

Santiago, 16 de junio de 2025
DE03668-25

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

Ref.: Responde requerimiento de información. Caso Times N°2001237.

- [1] Oficio Ordinario Electrónico N°284246 de la SEC, de fecha 26 de mayo de 2025.
- [2] Oficio Ordinario Electrónico N°28669 de la SEC, de fecha 09 de junio de 2025
- [3] Carta DE03611-25, de fecha 13 de junio de 2025.

Responde Ingreso OP01365-25.

De mi consideración:

En relación con la materia de la referencia, y a la solicitud realizada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante el oficio de la Ref. [1], considerando la prórroga de 5 días hábiles otorgada por la SEC mediante el Oficio Ordinario de la Ref. [2], a continuación, el Coordinador Eléctrico Nacional da respuesta a los siguientes puntos individualizados en el oficio ya mencionado:

- 1) Emitir, en base al EAF 089/2025 publicado y la información complementaria recibida por ese Coordinador, un análisis técnico completo, desde el inicio hasta la recuperación de todos los consumos afectados.
- 2) Identificar y cuantificar la ENS atribuible a cada empresa participante, conforme a los procedimientos de cálculo establecidos en la NTISyC, sin perjuicio de la magnitud del evento.

Al respecto, en el caso particular del numeral 1, adjunto a la presente comunicación (Anexo 1), se entrega una minuta con un análisis técnico que da cuenta de la evolución de la isla centro sur del SEN, desde el inicio de la perturbación que da origen al apagón del sistema hasta el momento en que la isla centro sur pierde estabilidad y colapsa (aproximadamente 5 segundos después de la apertura del sistema de 500 kV entre las SSEE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar). A la fecha, los análisis de la evolución de la isla norte muestran que la pérdida de suministro se debió a una inestabilidad de tensión y frecuencia.

En cuanto al numeral 2, es oportuno reiterar que en el cálculo y asignación de la Energía No Suministrada (ENS), este Coordinador, conforme a sus responsabilidades establecidas en el artículo 4-8 y en el Título 3-4 de la NTISyC, advierte que dicha norma no contempla una metodología detallada para eventos complejos y técnicamente encadenados, como el ocurrido el 25 de febrero, y que involucran múltiples instalaciones, operadores y efectos

secuenciales. Por ello, la solicitud de lineamientos formulada a esa Superintendencia tuvo por finalidad asegurar trazabilidad, objetividad y coherencia técnica en el procedimiento de cálculo, considerando además las implicancias económicas que tiene la asignación de EnS para los agentes involucrados. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador ha continuado el proceso de análisis técnico y desarrollo metodológico, conforme a la NTISyC, con el fin de determinar la asignación de ENS de manera objetiva y trazable. Considerando lo anterior, para responder a identificación y cuantificación de la EnS atribuible a cada empresa participante del evento, adjunto encontrará una minuta en la que se presentan los lineamientos metodológicos que el Coordinador aplicará para estos efectos (Anexo 2).

Es importante destacar que los supuestos y la metodología propuesta para efectuar los cálculos asociados a la EnS provienen de la mejor información técnica disponible, sin perjuicio de las facultades que asisten a la SEC en la determinación de las responsabilidades y del pago de compensaciones de las empresas coordinadas, en virtud del artículo 2-5 de la NTISyC y demás normativa vigente. En tal sentido, el Coordinador permanece plenamente disponible para recibir observaciones, sugerencias o indicaciones adicionales respecto de la metodología entregada en la minuta adjunta.

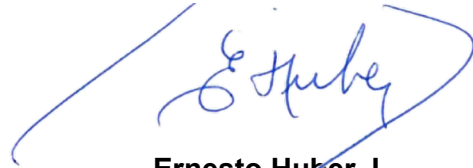
Cabe reiterar, tal como se indicó en nuestra carta DE 03356-25, de 4 de junio de 2025, que conforme al marco normativo vigente, el Coordinador Eléctrico Nacional efectúa el cálculo y asignación de la EnS, sin perjuicio que la calificación o atribución de responsabilidades administrativas o infraccionales a empresas coordinadas es una función exclusiva de esa Superintendencia, en su calidad de organismo fiscalizador, no correspondiendo a este Coordinador emitir juicios sobre el eventual incumplimiento normativo de terceros. En ese sentido, lo informado mediante la presente comunicación no debe ser entendido, en ningún caso, como una forma implícita de imputación de responsabilidades a dichas empresas.

Tal como ha informado este Coordinador, ha resultado especialmente complejo obtener de parte de los Coordinados la información necesaria para, entre otros casos, preparar el informe sobre el cálculo y asignación de la EnS. En particular, en la carta DE01993-25 del 4 de abril de 2025 en su anexo 4 se identifican las empresas coordinadas que no entregaron información completa. Por otro lado, luego de hacer las revisiones de consistencia de la información recibida desde los Coordinados, sobre un total de 6920¹ registros aproximadamente, se han levantado del orden de 1355 registros que deben ser revisados y validados previo a su uso en los cálculos de energía interrumpida y posteriormente en la determinación de la energía no suministrada (EnS). En efecto, mediante nuestra carta de la Ref. [3], se ha solicitado de manera perentoria esta revisión a las empresas coordinadas. En consecuencia, una vez recibida, revisada y validada dicha información, se podrá aplicar la metodología de asignación de EnS y enviar a esa Superintendencia los cálculos asociados al EAF089-2025.

¹ El promedio de registros anuales para el período 2021 a 2024 es aproximadamente 7180 registros.

Confiamos en que lo expuesto contribuye a clarificar el contexto técnico y normativo en que se ha desarrollado la actuación de este Coordinador, y reiteramos nuestra permanente disposición a colaborar con esa Superintendencia en el ejercicio de sus funciones de fiscalización.

Sin otro particular, saluda atentamente,



Ernesto Huber J.
Director Ejecutivo
Coordinador Eléctrico Nacional

REV/RBS/MCM/VMA
Incl.: Lo indicado

cc:
Rodrigo Espinoza V. – Gerente de Operación
Rodrigo Barbagelata S.- Director de Unidad de Regulación
Consuelo Mengual H.- Directora de Unidad Legal

Anexo 1: Análisis Técnico de la evolución de la isla centro sur e isla norte del SEN.

El objetivo de este análisis técnico del evento del 25-F es revisar la secuencia de eventos desde la ocurrencia de la contingencia origen del apagón hasta el momento en que se produce el colapso de las dos islas en que se dividió el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Se describe el comportamiento del SEN desde el evento origen hasta el apagón total, incluyendo:

- a. Comportamiento del SEN desde el evento de origen hasta la separación del SEN en dos islas asincrónicas: isla Centro-Sur e isla Norte.
- b. Propagación y colapso de la isla Centro-Sur.
- c. Propagación y colapso de la isla Norte.

Cabe destacar que este documento se realizó con la información y análisis con que este Coordinador cuenta a la fecha. Sin perjuicio de lo anterior, se continúan realizando análisis internos que conforme al estado de avance actual, se estima que se podrían presentar a más tardar durante el mes de agosto de 2025.

1) Comportamiento del sistema desde el inicio del evento hasta el apagón total del SEN

a) Inicio del evento hasta la separación del sistema en dos islas asincrónicas.

En el instante previo a la desconexión de ambos circuitos de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, que llamaremos el **evento de origen**, la transferencia por esa línea era en sentido norte-sur y alcanzaba aproximadamente los 1800 MW. El Control Primario de Frecuencia de diez segundos era de 108 MW y se encontraba distribuido en todo el SEN. La inercia del SEN era de 34,2 GVAs, con una distribución de 22,4 GVAs en lo que posteriormente fue la isla Centro-Sur y 11,7 GVAs en lo que fue la isla Norte.

Posterior al evento de origen, el SEN se mantuvo unido mediante el vínculo de 220 kV en paralelo al sistema de 500 kV, durante un tiempo aproximado de $t = 1,5$ segundos. Este vínculo se abrió por oscilaciones de potencia, a los mencionados 1,5 segundos, formando las dos islas asincrónicas Centro-Sur y Norte. En la siguiente tabla se muestra la secuencia de aperturas en cada paño de la zona aledaña al lugar del evento de origen:

Tabla N°1: Secuencia de aperturas del sistema de transmisión en la vecindad donde ocurrió el evento de origen, hasta que el sistema se separó en dos islas asincrónicas.

Instante (hh:mm:ss.mmm ²)	Interruptor ³ / Subestación ⁴	Δt [s] post-evento de origen
15:15:41.394	52K12 / NPA	0,000
15:15:41.394	52K11 / NPA	0,000
15:15:41.403	52K8 / NPA	0,009
15:15:41.403	52K9 / NPA	0,009
15:15:41.404	52K10 / NMA	0,010
15:15:41.404	52K11 / NMA	0,010
15:15:42.334	52J1 Paposo	0,940

² hh; hora; mm: minuto; ss.mmm: segundos y milisegundos

³ Interruptores denominados 52K corresponden a instalaciones de 500kV y 52J a instalaciones de 220kV

⁴ NPA: Nueva Pan de Azúcar; NMA: Nueva Maitencillo; PA: Pan de Azúcar. El detalle de las líneas desconectadas está en el EAF089-2025

Instante (hh:mm:ss.mmm ²)	Interruptor ³ / Subestación ⁴	Δt [s] post-evento de origen
15:15:42.717	52K8 / NPA (intento de cierre)	1,323
15:15:42.726	52K9 / NPA (intento de cierre)	1,332
15:15:42.896	52J2 / PA	1,502
15:15:42.907	52J8 / NPA	1,513
15:15:42.907	52J9 / NPA	1,513
15:15:42.907	52J11 / NPA	1,513
15:15:42.907	52J12 / NPA	1,513
15:15:42.960	52J1 / PA	1,566
15:15:43.114	52J1 / Paposo	1,720
15:15:43.238	52K8 / NMA	1,844
15:15:43.238	52K7 / NMA	1,844

Durante este tiempo (primeros 1,5 segundos desde el evento de origen), el sistema quedó unido por un enlace débil de alta impedancia y con alta transferencia, que provocó tres oscilaciones no amortiguadas en el SEN. Por ello, la zona al norte de la S/E Nueva Maitencillo y la zona al sur de la S/E Nueva Pan de Azúcar empezaron a desacoplarse angularmente. Lo anterior provocó que al norte de S/E Nueva Maitencillo se produjera una sobrefrecuencia, mientras que al sur de S/E Nueva Pan de Azúcar una subfrecuencia.

Lo anterior tuvo como consecuencia que en la zona sur operó el EDAC-CE (EDAC por Contingencia Extrema) y parte del EDAC-BF (EDAC por Baja Frecuencia), mientras que en la zona norte operó el EDAG-CE ZN (EDAG por Contingencia Extrema) de la Zona Norte.

Para determinar los tiempos de operación del EDAC-CE y del EDAC-BF, y dado que los Coordinados no informaron las estampas de tiempo de operación del EDAC, este se modeló en base a los escalones y ajustes instruidos por el Coordinador y con la información disponible hasta este momento, esto es, la cantidad total desconectada por efecto de los EDAC. Para ello, se ajustaron los montos reales desconectados por el esquema producto del evento y se simuló su comportamiento en PowerFactory de DlgSILENT. Con lo anterior se obtuvieron los tiempos de operación promedio del esquema EDAC-CE, que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N°2: Operación del EDAC-CE de la zona centro sur

Escalón	Ajuste	Potencia desconectada [MW]	Tiempo medio [s] post- evento
1	49,5 [Hz] / -0,9 [Hz/s]	258,8	0,691
2	49,5 [Hz] / -1,2 [Hz/s]	320,7	0,686
3	49,5 [Hz] / -1,9 [Hz/s]	424,1	0,690
Total	—	1003,6	—

De la tabla se observa que el monto total desconectado por el EDAC-CE es de 1003,6 MW antes de los 700 ms medidos desde el tiempo de origen del evento (desconexión de línea 2x500kV Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar).

En el caso del EDAC-BF, y tal como se observa en la siguiente tabla, este operó parcialmente cuando el sistema estaba unido, totalizando 1008,7 MW de los escalones 1, 2, 5 y 6⁵. Como el resto del esquema terminó de operar después de que se formó la isla centro sur, el detalle de esta operación se presenta en la sección donde se analiza esa isla, considerando esto se alcanza una desconexión total de carga de 1379,4 MW.

⁵ Escalones 3 y 4 se encuentran ajustados en 48,5 y 48,3 [Hz] respectivamente

Tabla N°3: Operación del EDAC-BF de la Zona Centro Sur

Escalón	Ajuste	Potencia desconectada [MW]	Tiempo medio [s] post- evento
1	48,9 [Hz]	149,1	1,141
2	48,7 [Hz]	183,0	1,446
3	48,5 [Hz]	-	-
4	48,3 [Hz]	-	-
5	49,0 [Hz] / -0,6 [Hz/s]	362,2	1,150
6	48,8 [Hz] / -0,6 [Hz/s]	314,4	1,229
Total		1008,7	—

Dado que se trata de montos reales, la generación PMGD conectada en alimentadores pertenecientes a cargas de ambos EDAC (BF y CE) y que, por lo tanto, también se desconectó por la acción de estos esquemas, ya está siendo considerada implícitamente en la simulación. Cabe recalcar que algunos PMGD estaban conectados aguas abajo de la ubicación donde están instalados varios relés del EDAC. El detalle de las unidades generadoras PMGD y el monto de generación que tenían al momento de la desconexión aún es materia de análisis.

Es relevante destacar que, sin perjuicio de que la frecuencia y tensión en la zona al sur de Nueva Pan de Azúcar cumplieran con los estándares establecidos en la NTSyCS, existió un grupo de centrales que se desconectó injustificadamente. El detalle de estas desconexiones intempestivas se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N°4: Desconexión intempestiva de generación en la zona centro-sur mientras el SEN aún se mantenía unido

Central	Hora UTC-3	Tiempo [s] post- evento	Potencia [MW]	Inercia [GVAs]	Potencia total Secuencia [MW]	Inercia total Secuencia [GVAs]
PE LA ESTRELLA	15:15:41.495	0,101	6,4	0,00	10	0,04
HP ALTO RENAICO	15:15:42.225	0,831	1,1	0,01		
HP RÍO COLORADO U2	15:15:42.680	1,286	2,5	0,03		

Además de lo anterior, se identificó la desconexión del PFV La Huella con 65,1 MW a la hora 15:15:42.027 (UTC-3) o equivalentemente a los 0,633 segundos post evento de origen, el cual se encuentra conectado en el corredor paralelo de 220 kV al tramo que dio origen al evento. Si bien no se cuentan con datos de las variables eléctricas de esa zona, al estar directamente en el área afectada, no se puede concluir si su desconexión se justifica.

En el caso del EDAG CE Zona Norte, las estampas de tiempo de las desconexiones de las unidades de generación se determinaron a través de los COMTRADE entregados por el Coordinado Engie⁶. El detalle de la operación es el que se muestra a continuación:

Tabla N°4: Operación del EDAG CEx ZN de la Zona Norte

Escalón#ESC	Central	Potencia [MW]	Inercia [GVAs]	Hora (UTC-3)	Tiempo [s] post- evento
1	PE SIERRA GORDA ESTE	76,4	-	15:15:42.527	1,109
	PFV FINIS TERRAE	107,2	-	15:15:42.563	1,169
	PE CALAMA	82,8	-	15:15:42.560	1,166
2	PFV CAPRICORNIO	20,3	-	18:15:42.499	1,183
	PFV POZO ALMONTE SOLAR II	6,4	-	15:15:42.604	1,208

⁶ Engie es el Coordinado que implementó la celda del EDAG de la Zona Norte

Escalón#ESC	Central	Potencia [MW]	Inercia [GVAs]	Hora (UTC-3)	Tiempo [s] post- evento
	PFV POZO ALMONTE SOLAR III	12,0	-	15:15:42.587	1,189
	TER MEJILLONES CTM3-TV	34,3	0,841	15:15:42.583	1,225
	TER MEJILLONES CTM3-TG	38,8	0,888	15:15:42.580	1,186
	GEO CERRO PABELLON U1	11,2	0,044	15:15:42.595	1,201
	TER COCHRANE U1	59,3	1,273	15:15:42.652	1,258
	TER ANGAMOS U1	80,6	1,584	15:15:42.658	1,264
	TER ANGAMOS U2	81,3	1,584	15:15:42.647	1,253
3	TER COCHRANE U2	60,4	1,273	15:15:42.669	1,275
	Potencia Total [MW]	671,0	7,487	-	-

Cabe señalar que la operación del EDAG-CEx ZN, además de la desconexión de 671 MW de generación, disminuyó en un 64% la inercia de la zona que luego de la apertura del sistema correspondería a la isla Norte.

Aproximadamente al tiempo $t = 1,5$ segundos se produjo la apertura, por oscilaciones de potencia, del sistema de 220 kV paralelo al tramo de 500 kV que abrió durante el evento de origen, provocando la creación de dos islas asincrónicas. Estas son la isla Centro-Sur (i.e. el sistema que quedó al sur de la subestación Pan de Azúcar, con aproximadamente 8000 MW) y la isla Norte (i.e. el sistema que quedó al norte de la subestación Maitencillo, con aproximadamente 3000 MW).

b) Propagación y pérdida de suministro de la Isla Centro-Sur

Luego de la apertura del sistema, en la isla Centro-Sur terminó de operar la parte del esquema de EDAC-BF que faltaba, lo que corresponde a unos 372 MW de los escalones 3 y 4 del esquema, tal como se muestra en la tabla:

Tabla N°6: Operación del EDAC-BF de la zona centro sur

Escalón	Ajuste	Potencia desconectada [MW]	Tiempo medio [s] post- evento
1	48,9 [Hz]		
2	48,7 [Hz]		
3	48,5 [Hz]	173,5	2,307
4	48,3 [Hz]	198,7	3,229
5	49,0 [Hz] / -0,6 [Hz/s]		
6	48,8 [Hz] / -0,6 [Hz/s]		
Total		372,2	—

Cabe recalcar que, como ya se explicó anteriormente, estos son montos reales desconectados, por tanto la generación PMGD que se desconectó por la acción de este esquema ya está siendo considerada implícitamente. El detalle de las unidades generadoras PMGD y el monto de generación que tenían al momento de la desconexión aún es materia de análisis.

Por tanto, la operación total del EDAC-BF en la zona Centro-Sur, antes y después de la formación de la isla, es de unos 1379 MW, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N°7: Operación del EDAC-BF en la zona centro sur (antes y después de la formación de la isla Centro-Sur)

Escalón	Ajuste	Potencia desconectada [MW]	Tiempo medio [s] post-evento
1	48,9 [Hz]	149,1	1,141
2	48,7 [Hz]	183,0	1,446
3	48,5 [Hz]	173,5	2,307
4	48,3 [Hz]	198,7	3,229
5	49,0 [Hz] / -0,6 [Hz/s]	362,2	1,150
6	48,8 [Hz] / -0,6 [Hz/s]	314,4	1,229
Total		1380,9	—

Así, los montos reales desconectado por EDAC-CE fueron 1003,6 MW y los del EDAC-BF 1380,9 MW, lo que totaliza 2384 MW en conjunto. Considerando que la generación bruta aproximada de la isla Centro-Sur previo al evento de origen era de 7828 MW, se puede concluir que los montos de desconexión por EDAC fueron del orden del 33% de la demanda neta.

Sin embargo, y tal como ocurrió cuando el sistema aún se mantenía unido, existió un grupo de centrales que se desconectó injustificadamente (esto es, sin apego a las exigencias de la NTSyCS en cuanto a la frecuencia y el comportamiento dinámico de la tensión). El detalle de estas desconexiones intempestivas de desconexión son las que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N°6: Desconexión intempestiva de generación en la isla centro-sur luego de la separación del SEN en dos islas asincrónicas

Detalle	Hora UTC-3	Tiempo [s] post-evento origen	Potencia [MW]	Inercia [GVAs]
TER CMPC SANTA FE U3	15:15:43.003	1,609	14,9	0,14
TER CMPC SANTA FE U2	15:15:43.003	1,609		0,14
TER CMPC SANTA FE U1	15:15:43.003	1,609		0,04
TER CMPC PACIFICO U1	15:15:43.031	1,637	7,25	0,08
TER CMPC PACIFICO U2	15:15:43.031	1,637		0,07
TER CMPC PACIFICO U3	15:15:43.031	1,637		0,02
Desbalance no identificado	15:15:43.394	2,000	245	0,00
TER CMPC TISSUE	15:15:43.812	2,418	4,80	0,03
TER SAN ISIDRO II (TG+TV)	15:15:44.214	2,820	301	3,43
Desbalance no identificado	15:15:44.214	2,820	160	0,00
Desbalance no identificado	15:15:45.494	4,100	95	0,00
HP RENAICO	15:15:45.499	4,105	5,09	0,01
HP MAMPIL	15:15:45.514	4,120	17	0,16
HP MC1	15:15:45.554	4,160	1,22	0,01
TER VIÑALES	15:15:45.555	4,161	31	0,17
TER CELCO	15:15:45.563	4,169	5	0,05
HP LOS QUILOS U1	15:15:45.575	4,181	7,20	0,02
TER VALDIVIA	15:15:45.579	4,185	41	0,28
TER NUEVA RENCA (TG+TV)	15:15:45.681	4,287	165	2,58
TER CAMPICHE	15:15:45.997	4,603	84	2,24
HP CHIBURGO U2	15:15:46.000	4,606	8,40	0,01
HP LICÁN	15:15:46.000	4,606	9	0,03
PFV DON HUMBERTO	15:15:46.059	4,665	78	0,00
Total [MW]			1279,8	9,51

La desconexión de generación intempestiva identificada totaliza 779,8 MW y contribuyó significativamente a la propagación, especialmente porque además del desbalance de potencia activa que produjo y que contrarrestaba el efecto de los esquemas EDAC, se desconectaron 9,5 GVAs de inercia, lo que corresponde a aproximadamente un 42% de la inercia de la isla centro sur, lo que profundizó la caída de frecuencia.

Notar que además de las desconexiones de generación identificadas, y con el fin de ajustar la simulación del evento con los registros de la frecuencia de la PMU en Polpaico 500 kV, se estimaron y simularon que aún no han podido ser identificados con los antecedentes proporcionados por los Coordinados. Estas corresponden a desbalances de 245 MW, 160 MW y 95 MW (i.e. del orden 500 MW), en un tiempo post evento de origen de 2,00, 2,82 y 4,1 segundos respectivamente.

Con todo lo anterior, se estima que la desconexión neta total de generación luego de formada la isla Centro-Sur fue de unos 1280 MW, lo que sumado a los aproximadamente 75 MW de desconexión identificados antes de que se formara la isla da un total de 1355 MW.

Las simulaciones realizadas considerando lo indicado se muestra en los siguientes puntos.

- **Simulaciones caso real evento 25F**

Considerando todo lo anterior, con las simulaciones dinámicas en PowerFactory DlgSILENT se llegó al ajuste que se presenta en la figura 1 para el caso real del evento 25F.

Notar que cuando la frecuencia llega a los 47,5 Hz, y de acuerdo con el Art. 3-10 de la NTSyCS prácticamente todos los tipos de generación tienen permitido desconectarse del sistema. Por ello, de ahí en adelante, se da por entendido que se pierde el control de la estabilidad de la isla y se produce la pérdida total de suministro. Dado esto, los eventos posteriores a cuando la frecuencia de la isla Centro-Sur llega a 47,5 Hz no se toman en cuenta dentro del presente análisis, pues se consideran consecuencia directa de la baja frecuencia y no a factores de propagación adicionales.

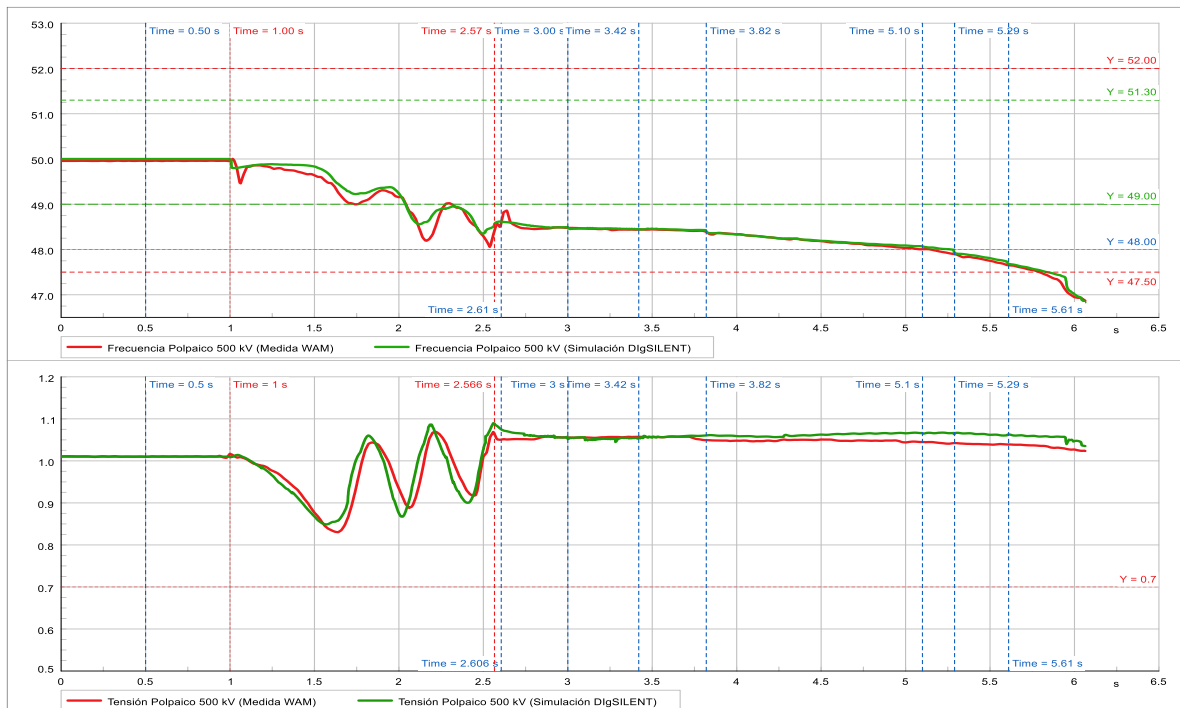


Figura 1: Comparación de la frecuencia y tensión simulada (verde) y registrada de la PMU (rojo) del nodo Polpaico 500 kV, ubicado en la isla centro-sur del SEN

- **Simulaciones caso ideal de cumplimiento normativo y de diseño del EDAC**

Tal como se aprecia en la figura 2, si las instalaciones de generación conectados al sistema de transmisión anteriormente identificadas no se hubieran desconectado y la operación de los EDAC se hubiera ajustado a lo instruido (sin afectación de los PMGD en alimentadores asociados a EDAC y con la operación efectiva de EDAC que no operaron conforme a los montos comprometidos), la isla Centro-Sur habría mantenido su estabilidad. En efecto, las curvas de color verde muestran que tanto la frecuencia como la tensión se habrían recuperado luego de la separación del sistema, con lo que se habría evitado el apagón total del SEN.

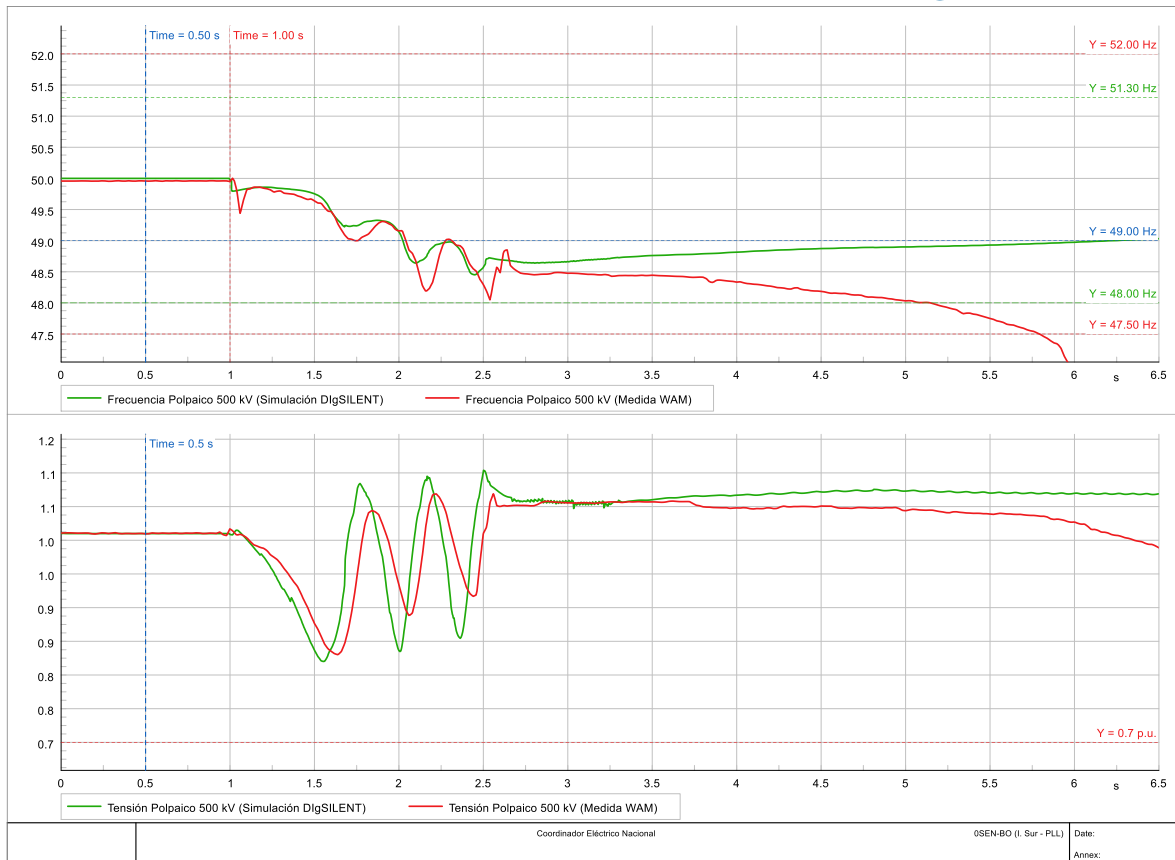


Figura 2: Resultado de la simulación del escenario de cumplimiento normativo (verde) y su comparación con el registro de la PMU del nodo Polpaico 500 kV (rojo)

En base a lo anterior, se concluye que las plantas generadoras que se desconectaron anticipadamente (1355 MW), que incluye tanto a generación conectada al sistema de transmisión y a distribución, además de la operación insuficiente de los EDAC, explican al propagación de la falla y consecuente pérdida total de suministro de la isla centro sur.

c) Propagación y colapso de la isla norte

Después de la operación del esquema EDAG CE ZN, en la isla norte las únicas unidades síncronas que quedaron en servicio fueron las de la central Guacolda, las que aportaban la referencia de tensión. En el norte grande el único elemento de control de tensión relevante era el SVC Domeyko (+145/-80 MVar). En cuanto al norte chico, además de las unidades de Guacolda quedaron en servicio el STATCOM de Diego de Almagro y los SVC de Cardones y Maitencillo. En cuanto a los parques renovables, estos sólo están obligados normativamente a aportar reactivos de régimen permanente de acuerdo con su diagrama PQ y con lo solicitado en la operación, lo que no contribuye a una gestión dinámica y automática de la tensión.

Esta escasez de recursos hizo que, pasados unos cuatro minutos, las sobretensiones activaran las protecciones de las barras 220 kV de Escondida, Domeyko y O'Higgins. La apertura del paño J10 en Domeyko retiró del sistema el SVC de Domeyko, mientras que la pérdida simultánea de consumos mineros en Escondida, Laguna Seca y Planta Óxido (≈ 275 MW) elevó aún más la tensión.

El aumento sostenido de tensión provocó que otras unidades fotovoltaicas y eólicas se desconectarán por sobretensión, las cuales se estiman unos 636 MW adicionales de generación perdidos en esta etapa. La abrupta caída de potencia activa sumado a la muy baja inercia de la isla provocó que la frecuencia descendiera del umbral de 47,5 Hz, punto en el cual, tal como se indicó en el caso de la isla centro sur, produce la pérdida de suministro en la isla.

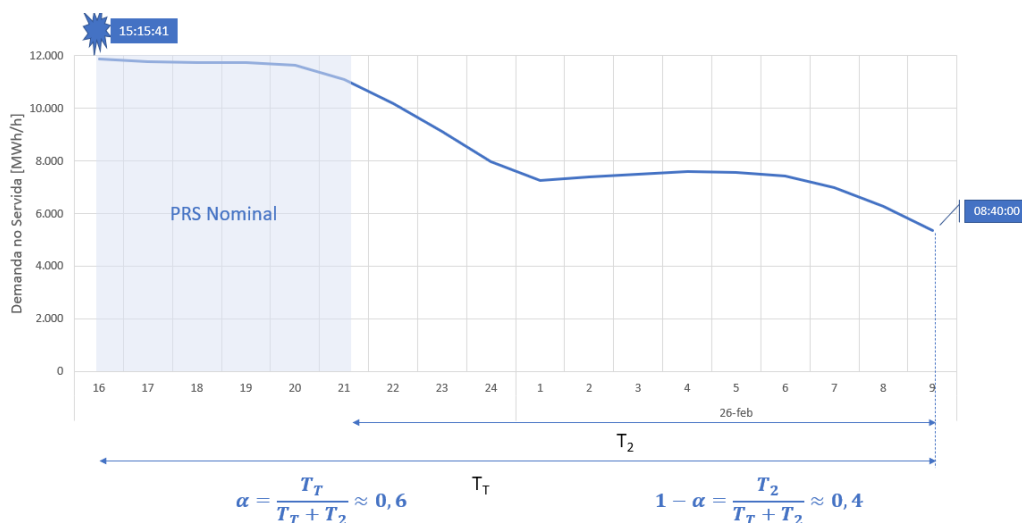
Anexo 2: Cuantificación de grado de participación de instalaciones y automatismos en el evento del 25 de febrero de 2025.

La cuantificación del grado de participación de las distintas instalaciones coordinadas en el evento del 25F tiene como objetivo repartir la proporción de la EnS a ser compensada, entre los distintos coordinados, dependiendo de la responsabilidad que les cabe a cada coordinado en el evento del 25 de febrero, conforme lo establezca la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Considerando que este ejercicio puede tener múltiples soluciones dependiendo de los criterios que se adopten, en el presente documento se establecen los supuestos adoptados, basado en los siguientes atributos que debe tener el proceso: simpleza, trazabilidad y reproducibilidad de sus resultados.

La primera decisión adoptada dice relación con separar el universo de agentes con grado de participación en 2 grupos, el primero (grupo 1), a saber, los que contribuyeron al desbalance inicial que provocó la desconexión incontrolada del sistema, y el segundo (grupo 2) los que contribuyeron a una demora en el proceso de recuperación del servicio en el SEN. Al primer grupo se le asigna un peso relativo (caracterizado por un número menor que 1, en la figura descrito como “alfa”) y al segundo el complemento para llegar a la totalidad (1 menos “alfa”).

Para establecer el parámetro “alfa”, se propone comparar ambos grupos en términos relativos, usando como métrica el tiempo. En efecto, el tiempo total del evento se asocia como magnitud al grupo 1, y al grupo 2 se le asocia como magnitud el tiempo en exceso de la aplicación de un “PRS nominal”⁷. Al repartir en esos términos la participación, se obtiene que el grupo 1 tiene un peso relativo del orden de 60% y el grupo 2 del 40%.



⁷ Corresponde al tiempo de ejecución del PRS, tal como se describe en el “Estudio PRS” vigente, considerando que no existen retrasos ni dificultades en su aplicación

Luego se deben repartir los pesos relativos determinados a partir del parámetro “alfa”, en los grupos 1 y 2, procediendo de la siguiente manera:

1. **En el grupo 1** se distinguen 3 subconjuntos que dan cuenta de una partición de ese universo y se trata de: la instalación que se abrió intempestivamente a las 15:15:41 del 25 de febrero, el conjunto de generadores que se desconectó de manera indeseada o que no presentó medios de pruebas que acrediten un comportamiento adecuado a los estándares normativos y los esquemas EDAC cuya activación fue insuficiente. Cada uno de estos subconjuntos está caracterizado por su aporte al desbalance en términos de potencia. Así las cosas, en forma preliminar se tiene los siguientes números aproximados:

Subconjunto	Potencia [MW]	Participación [%]
Transmisión (Tx) Prefalla (2x500 kV)	1800	50
Generación (Gx) ⁸	1300	36
EDAC ⁹	500	14

Una vez determinado los porcentajes de participación, este tiene una aplicación directa en el caso de la instalación que originó la falla (Transmisión Prefalla), mientras que en los casos de las instalaciones de generación (Gx) y EDAC se rige por las siguientes reglas:

- **Generación (Gx):** Son parte de este subconjunto todas aquellas unidades generadoras que se desconectaron o redujeron su generación sin ceñirse a los estándares normativos correspondientes. Del mismo modo son parte de este subconjunto, todas aquellas unidades generadoras que no presentaron respaldos adecuados para justificar su desconexión o reducción de generación. El porcentaje que le corresponde a cada una de ellas se obtendrá de asignar el porcentaje total a prorrata de la potencia generada previa al evento.
- **EDAC:** Para cada uno de los esquemas se determinará la diferencia positiva entre el aporte instruido y el valor desconectado durante el evento mediante la siguiente fórmula:

$$EDAC_i = \text{Max} \{0, P_{Ins i} - P_{Des i}\}$$

El porcentaje que le corresponde a cada uno de los esquemas se obtendrá de repartir el porcentaje total a prorrata de la variable $EDAC_i$, donde $P_{Ins i}$ corresponde a la potencia instruida que debe estar disponible en el esquema EDAC y $P_{Des i}$ corresponde a la Potencia Desconectada.

2. **Para el grupo 2** se propone separar en los subconjuntos COR (Centro de Operación para la Recuperación de Servicio), CC (Centro de Control) y PA (Partidas Autónomas), usando para determinar el peso relativo de cada uno de estos en la cuantificación de su participación (1- alfa), el tiempo de indisponibilidad en la prestación del servicio correspondiente. En el caso de los COR y CC, sería la cuantificación de indisponibilidad de sus sistemas de monitoreo y control (SCADA), mientras que para las Partidas Autónomas el tiempo que tomó la partida exitosa (excluyendo fallas externas que impidieron su partida) respecto del tiempo establecido en el PRS para dicho proceso.

⁸ 700 MW identificados según los registros y 600 MW estimados conforme a simulación del Anexo 1

⁹ Estimación de la diferencia del aporte Instruido y efectivo en base a los registros del EAF089/2025