

Santiago, 27 de mayo de 2025
DE03157-25

Señor
Cristian Illanes Mujica
Jefe División de Ingeniería de Electricidad (S)
Superintendencia de Electricidad y Combustibles
Presente

Ref.: Caso Times N°2203742. Responde Oficio ordinario Electrónico N° 282588 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) de fecha 12 de mayo de 2025.
Responde Ingreso OP01155-25.

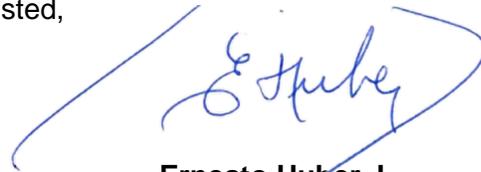
De mi consideración:

Mediante la presente, me refiero a su Oficio Electrónico N° 282588, en el cual la Superintendencia solicita a este Coordinador entregar una serie de antecedentes que derivan de la revisión y análisis del EAF 089/2025.

Al respecto, en Anexo a la presente comunicación se da respuesta a cada uno de sus requerimientos, con la información y análisis con que este Coordinador cuenta a la fecha. Cabe señalar que, los requerimientos de su Oficio serán complementados, una vez concluido el proceso de compilación y revisión de la información solicitada a las empresas coordinadas, así como los estudios específicos destinados a simular la evolución del sistema, conforme al comportamiento de las correspondientes instalaciones del SEN.

Finalmente, quedo a su disposición para atender a cualquier consulta adicional que pueda surgir de la respuesta al oficio de la referencia.

Sin otro particular, saluda atentamente a Usted,



Ernesto Huber J.
Director Ejecutivo
Coordinador Eléctrico Nacional

VMA/CMH/RBS/GZV/REV/agc
Incl.: cartas indicadas en Anexo.
c.c.:

Sr. Jack Nahmías Suárez - Jefe Unidad Técnica de Generación y Transporte de Electricidad de la SEC
Sr. Rodrigo Espinoza V.- Gerente de Operación
Srta. Gretchen Zbinden V.- Subgerenta de Análisis y Soporte Operacional
Sr. Rodrigo Barbagelata S. – Director Unidad de Regulación
Sra. Consuelo Mengual H. – Directora Unidad Legal

Anexo 1: Respuesta a Oficio Ordinario Electrónico N°282588 de fecha 12 de mayo de 2025.

1. Consulta SEC: Punto 7.3. EAF 89/2025, Operación de protecciones en la Isla de la zona Norte

- a) Razones que expliquen por qué no estaban en servicio centrales que pudieran garantizar el desprendimiento por EDAG hasta el escalón 4. Indicar el monto comprometido por cada central en cada escalón de EDAG y en que S/E estaba instalado.

Respuesta:

El despacho de generación se realiza por orden de mérito de acuerdo con el programa de operación diario vigente para garantizar la operación a mínimo costo del SEN cumpliendo con las restricciones operacionales de las instalaciones y los criterios de seguridad establecidos en la normativa, particularmente el criterio N-1. Esta programación diaria económica, junto con la variabilidad propia de la generación ERV-principalmente solar en la zona norte- y sumado a los recortes de generación ERV debido a limitaciones en el sistema de transmisión o debido al costo marginal cero generalizado (exceso de oferta), hacen que, para preservar la seguridad de operación a través del EDAG del PDCE, sea infactible implementar un esquema de sobrefrecuencia convencional en el que cada unidad generadora tiene asignado un escalón fijo de operación, siendo necesario implementar un EDAG dinámico que se haga cargo de toda esa variabilidad e incertidumbre.

De esta manera, el EDAG de la zona norte (EDAG-ZN) para la Contingencia Extrema (CEX), asociada al PDCE de la Zona Norte (pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre), fue diseñado mediante una celda de control maestra (implementada por ENGIE S.A. en S/E Antofagasta), que es la encargada de recibir las señales de las diversas variables de terreno, principalmente el nivel de generación de centrales y parques en tiempo real que están integradas al esquema, y de realizar los cálculos de acuerdo al algoritmo especificado, enviando la asignación del escalón que cada unidad generadora debe tener ajustada y activada en su protección de sobrefrecuencia, para el caso que en ese momento se produzca un evento que requiera su operación.

Así, el algoritmo de la celda maestra asigna de forma dinámica los escalones de desprendimiento para completar los montos de generación objetivos a desprender en cada uno de los siete escalones, donde los cinco primeros son ajustes instantáneos de frecuencia absoluta y los dos últimos por tasa de variación de frecuencia con supervisión de frecuencia absoluta, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N°1: Escalones y montos de desprendimiento asociados al EDAG CEx Zona Norte

Escalón	Ajuste de frecuencia	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

Para efectos de realizar la asignación de las unidades para completar la potencia objetivo de cada escalón (desde el I al VII), además del estado de despacho de generación de cada unidad, el algoritmo considera la siguiente prioridad por tecnología de generación:

Tabla N°2: Prioridad de Asignación de Unidades a Escalones EDAG CEx Zona Norte

Prioridad de Asignación a escalón EDAG-ZN	Tecnología
1	Renovable variable (PE y PFV)
2	Turbinas a Vapor CC
3	Turbinas de Gas de CC
4	Turbinas de Vapor

Esta prioridad tiene por objetivo disminuir la probabilidad de desconectar unidades térmicas que presentan mayor inercia y mayor tiempo de reposición en caso de desconexión.

Las unidades instruidas para que formen parte del esquema EDAG CEx de la Zona Norte, considerando tanto las existentes como los proyectos en proceso de conexión, son las siguientes:

Tabla N°3: Unidades Instruidas a integrarse al esquema EDAG CEx Zona Norte

Unidad/Central/Parque ⁽¹⁾		
Angamos U1	La Huayca II	PFV Tamaya Solar ⁽²⁾
Angamos U2	María Elena	PFV Willka ⁽²⁾
CC Kelar	PFV Granja Solar	PFV Andes Solar ⁽²⁾
Cochrane U1	PAS2	PFV Atacama Solar ⁽²⁾
Cochrane U2	PAS3	PFV Llanos del Viento ⁽²⁾
CTA	PE Sierra Gorda	PE Tchamma ⁽²⁾
CTH	Solar Jama	PE Horizonte ⁽²⁾
CTM3 –TG	Uribe Solar	PFV Andes IV ⁽²⁾
CTM3 – TV	Valle de los Vientos	PE Antofagasta ⁽²⁾
IEM	PE Calama	PE Ckhúri ⁽²⁾
U16	PFV Capricornio	PFV Estela Solar (ex Aurora Solar) ⁽²⁾⁽³⁾
Cerro Dominador PV	PE Cerro Tigre ⁽²⁾	PE Lomas de Taltal ⁽²⁾
Cerro Dominador CSP	PFV Las Salinas ⁽²⁾	PFV CEME 1 ⁽²⁾
Cerro Pabellón	PFV Nuevo Quillagua ⁽²⁾	PFV Gabriela ⁽²⁾⁽³⁾
Finis Terrae	PFV Pampa Tigre ⁽²⁾	PFV Taira (ex Tocopilla) ⁽²⁾⁽³⁾
FV Bolero	PFV Santa Isabel ⁽²⁾	
Huatacondo	PFV Sol del Desierto ⁽²⁾	

⁽¹⁾ Generación considerada en el EDAG ZN

⁽²⁾ Unidades ERV en operación, instruidas adicionalmente a fines de 2024 para integrarse al EDAG ZN

⁽³⁾ Unidades ERV adicionales, prontas a entrar en operación, instruidas a fines de 2024 para integrarse al EDAG ZN

Las unidades ERV, adicionales a las consideradas en el diseño original, fueron instruidas a fines del año 2024, a efectos de complementar el monto de desprendimiento de generación disponible, siendo determinadas considerando como criterio el tener una potencia nominal superior a los 100 MW. Las unidades instruidas en esta etapa (existentes y prontas a entrar en servicio) tienen como fecha límite para integrarse al EDAG CEx Zona Norte en diciembre de 2025.

En resumen, el despacho de generación se realiza por orden de mérito, considerando las restricciones operacionales y el criterio N-1, y es la celda de control maestra, concebida en el diseño del PDCE, la que se hace cargo de enviar ajustes para las protecciones de sobrefrecuencia de las centrales que estén en servicio y conectadas a dicha celda, siguiendo la prioridad establecida para estos efectos.

b) En la página 303 del EAF 89 se señala que la isla Norte *“desde su inicio presentó tensiones elevadas, contando con limitados recursos de control dinámico de tensión.”* Se solicita a ese Coordinador detallar cuáles eran esos recursos limitados y si el Coordinador estaba en conocimiento de esas limitantes, explicar por qué no definió una forma de operar de acuerdo con los medios existentes de control de tensión en dicha zona.

Respuesta:

Es necesario aclarar que lo señalado en el EAF respecto de la cita: *“desde su inicio presentó tensiones elevadas, ...”* se refiere desde el momento en que se conformó la isla norte, no durante la operación normal de esa zona previo al evento. Lo anterior, se puede apreciar en el gráfico del numeral 7.3 del EAF (que muestra en particular las tensiones en las barras Chacaya y Crucero 220 kV), donde las tensiones se mantuvieron operando, por un tiempo, dentro de la banda de operación correspondiente.

Por otro lado, el PDCE de la Zona norte considera en su diseño la conexión de reactores y aperturas de línea, estando su implementación pendiente por parte de los Coordinados TEN, Interchile y Transelec.

No obstante lo anterior, las limitaciones de recursos para el control de tensión han sido analizadas en el Estudio de Control de Tensión y Reservas de Potencia Reactiva, particularmente en la última versión publicada, situación que también ha sido informada en el Informe anual de cumplimientos según el Art. 1-14 de la NTSyCS. De hecho, en el capítulo 8 de dicho informe se indica que *“se observan condiciones operacionales locales donde, considerando los recursos disponibles, la apertura de líneas y el puenteo de condensadores serie resultó ser la única solución técnica disponible para mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecido en la NT. Estas condiciones operativas locales se producen principalmente en las zonas Norte Grande, Norte Chico y Sur del SEN y se producen debido a que las instalaciones de transmisión no están debidamente auto compensadas para condiciones de bajas transferencias.”*

c) Explicar las razones por la que operaron las Barras de 220 kV de las SS/EE Domeyko y Escondida, así como otras centrales de generación que empeoraron las condiciones de estabilidad del sistema norte.

Respuesta:

• **Barras 220 kV de las SS/EE Domeyko y Escondida:**

En respuesta a la carta del Coordinador DE02481-25, de fecha 28/04/2025, el Coordinado Minera Escondida, mediante carta E-36-2025 de fecha 30/04/2025, remitió antecedentes que permiten explicar la operación de los módulos de sobretensión que provocaron las desconexiones de las barras 220 kV de las SS/EE Domeyko y Escondida.

Las barras 220 kV N°1 y N°2 de las SS/EE Domeyko y Escondida cuentan con relés GE UR-B90, que implementan las protecciones diferenciales de barra. Los mencionados relés no cuentan con módulos predefinidos de sobretensión, sin embargo, los relés permiten la confección de bloques lógicos diseñados por el usuario (herramienta *“Flexlogic”* de los relés). Es a través de dicha herramienta que se implementan para las barras 220 kV de las SS/EE Domeyko y Escondida bloques lógicos que actúan como protecciones de sobretensión.

Los ajustes de las protecciones de sobretensión, implementadas mediante la herramienta *“Flexlogic”*, para las barras 220 kV de las SS/EE Domeyko y Escondida, son los siguientes:

Pickup = 246.62 kV

Tiempo de operación = 2 segundos

De acuerdo con registros de la red WAMS y del sistema SCADA del Coordinador, se aprecia que durante el periodo que se mantuvo en servicio la isla norte se presentaron las condiciones sistémicas para la operación de los módulos de sobretensión habilitados en las protecciones diferenciales de las barras 220 kV de las SS/E Domeyko y Escondida.

Por lo tanto, la razón de la operación de los módulos de sobretensión de los relés GE UR-B90 de las barras 220 kV de las SS/EE Escondida y Domeyko, corresponde a las sobretensiones a las que se vieron expuestas las mencionadas barras, debido a que la isla norte se encontraba en un punto de operación inestable producto de la configuración del despacho posterior a la actuación del esquema EDAG y la evolución de la generación ERV que quedó en servicio luego de la formación de esta isla.

- **Desconexión de Centrales en la Zona Norte:**

Respecto a la desconexión de Centrales de la Zona Norte mencionadas en este apartado del EAF, nos referiremos a aquellas desconectadas en la isla Norte del SEN y que no participaron del EDAG, y que al momento de realizar el EAF no se contaba con antecedentes suficientes para emitir un pronunciamiento respecto a su desconexión o aquellas que, de acuerdo a los antecedentes recibidos, tenían una evaluación incorrecta respecto a la protección operada. La tabla siguiente especifica los antecedentes adicionales recibidos a la fecha y la evaluación de estos:

Tabla N°4: Unidades desconectadas en Isla Norte del SEN, con antecedentes incompletos a la fecha de emisión de EAF

Unidad	Análisis EAF 089/2025	Análisis adicionales a la fecha	Evaluación
PFV Cerro Dominador	Sin Información de protecciones operadas PFV se desconecta a las 15:16 horas por la apertura del interruptor 52J2 de S/E Cerro Dominador. Sin información respecto a la operación del EDAG fase 0.	Se solicitó a la empresa Cerro Dominador CSP S.A, mediante carta DE02239-25 de fecha 15/04/2024, antecedentes aclaratorios respecto del comportamiento del EDAG Fase 0 implementado en el PFV Cerro dominador. Mediante carta EIG-CSP-CM-LT-044 la empresa remite registros oscilográficos que dan cuenta de la operación de una protección de sobre frecuencia cuya operación coincide con el comportamiento esperado del EDAG Fase 0 declarado.	Correcta
PFV Huatacondo	Sin Información de protecciones operadas PFV se desconecta a las 15:16 horas. Sin registros que permitan determinar la protección operada que provocó su desconexión.	Se solicitó a la empresa AustrianSolar Chile Cuatro SpA, mediante carta DE02267-25 de fecha 15/04/2024, antecedentes aclaratorios respecto del comportamiento del EDAG Fase 0 implementado en el PFV Huatacondo y de los sistemas de protección que provocaron la desconexión del parque. Mediante correo electrónico del 14/05/2025 se insistió en dar respuesta a la carta DE02267-25. Mediante correo electrónico del 20/05/2025 la empresa remite antecedentes donde declara la operación de una protección de sobretensión del paño JT1 de S/E Santa Rita. El registro oscilográfico enviado no permite concluir el comportamiento de la protección al no disponer de una estampa de tiempo. Tampoco la empresa remite información respecto del estado del EDAG Fase 0.	Faltan antecedentes
PFV Uribe Solar	Sin Información de protecciones operadas Sin información respecto de la operación del EDAG Fase 0. La empresa señala que el PFV no registró operación de protecciones.	Se solicitó a la empresa Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA, mediante carta DE02269-25 de fecha 15/04/2024, antecedentes aclaratorios respecto del comportamiento del EDAG Fase 0 implementado en el PFV Uribe y de los sistemas de protección que provocaron su desconexión. Mediante correo electrónico del 14/05/2025 se insistió en que se de respuesta a la carta DE02269-25.	Faltan antecedentes

Unidad	Análisis EAF 089/2025	Análisis adicionales a la fecha	Evaluación
		Mediante carta FNG5-001-25 del 19/05/2025 la empresa solicita una extensión de plazo para dar respuesta a las consultas.	
PFV Jama	Sin Información de protecciones operadas Sin información respecto de la operación del EDAG Fase 0. la empresa señala que el PFV no registró operación de protecciones.	Se remitió carta DE02268-25 solicitando antecedentes aclaratorios sobre los sistemas de protección que provocaron la desconexión del PFV Solar Jama y el estado del EDAG Fase 0 en dicho parque. Mediante correo electrónico del 14/05/2025 se insistió en que se de respuesta a la carta DE02268-25. A la fecha de emisión de este documento, no se cuenta con una respuesta por parte de la empresa.	Faltan antecedentes
PFV Bolero	Sin Información de protecciones operadas La empresa declara la apertura de los interruptores 52J13 de S/E Bolero y 52J14 de S/E Laberinto, asociados a la línea 220 kV Laberinto - Bolero, provocando la desconexión del PFV Bolero. No se remiten registros que permitan evaluar las protecciones operadas	Empresa Bolero SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. Se concluye correcta operación de la protección 59 del paño J3 de S/E Bolero	Correcta
PFV La Huayca II	Sin Información de protecciones operadas Coincidente con la desconexión de las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada y 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada, se registra la apertura automática de los interruptores 52BT1 y 52ET1 de S/E La Huayca II, asociados al transformador N°1 66/23 kV del PFV La Huayca II, provocando la desconexión del PFV La Huayca II. No se cuenta con información de las protecciones operadas.	SPS La Huayca S.A remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. La empresa señala que el relé que comandó las aperturas de los interruptores 52BT1 y 52ET1 de S/E Central Solar La Huayca II no registró operación de protecciones. Se investiga la causa de la no generación de registros.	Faltan antecedentes
PE Sarco	Sin Información de protecciones operadas Posterior a la desconexión de las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada y 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada, PE Sarco se desconecta sin información de la protección operada.	Se piden antecedentes mediante carta DE02482-25 del 28/04/2025 Coordinado responde mediante carta AEL042-25 del 30/04/2025. La empresa remite los antecedentes solicitados. Se concluye una correcta operación de la protección de baja tensión del PE Sarco.	Correcta
PFV Pampa Tigre	Operación Incorrecta de Módulo fuente débil de teleprotección de la línea 2x220 kV Seccionadora - Pampa Tigre - Tigre	Se solicitó mediante carta DE02436-25 de fecha 15/04/2024 el estado de avance de la normalización de las protecciones del paño JT1 de S/E Pampa Tigre. Mediante carta CH094-2025 de fecha 17/04/2025 la empresa informa que mediante las solicitudes de trabajo SD N°2025027299 y N°2025027300 se realizó la corrección del ajuste de fuente débil del paño JT1. Adicionalmente, la empresa señala que durante el 05/05/2025 se realizará la corrección de la lógica de la protección 50BF del paño FT1 de S/E Pampa Tigre. No obstante, a la fecha de emisión de este documento la empresa no ha informado que se haya ejecutado dicha normalización.	Incorrecta
PFV Pampa Solar Norte	Sin Información de protecciones operadas Posterior a la desconexión de las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada y 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada, PFV Pampa Solar Norte se desconecta.	Se piden antecedentes mediante carta DE02483-25 del 28/04/2025. Coordinado responde mediante carta SARC-014-25 del 29/04/2025 Se concluye que el PFV Pampa Solar Norte se desconectó por pérdida de tensión en su punto de conexión a la red.	Correcta
HP Chapiquiña	Sin Información de protecciones operadas	Se piden antecedentes mediante carta DE02238-25 del 15/04/2025	Faltan antecedentes

Unidad	Análisis EAF 089/2025	Análisis adicionales a la fecha	Evaluación
	Posterior a la desconexión de las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada y 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada, la unidad N°2 de central Chapiquiña queda conectada en la isla norte con sobretensiones. La unidad contribuye en el control de frecuencia y en el control de tensión absorbiendo reactivos. la unidad se desconecta durante el colapso de la isla eléctrica por activación de su relé maestro.	Coordinado responde mediante carta ENGIE N°116/2025 del 17/04/2025 La empresa no se pronuncia respecto a esta central.	
PFV Coya	Sin Información de protecciones operadas Posterior a la desconexión de las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada y 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada, el PFV Coya queda conectado en la isla norte con sobretensiones. De acuerdo con registros SCADA del Coordinador, se aprecia la reducción de su aporte y cuatro minutos después las aperturas de los interruptores 52J1, 52J2, 52FT11 y 52FT12 de S/E Palpana, asociado al transformador N°1 220/33 kV del PFV Coya.	Se piden antecedentes mediante carta DE02238-25 del 15/04/2025 Coordinado responde mediante carta ENGIE N°16/2025 del 17/04/2025 Mediante carta ENGIE N°16/2025 de fecha 17/04/2025 la empresa remite los antecedentes respecto de la operación de protecciones de los paños FT11 y FT12 de S/E Palpana, asociados al PFV Coya. Se concluye correcta operación de la protección de sobretensión de los paños FT11 y FT12 de S/E Palpana.	Correcta
PFV Tamaya Solar	Sin registros de protecciones operadas Posterior a la desconexión de las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada y 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada, el PFV Tamaya Solar queda conectado en la isla norte con sobretensiones. De acuerdo con registros SCADA del Coordinador, se aprecia la reducción de su aporte sin aperturas de interruptores. El Coordinado declara la operación de protecciones de baja tensión en los paños MT, pero faltan registros.	Se piden antecedentes mediante carta DE02238-25 del 15/04/2025. Coordinado responde mediante carta ENGIE N°116/2025 del 17/04/2025 La empresa no se pronuncia respecto a esta central.	Faltan antecedentes
PFV De Los Andes	Sin Información No se dispone del Informe de Falla de 5 días con los antecedentes para pronunciarse sobre el desempeño de protecciones.	Fotovoltaica de Los Andes SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. Se concluye correcta operación de la protección de baja frecuencia del paño E3 de S/E Andes, asociado al PFV De Los Andes.	Correcta
PFV del Desierto	Sin Información No se dispone del Informe de Falla de 5 días con los antecedentes para pronunciarse sobre el desempeño de protecciones.	Fotovoltaica Del Desierto SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. Se concluye correcta operación de la protección de baja frecuencia del paño E4 de S/E Andes, asociado al PFV Del Desierto.	Correcta
PFV La Cruz Solar	Sin registros de protecciones operadas. Posterior a la desconexión de las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada y 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada, PFV La Cruz Solar queda conectado en la isla norte con sobretensiones. No se dispone de registros que permitan analizar las protecciones declaradas.	Fotovoltaica Norte Grande 1 SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. Antecedentes no permiten acreditar la protección de sobretensión operada.	Faltan antecedentes
PFV Javiera	Sin Información de protecciones operadas Del Informe de falla de 5 días del Coordinado no es posible determinar si se registraron	Javiera SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días.	Correcta

Unidad	Análisis EAF 089/2025	Análisis adicionales a la fecha	Evaluación
	operación de protecciones. De los registros SCADA del Coordinador no se aprecia la apertura de interruptores AT o MT.	Se concluye que el PFV Javiera se desconectó por pérdida de tensión en su punto de conexión a la red.	
PFV Salvador	Sin Información de protecciones operadas No se dispone del Informe de Falla de 5 días con los antecedentes para pronunciarse sobre el desempeño de eventuales protecciones operadas. Según SCADA del Coordinador el PFV El Salvador no presente la apertura de interruptores AT o MT.	PV Salvador S.A. remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. Se concluye correcta operación de la protección de sobre frecuencia que provoca la apertura del interruptor 52H1 de S/E Central PV Salvador.	Correcta
PFV San Andrés	Sin Información de protecciones operadas No se dispone del Informe de Falla de 5 días con los antecedentes para pronunciarse sobre el desempeño de eventuales protecciones operadas. Según SCADA del Coordinador el PFV El Salvador no presente la apertura de interruptores AT o MT.	PV San Andrés SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. Se concluye correcta operación de la protección de sobre frecuencia de los paños EB1, EB2 y EB3 de S/E Central San Andrés (San Andrés Spa), asociados a los BESS1, BESS2 y BESS3 respectivamente.	Correcta

Finalmente, cabe destacar que actualmente se encuentra en curso un estudio llamado “Asesoría análisis sistémico del evento del día 25/02/2025” encargado a la Universidad de Chile, el que una vez finalizado podría entregar antecedentes adicionales que permitan hacer una evaluación del desempeño de las unidades mencionadas y de los PMGD. Una vez revisado y complementado este estudio con los análisis internos que estamos desarrollando, complementaremos la respuesta a este punto.

2. Consulta SEC: Punto 9.1 EAF 89/2025, Incumplimiento normativo.

En este punto del EAF 89, el Coordinador identifica a una serie de coordinados que no entregaron oportunamente los antecedentes suficientes para concluir su grado de participación en el desmembramiento incontrolado de las islas norte y centro sur.

Se solicita a ese Coordinador como información complementaria, considerando que ha transcurrido un tiempo razonable, la identificación de las instalaciones involucradas (centrales, SS/EE, líneas de transmisión y SS/CC) y las conclusiones sobre el grado de participación de los coordinados individualizados, efectuando un análisis en forma separada para ambas islas (Norte y Centro Sur).

Respuesta:

Respecto a las conclusiones sobre el grado de participación de los coordinados individualizados, dicha información será remitida junto con la respuesta al Oficio Ordinario Electrónico SEC N°284246.

A continuación se da cuenta de los análisis realizados a la fecha, considerando los coordinados que no entregaron información suficiente para realizar un adecuado análisis de sus protecciones operadas, solicitando en cada caso los antecedentes faltantes y/o complementarios recibidos por parte de estos, tanto en generación como en transmisión.

a) A la fecha, el estado de recepción y/o revisión de los antecedentes en lo que respecta a las unidades generadoras, la operación de sus protecciones y su evaluación es el siguiente:

Tabla N°5: Unidades que no pudieron ser evaluadas en su desempeño por antecedentes incompletos a la fecha de emisión de EAF

Instalación	Carta donde se solicita información adicional	Análisis de antecedentes adicionales y/o complementario recibidos	Evaluación
PFV Bolero	Empresa Bolero SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	Se concluye correcta operación de la protección 59 del paño J3 de S/E Bolero	Correcta
PFV La Huayca II	SPS La Huayca S.A remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	La empresa señala que el relé que comandó las aperturas de los interruptores 52BT1 y 52ET1 de S/E Central Solar La Huayca 2 no registró operación de protecciones. Coordinado investiga la causa de la no generación de registros.	Incorrecta
PE Sarco	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02482-25 el 28/04/2025 Coordinado da respuesta mediante carta AEL042-25 del 30/04/2025	La empresa remite los antecedentes solicitados. Se concluye una correcta operación de la protección de baja tensión del PE Sarco.	Correcta
PFV Pampa Solar Norte	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02483-25 del 28/04/2025 Coordinado da respuesta mediante carta SARC-014-25 del 29/04/2025	La empresa señala que el PFV Pampa Solar Norte no registró operación de protecciones. Se concluye que el PFV Pampa Solar Norte se desconectó por pérdida de tensión en su punto de conexión a la red.	Correcta
PFV Coya	Falta de identificación de los sistemas de protección que provocaron la desconexión del PFV Coya, junto con los registros y análisis correspondientes.	Mediante carta ENGIE N°16/2025 de fecha 17/04/2025 la empresa remite los antecedentes respecto de la operación de protecciones de los paños FT11 y FT12 de S/E Palpana, asociados al PFV Coya. Se concluye correcta operación de la protección de sobretensión de los paños FT11 y FT12 de S/E Palpana.	Correcta
PFV Pampa Camarones	PFV Pampa Camarones cuenta con un ajuste de baja frecuencia que no cumple con el Artículo 3-10 de la NTSyCS. Se solicitó mediante carta DE02238-25 de fecha 15/04/2024 un plan de trabajo para la normalización de las protecciones del PFV Pampa Camarones para cumplir con el Artículo 3-10 de la NTSyCS.	Plan de trabajo para la normalización de los ajustes del PFV Pampa Camarones en el EDAG Zona Norte. Mediante carta ENGIE N°16/2025 de fecha 17/04/2025 la empresa se compromete a remitir un plan de trabajo para la regularización de los ajustes de protecciones del PFV Pampa Camarones, para dar cumplimiento al Artículo 3-10 de la NTSyCS. La empresa informó la ejecución de los trabajos para la normalización de la protección de sobre frecuencia del PFV Pampa Camarones durante el día 27/05/2025, a través de la solicitud de trabajo SD N°2025055189.	Incorrecta
HP Chapiquiña, PFV Tamaya Solar, TER Tocopilla	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02238-25 del 15/04/2025 Coordinado da respuesta mediante carta ENGIE N°116/2025 del 17/04/2025	No se pronuncia respecto a HP Chapiquiña, PFV Tamaya Solar y TER Tocopilla.	Faltan antecedentes
PFV De Los Andes	Fotovoltaica de Los Andes SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	Se concluye correcta operación de la protección de baja frecuencia del paño E3 de S/E Andes, asociado al PFV De Los Andes.	Correcta
PFV del Desierto	Fotovoltaica del Desierto SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	Se concluye correcta operación de la protección de baja frecuencia del paño E4 de S/E Andes, asociado al PFV Del Desierto.	Correcta
PFV La Cruz Solar	Fotovoltaica Norte Grande 1 SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe	Antecedentes no permiten acreditar la protección de sobretensión operada.	Faltan antecedentes

Instalación	Carta donde se solicita información adicional	Análisis de antecedentes adicionales y/o complementario recibidos	Evaluación
	de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.		
PFV Javiera	Javiera SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	La empresa señala que el PFV no registró operación de protecciones. Se concluye que el PFV Javiera se desconectó por pérdida de tensión en su punto de conexión a la red.	Correcta
PFV Salvador	PV Salvador S.A. remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	PV Salvador S.A. remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. Se concluye correcta operación de la protección de sobre frecuencia que provoca la apertura del interruptor 52H1 de S/E Central PV Salvador.	Correcta
PFV San Andres	PV San Andrés SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	PV San Andrés SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador una actualización del Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas. Se concluye correcta operación de la protección de sobre frecuencia de los paños EB1, EB2 y EB3 de S/E Central San Andrés (San Andrés Spa), asociados a los BESS1, BESS2 y BESS3 respectivamente.	Correcta
TER CMPC Bucalemu U1	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02447-25 Coordinado responde mediante carta DE04325-25	TER CMPC Bucalemu U1 Protección operada: Sobrefrecuencia. Evaluación: Correcta, ajuste cumple el Art. 3-10 de la NTSyCS Modo operación interruptor: Correcto.	Correcta
TER CMPC Bucalemu U2	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02447-25 Coordinado responde mediante carta DE04325-25	TER CMPC Bucalemu U2 Los registros enviados no permiten determinar la función operada ni el modo de operación del interruptor.	Faltan antecedentes
PE La Esperanza	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02443-25 y DE02954-25 Coordinado responde mediante carta DE05152-25 de fecha 26 de mayo	Señala que ha cargado en plataforma Neomante el IF Antecedentes en revisión	Faltan antecedentes
TER Antihue	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02444-25 Coordinado responde mediante carta DE04317-25	Paño J1 S/E Valdivia Protección operada: baja tensión. Evaluación: Presume correcta. Modo operación interruptor: No se puede determinar.	Se presume correcta
HP Rio Colorado U2	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02261-25 Coordinado responde mediante carta DE03822-25 de fecha 17 abril	Mediante carta DE03822-25 el coordinado entregó los registros solicitados. Sin embargo, los registros disponibles del paño G2 de S/E Central Río Colorado no permiten determinar el elemento de protección operado.	Faltan antecedentes
HP Lircay U1 y U2, HP Mariposas, HP Providencia	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02445-25 Coordinado responde mediante carta DE04276-25	HP Lircay U1 Protección operada: baja tensión, Evaluación: Presume correcta. Modo operación interruptor: No se puede determinar. HP Lircay U2 Protección operada: baja tensión, Evaluación: Presume correcta. Modo operación interruptor: No se puede determinar. HP Mariposas U1	Se presume Correcta

Instalación	Carta donde se solicita información adicional	Análisis de antecedentes adicionales y/o complementario recibidos	Evaluación
		<p>Protección operada: baja tensión, Evaluación: Presume correcta. Modo operación interruptor: No se puede determinar.</p> <p>HP Providencia U1 Protección operada: baja tensión, Evaluación: Presume correcta. Modo operación interruptor: No se puede determinar.</p>	
TER Masisa	-	<p>Si bien Neomas SpA no entregó formalmente un IF de 5 días, hizo entrega por correo de los registros de las protecciones.</p> <p>Protección operada: baja tensión. Evaluación: Presume correcta, Modo operación interruptor: Correcto.</p>	Se presume correcta
PE La Flor	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02446-25 A la fecha no se recibe respuesta	No es posible determinar el elemento de protección operado ni el modo de operación de los interruptores.	Faltan antecedentes
TER Petropower	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02448-25 Coordinado responde mediante carta DE05003-25	Protección operada: sobrecorriente de fase, Evaluación: Correcta. Modo operación interruptor: Correcto.	Correcta
TER Arauco	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02242-25	TER Arauco estaba desconectada.	No aplica
TER Lautaro	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02262-25 Coordinado responde mediante carta DE03851-25	<p>TER Lautaro U1 Protección operada: baja frecuencia, Evaluación: Presume correcta, ajuste cumple el Art. 3-10 de la NTSyCS. Modo operación interruptor: Correcto. TER Lautaro U2 estaba fuera de servicio.</p>	Se presume correcta
HP Puntilla U3	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02266-25 Coordinado responde mediante carta DE03818-25	No es posible determinar el elemento de protección operado ni el modo de operación de los interruptores.	Faltan antecedentes
TER Tarapacá	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02237-25 Coordinado responde mediante carta DE03843-25	<p>TER Tarapacá TGTAR (16:11, 16:11) Protección operada: sobre tensión (59) Evaluación: Concluye correcta Modo operación interruptor: Correcto.</p> <p>TER Tarapacá TGTAR (17:54, 18:30, 19:05, 20:34, 22:02) Protección operada: Perdida de excitación (40) Evaluación: Concluye correcta Modo operación interruptor: Correcto.</p>	Correcta
TER Atacama	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02237-25 Coordinado responde mediante carta DE03843-25	<p>TER Atacama TG1A (18:45, 20:06, 21:22) Protección operada: sobre frecuencia (81O) Evaluación: Concluye correcta Modo operación interruptor: Correcto.</p> <p>TER Atacama TG2A (3:02, 6:02 del 26-02-2025) Protección operada: baja frecuencia (81U) Evaluación: Concluye correcta Modo operación interruptor: Correcto.</p>	Correcta
HE Rapel	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02237-25 Coordinado responde mediante carta DE03843-25	<p>HE Rapel U2 (15:51) No es posible determinar el elemento de protección operado (se observan elementos que se activan, pero no cual es el que envía orden de trip) Modo operación interruptor: Correcto.</p>	Correcta

Instalación	Carta donde se solicita información adicional	Análisis de antecedentes adicionales y/o complementario recibidos	Evaluación
		Para el resto de las operaciones no se entregan antecedentes que permitan cambiar el pronunciamiento original (para la mayoría de los casos la empresa indica que no hay registros oscilográficos).	
HP Pilmaiquén	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02240-25 Coordinador responde mediante carta DE03845-25	<p>HP Pilmaiquén U5 (15:52, 16:01, 16:09) Protección operada: baja tensión (27) Evaluación: Presume correcta (se observa activación del elemento de protección, pero no se observa la orden de trip desde protección SEL300G. Si hay orden de trip en protección GE G30) Modo operación interruptor: Correcto.</p> <p>HP Pilmaiquén U2 (16:01) Protección operada: baja tensión (27) Evaluación: Presume correcta (se observa activación del elemento de protección, pero no se observa la orden de trip desde protección SEL300G. Si hay orden de trip en protección GE G30) Modo operación interruptor: Correcto.</p> <p>HP Pilmaiquén U5 (16:13) Protección operada: Potencia directa (32) Evaluación: Presume correcta (se observa activación del elemento de protección, pero no se observa la orden de trip desde protección SEL300G. Si hay orden de trip en protección GE G30) Modo operación interruptor: Correcto.</p>	Se presume correcta
HP El Paso U1 y U2	La empresa Hidroeléctrica El Paso SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador un informe de falla, sin indentificar las protecciones operadas y sin respaldo de registros. Se están requiriendo mayores antecedentes al Coordinado.		Faltan antecedentes
HP La Confluencia U1	Hidroeléctrica La Confluencia S.A. remite a través del sistema NeoMante del Coordinador el Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	Protección operada: sobrecorriente de fase. Evaluación: Presume correcta. Modo operación interruptor: No se puede determinar. Se observa apertura de los interruptores J4, J5, J1 y J2 de S/E Central La Confluencia, por operación de protecciones de baja tensión, luego del colapso de la isla sur, por lo que se presume un correcto comportamiento de estas protecciones.	Se presume correcta
HP La Higuera U1	Hidroeléctrica La Higuera S.A. remite a través del sistema NeoMante del Coordinador el Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	En los registros presentados, no se observa la operación de protecciones ni la apertura del interruptor asociado a la unidad. Se observa apertura de los interruptores J4, J5, J6 y J7 de S/E Central La Higuera, por operación de protecciones de baja tensión, luego del colapso de la isla sur, por lo que se presume un correcto comportamiento de estas protecciones.	Se presume correcta
HP Corrales	Hidroeléctrica Los Corrales SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador el Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	La empresa declara la no operación de protecciones y sin actuación de interruptores, según registros de eventos, sin entrega de registros oscilográficos. Se presume desempeño correcto.	Se presume correcta
HP Piedras Negras	Hidroeléctrica Piedras Negras SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador el Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	La empresa declara la no operación de protecciones y sin actuación de interruptores, según registros de eventos, sin entrega de registros oscilográficos. Se presume desempeño correcto.	Se presume correcta

Instalación	Carta donde se solicita información adicional	Análisis de antecedentes adicionales y/o complementario recibidos	Evaluación
HP Palacios U1	Hidroeléctrica Palacios SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador el Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	Protección operada: sobrecorriente de fase. Evaluación: Presume correcta. Modo operación interruptor: No se puede determinar.	Se presume correcta
HP Punta del Viento	Hidroeléctrica Punta del Viento SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador el Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	La empresa declara la no operación de protecciones y sin actuación de interruptores, según registros de eventos, sin entrega de registros oscilográficos Se presume desempeño correcto.	Se presume correcta
HP San Andrés	Hidroeléctrica San Andrés SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador el Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	HP San Andrés U1 y U2 Protecciones operadas: baja tensión, Evaluación: Presume correcta. Modo operación interruptor: No se puede determinar.	Se presume correcta
TER Loma los Colorados II	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02545-25 y DE02952-25 Coordinado responde mediante carta DE05177-25 del 27 de mayo	Antecedentes en revisión	Faltan antecedentes
HP Chacayes U1	Coordinador solicita antecedentes mediante carta DE02912-25 Coordinado responde mediante carta DE05069-25	La empresa remite antecedentes de la protección de baja frecuencia operada (registros de eventos, no remite registros oscilográficos). Evaluación: Presume correcta, ajuste cumple el Art. 3-10 de la NTSyCS.	Se presume correcta
TER Chagual	Prime Energía Quickstart SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador el Informe de Falla de 5 días incluyendo los registros de las protecciones operadas.	TER Chagual estaba fuera de servicio.	No aplica
PFV Rucasol	Rucasol SpA se encontraba en su período de pruebas de puesta en servicio. La empresa Rucasol SpA remite a través del sistema NeoMante del Coordinador un informe de falla, sin indentificar las protecciones operadas y sin respaldo de registros. Se están requiriendo mayores antecedentes al Coordinado.	Rucasol SpA se encontraba en su período de pruebas de puesta en servicio.	Faltan antecedentes
TER Nueva Renva	TER Nueva Renca cuenta con un ajuste de baja frecuencia que no cumple con el Artículo 3-10 de la NTSyC Se envió carta DE01725-25 de fecha 20 de marzo de 2025 requiriendo modificar ajuste en un plazo de 2 semanas	Mediante carta GM N°2025-023 (Ingreso DE03091-25) el Coordinado envía informe con los probatorios de la ejecución exitosa del cambio de ajustes de protección de subfrecuencia.	Incorrecta
TER CMPC Pacífico	TER CMPC Pacífico cuenta con un ajuste de baja frecuencia que no cumple con el Artículo 3-10 de la NTSyCS. Se envía carta DE01726-25 de fecha 20 de marzo de 2025 requiriendo modificar ajuste	Mediante carta BF-E-CAE-2025-001 (ingreso DE03211-25) de Bioenergía Forestales el Coordinado informa que no realizará cambio argumentando su condición de Autoprodutor y que una desconexión intempestiva de las cargas y procesos podrían desencadenar posibles consecuencias ambientales y a la comunidad. Mediante carta DE02951-25 el Coordinador comparte su preocupación por el riesgo indicado e indica que el Art. 3-10 si le aplica, por lo tanto, da plazo hasta el 5 de junio de 2025 para que el Coordinado cumpla la instrucción de cambio de ajuste.	Incorrecta
HE Pehuenche (U1 y U2) HE El Toro (U3 y U4) HE Ralco (U1 y U2)	Retrasos y/o imposibilidad de partida autónoma de las instalaciones de su representada durante la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio.	Mediante carta DE04476-25 de fecha 30/04/2025, el coordinado remite el informe técnico indicando las causas de la fallida operación del servicio PRS. Sin perjuicio de	Faltan antecedentes

Instalación	Carta donde se solicita información adicional	Análisis de antecedentes adicionales y/o complementario recibidos	Evaluación
HE Rapel (U2, U3, U4 y U5) TER Atacama TG1A TER Tarapacá TGTAR TER Quintero U1	<p>Se solicitó mediante carta DE02344-25 de fecha 17/04/2025 el envío de la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> Informe técnico que dé cuenta del proceso de PRS-PA fallido llevado a cabo por la central junto con sus antecedentes técnicos. Envío de hallazgos evidenciados en la aplicación del PRS-PA fallido y envío de medidas correctivas que implementará. Este último deberá ser respaldado con un plan de trabajo. Envío de un cronograma de verificación, cuyo objetivo es el envío del informe final para su revisión y posterior verificación de la central. 	<p>lo anterior la empresa no envía registro de acciones correctivas debido a lo siguiente: <i>"[...] Se produjeron desconexiones debido a que no se encontraban cumplidas las condiciones definidas en el estudio de PRS en las instalaciones de terceros, y no por problemas en nuestras instalaciones, estimamos que no nos corresponde iniciar un proceso para solucionar hallazgos ni implementar medidas correctivas adicionales a las ya informadas"</i></p> <p>La información y antecedentes proporcionados por el coordinado se encuentran en proceso de análisis y evaluación.</p>	
TER Huasco, unidad U3	<p>Retrasos y/o imposibilidad de partida autónoma de las instalaciones de su representada durante la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio.</p> <p>Se solicitó mediante carta DE02344-25 de fecha 17/04/2025 el envío de la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> Informe técnico que dé cuenta del proceso de PRS-PA fallido llevado a cabo por la central junto con sus antecedentes técnicos. Envío de hallazgos evidenciados en la aplicación del PRS-PA fallido y envío de medidas correctivas que implementará. Este último deberá ser respaldado con un plan de trabajo. Envío de un cronograma de verificación, cuyo objetivo es el envío del informe final para su revisión y posterior verificación de la central 	<p>Mediante carta DE04527-25 de fecha 30/04/2025 la empresa remite el informe técnico indicando las causas de la demora en la operación del servicio PRS de la unidad TER Huasco 3 donde indica que se encontró disponible para sincronizar a las 16:51 horas y que el COR Transelec solicitó la sincronización 40 minutos más tarde.</p> <p>La empresa indica que no se detectaron hallazgos ya que las unidades operaron correctamente y según los tiempos establecidos. No envía plan de verificación.</p> <p>La información y antecedentes proporcionados por el coordinado se encuentran en proceso de análisis y evaluación.</p>	Faltan antecedentes
TER Tocopilla TG1, TG2, TG3	<p>Retrasos y/o imposibilidad de partida autónoma asociadas a la Central TER Tocopilla durante la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio.</p> <p>Se solicitó mediante carta DE02344-25 de fecha 17/04/2025 el envío de la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> Informe técnico que dé cuenta del proceso de PRS-PA fallido llevado a cabo por la central junto con sus antecedentes técnicos. Envío de hallazgos evidenciados en la aplicación del PRS-PA fallido y envío de medidas correctivas que implementará. Este último deberá ser respaldado con un plan de trabajo. Envío de un cronograma de verificación, cuyo objetivo es el envío del informe final para su revisión y posterior verificación de la central. 	<p>Mediante carta DE04480-25 de fecha 30/04/2025 la empresa remite el informe técnico indicando las causas de la demora en la operación del servicio PRS de las unidades de TER Tocopilla, donde indica lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> Unidad TG1: Falla en bombas de lubricación de la unidad, impidiendo el arranque de la unidad. Unidad TG2: Falla en sistema de partida de la unidad. Unidad TG3: Falla en válvulas de control del combustible a gas, lo que impidió la combustión y sincronización de la unidad. <p>En la misma carta la empresa envía más de 10 medidas correctivas a partir de los hallazgos obtenidos, iniciando el día 01/04/2025 y fecha de cierre preliminar el 14/07/2025.</p> <p>Adicionalmente, en carta DE04712-25 de fecha 09/05/2025 el coordinado informa el experto técnico encargado de verificar las unidades en el servicio de partida autónoma.</p> <p>La información y antecedentes proporcionados por el coordinado se encuentran en proceso de análisis y</p>	Incorrecta

Instalación	Carta donde se solicita información adicional	Análisis de antecedentes adicionales y/o complementario recibidos	Evaluación
HE Colbún U2	<p>Retrasos y/o imposibilidad de partida autónoma asociadas a la Central HE Colbún durante la aplicación del PRS.</p> <p>Se solicitó mediante carta DE02344-25 de fecha 17/04/2025 el envío de la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> Informe técnico que dé cuenta del proceso de PRS-PA fallido llevado a cabo por la central junto con sus antecedentes técnicos. Envío de hallazgos evidenciados en la aplicación del PRS-PA fallido y envío de medidas correctivas que implementará. Este último deberá ser respaldado con un plan de trabajo. Envío de un cronograma de verificación, cuyo objetivo es el envío del informe final para su revisión y posterior verificación de la central. 	<p>Mediante carta DE04552-25 de fecha 30/04/2025 la empresa remite el informe técnico indicando las causas de la demora en la operación del servicio PRS de las unidades de HE Colbún donde indica lo siguiente:</p> <p>“[...] varios de los eventos que no permitieron el desarrollo normal del plan se deben a condiciones sistémicas en instalaciones que no son de propiedad de Colbún, así como también a los problemas acontecidos con los sistemas de control que permiten la supervisión de las instalaciones de transmisión. [...]”</p> <p>En la misma carta la empresa indica diferentes medidas correctivas y mejoras, tales como capacitaciones a su personal, realización de pruebas de verificación entre el 14 y 15 de junio de 2025 y ajustes en lógicas de control que intervengan en el proceso de PRS entre mayo y agosto 2025.</p> <p>La información y antecedentes proporcionados por el coordinado se encuentran en proceso de análisis y evaluación.</p>	Faltan antecedentes
TER Kelar TG1 y TG2	<p>Retrasos y/o imposibilidad de partida autónoma asociadas a la Central TER Kelar durante la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio.</p> <p>Se solicitó mediante carta DE02344-25 de fecha 17/04/2025 el envío de la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> Informe técnico que dé cuenta del proceso de PRS-PA fallido llevado a cabo por la central junto con sus antecedentes técnicos. Envío de hallazgos evidenciados en la aplicación del PRS-PA fallido y envío de medidas correctivas que implementará. Este último deberá ser respaldado con un plan de trabajo. Envío de un cronograma de verificación, cuyo objetivo es el envío del informe final para su revisión y posterior verificación de la central. 	<p>Mediante carta DE04498-25 de fecha 30/04/2025 la empresa remite el informe técnico indicando las causas de la demora en la operación del servicio PRS de las unidades de TER Kelar. En los antecedentes indica que el proceso de partida de la unidad toma un tiempo de más de 3 horas para completar la partida autónoma, lo que fue acorde a sus registros.</p> <p>Adicionalmente, mediante carta DE04704-25 la empresa indica que no requieren la aplicación de acciones correctivas a sus procesos. Sin perjuicio de lo anterior realizarán un repaso a la aplicación de sus procedimientos.</p> <p>La información y antecedentes proporcionados por el coordinado se encuentran en proceso de análisis y evaluación, y se requerirá revise los tiempos informados.</p>	Faltan antecedentes

Sin perjuicio de lo anterior, y con el objetivo de determinar el comportamiento de los parques ERV (solar y eólico) durante el evento, particularmente durante los primeros instantes de la propagación del evento, mediante la carta DE03007-25 del 20 de mayo, se solicitó registros y oscilografías detalladas del comportamiento de sus instalaciones, considerando valores de potencia activa, potencia reactiva y tensión en el punto de conexión al SEN de cada parque ERV. Una vez levantada la información recibida será analizada y aquellas instalaciones que no hagan entrega de los antecedentes requeridos será informado como incumplimiento a la SEC y serán considerado dentro de las instalaciones que no demostraron un comportamiento adecuado durante la propagación del evento del 25 de febrero.

b) A la fecha, el estado de recepción y/o revisión de los antecedentes en lo que respecta a las instalaciones de transmisión, es el siguiente:

Tabla N°6 Instalaciones que no pudieron ser evaluadas en su desempeño por antecedentes incompletos a la fecha de emisión de EAF

Coordinado	Incumplimiento	Estado actual	Evaluación
Interchile S.A.	<ul style="list-style-type: none"> - Incorrecto desempeño de los esquemas de protecciones en sus instalaciones de 500 kV. - Realización de actividades de intervención en activos de transmisión (protecciones) sin solicitud de trabajo ni en conocimiento para ser autorizado por el Coordinador y sin considerar los riesgos advertidos por el fabricante en el propio manual del equipo. En efecto, el manual indica que "los valores de medida recibidos no pueden ser sincronizados exactamente y las altas intensidades circulantes pueden producir un disparo" (manual de usuario de la protección 7SL87 Siprotec 5, en el punto 6.2.2.) - Incumple Reglamento de Coordinación y Operación (DS 125/2017), en particular sus artículos 88, 127 y 128. 	<p>Se inicia auditoría según carta DE01286-25 y DE02660-25</p> <p>Proceso en curso</p>	Incorrecta
Transec S.A.	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidad de comunicaciones y Hot Line durante el proceso de recuperación de servicio. Ello, incumpliendo lo señalado en el artículo 118 del Reglamento de la Coordinación y la Operación, los artículos 4-3 literal b) y 4-24 de la NTSyCS y el artículo 1-7 literal d) de la Norma Técnica de Coordinación y Operación. - Indisponibilidad de señales SCADA y telecontrol en instalaciones de su representada durante el proceso de recuperación de servicio. Incumpliendo el artículo 120 del Reglamento de la Coordinación y Operación (DS 125/2017), los artículos 4-3 literales a) y c), 4-4 y 4-13 y el capítulo de Sistema de Monitoreo incluido en las distintas versiones de la NTSyCS desde 2005, y actualmente en el Anexo Técnico: Sistema de Monitoreo. 	<p>Se inicia auditoría según carta DE02688-25</p> <p>Proceso en curso</p>	Incorrecta
Transec S.A.	<ul style="list-style-type: none"> - Operación incorrecta de protecciones asociadas a los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal y 220/110 kV N°4 de S/E Diego de Almagro durante la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio. 	<p>En proceso de recopilación de antecedentes adicionales.</p>	Incorrecta
Alfa Transmisora de Energía S.A.	<p>Retrasos o imposibilidad implementar esquemas de recuperación de servicio (ERS) durante el proceso de recuperación de servicio.</p> <p>Mediante la carta DE01275-25, de fecha 27 de febrero de 2025, se solicitó informar la causa primaria de la indisponibilidad de los enlaces de comunicación o la pérdida del Sitr durante la aplicación del PRS, junto con las medidas correctivas o de mitigación asociadas.</p>	<p>En respuesta, a través de la carta CE-16-2025-ALFA TX, de fecha 3 de marzo de 2025, la empresa remitió un anexo con el registro del comportamiento de los enlaces de comunicación en sus 23 instalaciones.</p> <p>En dicho informe, se detalla que, durante la falla, se presentaron problemas de pérdida total y/o parcial de comunicación. Asimismo, se indica que las medidas correctivas correspondientes fueron planificadas para ser implementadas entre los meses de febrero y abril de 2025.</p> <p>Al respecto, se emite carta DE03149-25 con fecha 27-05-2025 solicitando la confirmación de la ejecución efectiva del cronograma informado a más tardar a las 18:00 horas del día 28-05-2025.</p> <p>La información y antecedentes</p>	Incorrecta

Coordinado	Incumplimiento	Estado actual	Evaluación
		proporcionados por el coordinado se encuentran en proceso de análisis y evaluación.	
CGE Transmisión S.A.	Retrasos o imposibilidad implementar esquemas de recuperación de servicio (ERS) durante el proceso de recuperación de servicio. Mediante la carta DE01275-25, de fecha 27 de febrero de 2025, se solicitó informar la causa primaria de la indisponibilidad de los enlaces de comunicación o la pérdida del SITR durante la aplicación del PRS, junto con las medidas correctivas o de mitigación correspondientes.	En respuesta, mediante las cartas CGET N°0420-2025, de fecha 3 de marzo de 2025, y CGET N°423-2025, de fecha 13 de marzo de 2025, la empresa informó que, durante el apagón total del Sistema Eléctrico Nacional, se produjeron indisponibilidades acotadas en algunos sistemas de supervisión y control de CGET. En particular, la empresa indicó que los nodos informados de Arica-Iquique, La Serena y Aconcagua presentaron indisponibilidades de duración limitada, las cuales no afectaron los planes de recuperación del servicio. Por otro lado, se señaló que los nodos de Talca, Viña del Mar y Buin se vieron involucrados de manera acotada en los esquemas de recuperación del servicio. Adicionalmente, se informó que se implementarán medidas de inspección, corrección y mitigación de eventuales debilidades en dichos sistemas, conforme al cronograma adjunto en la comunicación, el cual está establecido entre los meses de marzo y septiembre de 2025. La información y antecedentes proporcionados por el coordinado se encuentran en proceso de análisis y evaluación.	Incorrecta

3. Consulta SEC Punto 9.2 EAF 89/2025, Estándares Normativos

De acuerdo con el Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas vigente al momento de la ocurrencia del Blackout del día 25 de febrero de 2025, se instruye identificar para cada isla, aquellos recursos de control de contingencia disponibles al momento del evento versus los instruidos y si estos operaron con efectividad; de lo contrario indicar aquellas instalaciones y propietarios que se desconectaron u operaron en forma indeseada.

Respuesta:

En la tabla siguiente se da respuesta a lo requerido.

Tabla N°7 Instalaciones que no pudieron ser evaluadas en su desempeño por antecedentes incompletos a la fecha de emisión de EAF

Zona	Recursos Instruidos	Recursos Disponibles	Evaluación
Norte	EDAC	Los recursos disponibles se encuentran en el Anexo E. Control de Contingencias del Informe de Servicios Complementarios 2025 vigente.	<p>La evaluación de la operación del EDAC se encuentra en el Anexo N°8 del Estudio para Análisis de Falla EAF 089/2025.</p> <p>En función de los hallazgos obtenidos en el EAF mencionado, se han tomado las siguientes acciones para los coordinados involucrados en zona norte y centro sur:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Envío de carta DE01734-25: Solicita el envío de justificación técnica de la desconexión de un monto de carga mayor al instruido y un cronograma que permita dar curso y finalizar el proceso de verificación de las instalaciones del coordinado Sociedad Transmisora Metropolitana. 2. Envío de carta DE01743-25: Solicita a 17 coordinados el envío de justificación técnica de la desconexión de un monto de carga distinto al instruido y el envío de los registros oscilográficos de las protecciones, junto con un cronograma que permita dar curso y finalizar el proceso de verificación de estas. 3. Envío de carta DE01744-25: Solicita a 28 coordinados el envío de los registros oscilográficos de las protecciones. Adicionalmente se solicita un cronograma que permita dar curso y finalizar el proceso de verificación de estos. 4. Envío de carta DE01831-25: Solicita a 26 coordinados el envío de los registros oscilográficos de las protecciones para determinar el monto desconectado. Adicionalmente se solicita un cronograma que permita dar curso y finalizar el proceso de verificación de estos. <p>Los antecedentes recibidos en las cartas mencionadas se encuentran en proceso de revisión. No obstante, mediante carta CD00071-25 de fecha 22/05/2025 el Coordinador informa a la SEC del eventual incumplimiento a la normativa eléctrica de los Coordinados que no dieron respuesta a las cartas emitidas</p>
Norte	EDAG Zona Norte del PDCE Changos– Lo Aguirre 500 kV: Este esquema de desconexión de generación tiene por objetivo mitigar la sobrefrecuencia que se produce en la isla que se forma al norte del tramo	Los recursos disponibles se encuentran en el Anexo E. Control de Contingencias del Informe de Servicios Complementarios 2025 vigente.	La evaluación de la operación del EDAG de la zona norte se encuentra en el punto 7.3 y 9.5 del Estudio para Análisis de Falla EAF 089/2025.

Zona	Recursos Instruidos	Recursos Disponibles	Evaluación
	<p>donde se produce una contingencia de severidad 6 que afecte al sistema de transmisión de 500 kV entre S/E Lo Aguirre y S/E Changos, cuando los flujos de transferencias por el tramo fallado presentan dirección norte a sur. Como acción de control se desconectan centrales térmicas y parques ERV en la zona norte grande del SEN.</p> <p>Los recursos instruidos son los indicados en la Respuesta a la pregunta 1 literal a).</p> <p>EDAG Fase 0 en Zona Norte: Este esquema de desconexión de generación tiene el mismo objetivo que el esquema anterior, y fue implementado en forma previa de manera transitoria mientras se implementa completamente el EDAG Zona Norte. Los recursos instruidos vigentes son: -Cerro Dominador PV (Esc.1 de 51,3 Hz). -Huatacondo y Uribe Solar (Esc.2 de 51,4 Hz). -Solar Jama (Esc.3 de 51,5 Hz)</p>	<p>Los recursos que estaban disponibles al momento de la falla son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Angamos U1 - Angamos U2 - Cochrane U1 - Cochrane U2 - Cerro Pabellón - Finis Terrae - PE Sierra Gorda - Valle de los Vientos - PFV Capricornio - Parque Eólico Calama - CTA (Mejillones) - CTH (Mejillones) - CTM 3 TG (Mejillones) - CTM3 TV (Mejillones) - IEM (Mejillones) - U16 (Tocopilla) - PAS2 - PAS3 - CC Kelar TG1 - CC Kelar TG2 - CC Kelar TV <p>Granja Solar se encontraba implementado, pero con canales de comunicación indisponibles al momento de la falla</p> <p>Del EDAG fase 0, se encontraban disponibles: -Cerro Dominador PV -Huatacondo -Uribe Solar -Solar Jama</p>	<p>Los recursos disponibles operaron de acuerdo con los tiempos y ajustes esperados, salvo el PE Calama, cuya celda local emitió los comandos de apertura al interruptor en el tiempo esperado, sin embargo, según el registro oscilográfico, en el primer disparo se abrieron los polos del interruptor de las fases "R" y "S", y luego de 1686ms se abre la fase "T".</p>
Centro Sur	EDAC	<p>Los recursos disponibles se encuentran en el Anexo E. Control de Contingencias del Informe de Servicios Complementarios 2025 vigente.</p>	<p>La evaluación de la operación del EDAC se encuentra en el Anexo N°8 del Estudio para Análisis de Falla EAF 089/2025.</p> <p>En función de los hallazgos obtenidos en el EAF mencionado, se han tomado las siguientes acciones:</p> <p>1. Envío de carta DE01734-25: Solicita el envío de justificación técnica de la desconexión de un monto de carga mayor al instruido y un cronograma que permita dar</p>

Zona	Recursos Instruidos	Recursos Disponibles	Evaluación
			<p>curso y finalizar el proceso de verificación de las instalaciones del coordinado Sociedad Transmisora Metropolitana.</p> <p>2. Envío de carta DE01743-25: Solicita a 17 coordinados el envío de justificación técnica de la desconexión de un monto de carga distinto al instruido y el envío de los registros oscilográficos de las protecciones, junto con un cronograma que permita dar curso y finalizar el proceso de verificación de estas.</p> <p>3. Envío de carta DE01744-25: Solicita a 28 coordinados el envío de los registros oscilográficos de las protecciones. Adicionalmente se solicita un cronograma que permita dar curso y finalizar el proceso de verificación de estos.</p> <p>4. Envío de carta DE01831-25: Solicita a 26 coordinados el envío de los registros oscilográficos de las protecciones para determinar el monto desconectado. Adicionalmente se solicita un cronograma que permita dar curso y finalizar el proceso de verificación de estos.</p>
Centro-sur	<p>EDAG Zona Centro - Sur del PDCE Changos– Lo Aguirre 500 kV: Este esquema de desconexión de generación tiene por objetivo mitigar la sobrefrecuencia que se produce en la isla que se forma al sur del tramo donde se produce una contingencia de severidad 6 que afecte al sistema de transmisión de 500 kV entre S/E Lo Aguirre y S/E Changos, cuando los flujos de transferencias por el tramo fallado presentan dirección sur a norte. Como acción de control se desconectan centrales térmicas, hidráulicas y parques ERV en la zona centro y sur del SEN.</p> <p>Los recursos instruidos (con ajuste de sobrefrecuencia fijos) son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - PE Aurora - PE Cuel - PE San Pedro - PE San Pedro II - Santiago Solar - Rapel U1 - Rapel U2 - Rapel U3 	<p>Al momento de la falla sólo se encontraban disponibles los recursos asociados a la desconexión de los trip sobre Bloque Abanico, Bloque Rucue, Bloque Antuco, Bloque El Toro, Bloque Ralco, Bloque Pangue, Bloque Yungay, Los Pinos, Santa Lidia y Santa María.</p>	<p>No aplica la operación de este EDAG por sobrefrecuencia durante la falla ya que las transferencias por el tramo fallado se encontraban en dirección norte – sur.</p>

Zona	Recursos Instruidos	Recursos Disponibles	Evaluación
	<ul style="list-style-type: none"> - Rapel U4 - Rapel U5 - San Isidro TV - Nehuenco TV - Nuevas Ventanas <p>Adicionalmente, la celda de control maestra de Charrúa implementada por Transelec envía trip de desconexión a los bloques de generación pertenecientes a la adecuación y reutilización del antiguo Plan de Contingencias Extremas Fase 2 recurso 4 (celda maestra de Charrúa): Bloque Abanico, Bloque Rucue, Bloque Antuco, Bloque El Toro, Bloque Ralco, Bloque Pangué, Bloque Yungay, Los Pinos, Santa Lidia y Santa María.</p>		
Interconexión de Zonas	<p>Esquema de Separación de Islas y Mitigación de Sobretensiones tiene por objetivo abrir completamente el sistema de transmisión de 220 kV para permitir la separación del SEN en dos islas eléctricas y, además, enviar órdenes de apertura o cierre a interruptores de algunos equipos que permiten mitigar eventuales sobretensiones que se presentan luego de la separación de islas.</p>	<p>Este esquema, asociado a las empresas propietarias del sistema de transmisión INTERCHILE, TRANSELEC y TEN presenta atrasos en el inicio de su proceso de implementación, informando respecto del proceso de licitación que llevaban a cabo que han declarado fuera de bases las ofertas recibidas y en consecuencia el proceso ha quedado inconcluso.</p>	<p>Mediante carta DE02940-25 de fecha 16 de mayo de 2025 el Coordinador solicita a las empresas transmisoras presentar hasta el 26 de mayo de 2025, un plan de acción completo y con hitos verificables, que aseguren la implementación efectiva y dentro del más breve plazo del esquema PDCE, cumpliendo la normativa aplicable, según fuera instruido.</p> <p>Cabe señalar que, respecto del atraso en la implementación de parte del PDCE Zona Norte, los estudios preliminares realizados a la fecha por el Coordinador indican que, si todos los recursos de control de contingencias existentes (EDAC) y las plantas de generación (incluidos los PMGDs) hubiesen operado conforme a los estándares aplicables a su desempeño, el sistema o isla de la zona centro sur se debería haber estabilizado, sin ocasionar una pérdida total del suministro. Por lo tanto, el atraso de una parte del PDCE Zona Norte, no habría sido determinante en el evento del día 25 de febrero y, de estar implementado, no habría mitigado la propagación de la falla debido a un desempeño insuficiente de los recursos antes mencionados. Estos análisis están actualmente en desarrollo por parte del Coordinador, con el apoyo de un equipo de expertos académicos de universidades chilenas y serán aportados a la Superintendencia una vez finalizados, como parte de los estudios complementarios del EAF</p>

4. Consulta SEC: Punto 9.3. EAF 89/2025, Desempeño de las protecciones eléctricas y modo de operación de interruptores.

Informar el resultado de la investigación y acciones a implementar por ese Coordinador de todas las instalaciones y respectivos coordinados individualizados en este punto del EAF 89, las cuales operaron incorrectamente en las respectivas islas y que motivaron el desmembramiento incontrolado.

Respuesta:

En lo que respecta a la línea 2x500kV Nueva Maitencilo-Nueva Pan de azúcar, las medidas correctivas están siendo abordadas mediante la realización de una auditoría, tal como se describe en los puntos previos.

Respecto a las otras instalaciones indicadas en este punto del EAF, las medidas correctivas se especifican en la siguiente tabla.

Tabla N°8 Medidas correctivas requeridas y/o implementadas de manera posterior a la emisión del EAF 089/2025

Instalación	Evaluación en EAF 089-2025	Medidas correctivas posterior al EAF 089-2025
S/E Escondida	<p>No se dispone de los antecedentes para pronunciarse sobre el desempeño de la protección de sobretensión que provocó la desconexión de las barras 220 kV N°1 y N°2 de S/E Escondida.</p> <p>No se dispone de los antecedentes para pronunciarse sobre el modo de operación de los interruptores de S/E Escondida. No se dispone de los antecedentes para pronunciarse sobre el modo de operación del interruptor 52J5 de S/E Domeyko.</p>	<p>Se solicitó mediante carta DE02481-25 de fecha 28/04/2024 antecedentes aclaratorios sobre las protecciones de sobretensión que provocaron las desconexiones de las barras 220 kV de las SS/EE Domeyko y Escondida.</p> <p>Mediante carta E-0136-2025 de fecha 30/04/2025 la empresa remite los antecedentes solicitados.</p> <p>Se concluye correcta operación del módulo de sobretensión de las barras 220 kV N°1 y N°2 de S/E Escondida.</p> <p>No se dispone de información para pronunciarse sobre el modo de operación de los interruptores abiertos por operación de la protección de sobretensión de las barras 220 kV N°1 y N°2 de S/E Escondida. No obstante, según registros SCADA los interruptores abrieron.</p>
S/E Domeyko	<p>No se dispone de los antecedentes para pronunciarse sobre el desempeño de la protección de sobretensión que provocó la desconexión de las barras 220 kV N°1 y N°2 de S/E Domeyko.</p> <p>Se concluye un correcto modo de operación de los interruptores 52JS de S/E Domeyko, 52J1 de S/E Sulfuro y 52J2 de S/E OGP. No se dispone de antecedentes para pronunciarse sobre el modo de operación del resto de interruptores operados en S/E Domeyko.</p>	<p>Se solicitó mediante carta DE02481-25 de fecha 28/04/2024 antecedentes aclaratorios sobre las protecciones de sobretensión que provocaron las desconexiones de las barras 220 kV de las SS/EE Domeyko y Escondida.</p> <p>Mediante carta E-0136-2025 de fecha 30/04/2025 la empresa remite los antecedentes solicitados.</p> <p>Se concluye correcta operación del módulo de sobretensión de las barras 220 kV N°1 y N°2 de S/E Domeyko.</p> <p>No se dispone de información para pronunciarse sobre el modo de operación de los interruptores abiertos por operación de la protección de sobretensión de las barras 220 kV N°1 y N°2 de S/E Domeyko. No obstante, según registros SCADA los interruptores abrieron.</p>

5. Consulta SEC: Punto 9.4. EAF 89/2025, Desempeño EDAC

- a) Informar, identificando para cada isla, los clientes libres que no cumplieron con la cuota de potencia a desconectar (en circunstancias que se informó un déficit de 322,44 MW) o aquellos que operaron indebidamente a la consigna de frecuencia.

Respuesta:

A partir del Anexo 8 del EAF 089-2025 se presenta la siguiente tabla con los coordinados clientes libres que participaron en el EDAC-BF que, en base a los antecedentes que se disponen a la fecha, no cumplieron con la cuota de potencia a desconectar u operaron indebidamente a la consigna de frecuencia. Cabe destacar que a la fecha, y en virtud de las cartas emitidas por el Coordinador, DE01734-25, DE01743-25, DE01744-25 y DE01831-25, los antecedentes y respuestas de los coordinados se encuentran bajo análisis y actualización. Considerando lo planteado, la lista siguiente podría verse modificada una vez finalizados los análisis ya mencionados.

Tabla N°9 Clientes Libres que no cumplieron con la potencia a desconectar en EDAC

Coordinado	Isla
Arauco Bioenergía S.A.	Sur
Bioenergías Forestales SpA	Sur
Codelco (Corporación Nacional del Cobre)	Sur
Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	Sur
Compañía Minera del Pacífico S.A.	Sur
Cristalerías de Chile S.A.	Sur
EKA Chile S.A.	Sur
Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.	Sur
ENAP Refinerías S.A.	Sur
Fundición Talleres Ltda.	Sur
Metro Regional de Valparaíso S.A.	Sur
Minera Valle Central S.A.	Sur
Moly-Cop Chile S.A.	Sur
Occidental Chemical Chile Ltda.	Sur
Papeles Bio S.A.	Sur
Cartulinas CMPC SPA	Sur
Petroquim S.A.	Sur

- b) En el caso de los EDAC instalados en alimentadores de media tensión con clientes regulados, indicar el déficit en MW de EDAC de las empresas CGET Transmisión, Chilquinta Energía, Compañía Eléctrica del Litoral, Luz Linares, STS y STM.

Respuesta:

A partir del Anexo 8 del EAF 089-2025 se presenta la siguiente tabla con el déficit en base a los antecedentes que se disponen a la fecha en MW de las empresas solicitadas en la operación del EDAC-BF.

Cabe destacar que el Coordinador emitió la carta DE02139-25 con el fin de recopilar mayores antecedentes de la afectación de los EDAC-BF con los PMGD conectados en los mismos alimentadores. A la fecha los antecedentes y respuestas de los coordinados se encuentran bajo análisis y actualización, por lo que estos montos podrían verse modificados.

Tabla N°10 Déficit en MW de EDAC instalados en alimentadores de media tensión con clientes regulados para los Coordinados CGET, Chilquinta Energía, Compañía Eléctrica del Litoral, Luz Linares, STS y STM

Coordinado	Carga Informada EDAC-BF Centro Sur (DAI) [MW] ⁽¹⁾	Monto total desconectado de carga [MW] ⁽²⁾	Suma Alimentadores con excedentes PMGD al SEN [MW] ⁽³⁾	Diferencia [MW] ⁽⁴⁾
Chilquinta Energía S.A.	142,281	114,610	-10,020	-27,671 (déficit)

Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	5,800	3,500	-2,340	-2,300 (déficit)
CGE Transmisión S.A.	442,483	384,615	-63,713	-57,868 (déficit)
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	178,374	54,360	-7,420	-124,014 (déficit)
Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	717,630	728,980	-0,230	11,350 (excedente)
Luzlinares S.A.	32,660	7,550	-11,690	-25,110 (déficit)

- (1) Monto vigente en el Anexo E. del Informe de Servicios Complementarios 2025 y tabulado en la columna "Carga Informada EDAC-BF Centro Sur (DAlta) [MW]" del Anexo N°8 del Estudio de Análisis de Falla EAF 089/2025.
- (2) Suma de la carga desconectada mayor o igual a 0 para cada coordinado presente en el Anexo N°8 del Estudio de Análisis de Falla EAF 089/2025.
- (3) Suma de la carga desconectada menor a 0 para cada coordinado presente en el Anexo N°8 del Estudio de Análisis de Falla EAF 089/2025.
- (4) Diferencia entre la columna "Monto total desconectado de carga [MW]" y "Carga Informada EDAC-BF Centro Sur (DAlta) [MW]".

c) Identificar a los PMGD que se desconectaron en forma indebida en tiempo, cuando la frecuencia se encontraba o aún no llegaba a los 48 Hz.

Respuesta:

Los análisis de la información recibida por parte de las empresas responsables de PMGD no han sido suficiente para discriminar si cumplieron con los requerimientos de comportamiento en estado de falla de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, particularmente lo dispuesto en su título 7-6.

Dicha información fue requerida por el Coordinador en la carta DE01452-25 del 8 de marzo de 2025 y carta DE01746-25 del 22 de marzo de 2025. Adicionalmente, se solicitó información respecto del ajuste de sus protecciones, mediante la carta DE02420-25 del 5 de mayo de 2025. Sin perjuicio de lo anterior, en base a la información disponible se están realizando simulaciones y cruces de información que permitan discriminar de manera agregada el comportamiento de un subconjunto de estos medios de generación. Una vez concluido los análisis se informará a esa Superintendencia los PMGD que se presumen con un comportamiento inadecuado durante el evento del 25 de febrero.

d) Explicar por qué no habían sido identificados en los estudios de actualización de los EDAC la existencia de EDAC en alimentadores de media tensión donde coexisten conectados PMGD, lo cual produjo la pérdida indeseada de 83,5 MW en la isla Centro Sur.

Respuesta:

De acuerdo con la normativa vigente, no existe una obligación explícita de que los estudios de actualización del EDAC identifiquen alimentadores de media tensión con presencia de PMGD. La NTSSCC asigna al Coordinador la responsabilidad de realizar los estudios de Desconexión Automática de Carga necesarios para dimensionar los recursos técnicos del EDAC, siguiendo los criterios y metodologías establecidos en los Art. 3-38 y 3-39 de la misma norma y en su Anexo Técnico de Determinación del requerimiento y evaluación de desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG. Los requisitos se concentran en el cálculo del requerimiento del monto de desconexión de carga total y el diseño del EDAC a nivel sistémico (etapas de desconexión, porcentajes de carga a desconectar por escalón, condiciones de frecuencia/tensión, etc.).

Sin perjuicio de lo anterior, y de que este Coordinador ya ha instruido como primera medida el traslado de los EDAC instalados en los alimentadores donde inyectan PMGD (carta DE02139-25), en el estudio de EDAC de este año se incluirán recomendaciones para la implementación de los esquemas considerando la presencia de PMGD en los alimentadores donde hay relés asociados al esquema EDAC, incluyendo de ser necesario, el análisis de los casos específicos

que informen las empresas que han sido instruidas. Esta iniciativa ha surgido como buena práctica y se basará en la experiencia comparada, considerando las medidas que se han implementado en otros sistemas con desafíos similares en cuanto a penetración masiva de generación distribuida de tecnología fotovoltaica.

6. Consulta SEC: Punto 9.5 EAF 89/2025, Desempeño del EDAG.

Explicar por qué existen implementados esquemas de EDAG para generadores que aportan mediante su inercia a la estabilidad del sistema y las acciones que se adoptarán para mitigar este efecto.

En caso de producirse excedentes de generación, indicar cuáles será las medidas que adoptará el CEN para asegurar que el monto requerido de EDAG esté presente en las centrales que están efectivamente despachadas.

Respuesta:

Cuando se diseñó el Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG), se definió la desconexión de unidades sincrónicas como la estrategia más eficaz para restablecer el equilibrio de potencia activa en las islas eléctricas resultantes de la activación del Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) de la Zona Norte, particularmente bajo condiciones de altos flujos norte-sur por el sistema de transmisión de 500 kV.

Con el cambio en la operación del sistema —marcado por la operación de unidades sincrónicas a mínimos técnicos bajos y el aumento de generación renovable sujeta a recortes proporcionales a su capacidad— esta lógica fue revisada. En consecuencia, el año pasado se instruyó la inclusión en el EDAG Zona Norte de todos los parques de generación renovable del Norte Grande con capacidad instalada superior a 100 MW, quienes tienen plazo hasta diciembre de 2025 para integrarse al EDAG. Sin perjuicio de ese plazo, se ha solicitado información de disponibilidad de equipos de protección por frecuencia en estos parques de manera de agregarlos transitoriamente al EDAG fase 0 con ajustes fijos pre-definidos mientras finalizan su integración al EDAG Zona Norte.

Durante el presente año, se analizará extender esta incorporación a otros parques de menor capacidad instalada, con el fin de asignar a los últimos escalones del esquema a aquellas centrales que contribuyan con recursos generales de control de contingencias, tales como inercia, control primario de frecuencia o control dinámico de tensión.

En relación con la eventual existencia de excedentes de generación en los escalones del EDAG, cabe señalar que el esquema se encuentra implementado como un sistema dinámico e inteligente que evalúa en tiempo real la potencia efectiva de cada central despachada. Esta característica permite una asignación dinámica de las unidades a los distintos escalones, evitando la dependencia de una programación fija. Además, en caso de que un escalón cuente con superávit de potencia, dicho exceso contribuye a frenar anticipadamente la subida de frecuencia, reduciendo la probabilidad de activación de los escalones subsiguientes. Además, la lógica implementada en el esquema permite hasta un margen de 50 MW de exceso de generación disponible en cada escalón, sin embargo, ese exceso es descontado del monto objetivo del escalón siguiente. Por último, la operación efectiva de cada escalón está supeditada a la magnitud del flujo interrumpido en el sistema de 500 kV, lo cual garantiza una acción proporcional y selectiva del esquema.