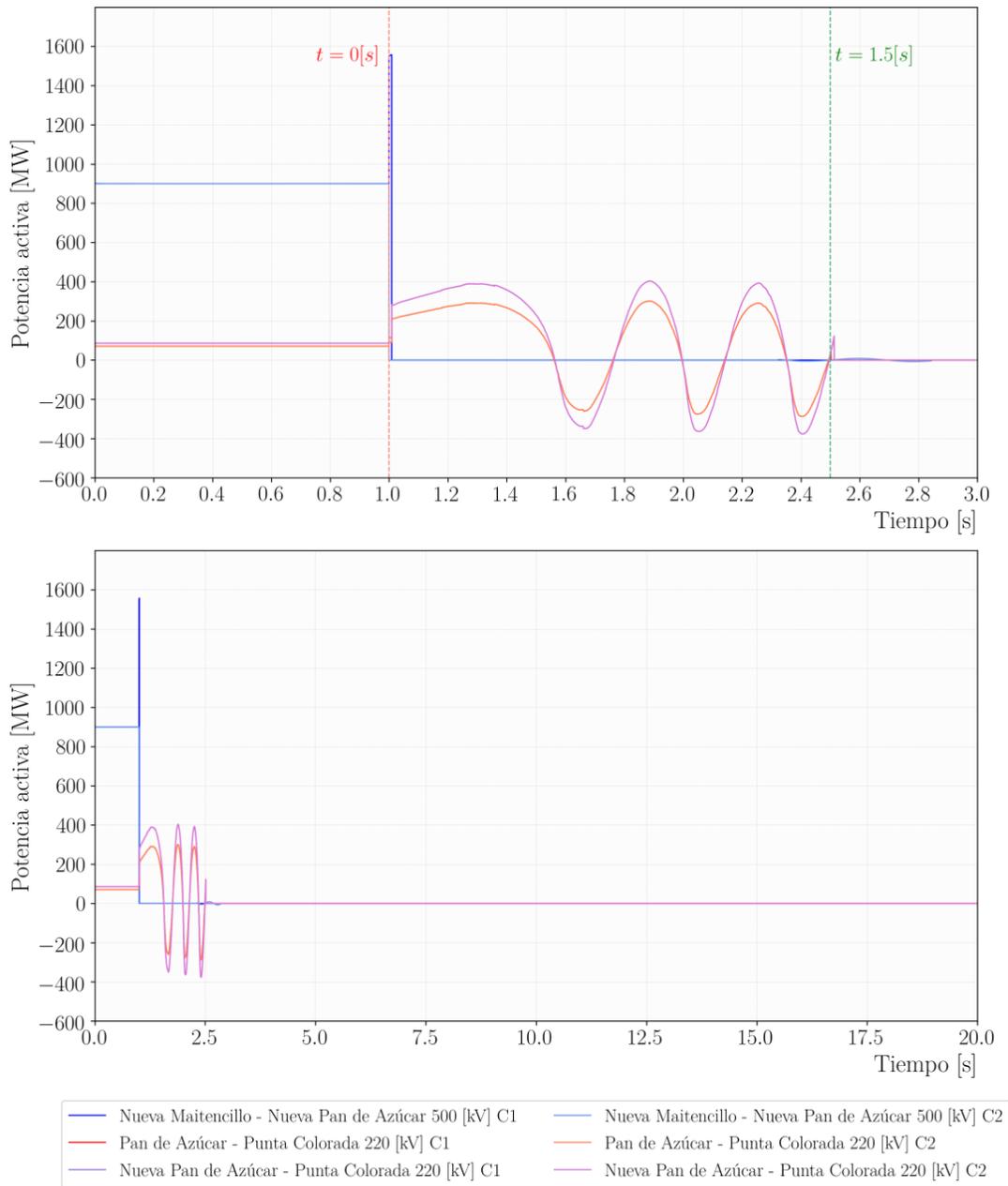


Figura 10—3. Flujos de potencia activa en zona de la falla – Modelo teórico del CEN.

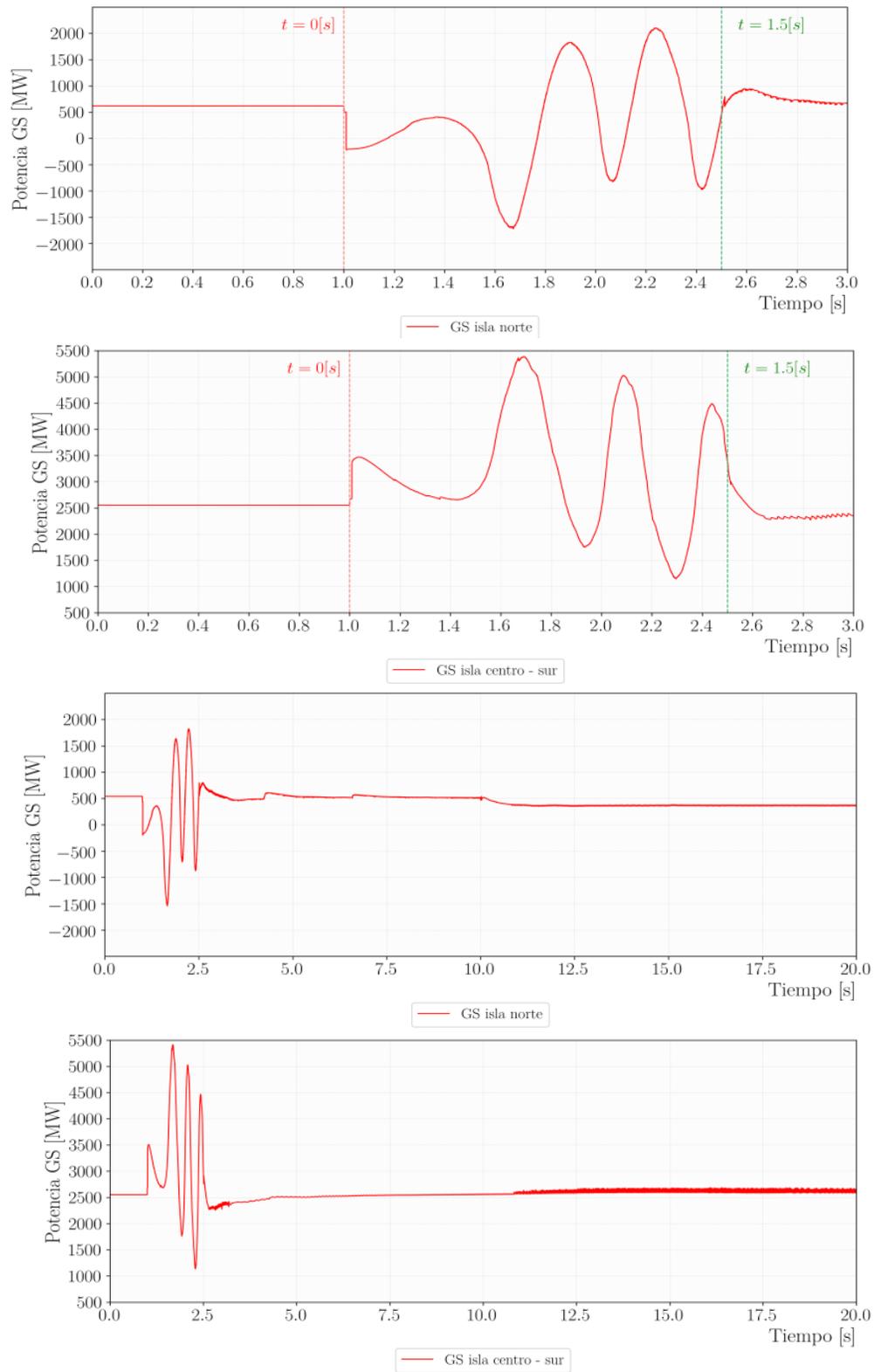


Figura 10—4. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Modelo teórico del CEN.

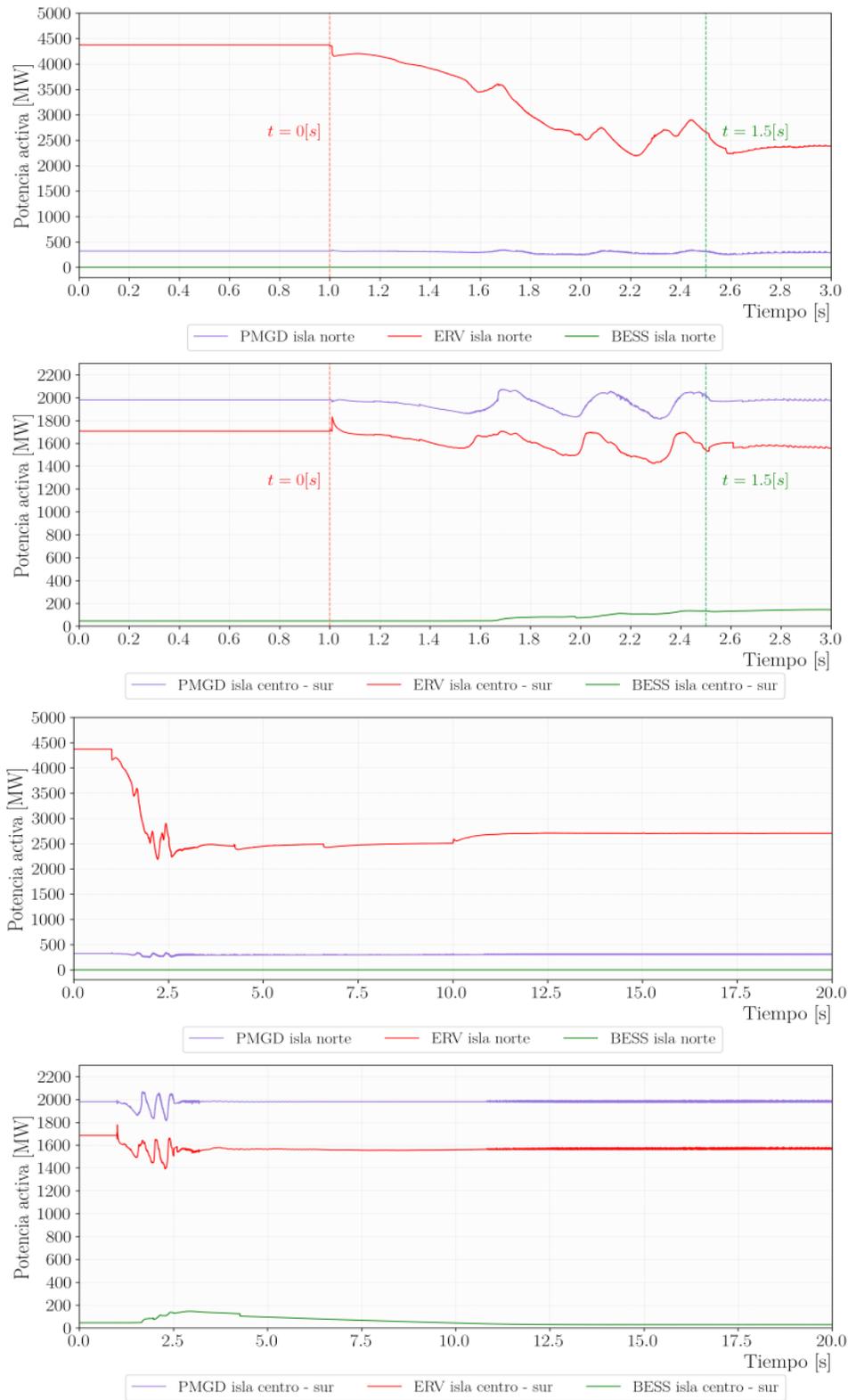


Figura 10—5. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Modelo teórico del CEN.

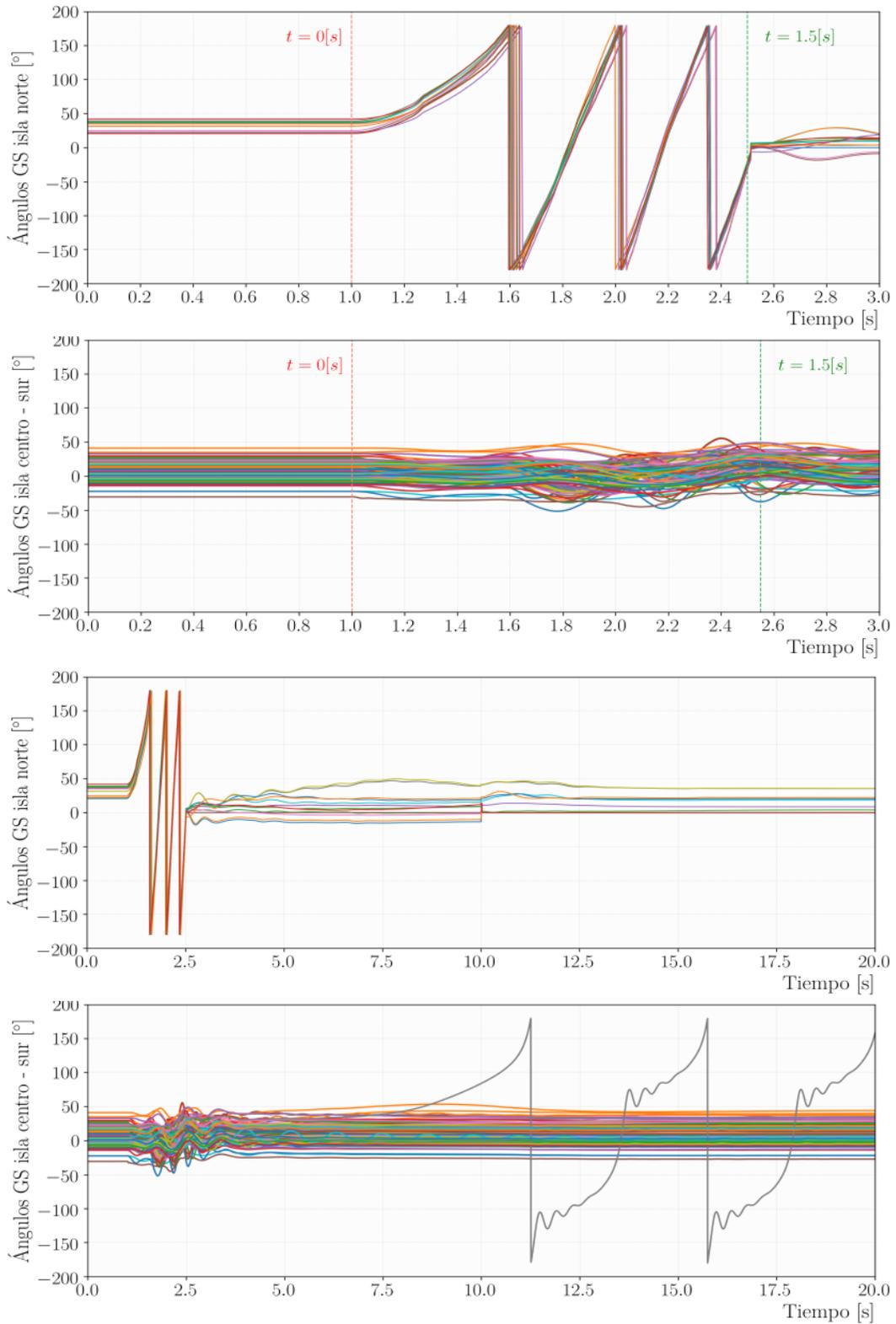


Figura 10—6. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Modelo teórico del CEN.

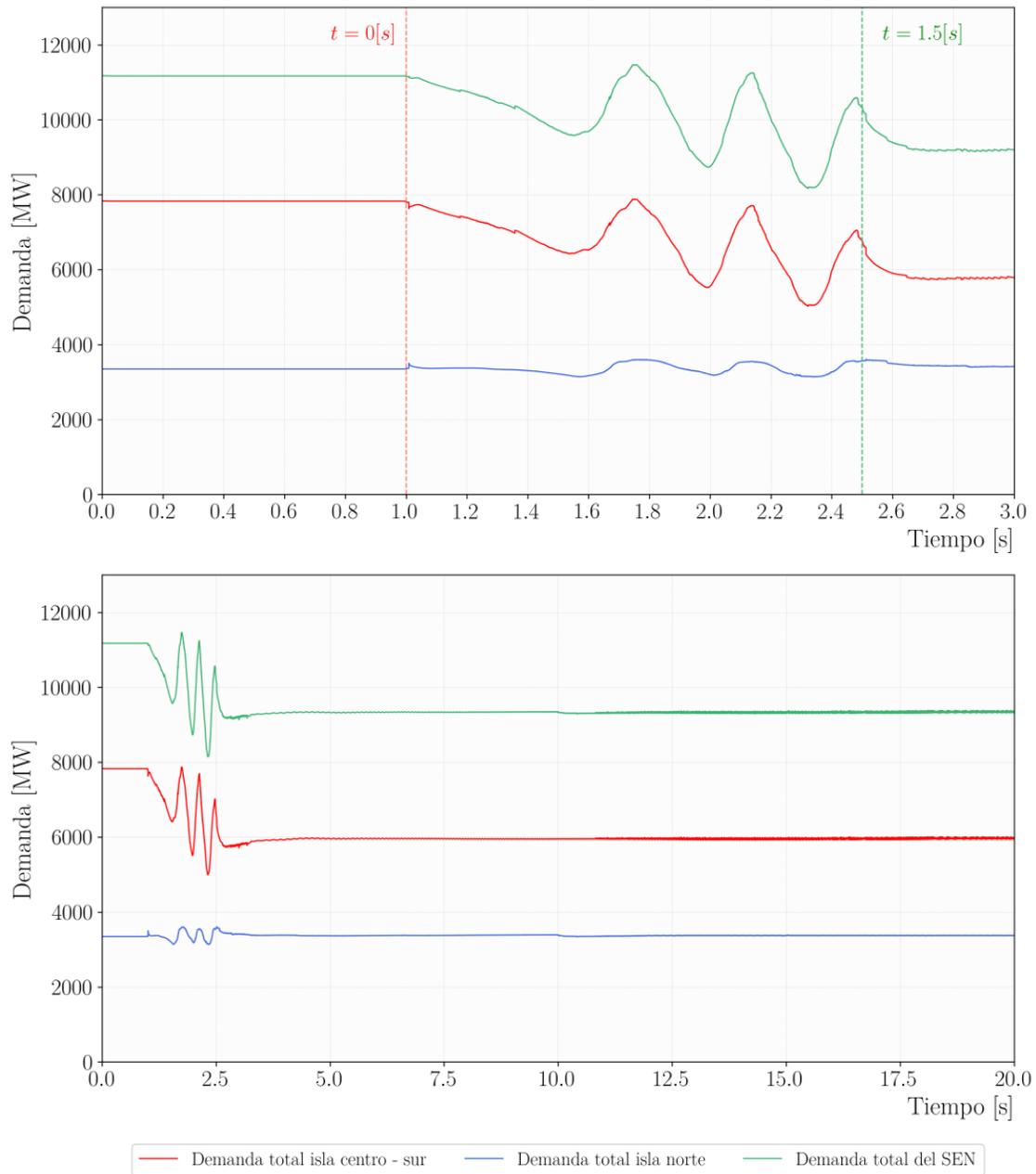


Figura 10—7. Carga total de SEN, por islas – Modelo teórico del CEN.

Caso 1

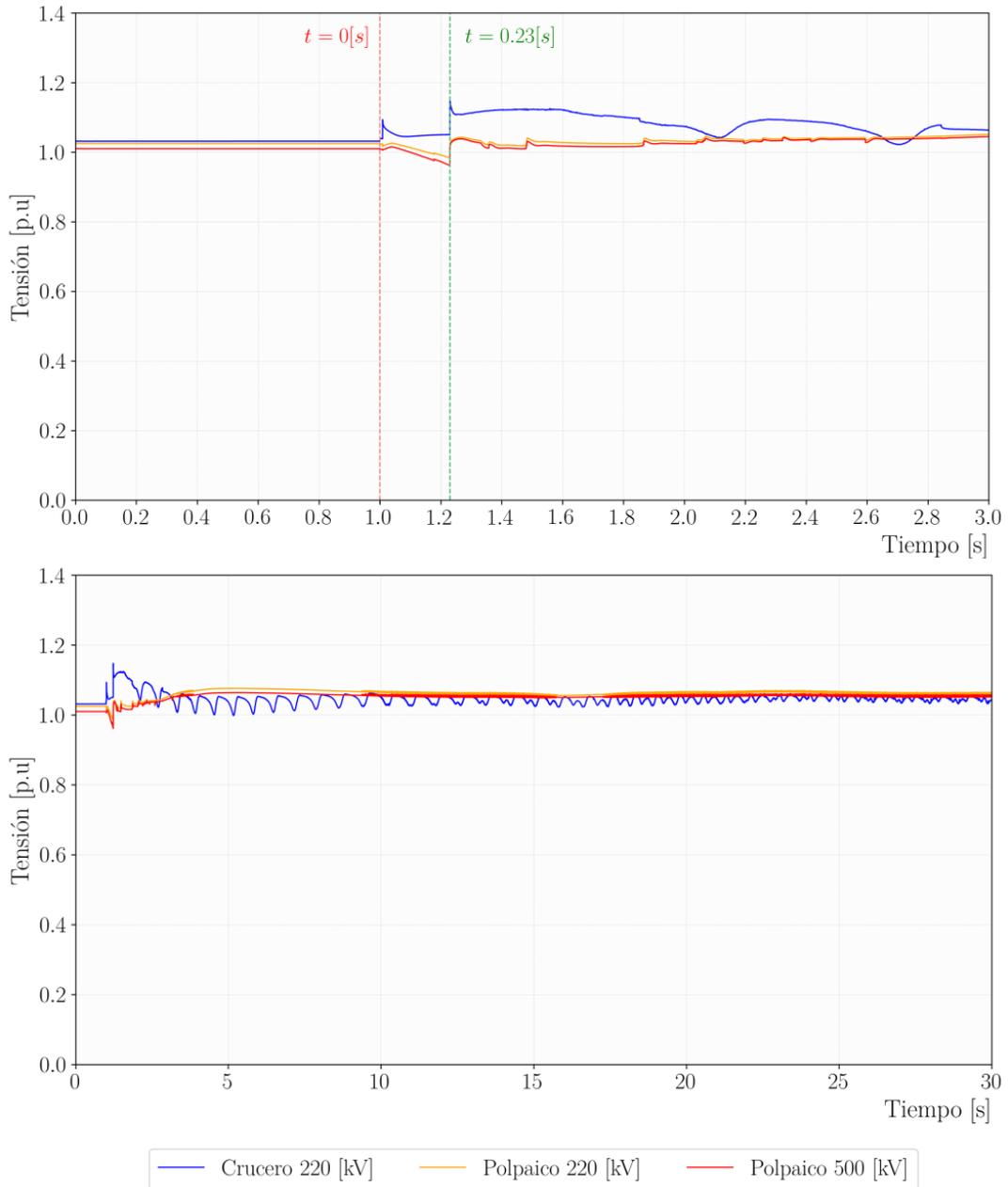


Figura 10—8. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 1.

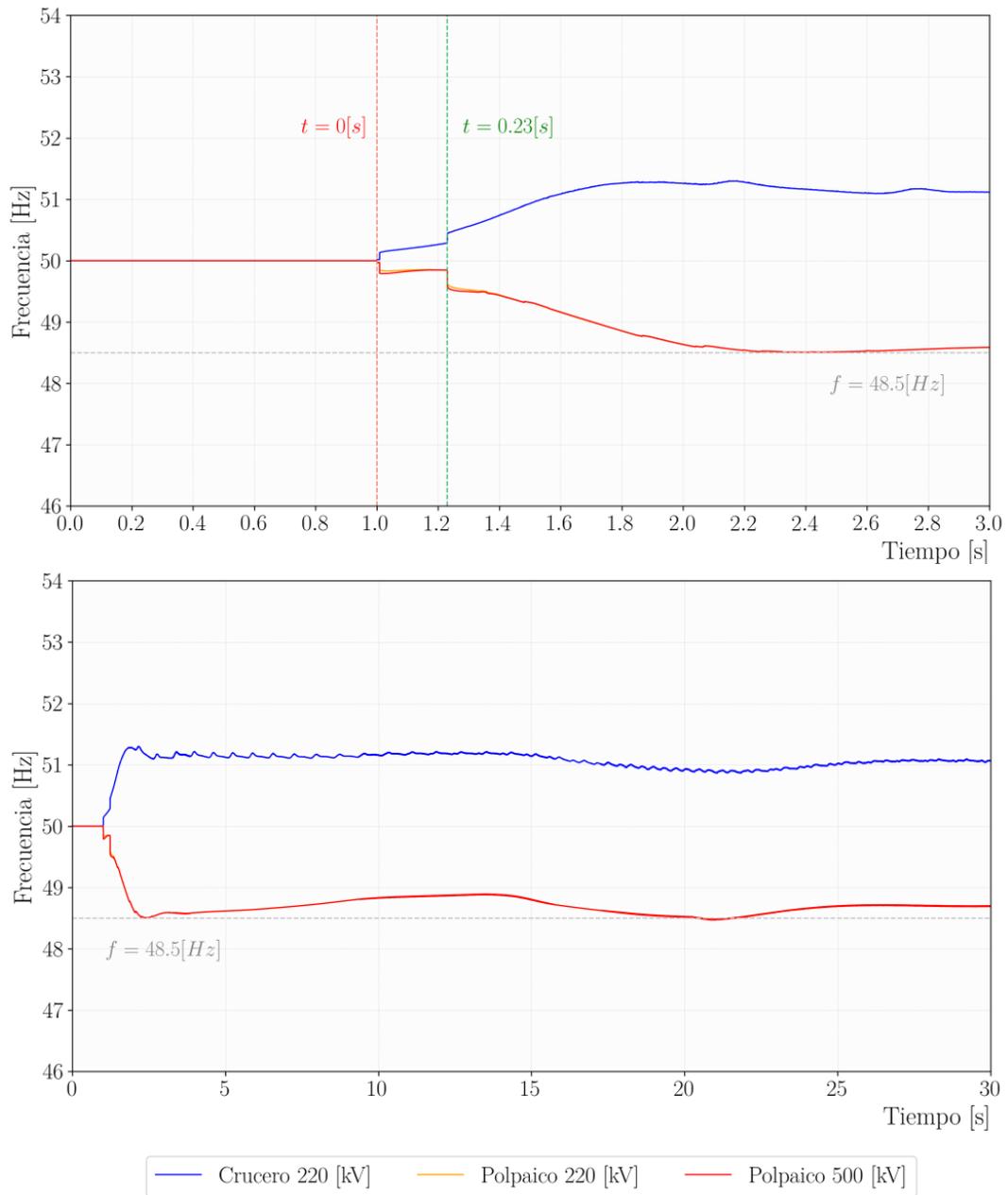
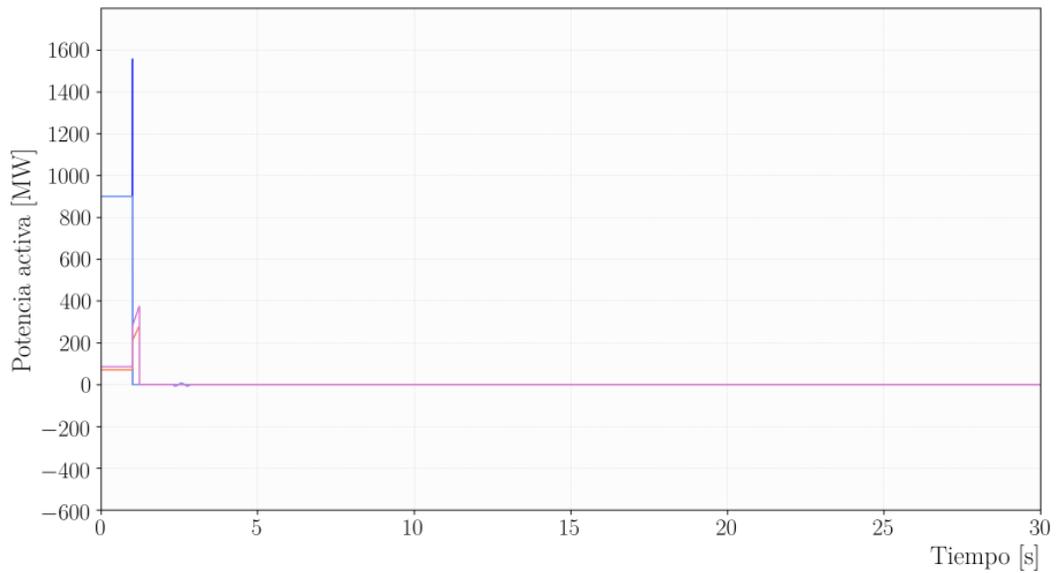
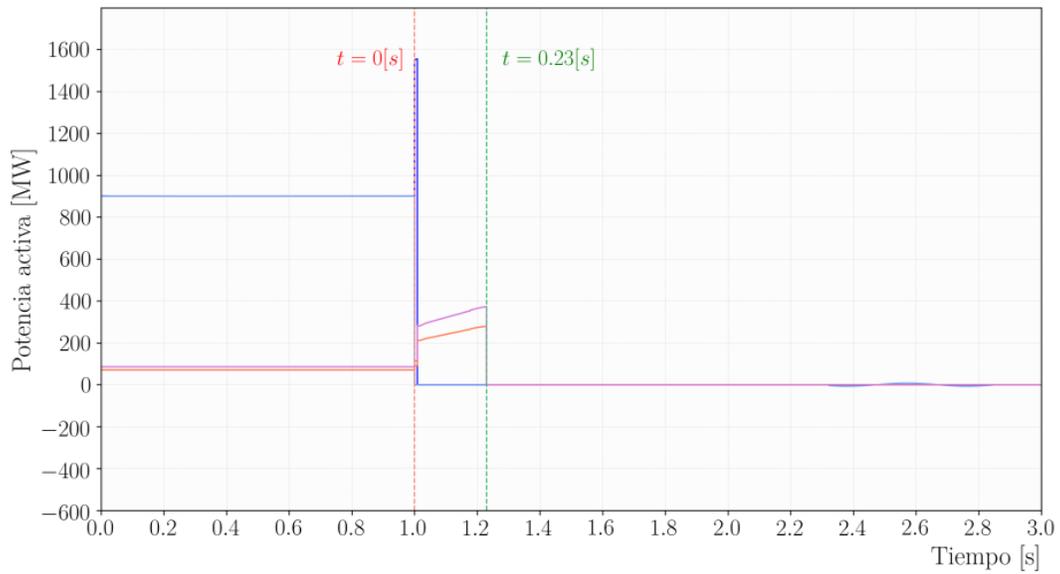


Figura 10—9. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 1.



- Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 [kV] C1
- Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 [kV] C2
- Pan de Azúcar - Punta Colorada 220 [kV] C1
- Pan de Azúcar - Punta Colorada 220 [kV] C2
- Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada 220 [kV] C1
- Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada 220 [kV] C2

Figura 10—10. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 1.

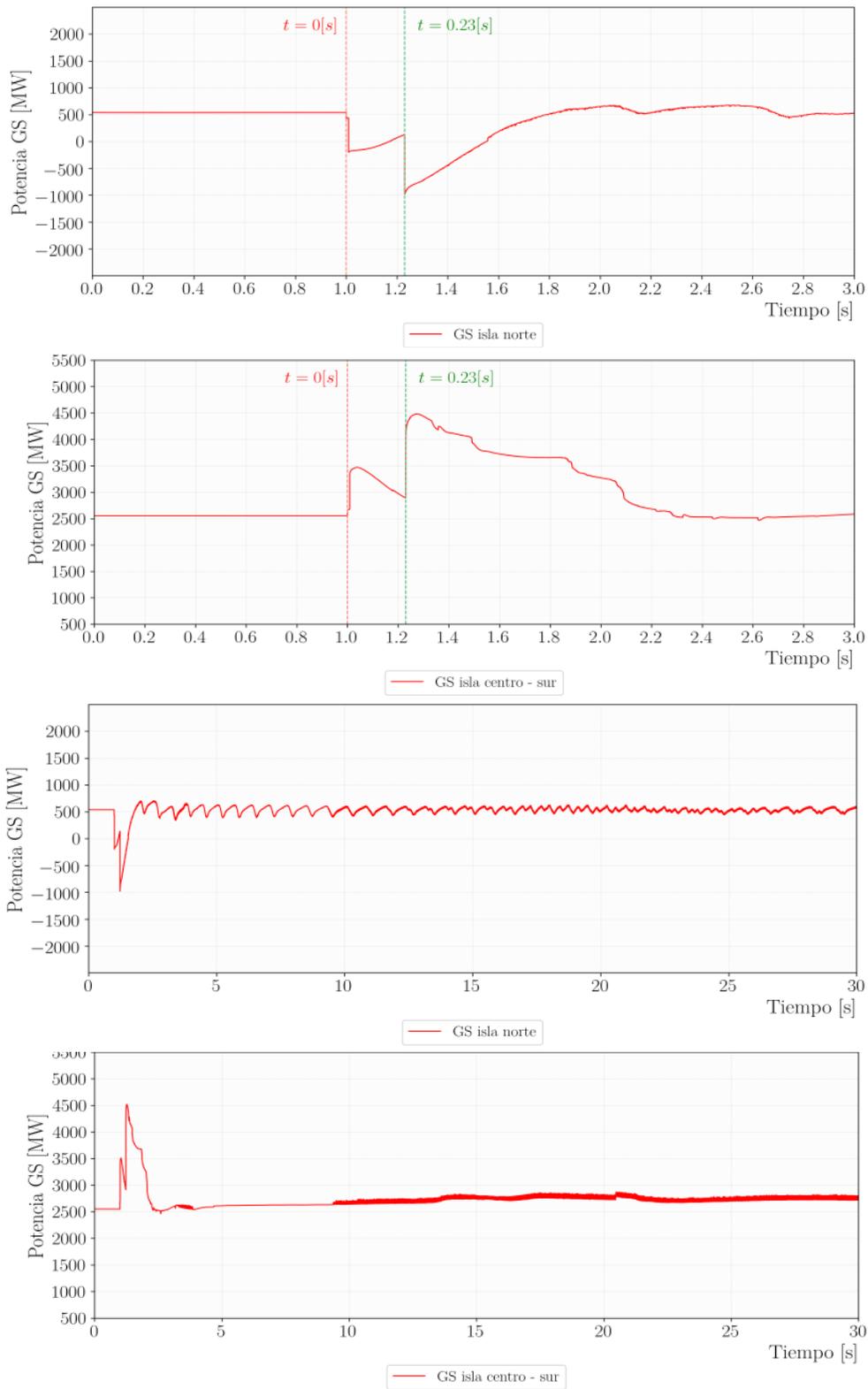


Figura 10—11. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 1.

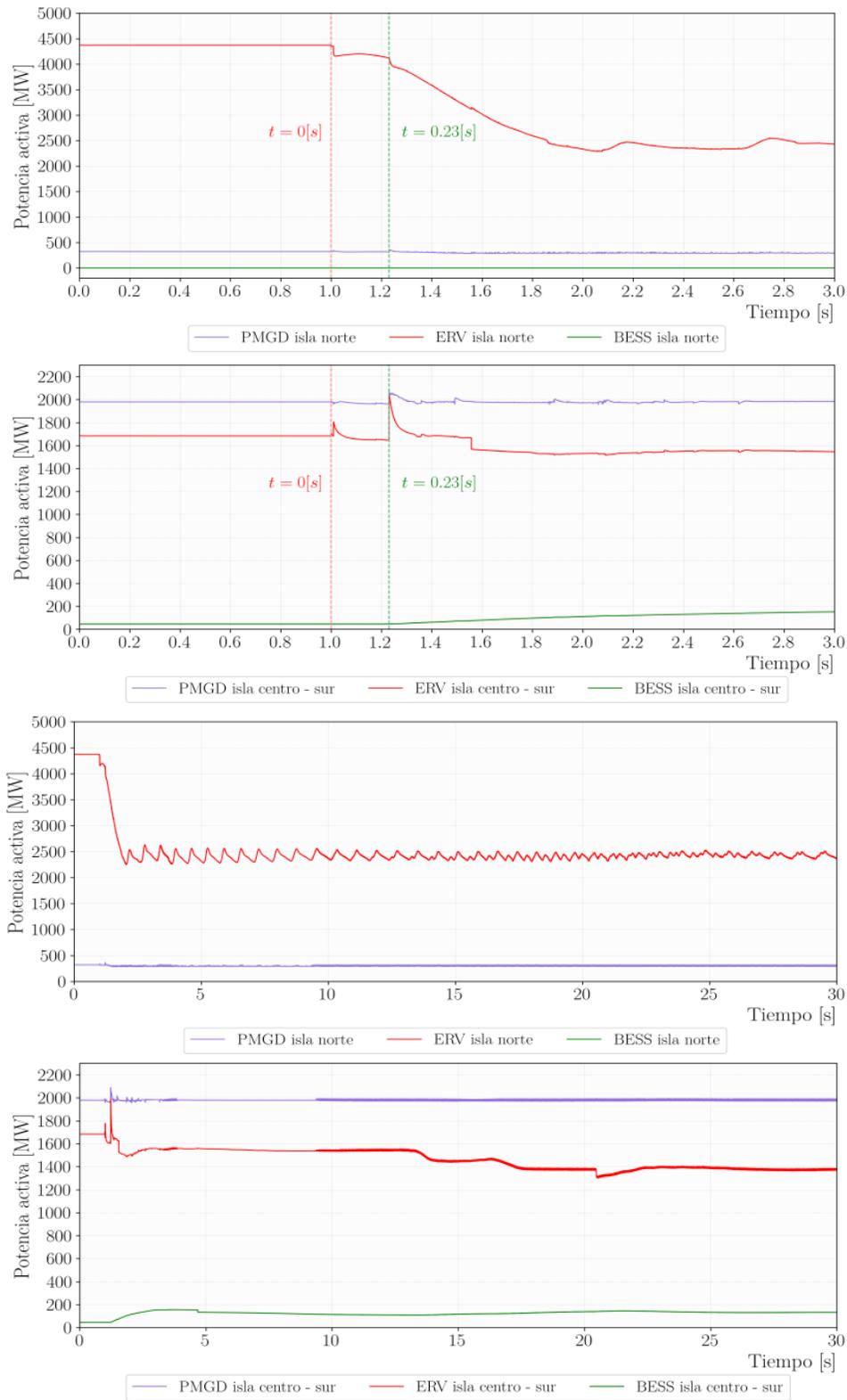


Figura 10—12. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 1.

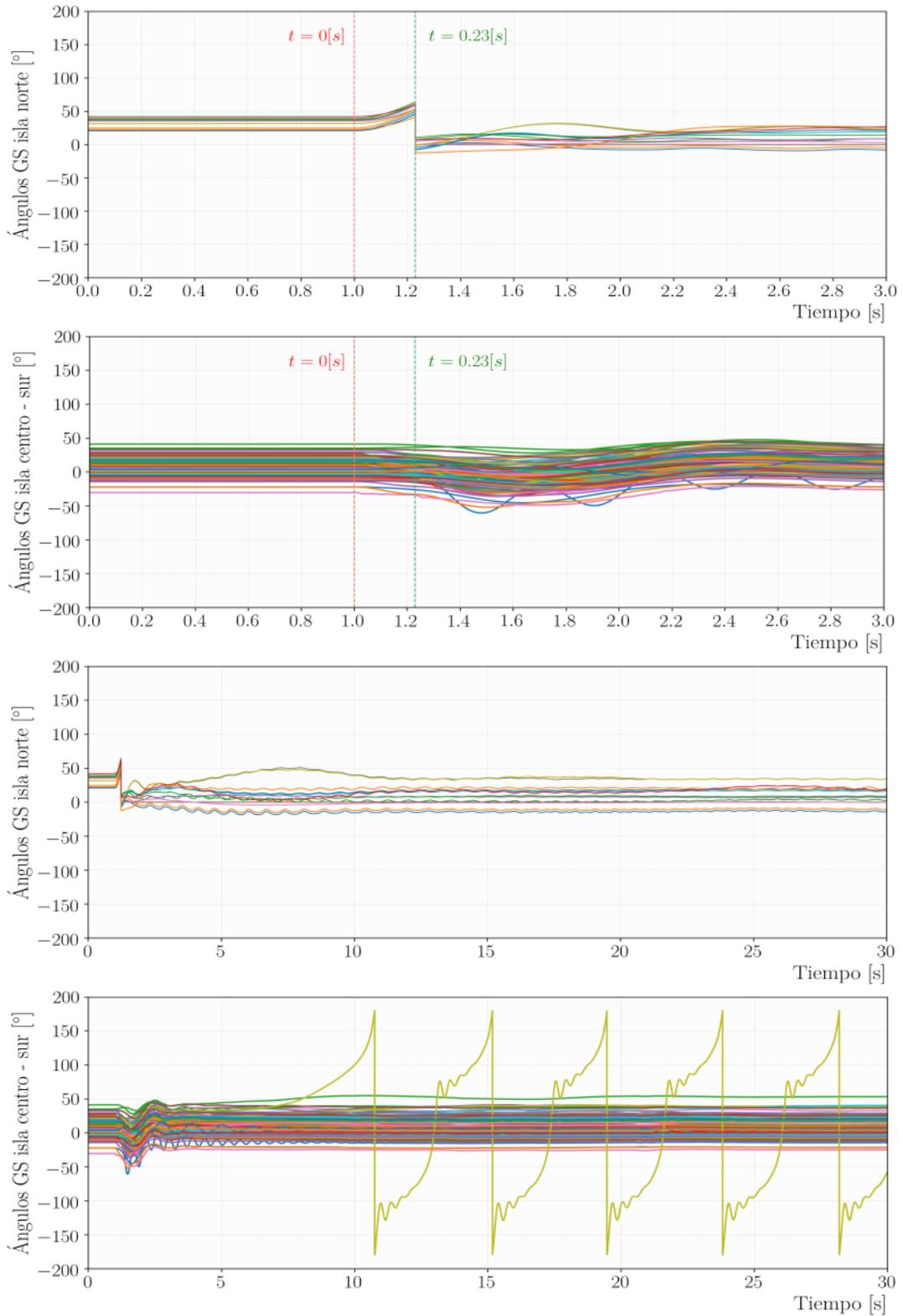


Figura 10—13. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 1.

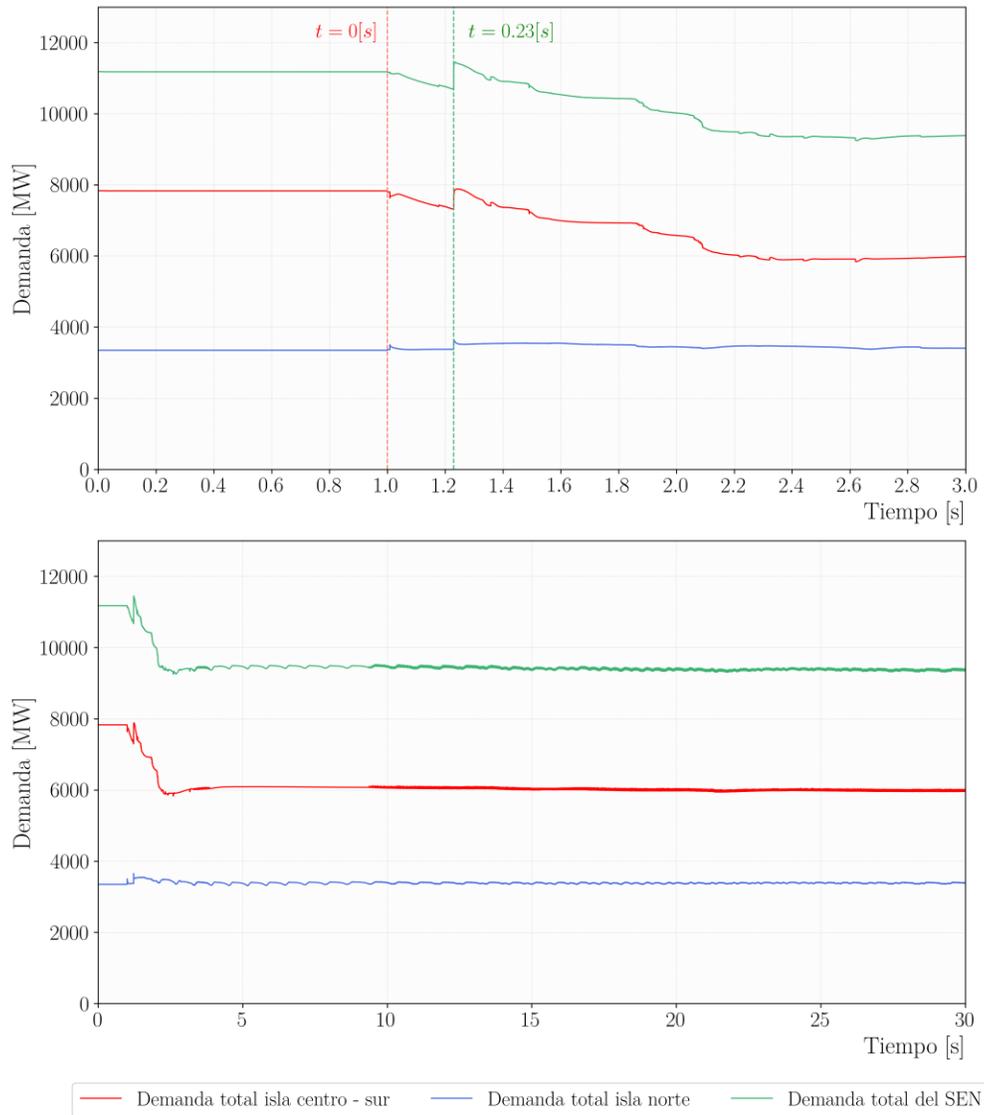


Figura 10—14. Carga total de SEN, por islas – Caso 1.

Caso 1.a

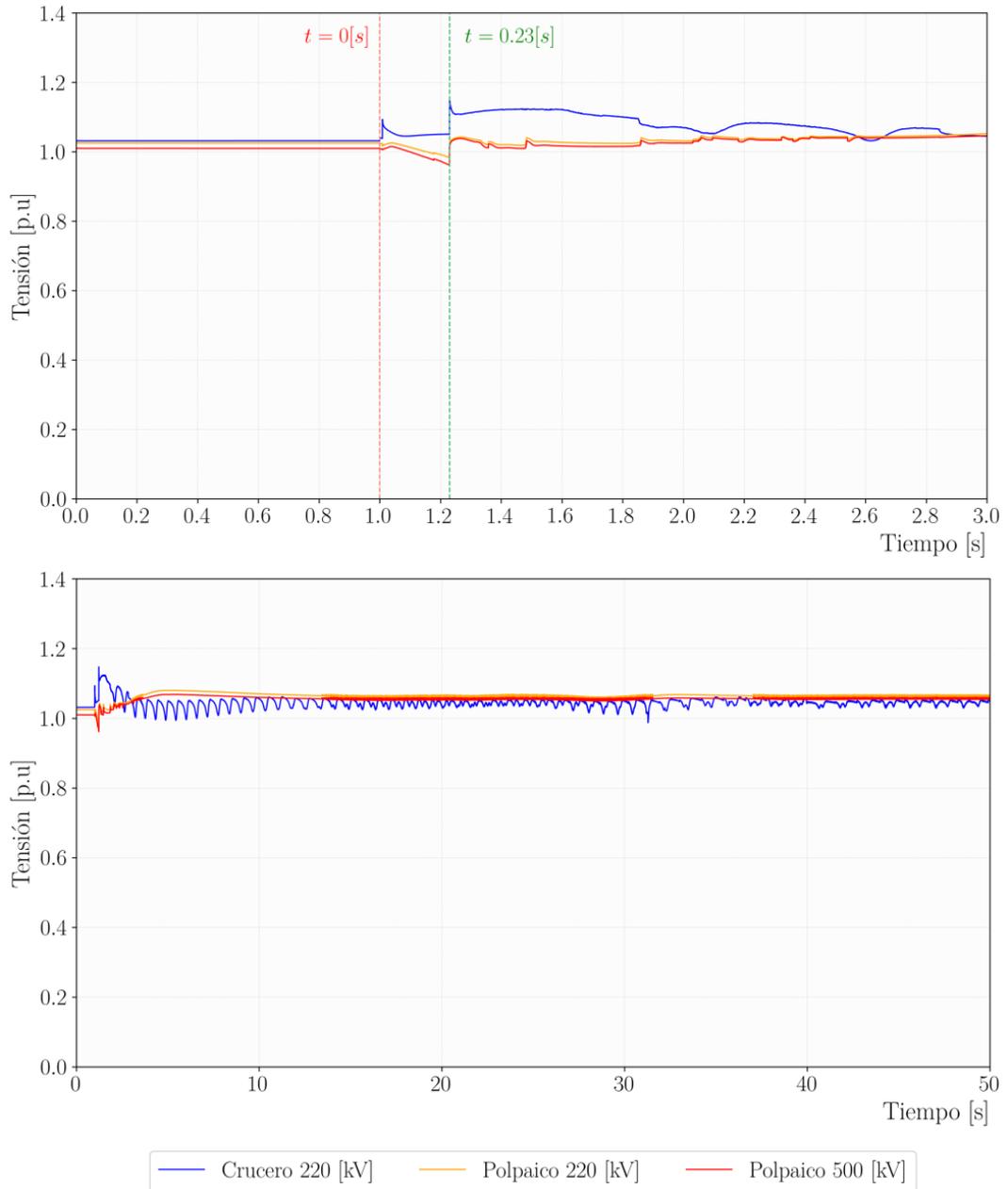


Figura 10—15. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 1.a.

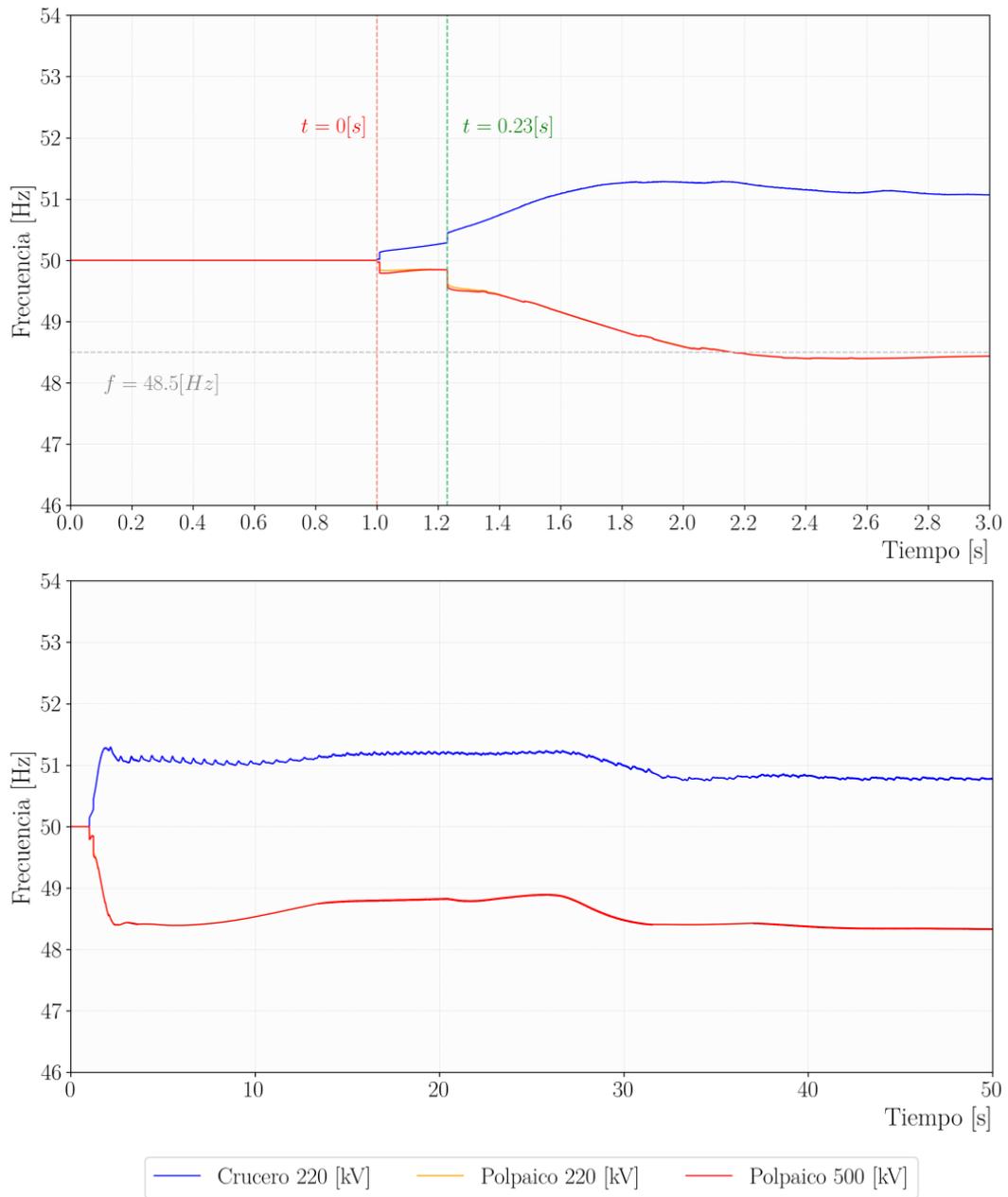


Figura 10—16. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 1.a.

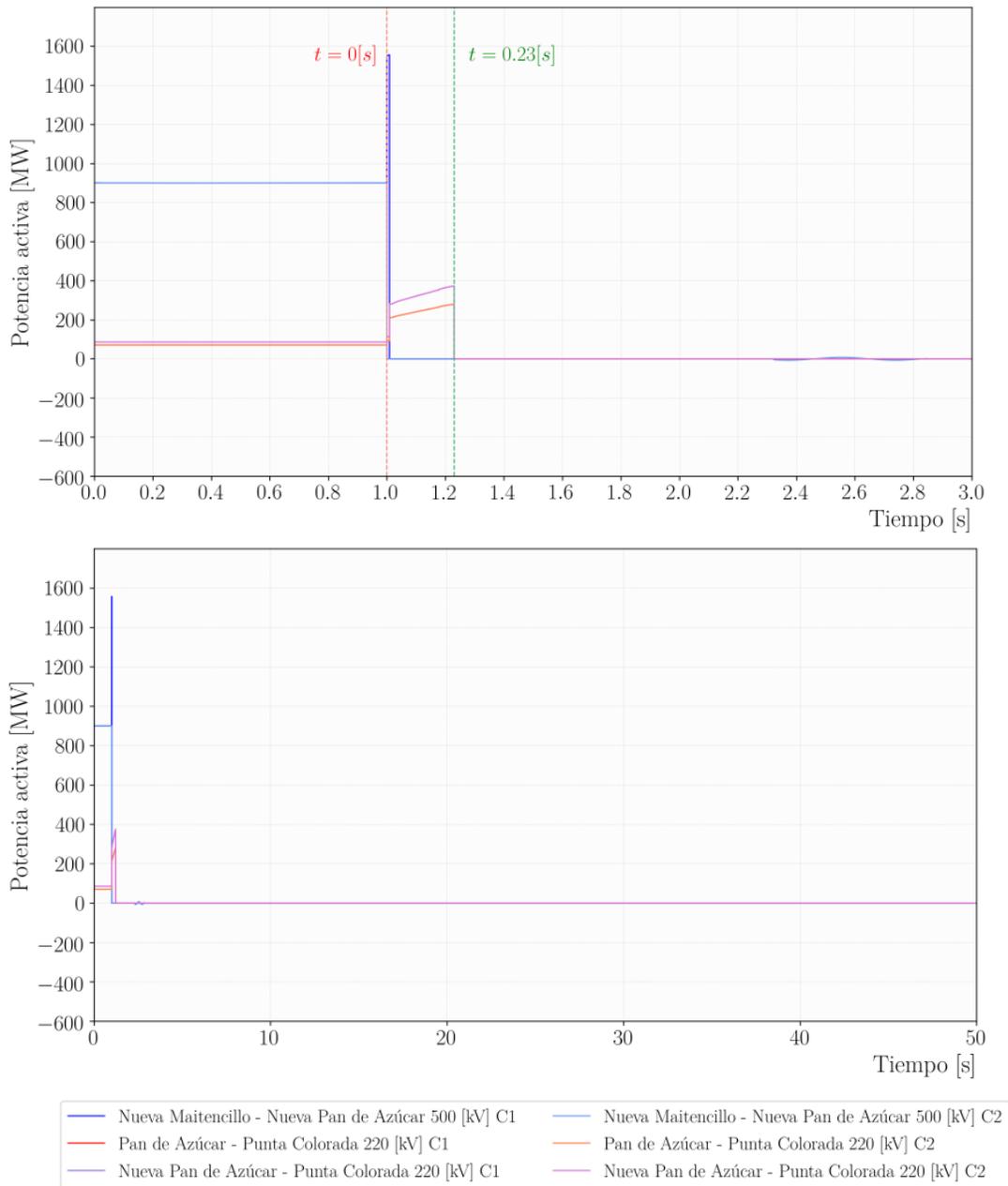


Figura 10—17. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 1.a.

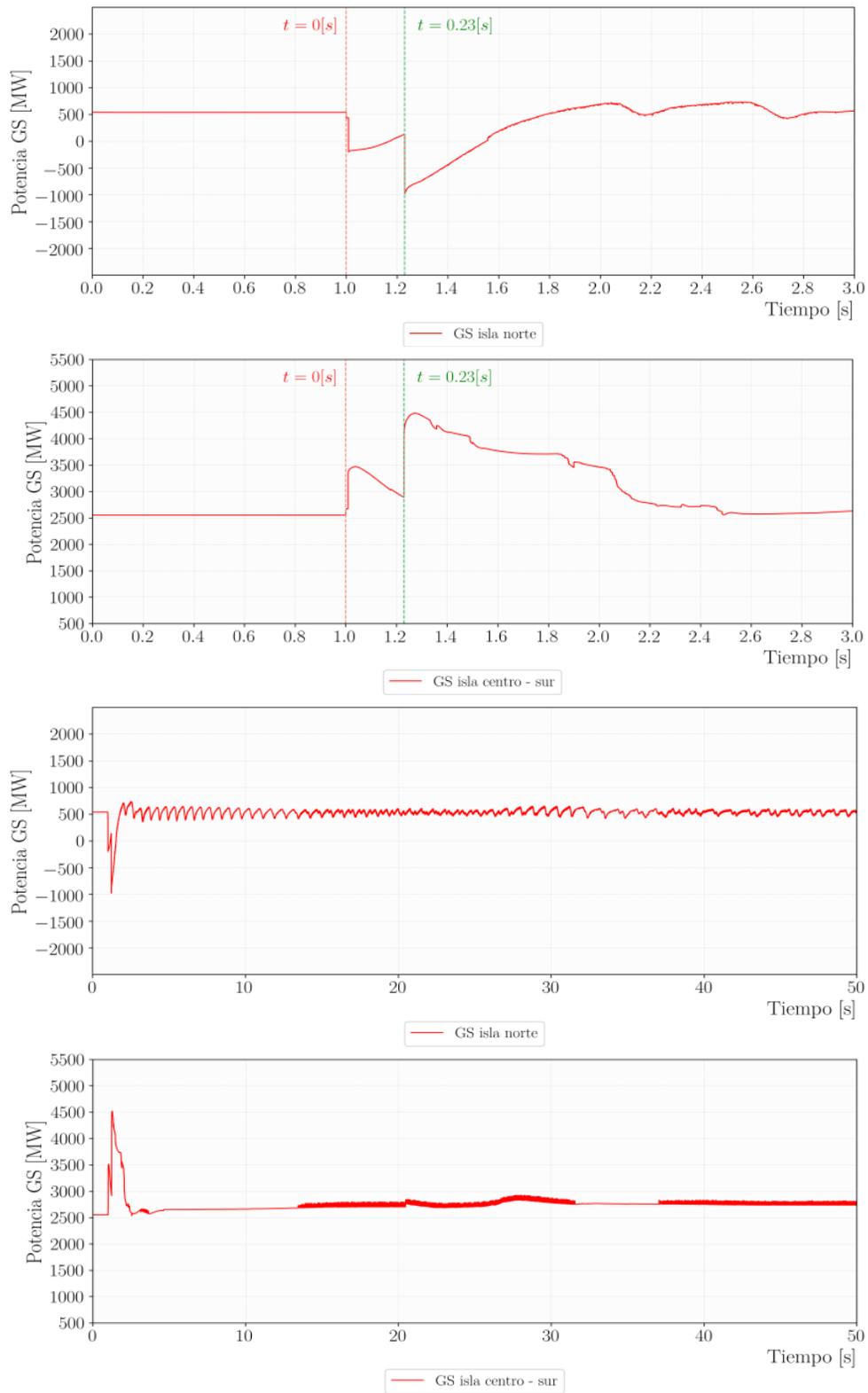


Figura 10—18. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 1.a.

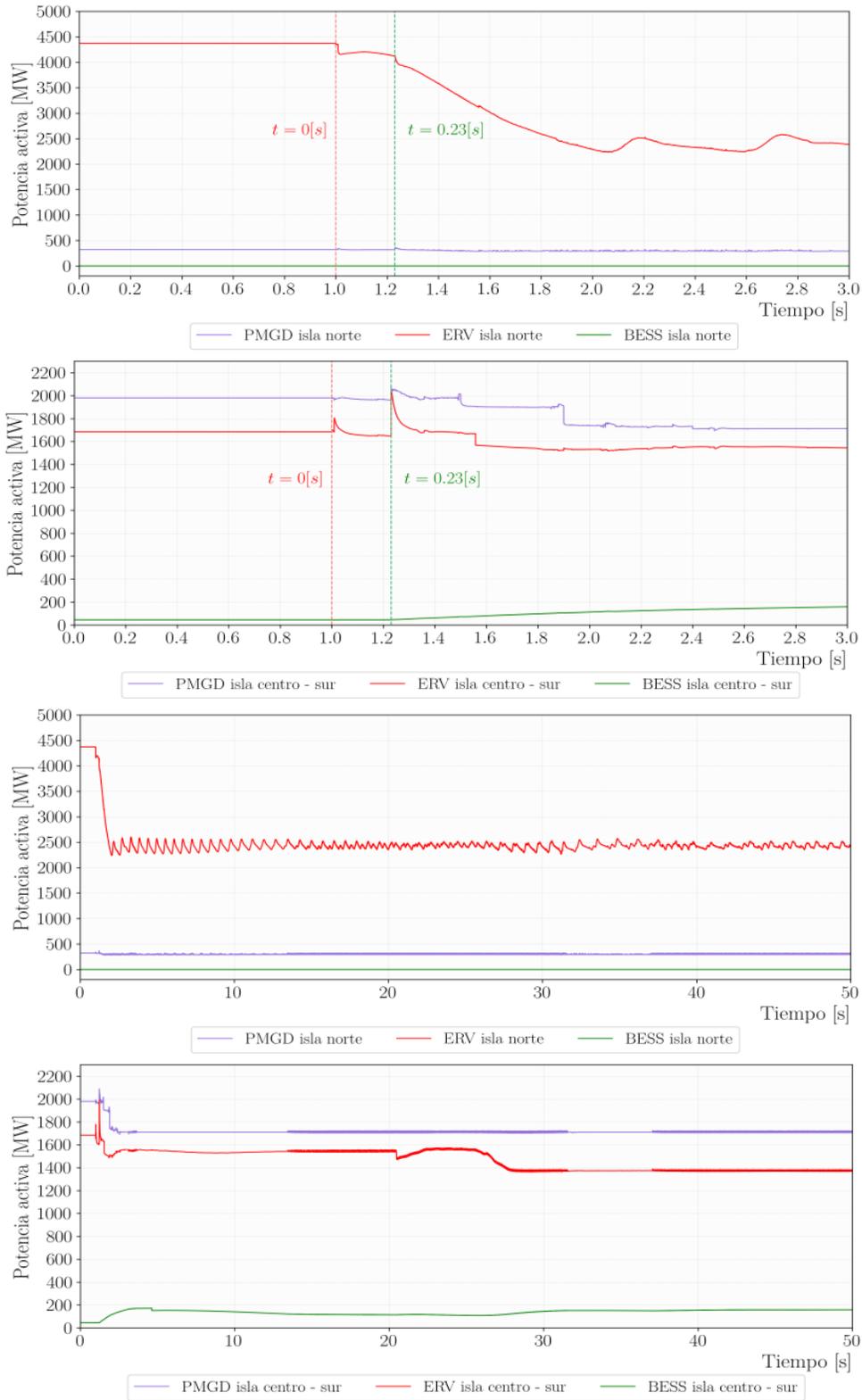


Figura 10—19. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 1.a.

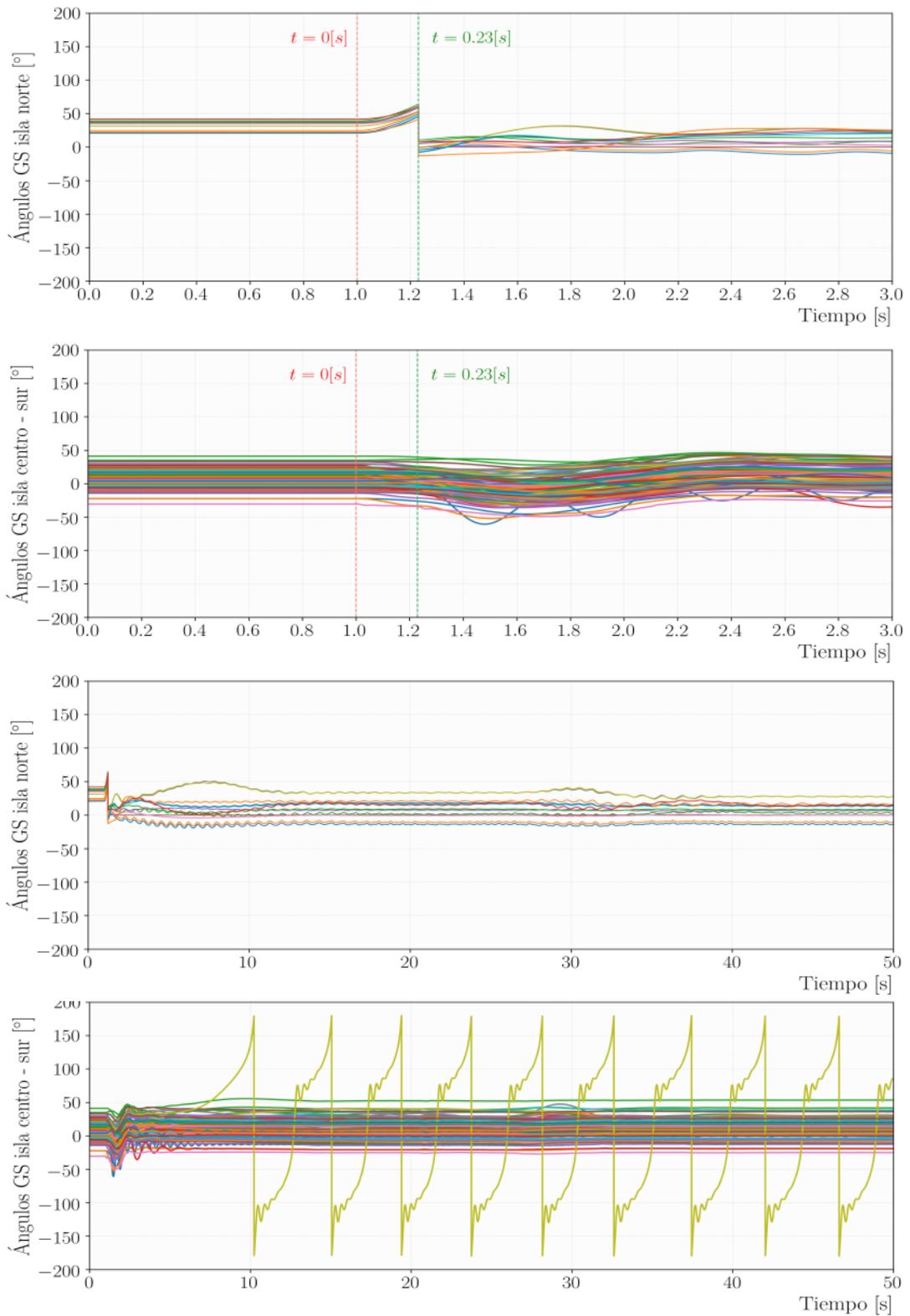


Figura 10—20. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 1.a.

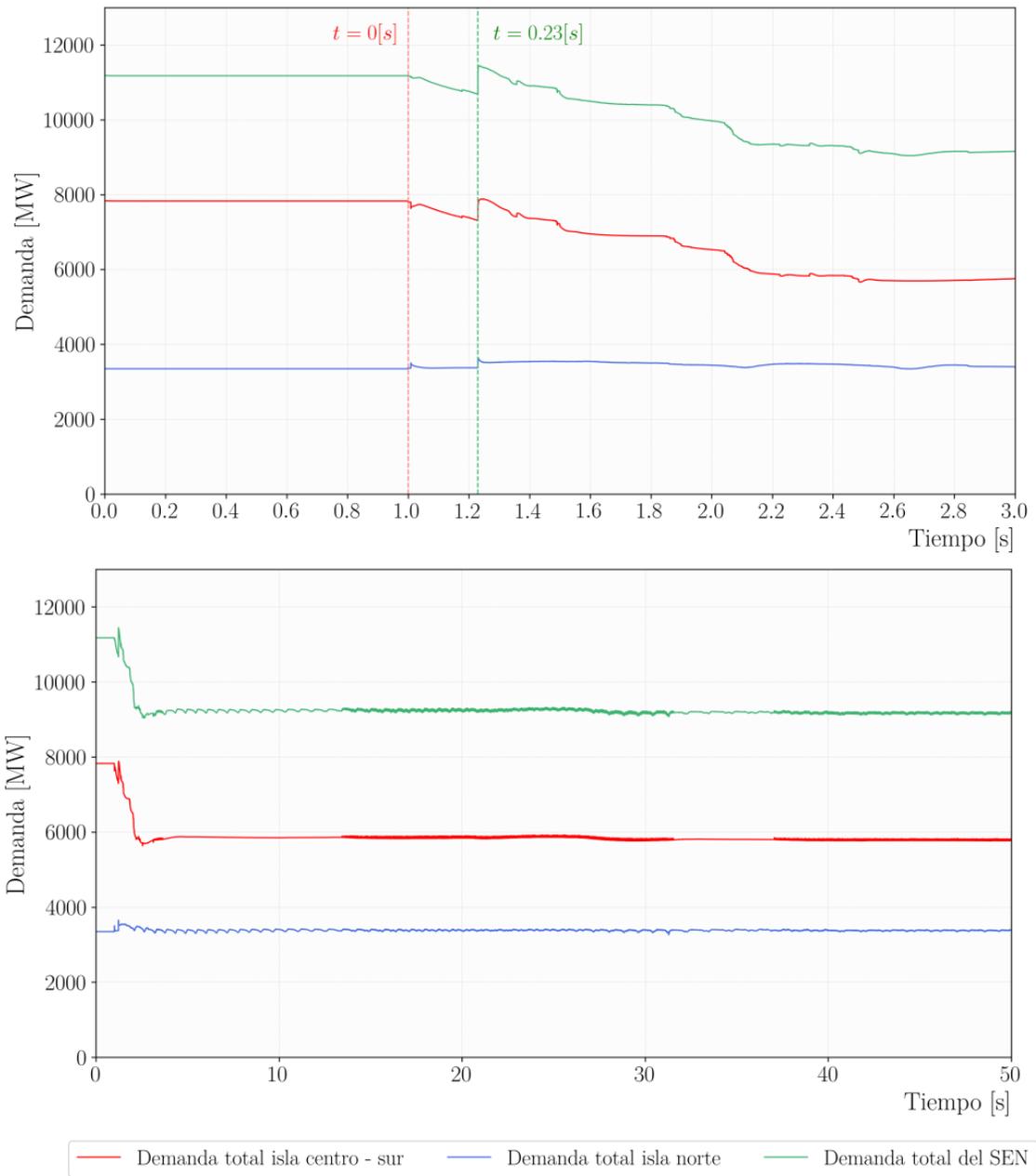


Figura 10—21. Carga total de SEN, por islas – Caso 1.a.

Caso 2

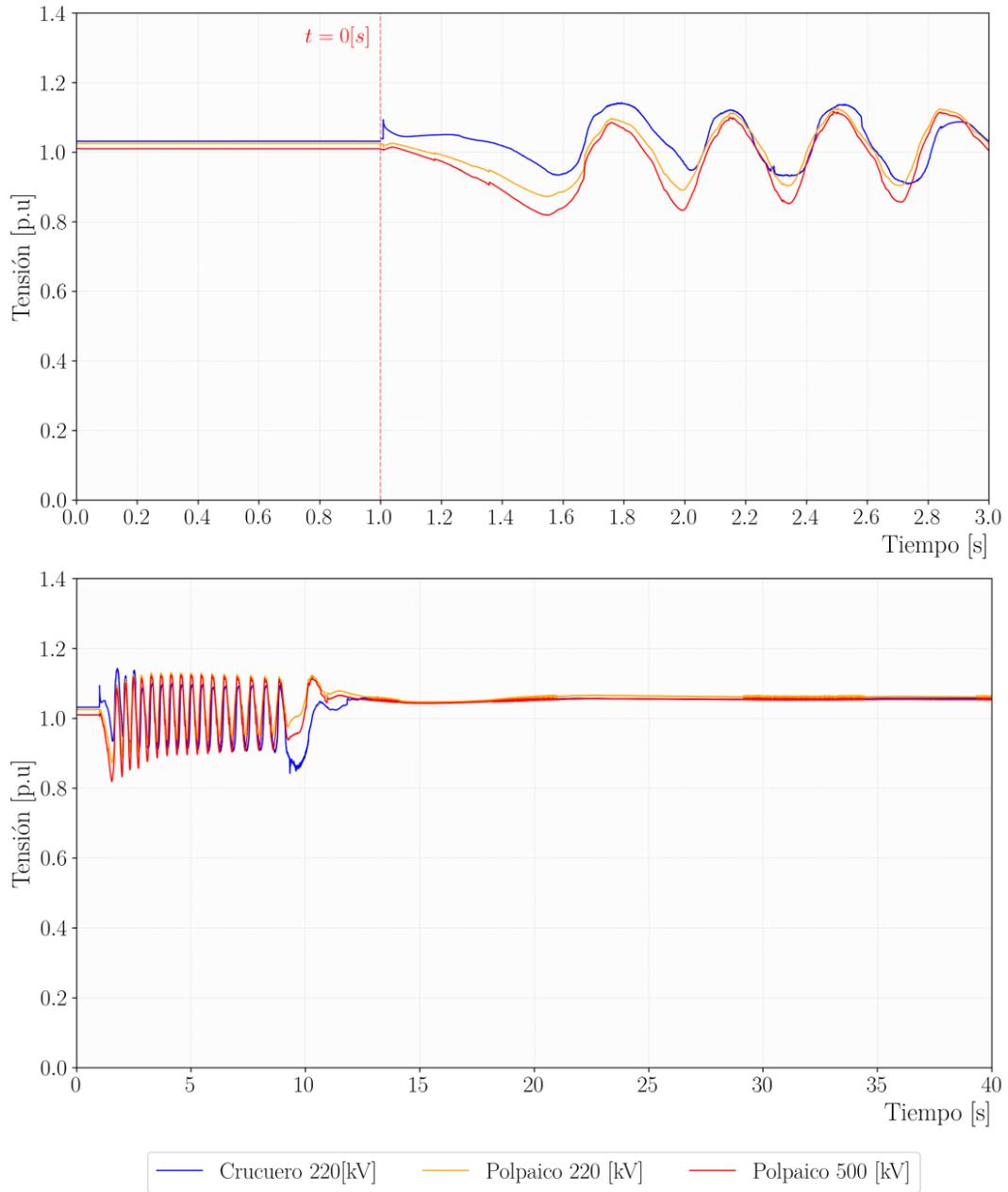


Figura 10—22. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 2.

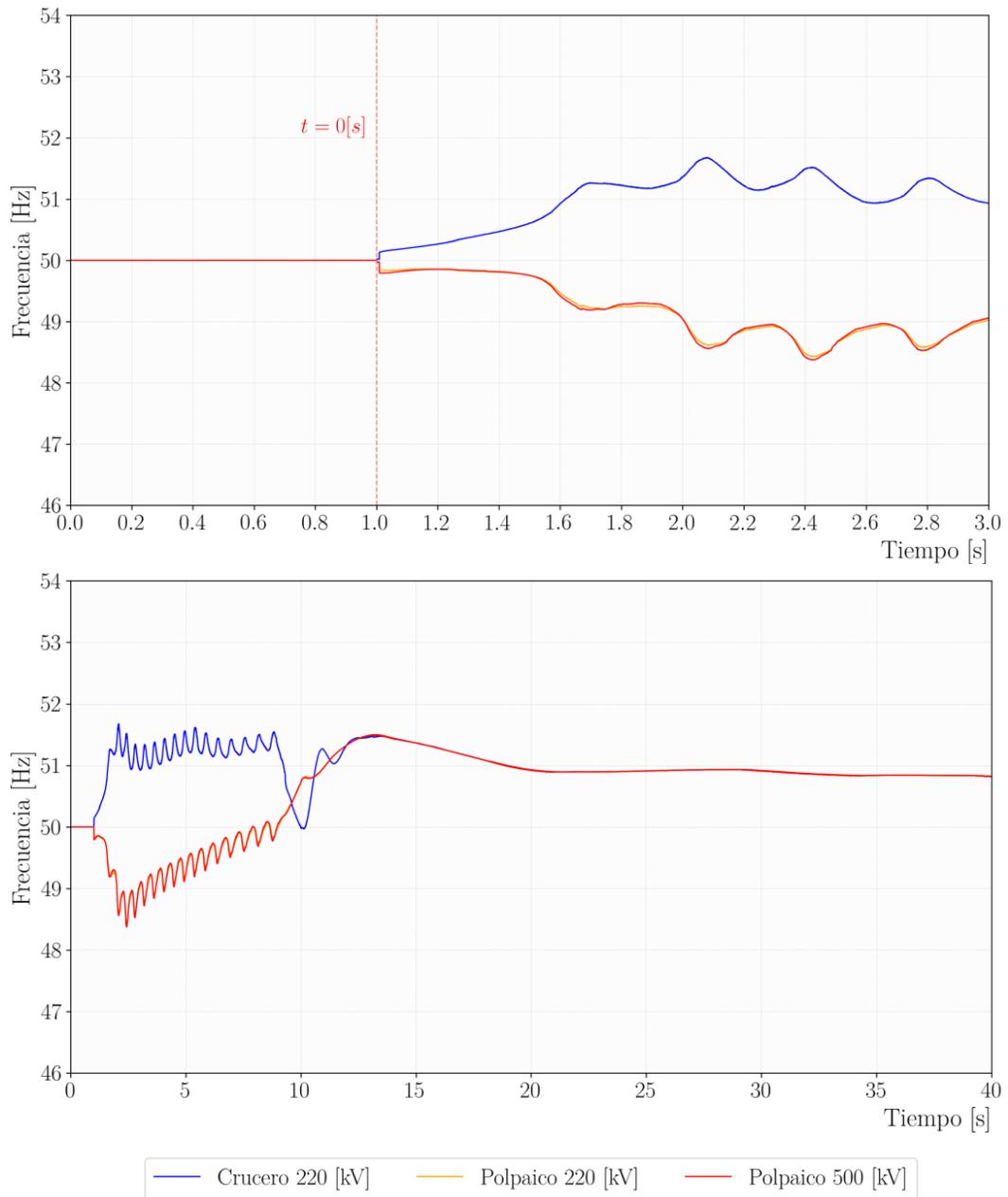


Figura 10—23. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 2.

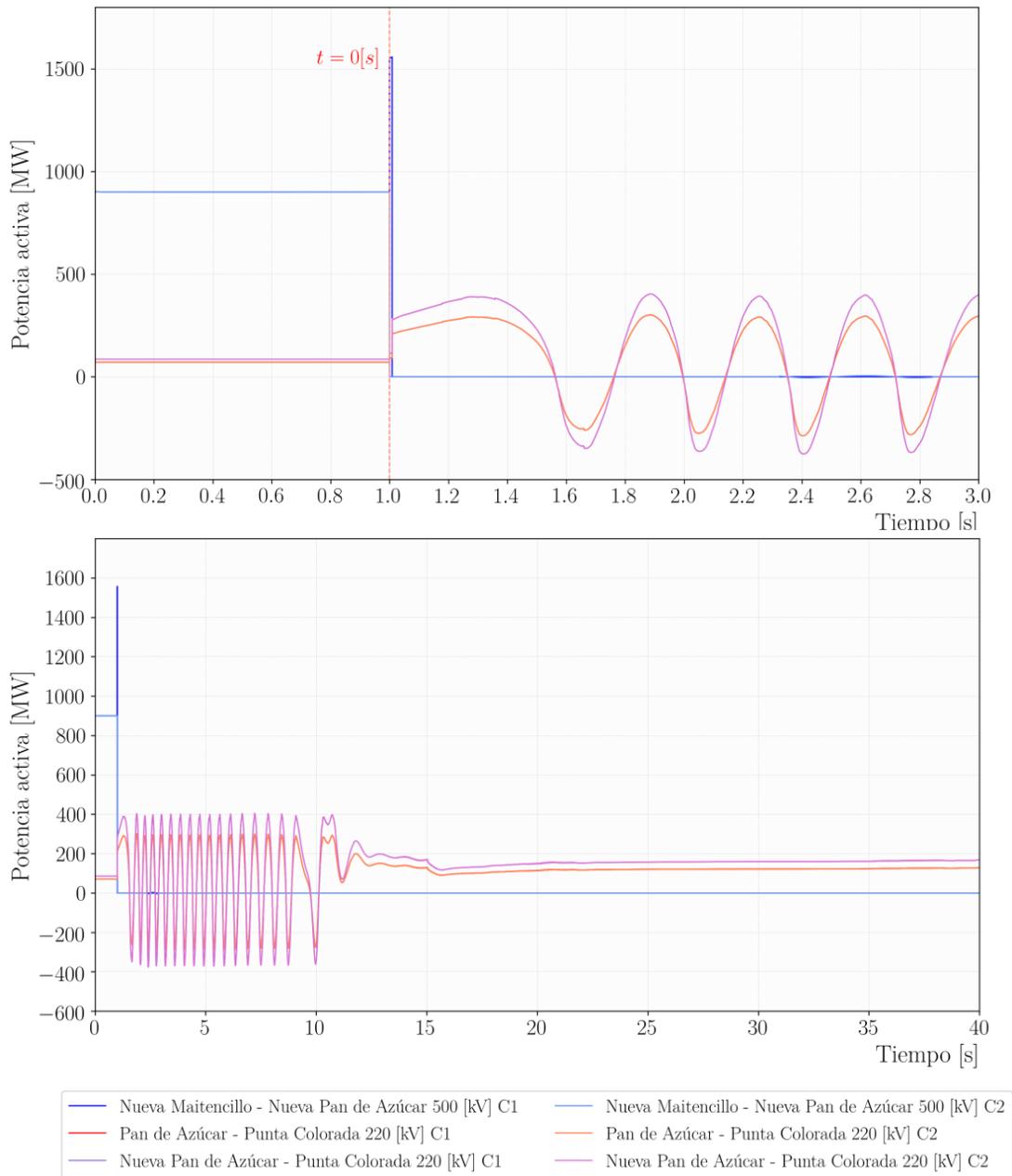


Figura 10—24. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 2.

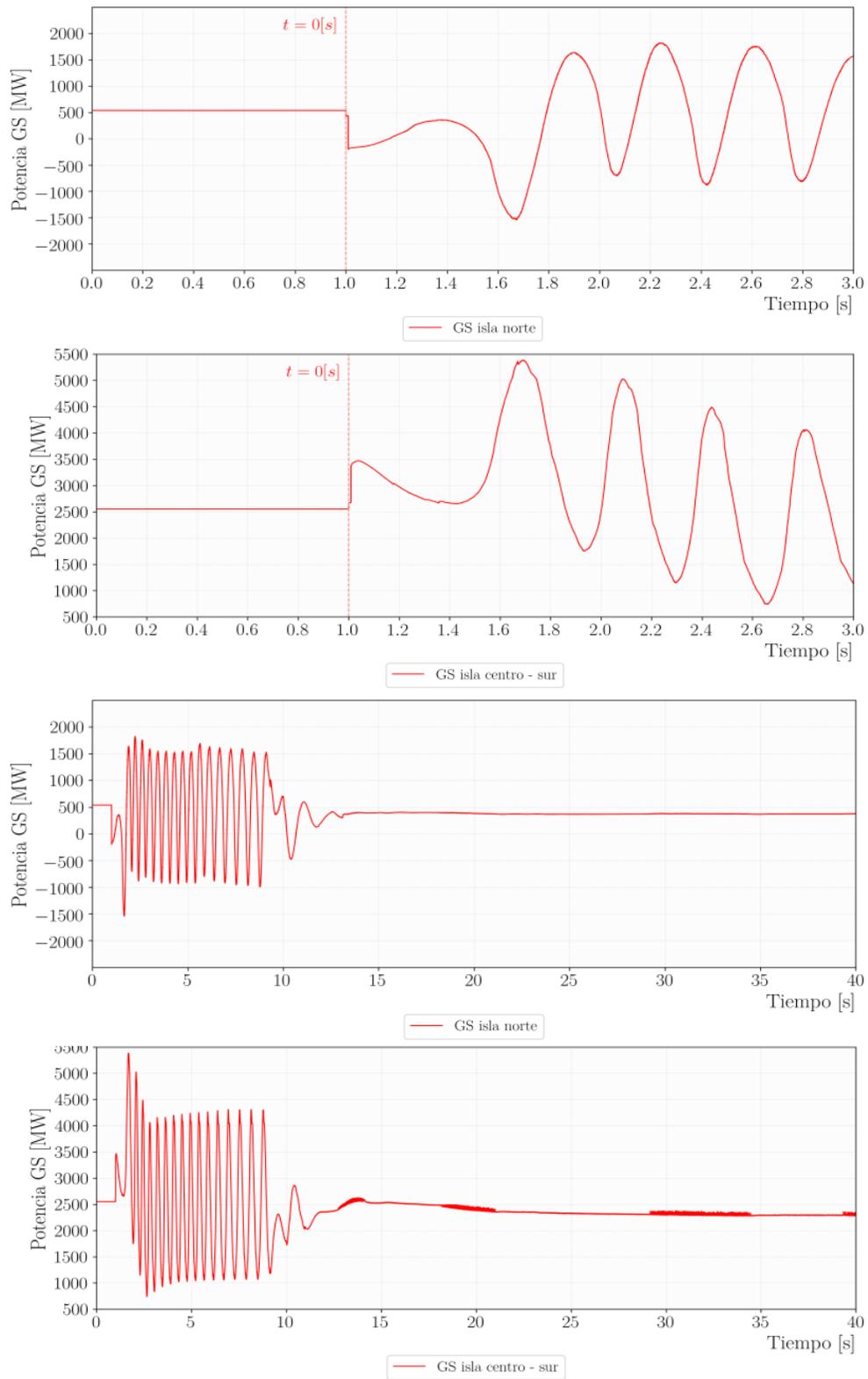


Figura 10—25. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 2.

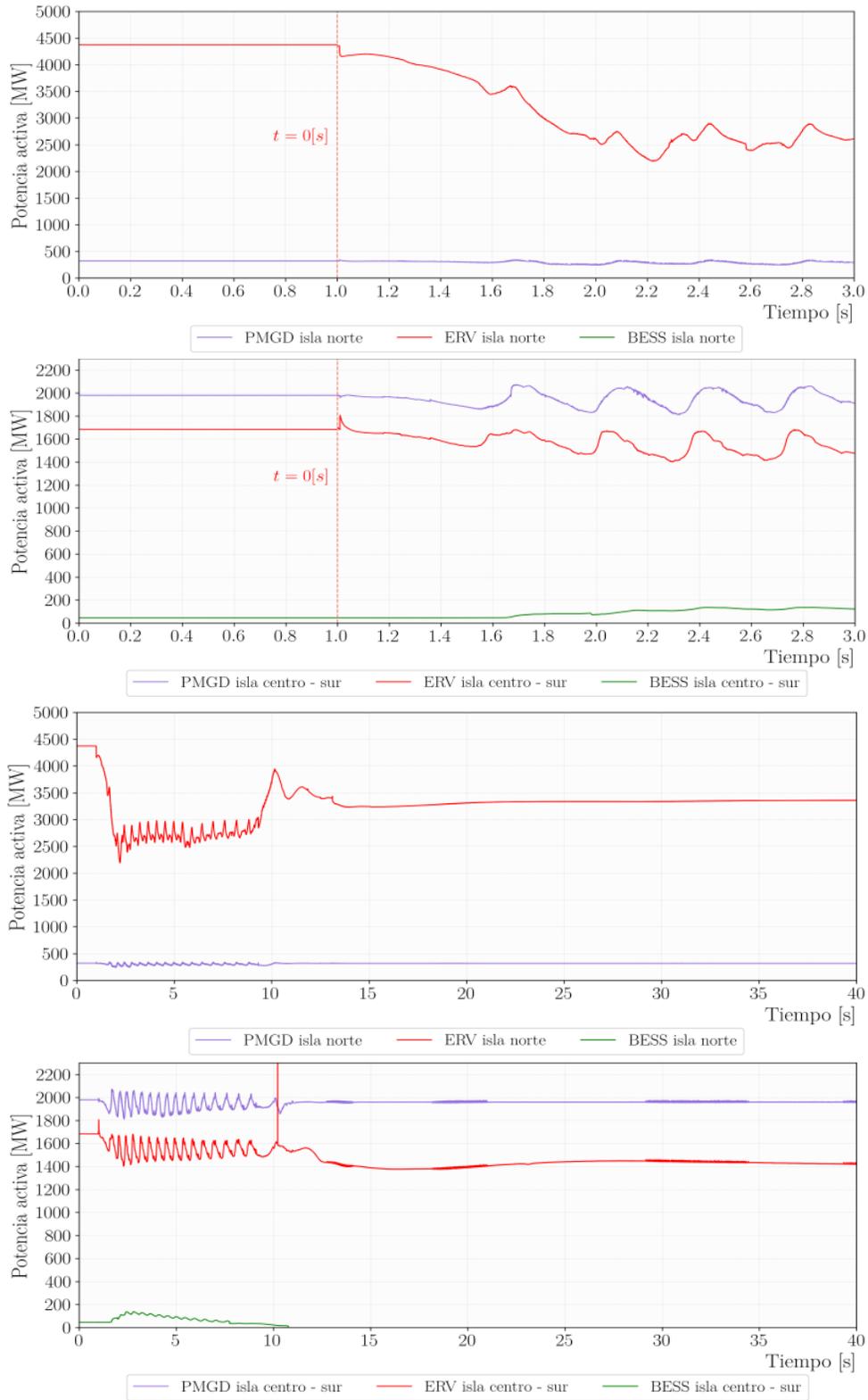


Figura 10—26. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 2.

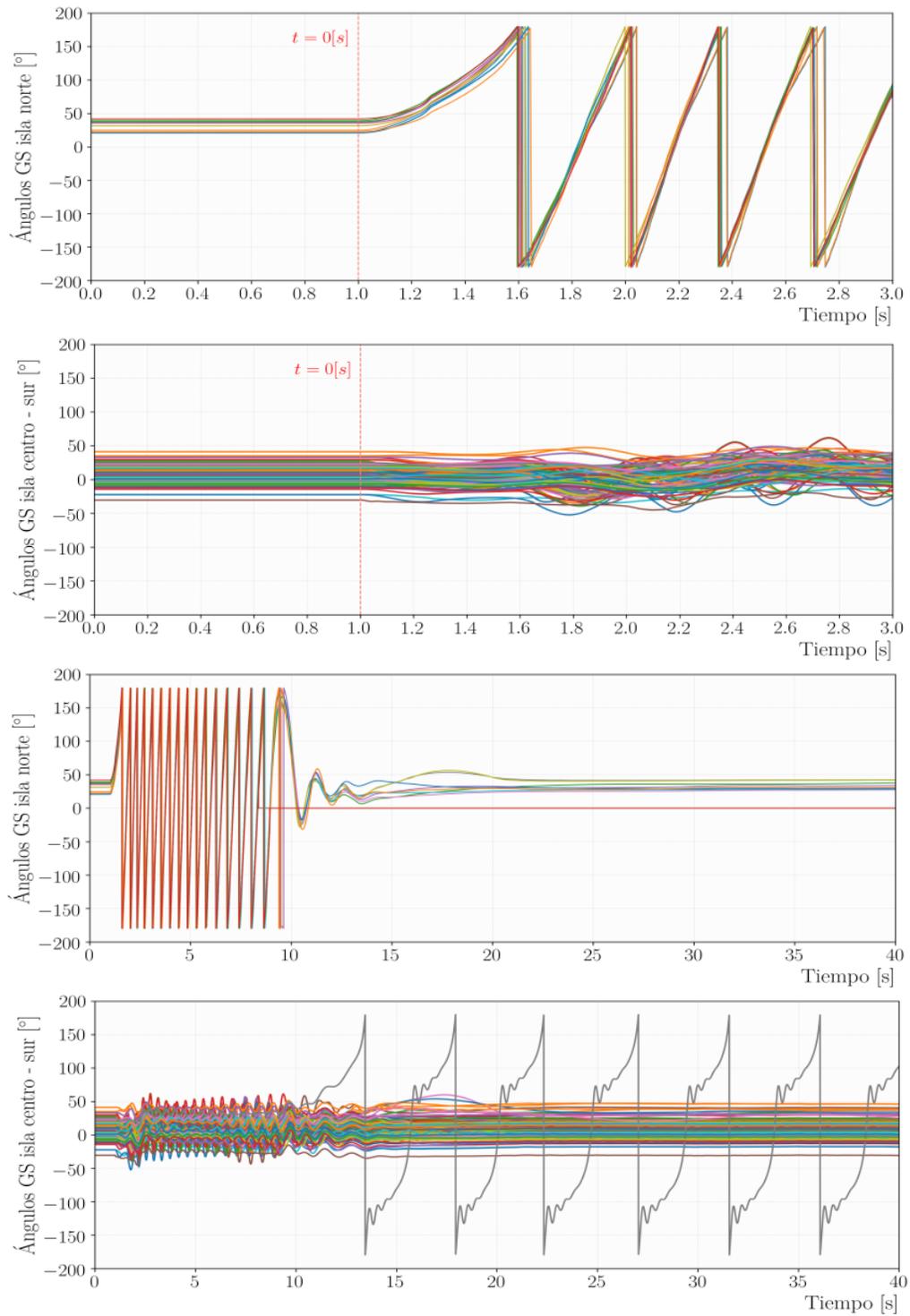


Figura 10—27. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 2.

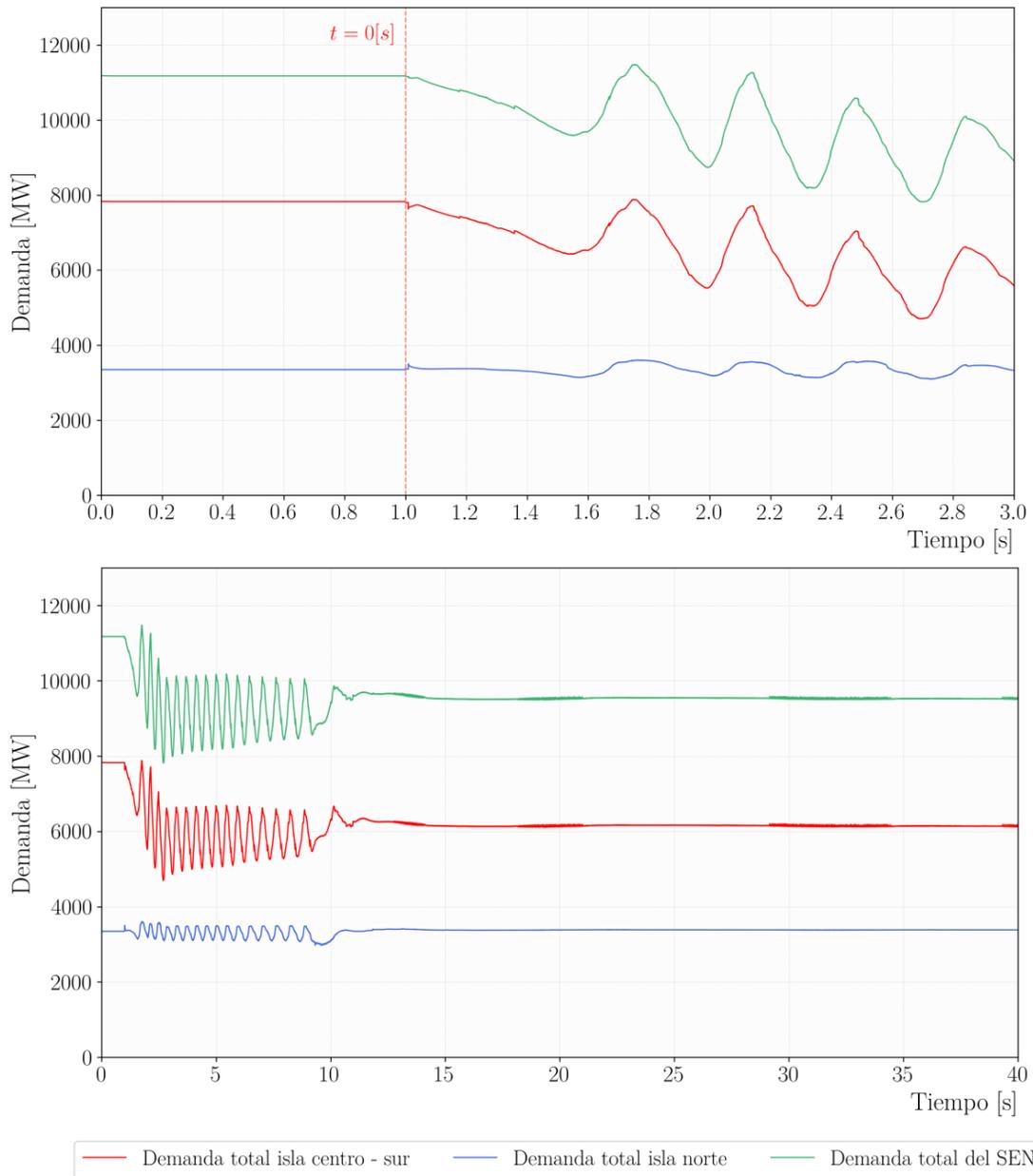


Figura 10—28. Carga total de SEN, por islas – Caso 2.

Caso 2.a

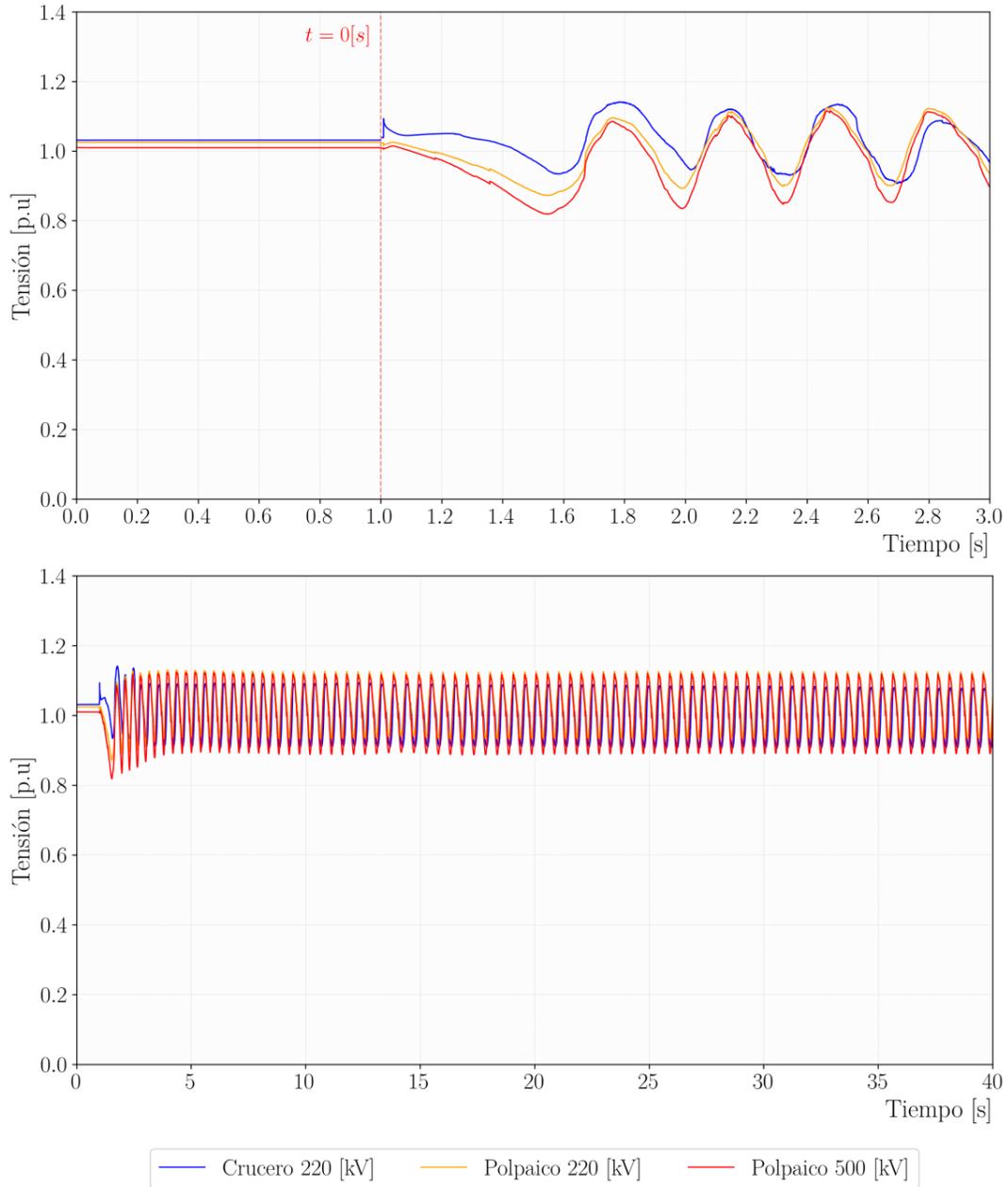


Figura 10—29. Tensión en Crucero y Polpaico – Caso 2.a.

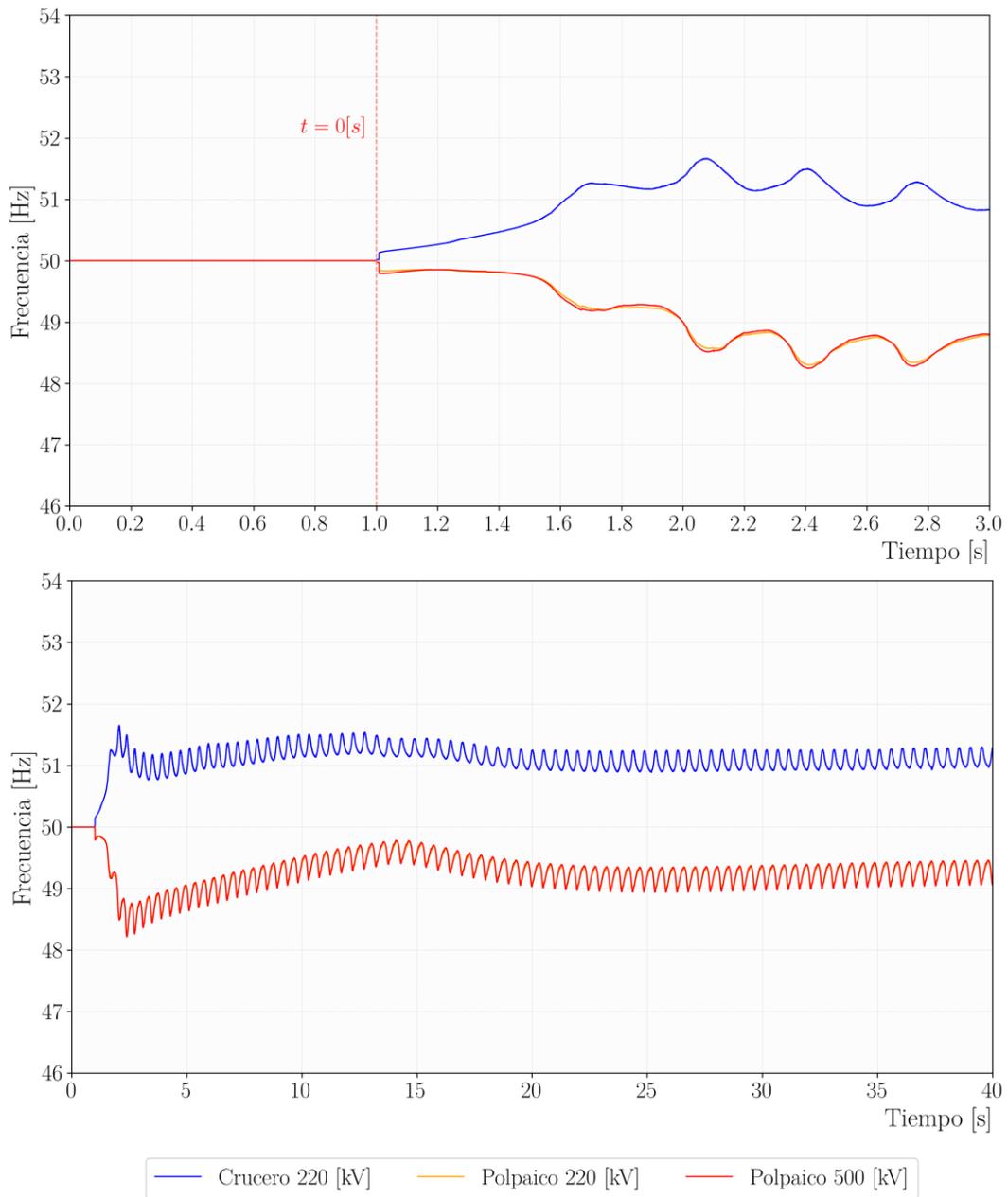


Figura 10—30. Frecuencia en Crucero y Polpaico – Caso 2.a.

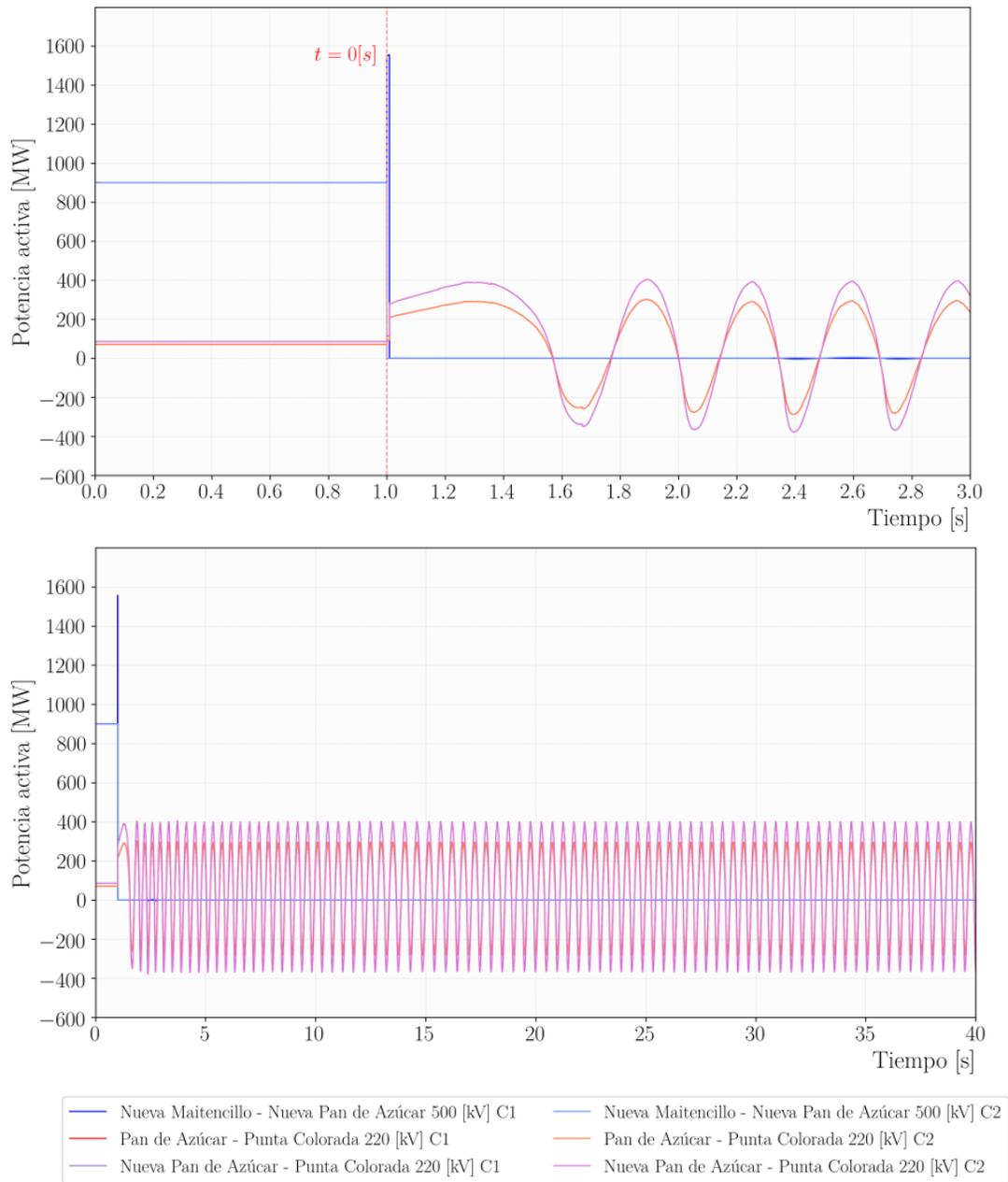


Figura 10—31. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 2.a.

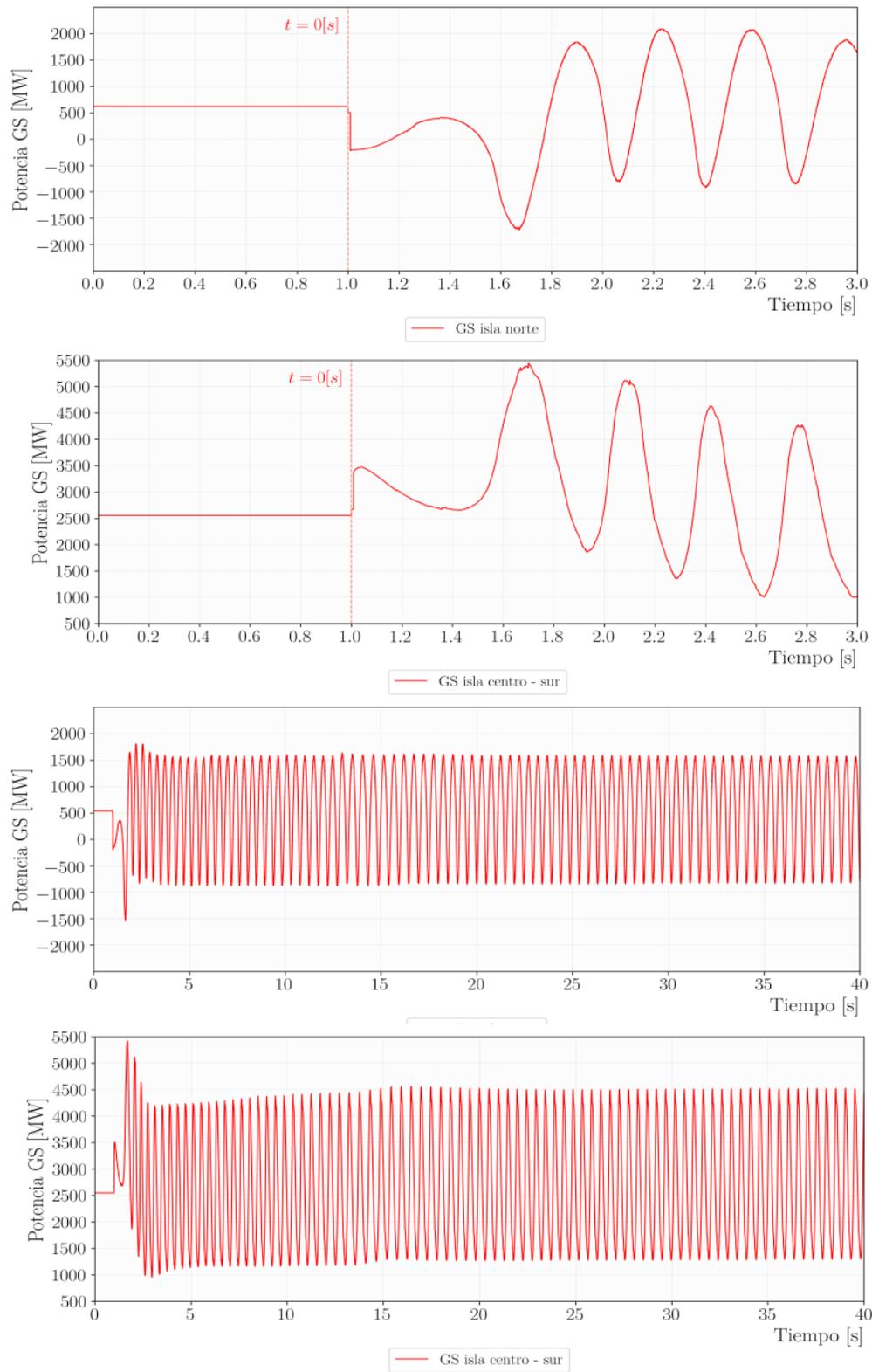


Figura 10—32. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 2.a.

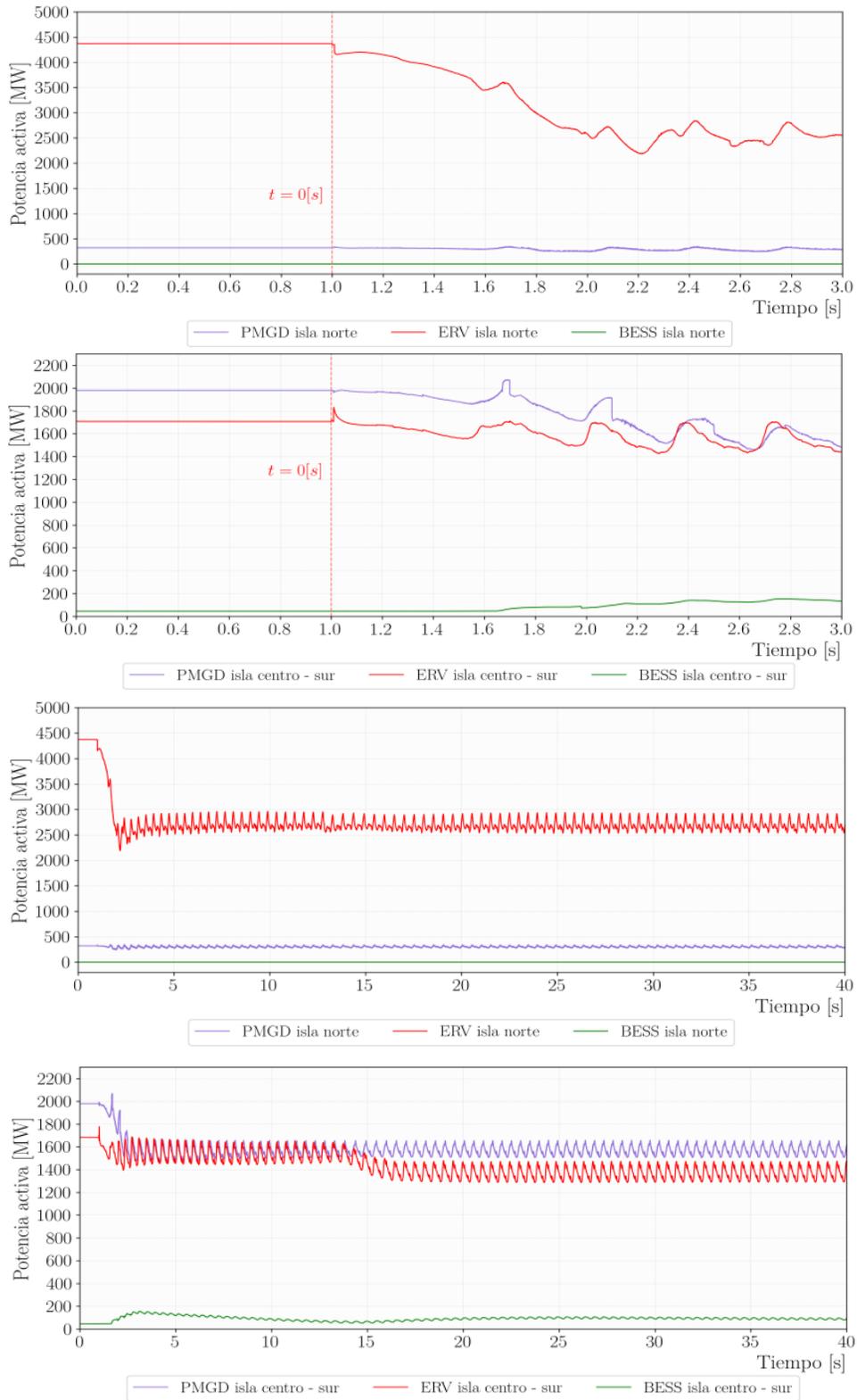


Figura 10—33. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 2.a.

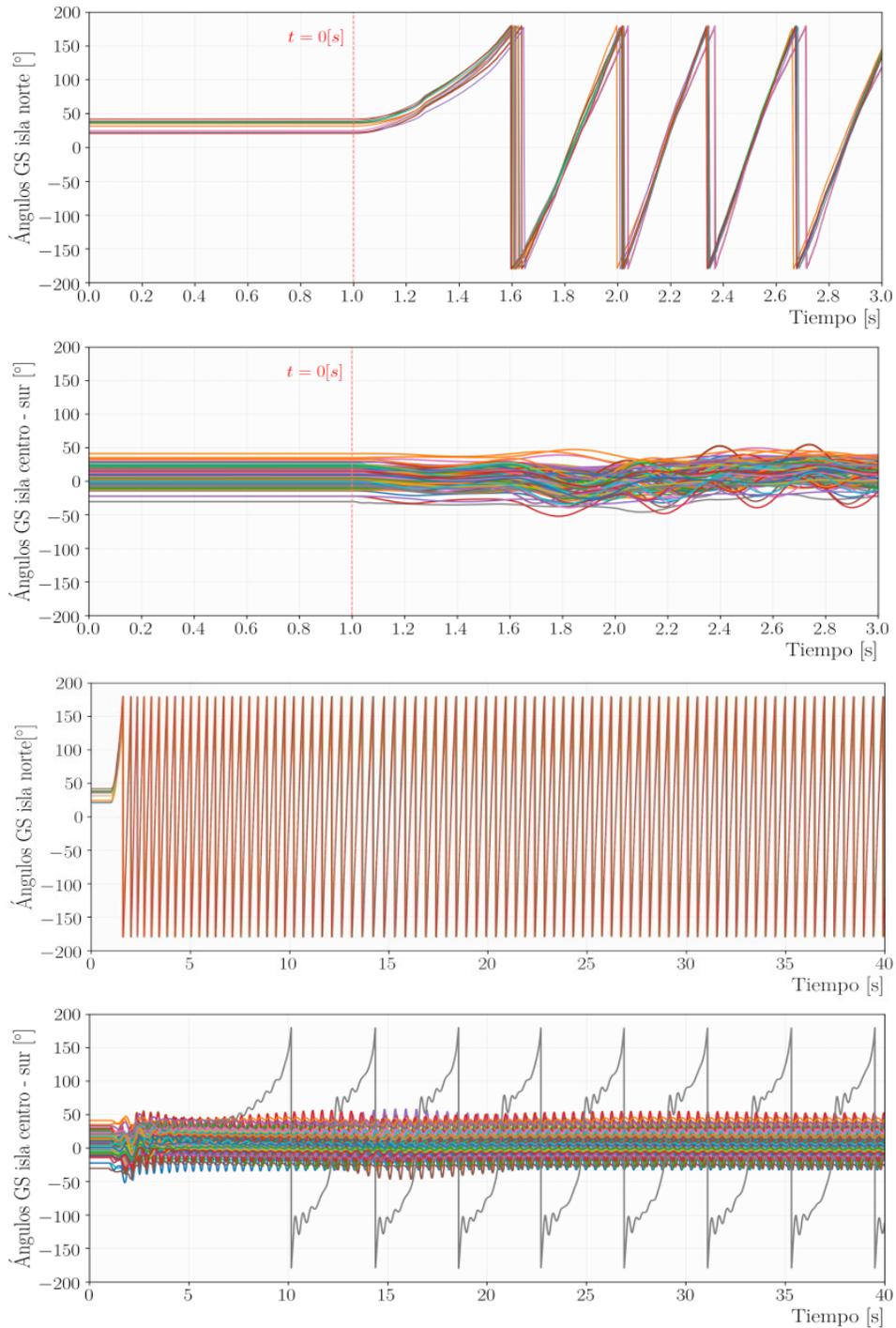


Figura 10—34. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 2.a.

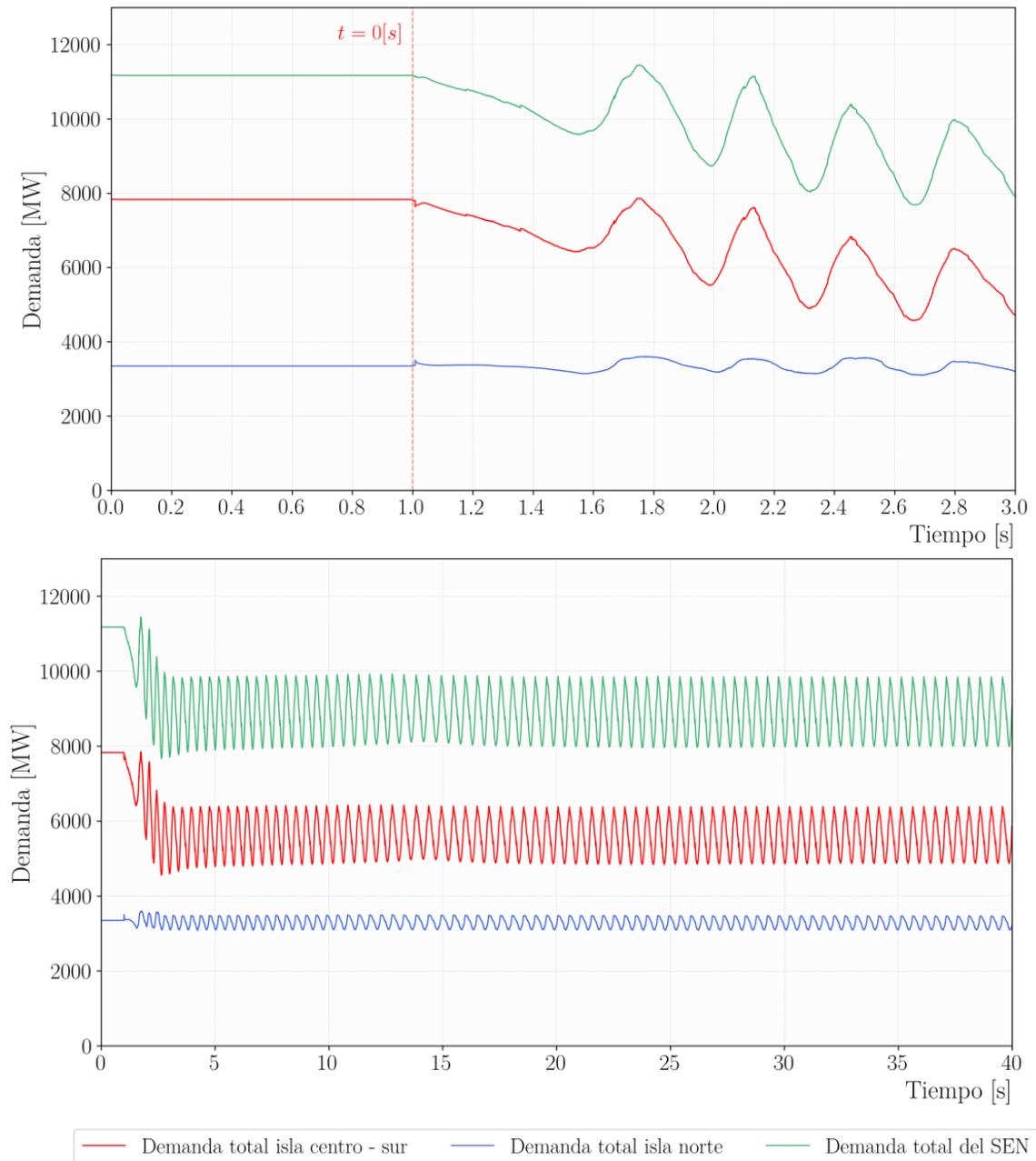


Figura 10—35. Carga total de SEN, por islas – Caso 2.a.

Caso 3

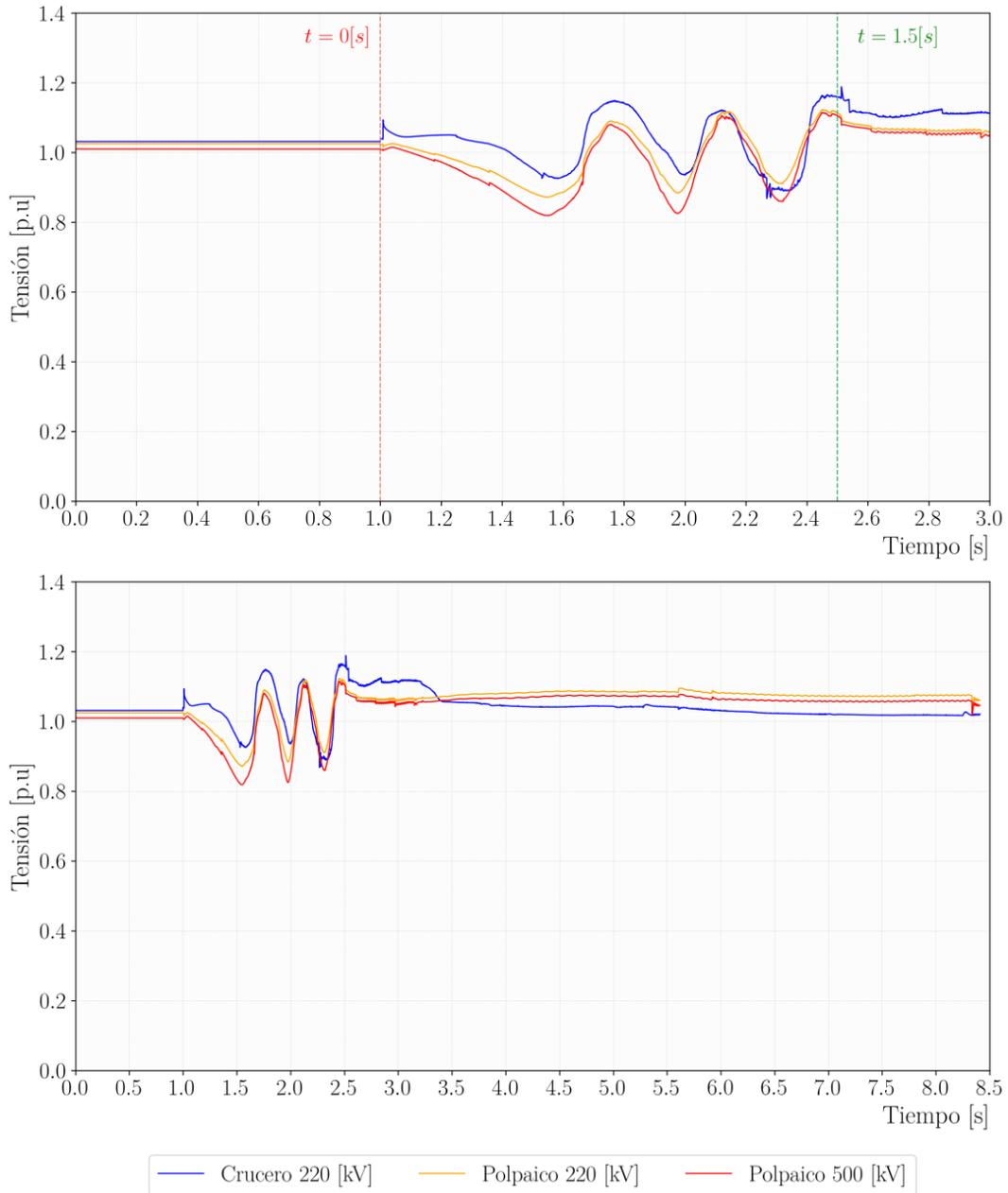


Figura 10—36. Tensión en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar – Caso 3.

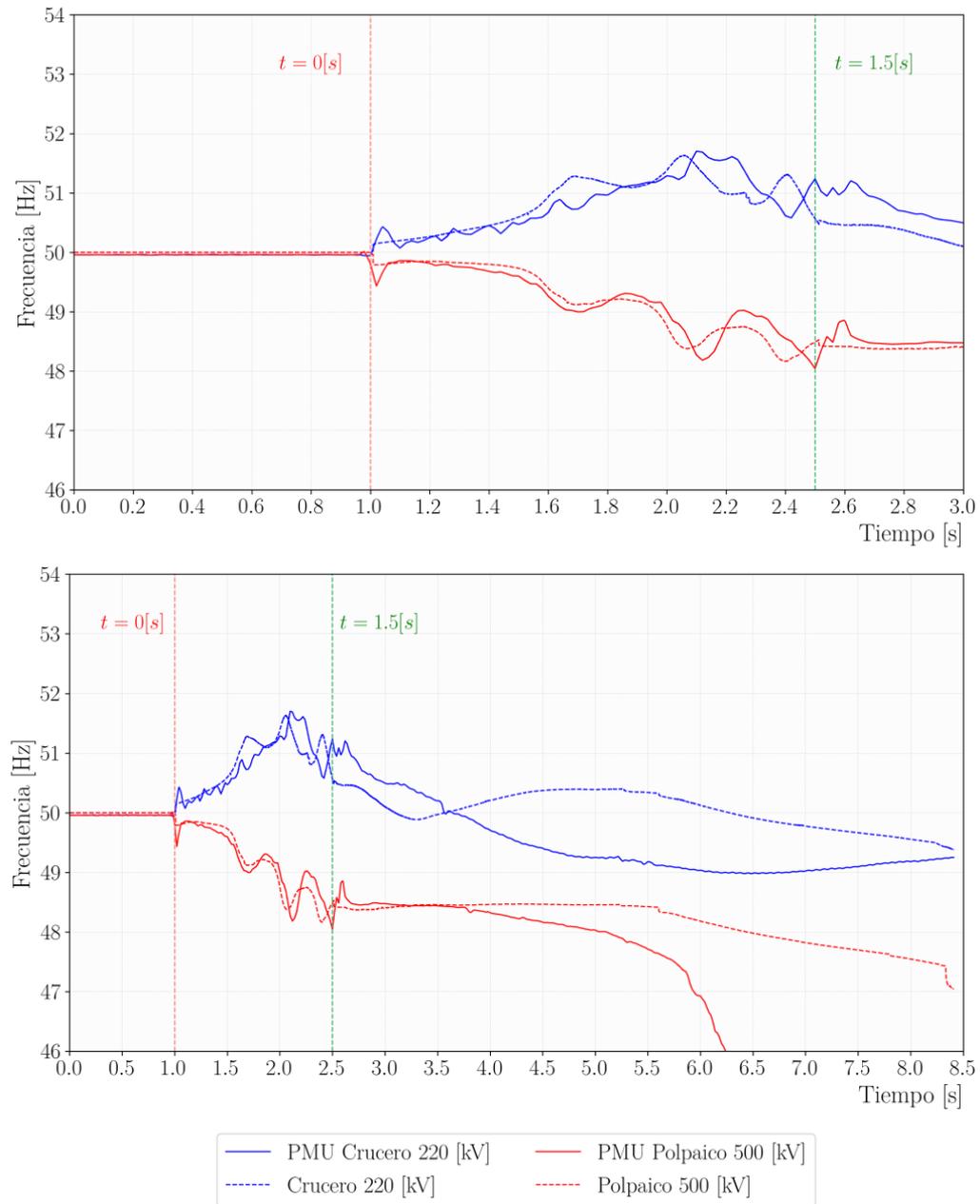


Figura 10—37. Frecuencia en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar – Caso 3.

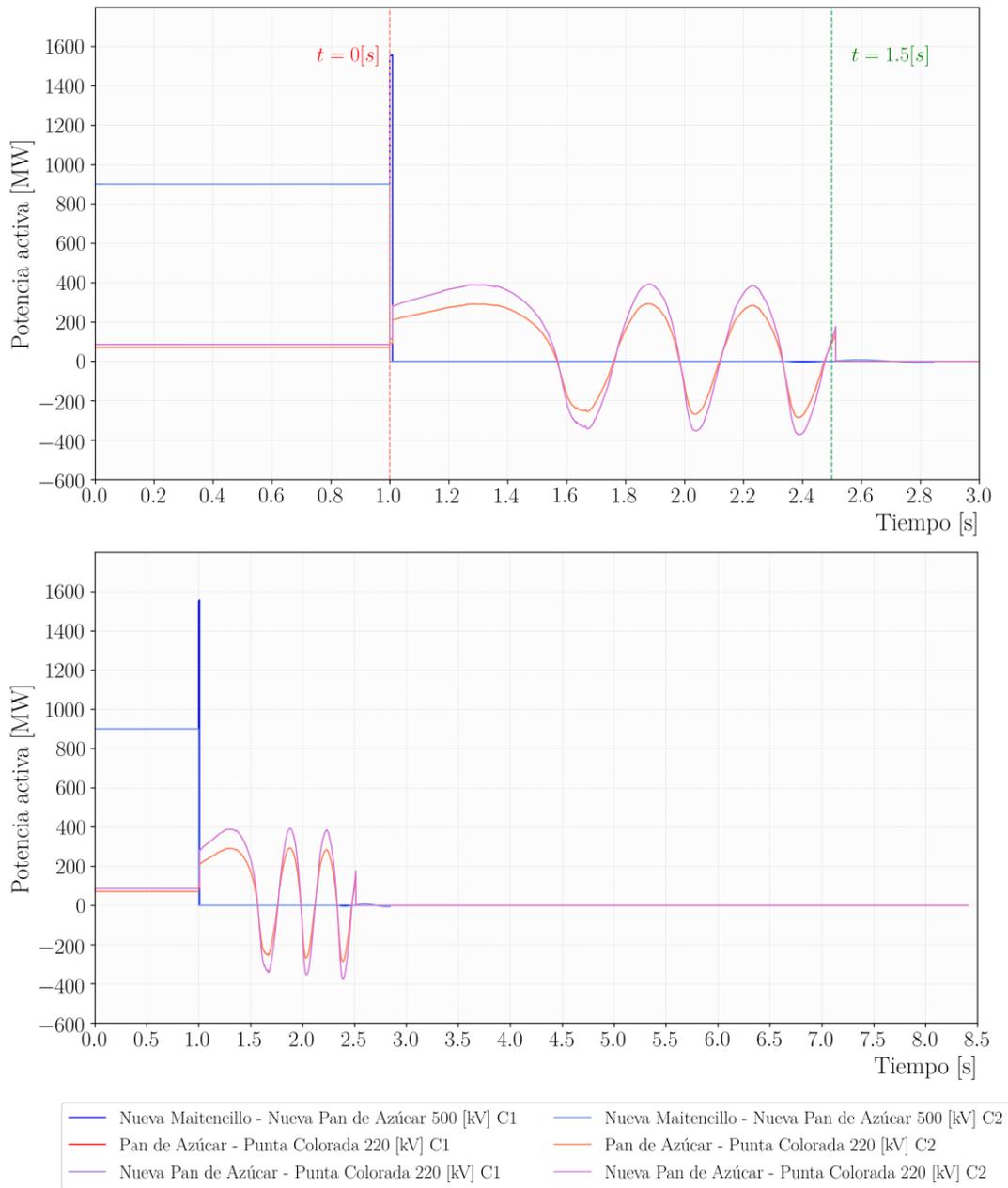


Figura 10—38. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 3.

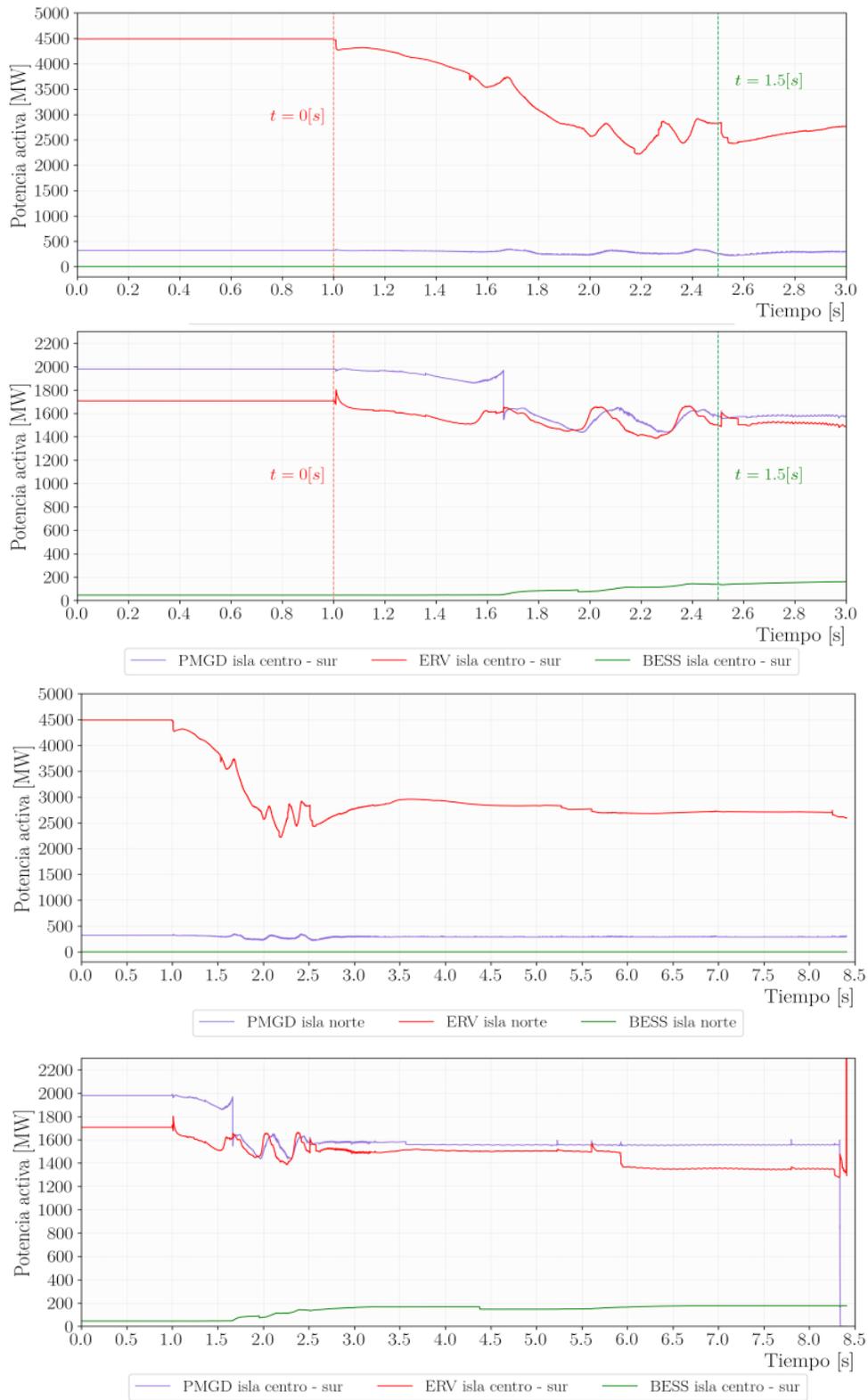


Figura 10—39. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 3.

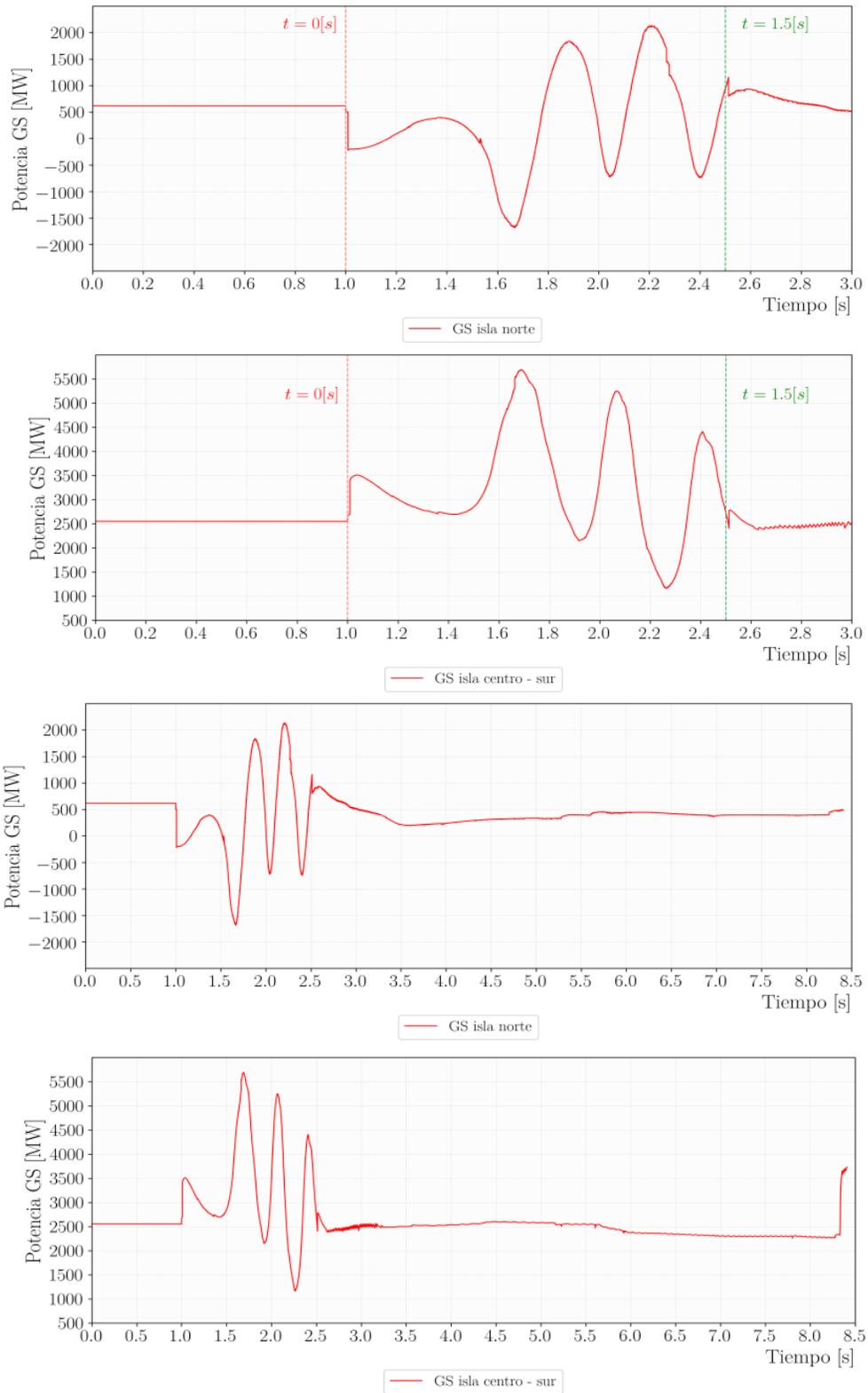


Figura 10—40. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 3.

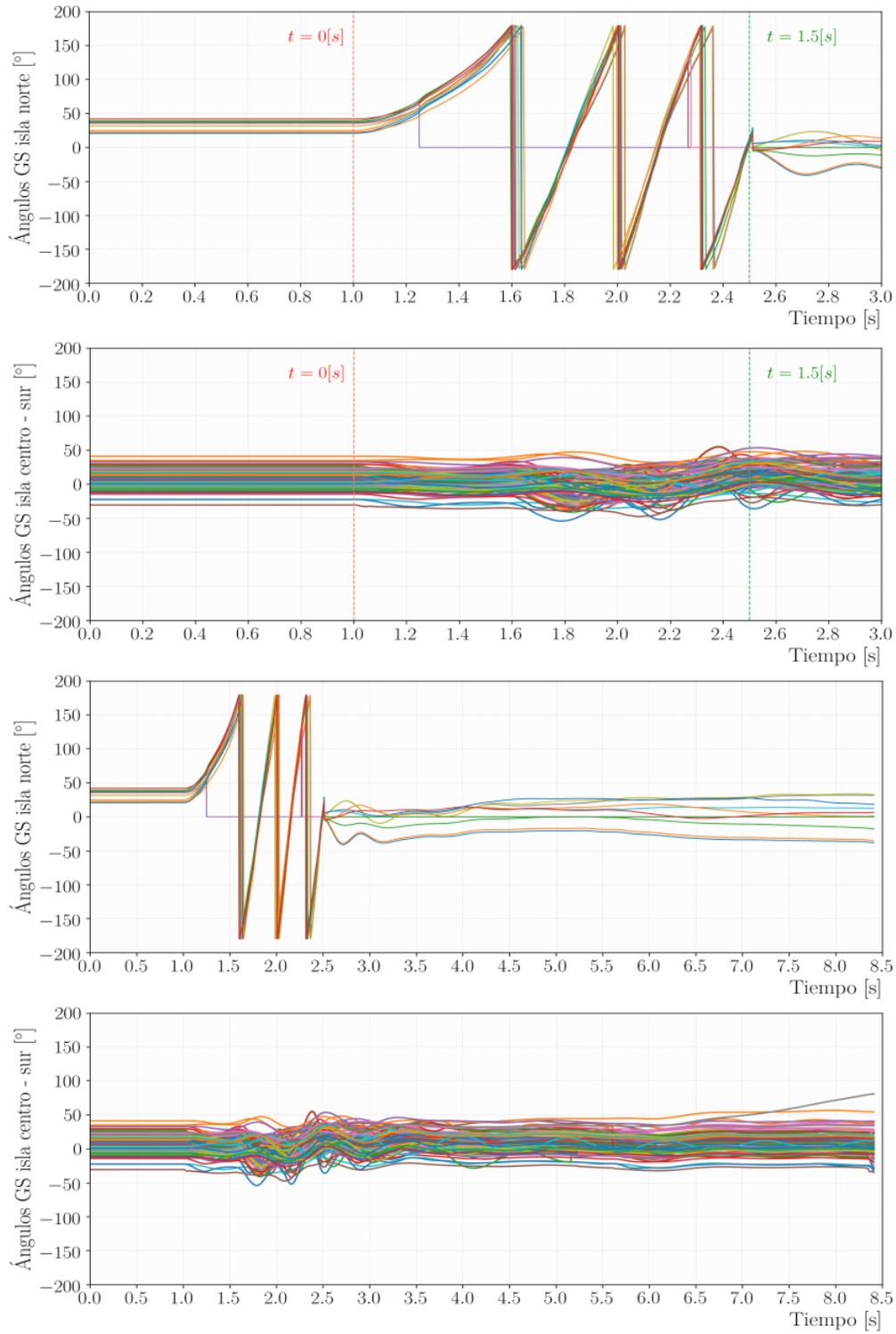


Figura 10—41. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 3.

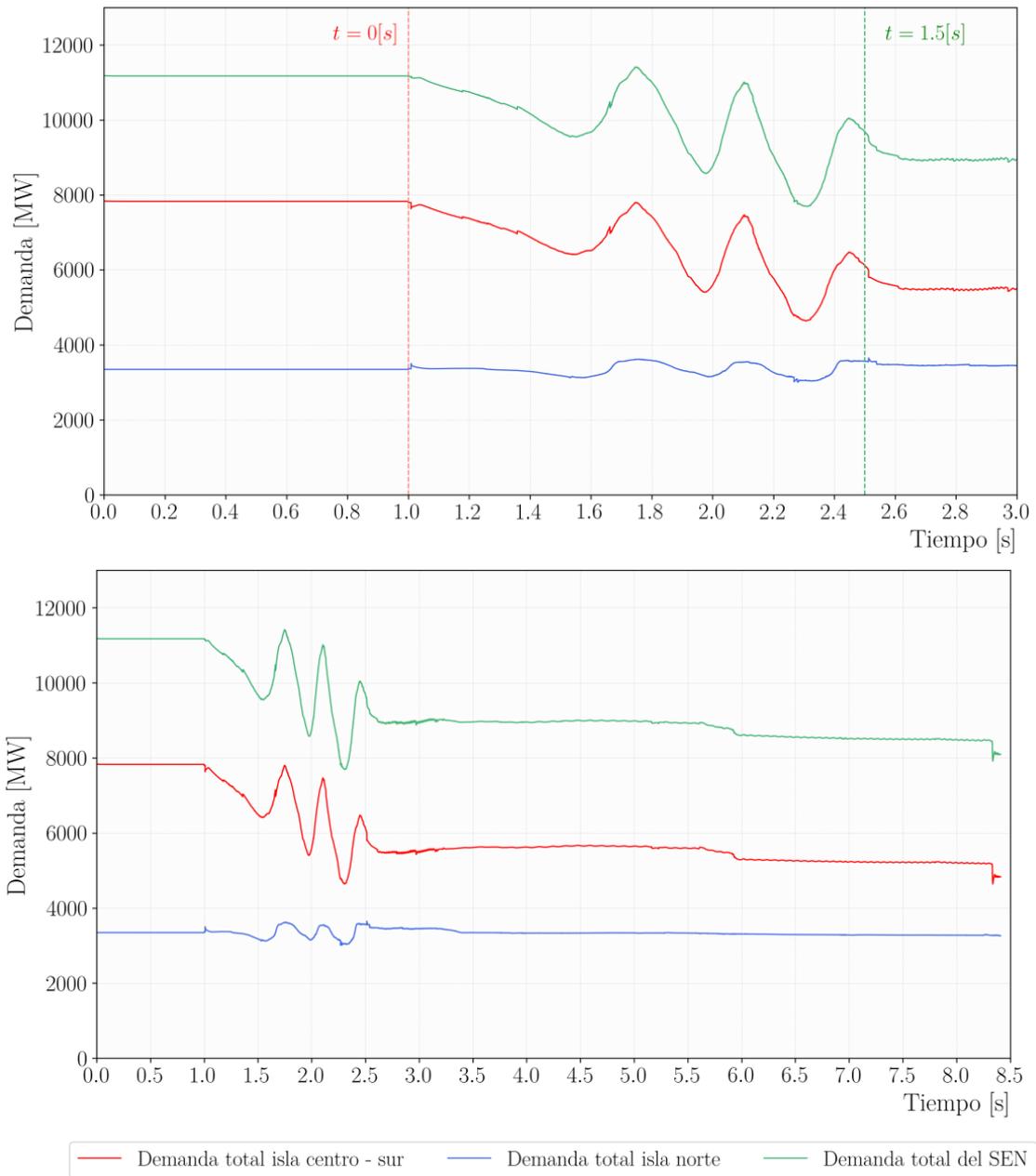


Figura 10—42. Carga total de SEN, por islas – Caso 3.

Caso 3.a

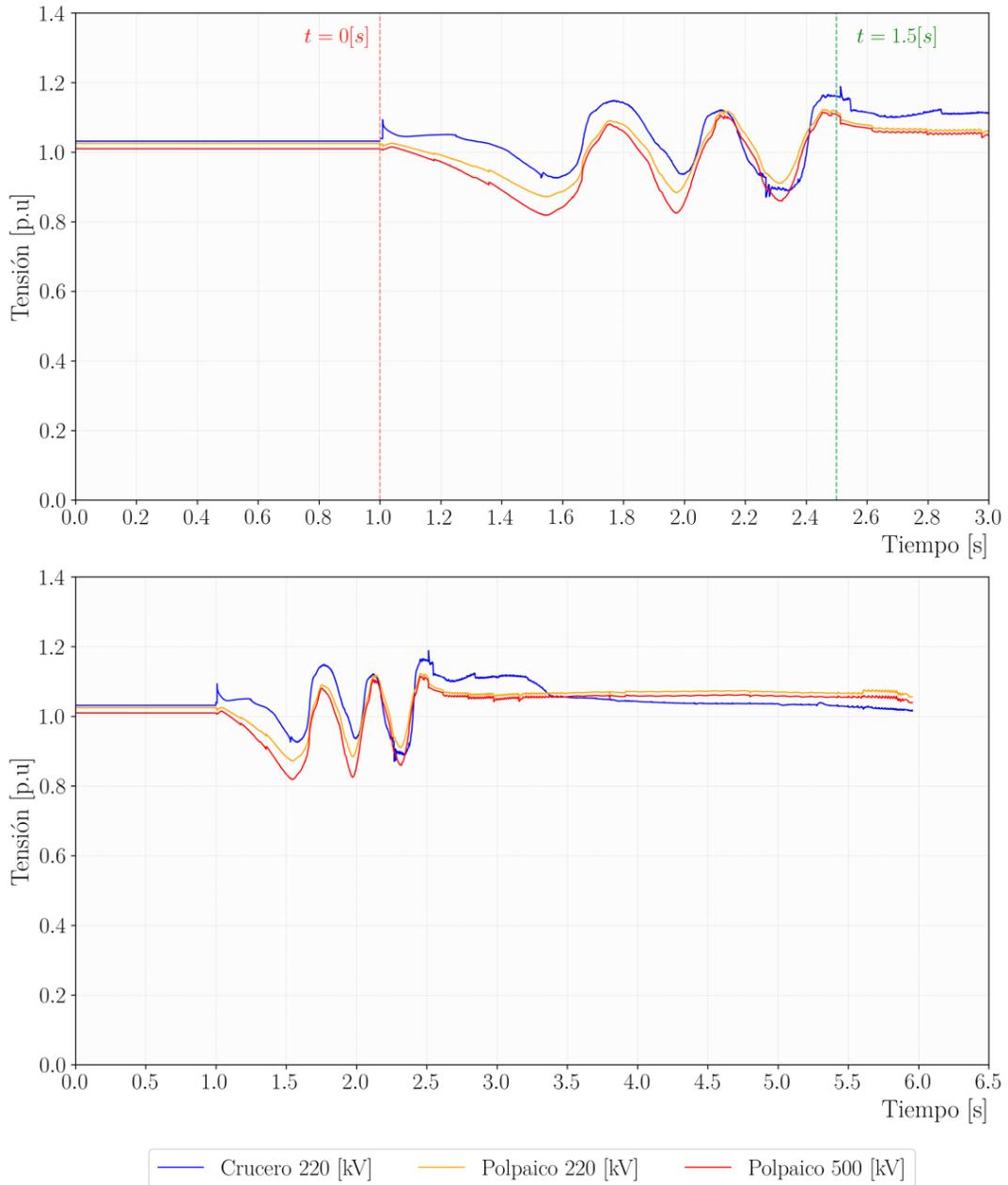


Figura 10—43. Tensión en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar – Caso 3.a.

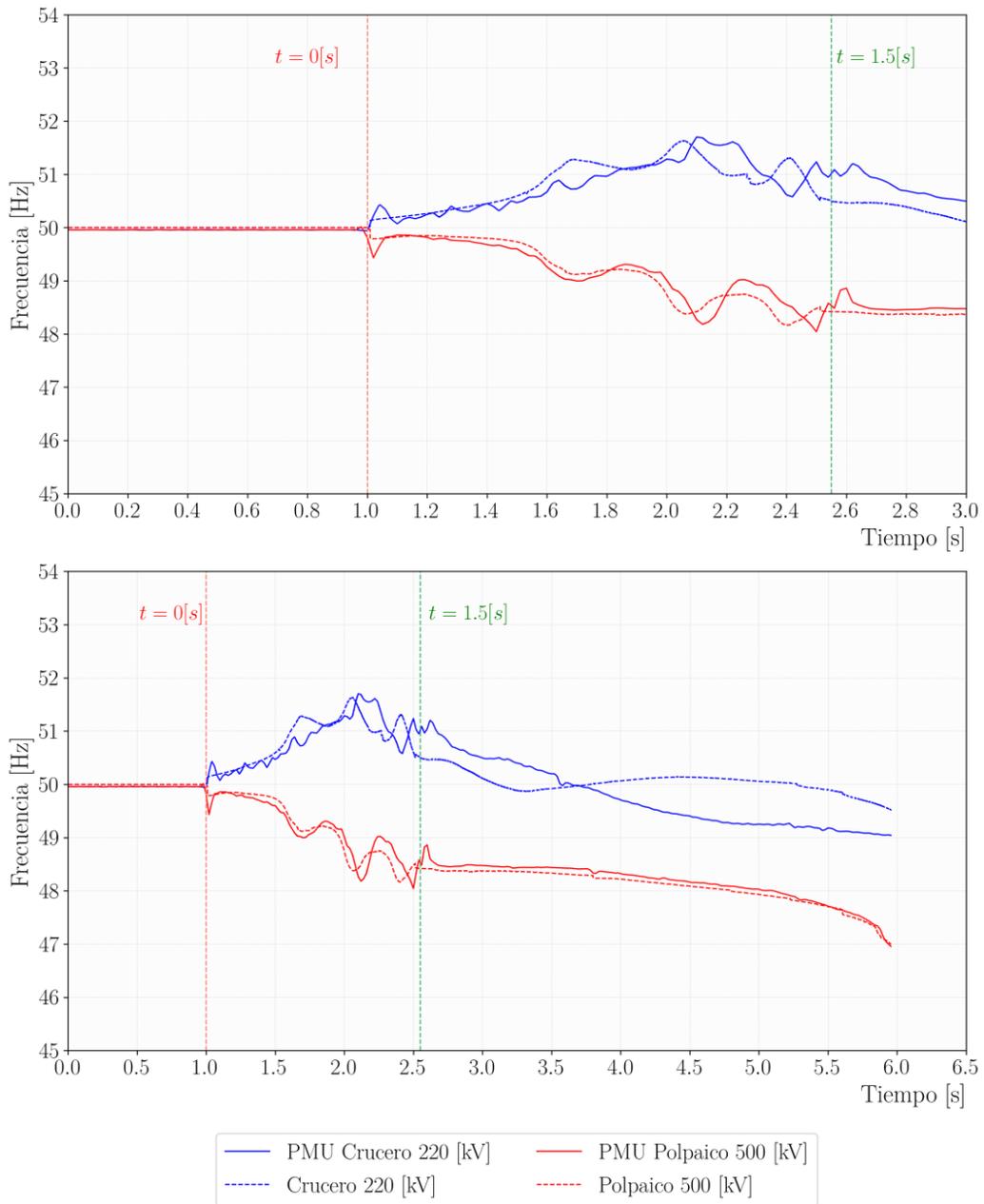


Figura 10—44. Frecuencia en Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar – Caso 3.a.

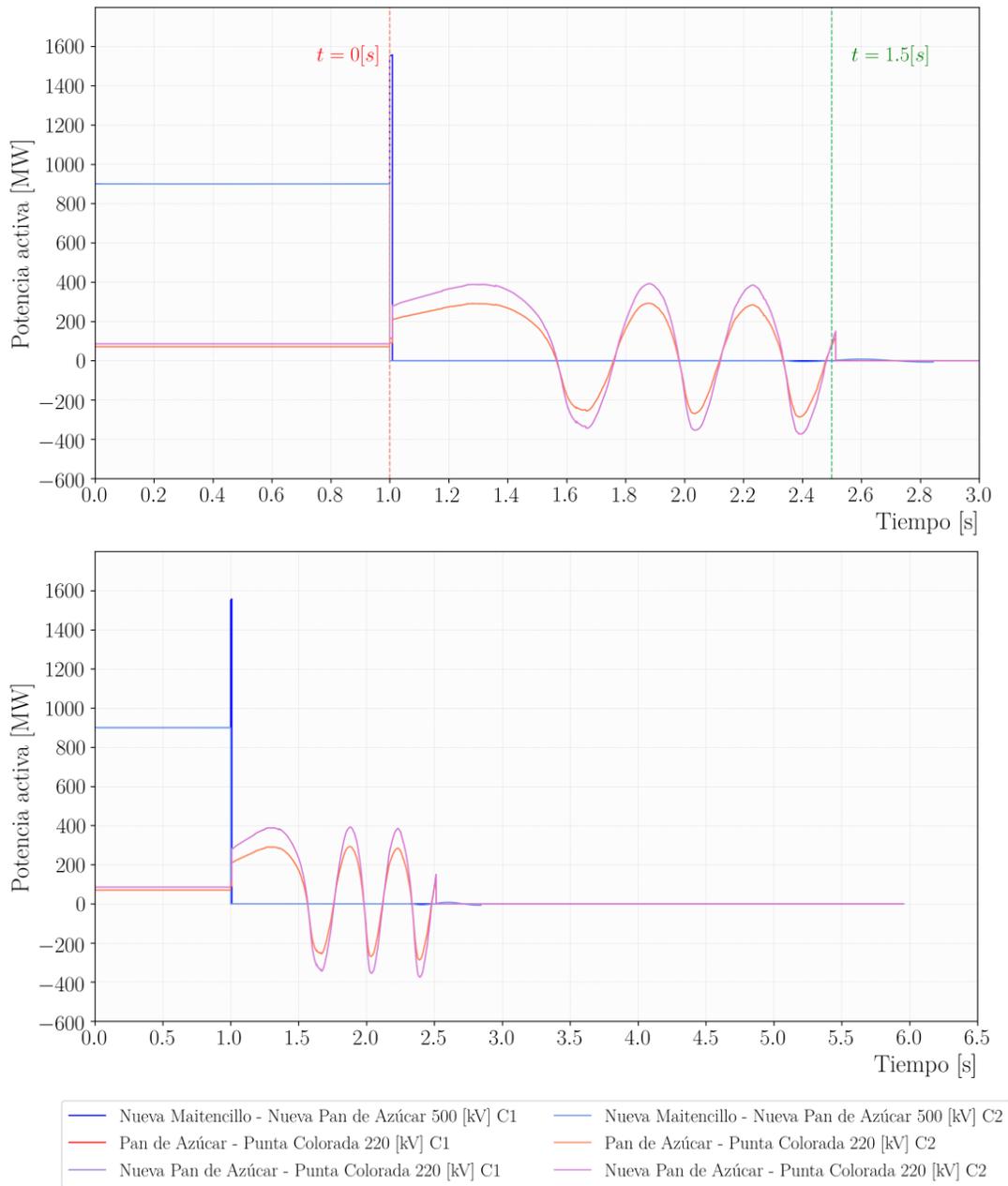


Figura 10—45. Flujos de potencia activa en zona de apertura – Caso 3.a.

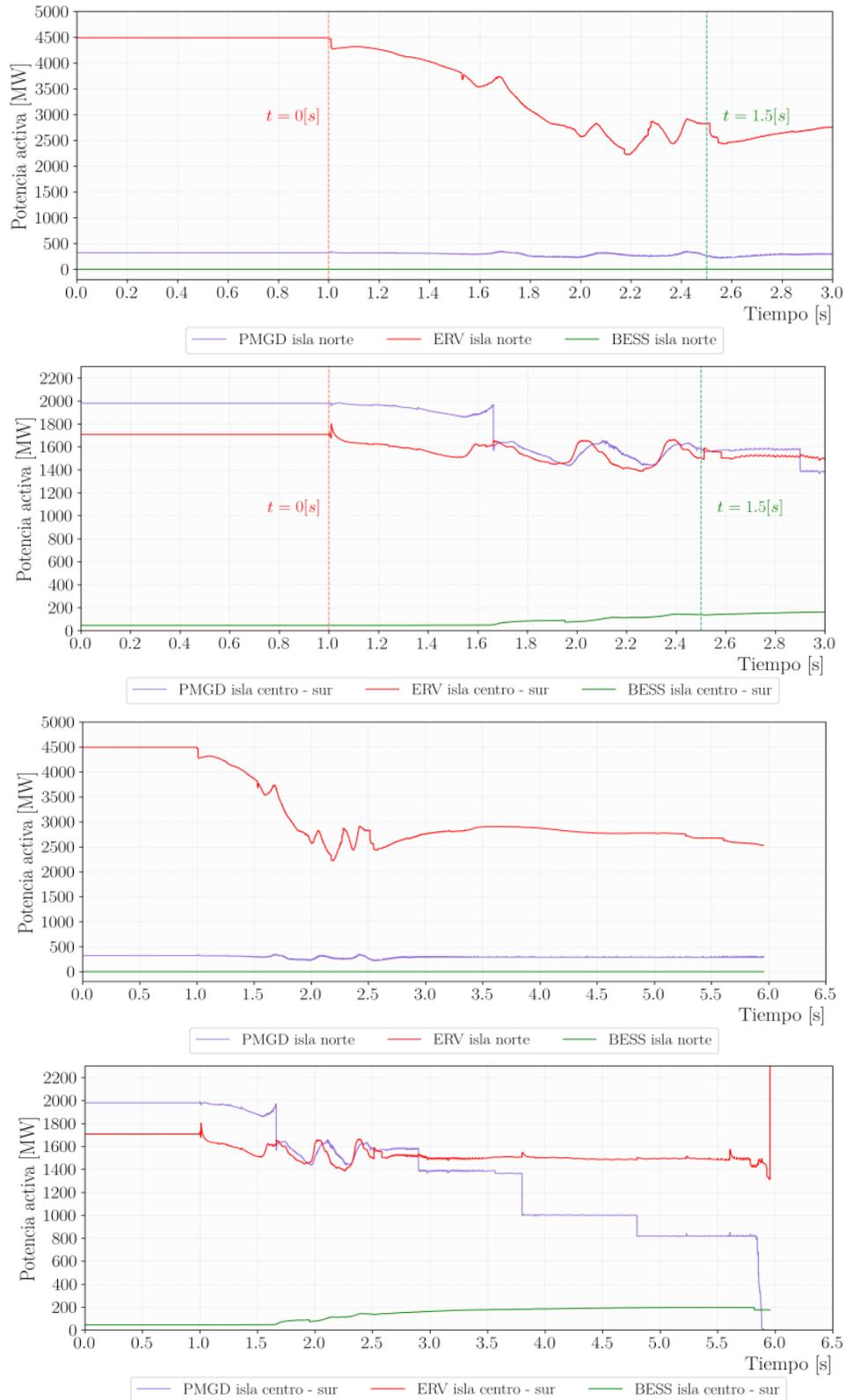


Figura 10—46. Potencia activa generada por tecnologías renovables, por islas – Caso 3.a.

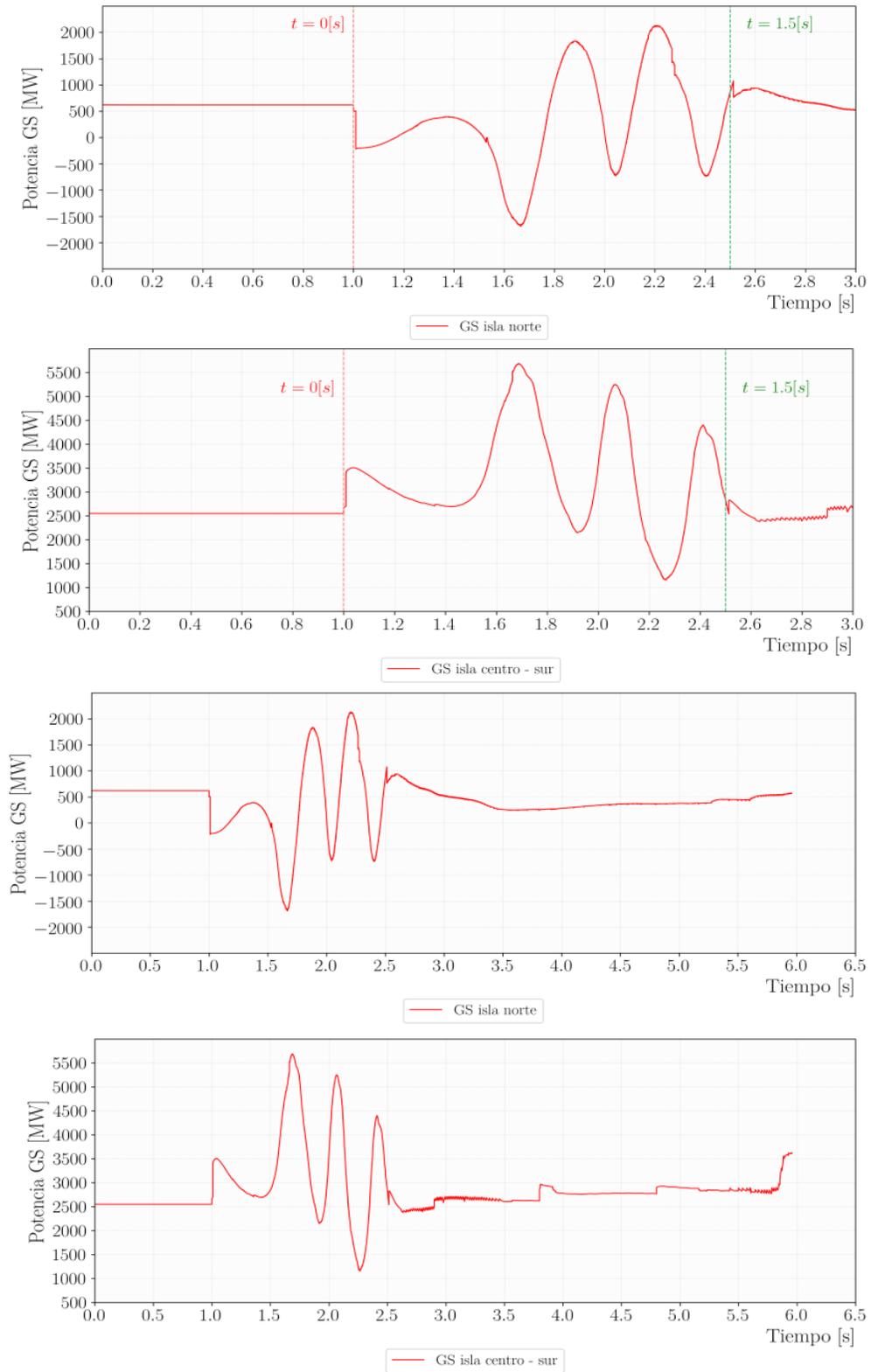


Figura 10—47. Potencia activa generada por centrales convencionales, por islas – Caso 3.a.

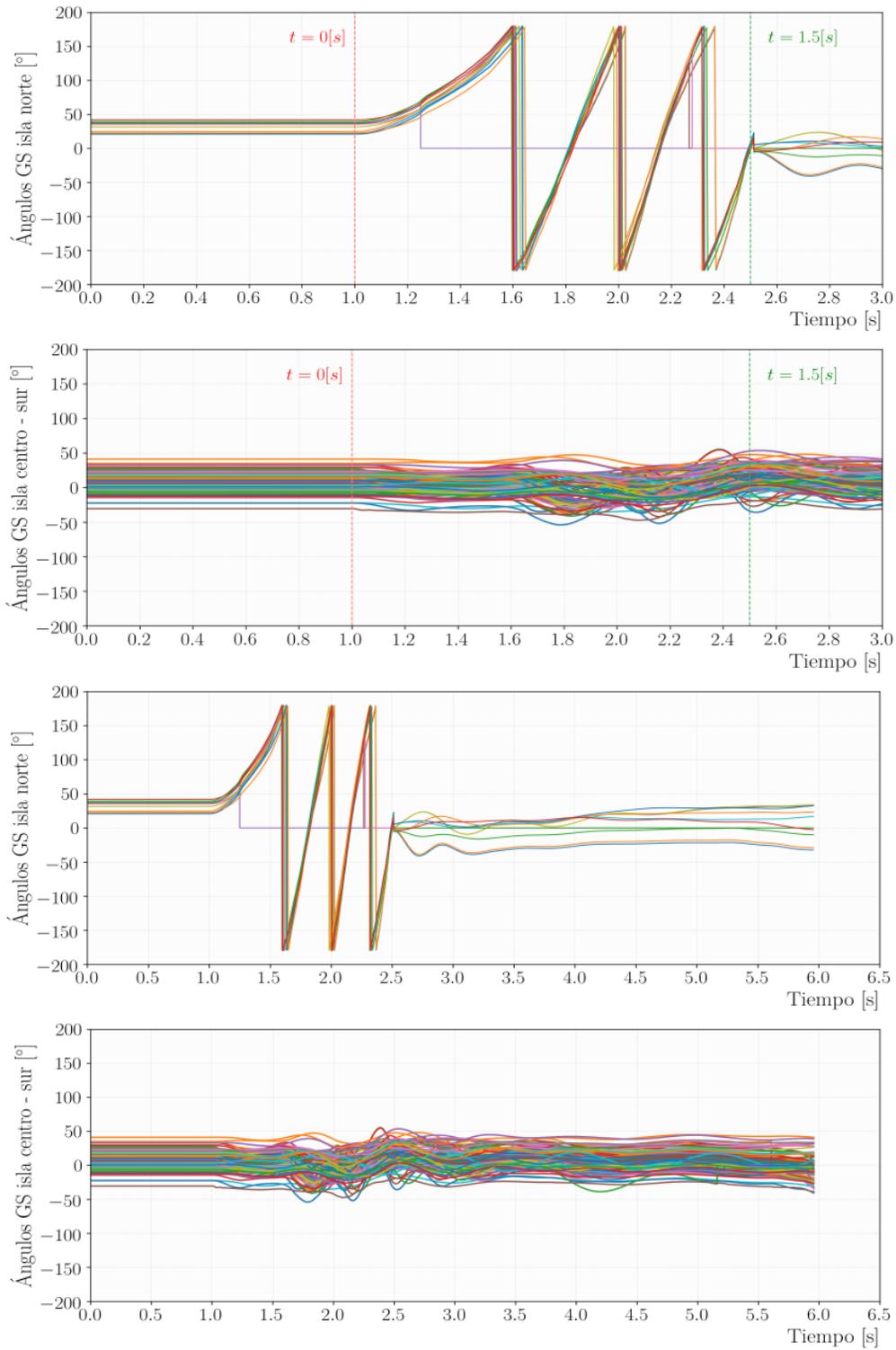


Figura 10—48. Ángulos de generadores convencionales, por islas – Caso 3.a.

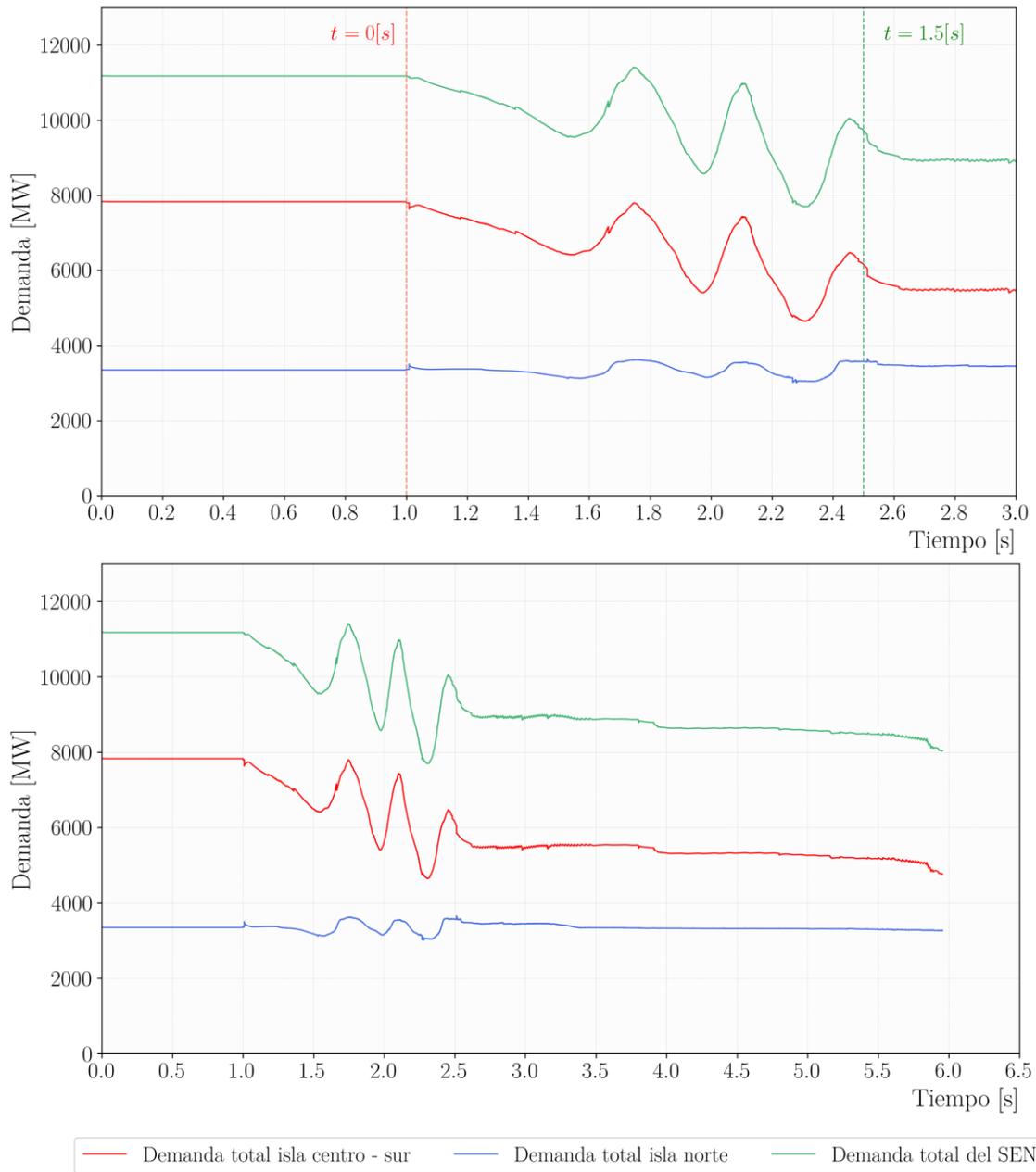


Figura 10—49. Carga total de SEN, por islas – Caso 3.a.

Anexo 4: Oficio DE00170-20



Santiago, 15 de enero de 2020

DE 00170-20

Señor
Encargado Titular
Empresas Coordinadas
(según lista de distribución)
Presente

Ref.: Instruye implementación de esquema de Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) de la zona Norte del SEN.

De nuestra consideración:

Nos referimos al “Estudio para el Diseño de detalle del PDCE de la zona norte del SEN”, disponible en la página web del Coordinador, en el link: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/interconexion/contingencias-extremas-y-planes-de-defensa-zona-norte-del-sen/2019-estudio-para-diseno-de-detalle-pdce-zona-norte-del-sen/> .

Al respecto, y de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3-4 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) donde se indica que los propietarios de las instalaciones involucradas, deberán implementar, operar y mantener el equipamiento que se requiera, según el diseño y los objetivos de los planes de defensa y los requisitos técnicos que establezca el Coordinador, instruimos a usted proceder con la implementación de los recursos estabilizantes en lo que respecta a las instalaciones de propiedad de su representada.

Para estos efectos, y en forma adicional al Estudio indicado, adjuntamos en Anexo, el documento “Requerimientos Mínimos para la Implementación del Plan de Defensa por Contingencias Extremas”, el cual contiene especificaciones de los recursos y automatismos que conforman el Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas de la zona norte del SEN y que deberán implementar en conjunto los Coordinados TEN S.A., Interchile S.A. y Transelec S.A.

Por otra parte, para presentarles el PDCE y los respectivos recursos instruidos, resolver dudas y coordinar el inicio y cronograma de trabajo para la implementación de los automatismos, lo invitamos a una reunión a realizarse el 21 de enero de 2020 de 14:30 a 16:00 horas, en nuestras oficinas ubicadas en calle Teatinos 280, piso 12.

Anexo 5: Oficio DE02449-21



Santiago, 26 de mayo de 2021

DE 02449-21

Señor
Encargado Titular
Empresas Coordinadas
(según lista de distribución)
Presente

Ref.: Solicita estado de avance del proyecto de implementación de recursos para el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) de la Zona Norte.

[1] Carta DE 00170-20 del 15 de enero de 2020.

De mi consideración:

Me refiero al proyecto de implementación de los recursos de control de estabilidad, tensión y sobrecargas que hace parte del PDCE de la Zona Norte, instruida mediante la carta de la referencia [1], y que se está llevando a cabo en conjunto por las empresas Interchile S.A., Transmisora Eléctrica del Norte S.A. y Transelec S.A.

Al respecto, solicito a usted enviarnos el estado de avance del proyecto de implementación y un detalle de los principales hitos realizados, a más tardar el día 2 de junio de 2021. Cabe señalar que, la implementación del proyecto se debe llevar a cabo el segundo semestre de este año.

Ante cualquier consulta o requerimiento sobre esta materia, favor tomar contacto vía correo electrónico con los señores Juan Manuel Arbeláez (juan.arbelaez@coordinador.cl) y Alberto Trigueros B. (alberto.trigueros@coordinador.cl).

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,



Ernesto Huber J.
Gerente de Operación
Coordinador Eléctrico Nacional

GO/SGESO/DMAP
c.c.:
Archivo DE

Anexo 6: Oficio Solicitud No AU004T0048688



Santiago, 30 de julio de 2025

**SEÑOR
RICARDO ÁLVAREZ MALEBRÁN
PRESENTE**

Ref.: Solicitud N° AU004T0048688

De mi consideración:

Esta Superintendencia ha recibido su solicitud de información, en la que manifiesta: *"Estimados/as, Junto con saludar, me dirijo a ustedes para solicitar el detalle de las multas y/o acciones cursadas por la SEC por los incumplimientos reportados por el Coordinador Eléctrico Nacional en los Informes Anuales del Grado de Cumplimiento de Coordinados, correspondientes a los años 2023, 2024 y 2025. En particular, se solicita: - Identificación del coordinado multado (nombre de la empresa). - Descripción del incumplimiento (según lo informado por el Coordinador). - Monto de la multa aplicada. - Fecha de la resolución o acto administrativo que la cursó. - Estado actual del proceso. Agradezco desde ya su atención y quedo atento/a a cualquier aclaración adicional que requieran respecto a esta solicitud."* Al respecto, le informamos lo siguiente:

1. De conformidad con lo dispuesto en el **artículo 1-14 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)**, el Coordinador tiene la obligación de elaborar y remitir a esta Superintendencia un informe anual sobre el grado de cumplimiento de los agentes coordinados con las obligaciones que les imponen las normas técnicas, los procedimientos y demás disposiciones aplicables.
2. No obstante, dicho informe anual **no tiene la naturaleza de una denuncia formal**, en los términos establecidos en el **Artículo 212°-4 del DFL N°4/20018 (Ley Eléctrica)**. Esta disposición establece que corresponde al **Consejo Directivo del Coordinador** efectuar las denuncias fundadas ante la Superintendencia, en caso de detectar presuntos incumplimientos por parte de los coordinados, en el marco de sus funciones de supervisión y vigilancia del cumplimiento de la normativa técnica.
3. Al respecto, **el Consejo Directivo del Coordinador no ha efectuado denuncias formales** ante esta Superintendencia, relativas a los informes anuales antes referidos, razón por la cual **no se ha dado inicio a procedimientos administrativos sancionatorios, y por lo tanto, no se han cursado multas ni medidas administrativas relacionadas con dicha información.**



En consecuencia, y considerando que no se han configurado las denuncias requeridas conforme al marco normativo vigente, **no existen antecedentes que permitan dar cumplimiento a lo solicitado en cuanto a multas, resoluciones sancionatorias u otros actos administrativos vinculados a los informes anuales del Coordinador para los años 2023, 2024 y 2025.**

Con esta respuesta, su solicitud de información se tendrá por tramitada de acuerdo con la Ley N° 20.285 sobre Acceso a la Información Pública.

Sin otro particular, le saluda atentamente,

"Por orden del Superintendente, en virtud de la Resolución Exenta N° 483 de 2015"

A blue ink signature of Javier Assereto Cortés is written over a circular stamp. The stamp contains the text "SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES" around the perimeter and "DEC" in the center. Below the signature, the text "JAVIER ASSERETO CORTÉS" and "Jefe de Participación y Experiencia Ciudadana Superintendencia de Electricidad y Combustibles" is printed.

JAVIER ASSERETO CORTÉS
Jefe de Participación y Experiencia Ciudadana
Superintendencia de Electricidad y Combustibles

RGA/pbd
Distribución:
Destinatario: ricardo.alvarezma@usm.cl
DEC

11. Referencias

- [1] CNE, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>
- [2] CEN, “Estudio para análisis de falla 089/2025: Desconexión forzada de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar”, 18 marzo 2025. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/03/EAF-089-2025.pdf>.
- [3] CEN, “Anexo N°2: Detalle de la generación real para los días 25 y 26 de febrero de 2025”, 18 marzo 2025. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/03/Anexos-EAF-089-2025.pdf>.
- [4] CEN, “Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial 2024”, 31 junio 2024. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/modulo-de-medicion-fasorial/estudio-2024/>.
- [5] CEN, “Registro de Medidas (PRMTE)”, 2025. [En línea]. Available: <https://medidas.coordinador.cl/registro/>.
- [6] CNE, “DE03778-24”, 26 julio 2024. [En línea]. Available: <https://cartas.coordinador.cl/show/66a3d62c3563571e83b7ed4d>
- [7] CEN, “Anexo N°8 del EAF del 25F”, 9 abril 2025. [En línea]. Available: https://cdec365-my.sharepoint.com/personal/diego_orellana_coordinadorelectrico_cl/_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Fdiego%5Forellana%5Fcoordinadorelectrico%5Fcl%2FDocuments%2FDocuments%2FANEXOS%20EAF%20089%2D2025%2FAnexo%20N%C2%B08&ga=1
- [8] CEN, “Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga”, 5 noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/2020-estudio-de-edac/>
- [9] CEN, “Estudio Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas”, 17 diciembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/2024-plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/>
- [10] CEN, «Informe de SSCC 2025,» 20 diciembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/isscc/ano-2025/informe-de-sscc-2025-version-definitiva-diciembre-2024/informe-de-sscc-2025-version-definitiva-diciembre-2024-informe-de-sscc-2025-version-definitiva-diciembre-2024/>
- [11] CEN, “Estudio PDC 2020”, 17 noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/2020-plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/>
- [12] CEN, “Estudio para Diseño de Detalle PDCE Zona Norte del SEN”, 9 abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-especificos-para-la-operacion/interconexion/contingencias-extremas-y-plan-de-defensa-zona-norte-del-sen/2019-estudio-para-diseno-de-detalle-pdce-zona-norte-del-sen/>
- [13] CEN, “Estudio Preliminar ERST 2024”, 31 Diciembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/2024-restricciones-en-el-sistema-de-transmision/>
- [14] CNE, “Norma Técnica de Servicios Complementarios”, [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/normativa-servicios-complementarios/norma-tecnica-de-sscc/>

[15] Ley 20.018, “Ley General de Servicios Eléctricos”, [En línea]. Available: