



SMART ELECTRIC SPA
Informe de servicio

Código : PT-SE-EE-IM-
 IN1408-142
 Fecha : 13 -Abr.-25
 Versión : 0
 Página : 1 de 20

**INFORME DE ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE
 GENERACIÓN PFV LLANO DE LLAMPOS**

Rev. 0

ELABORADO POR		REVISADO POR		APROBADO POR	
Nombre	SE	Nombre	SE	Nombre	SE
Firma		Firma		Firma	
Cargo		Cargo		Cargo	
<p align="center">DISTRIBUCIÓN</p> <p>COPIA: Electrónica Distribuyó: Si imprime este documento no omita verificar la última versión</p>				<p align="center">ESTADO DEL DOCUMENTO</p> <p>Liberado Fecha Elaboración: 13 Abr. 2025 Fecha Aprobación: 13 Abr. 2025</p>	
<p>CONFIDENCIALIDAD SMART ELECTRIC, es el dueño de este documento y éste está destinado sólo para su uso en esta compañía. Queda estrictamente prohibido cualquier uso sin el consentimiento escrito, no se rechazará ninguna solicitud razonable escrita para usar esta información.</p>					

Contenido

1	Introducción	3
2	Objetivos.....	3
2.1	Objetivo principal	3
3	Antecedentes.....	3
3.1	Antecedentes de comunicación con el Coordinador Eléctrico Nacional	3
3.2	Antecedentes técnicos.....	5
3.2.1	Evento 29 de marzo – Carta DE 01957-25	5
3.2.2	Evento del 3 de abril – Carta DE 01963-25.....	6
3.2.3	Evento del 5 de abril – Carta DE 02049-25.....	8
3.3	Otros Antecedentes	11
3.3.1	Desconexión de línea de 500kV el día 29 de marzo	11
3.3.2	Parámetros de ajuste de inversores Bonfiglioli	12
4	Aspectos Normativos.....	12
5	Otros Antecedentes Técnicos	15
5.1	Tensiones de servicio	15
5.2	Cálculo de las tensiones al momento de registrada a falla del 29 de marzo	15
6	Metodología.....	16
7	Análisis	17
8	Plan de mitigación	18
9	Conclusiones	19
10	Anexos	20

1 Introducción

Amanecer Solar SpA ha solicitado los servicios de Smart-Electric para evaluar las posibles causas que provocaron la disminución intempestiva de la generación del Parque Llano de Llampos los días 29 de marzo, 3 de abril y 5 de abril, del año 2025; eventos que tuvieron como consecuencia la limitación de las inyecciones del mencionado Parque.

En este informe se analizarán los antecedentes entregados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y por Amanecer Solar SpA, con el objetivo de dar cumplimiento a lo exigido en las cartas DE 02085-25 y DE 02119-25, la cual indica que el cliente debe identificar las causas que provocaron la baja en la generación en las fechas indicadas, así como también, en caso de ser necesario, generar un plan de mitigación que evite que estos eventos se repitan en el futuro.

2 Objetivos

2.1 Objetivo principal

El objetivo del presente informe es analizar los antecedentes entregados por Amanecer Solar SpA para determinar las causas de las bajas de generación experimentadas por el parque fotovoltaico Llano de Llampos en los días 29 de marzo, 3 de abril y 5 de abril del año 2025.

Además, se busca elaborar un plan de mitigación, cuyo objetivo sea detectar y corregir errores en la operación.

3 Antecedentes

3.1 Antecedentes de comunicación con el Coordinador Eléctrico Nacional

De acuerdo con lo indicado por Amanecer Solar, a continuación, se exponen los aspectos más importantes enviadas por el Coordinador a Amanecer Solar SpA. contenidos en ellas:

- Carta DE 01957-25, con fecha 29 de marzo de 2025
 - Carta DE 01963-25, con fecha 3 de abril de 2025
 - Carta DE 02049-25, con fecha 8 de abril de 2025
 - Carta DE 02119-25, con fecha 9 de abril de 2025
 - Carta DE 02085-25, con fecha 9 de abril de 2025
 - Minuta GM-DPRO N°03-2025 Incorporación del Desempeño de Centrales ERV en la Determinación de su Potencia Máxima de Despacho en el SEN, abril de 2025.
- En la carta DE 01957-25 se hace referencia a un evento ocurrido el 29 de marzo a partir de las 13:40 horas, donde se indica una baja en la potencia generada, ante lo cual, el Coordinador solicita lo siguiente:
- 1) Causa primaria que provocó la reducción de generación intempestiva de la unidad generadora de propiedad de su representada, precisando las protecciones operadas y equipos afectados.
 - 2) Registros oscilográficos y de eventos de todas las protecciones y sistemas de control operados en las instalaciones de generación de su representada, involucrados en la reducción intempestiva de generación, junto con sus respectivos análisis de su desempeño sobre la base de sus ajustes y filosofía de operación de los esquemas de protecciones correspondientes.

- 3) Cronograma de trabajo para ejecutar las medidas correctivas o de mitigación, que su representada ha adoptado y/o adoptará para evitar la repetición de los eventos ocurridos, descritos en la presente carta.
 - 4) Otros antecedentes que su representada considere relevantes, en relación con el comportamiento de las protecciones y/o con lo solicitado.
- En la carta DE 01963-25 se hace referencia a un evento ocurrido el día 03 de abril de 2025 a partir de las 11:22 horas, donde se indica un evento de falla ocurrida en el Sistema de Transmisión, que tuvo como consecuencia la disminución de la frecuencia eléctrica bajo los 49Hz, que hizo operar los esquemas de EDAC como consecuencia de las disminuciones de potencia generadas en la planta; ante lo cual el CEN solicita lo siguiente:
- 1) Causa primaria que provocó la reducción de generación intempestiva de la unidad generadora de propiedad de su representada, precisando las protecciones operadas y equipos afectados.
 - 2) Registros oscilográficos y de eventos de todas las protecciones y sistemas de control operados en las instalaciones de generación de su representada, involucrados en la reducción intempestiva de generación, junto con sus respectivos análisis de su desempeño sobre la base de sus ajustes y filosofía de operación de los esquemas de protecciones correspondientes.
 - 3) Cronograma de trabajo para ejecutar las medidas correctivas o de mitigación, que su representada ha adoptado y/o adoptará para evitar la repetición de los eventos ocurridos, descritos en la presente carta.
 - 4) Otros antecedentes que su representada considere relevantes, en relación con el comportamiento de las protecciones y/o con lo solicitado.
- En la carta DE 02049-25 se hace referencia a un evento ocurrido el día 05 de abril a las 14:19 horas; donde se indica que luego de una falla ocurrida en las el Sistema de Transmisión de 500kV, en el circuito N°3 de la línea Charrua – Ancoa, hubo una disminución en la frecuencia eléctrica por debajo de los 49Hz, que hizo operar los esquemas de EDAC como consecuencia de las disminuciones de potencia generadas en la planta; ante lo cual el CEN solicita lo siguiente:
- 1) Causa primaria que provocó la reducción de generación intempestiva de la unidad generadora de propiedad de su representada, precisando las protecciones operadas y equipos afectados.
 - 2) Registros oscilográficos y de eventos de todas las protecciones y sistemas de control operados en las instalaciones de generación de su representada, involucrados en la reducción intempestiva de generación, junto con sus respectivos análisis de su desempeño sobre la base de sus ajustes y filosofía de operación de los esquemas de protecciones correspondientes.
 - 3) Cronograma de trabajo para ejecutar las medidas correctivas o de mitigación, que su representada ha adoptado y/o adoptará para evitar la repetición de los eventos ocurridos, descritos en la presente carta.
 - 4) Otros antecedentes que su representada considere relevantes, en relación con el comportamiento de las protecciones y/o con lo solicitado.
- En la carta DE 02119-25 se informa de las medidas tomadas por el Coordinador, donde se establece una limitación de la generación de la planta hasta que las empresas coordinadas titulares de los parques envíen un informe técnico elaborado por un experto independiente, que dé cuenta de la identificación del motivo de la reducción súbita de generación registrada en los eventos del 29 de marzo, 3 de abril y 5 de abril del presente, según corresponda, y de la implementación de los ajustes correspondientes que eviten en lo sucesivo tal desempeño. Se establece una fecha límite para la entrega de dicho informe para el jueves 17 de abril.

- En la carta DE 02085-25, el Coordinador nuevamente solicita la información a la que se hace referencia en la carta DE 02049-25, añadiendo a PFV Llano de Llampos en el listado de empresas que deben dar cumplimiento a dicha solicitud.
- En la Minuta GM-DPRO N°03-2025 Incorporación del Desempeño de Centrales ERV en la Determinación de su Potencia Máxima de Despacho en el SEN se indica el criterio para la limitación de la potencia despachada.

3.2 Antecedentes técnicos

En los siguientes párrafos se exponen los análisis realizados, considerando las oscilografías, registro de eventos y otros datos, para cada uno de los eventos en cuestión.

3.2.1 Evento 29 de marzo – Carta DE 01957-25

De los datos enviados por Amanecer Solar, se observa lo siguiente:

- El sistema SCADA de la central no registra operaciones en los equipos de protección de la S/E transformadora.
- No hay registro de falla, pero sí queda registro oscilográfico del evento.
- Se detecta una anomalía (una baja en la tensión) a la hora de ocurrencia del evento.

Figura 3-1: Oscilografía P5 52J1

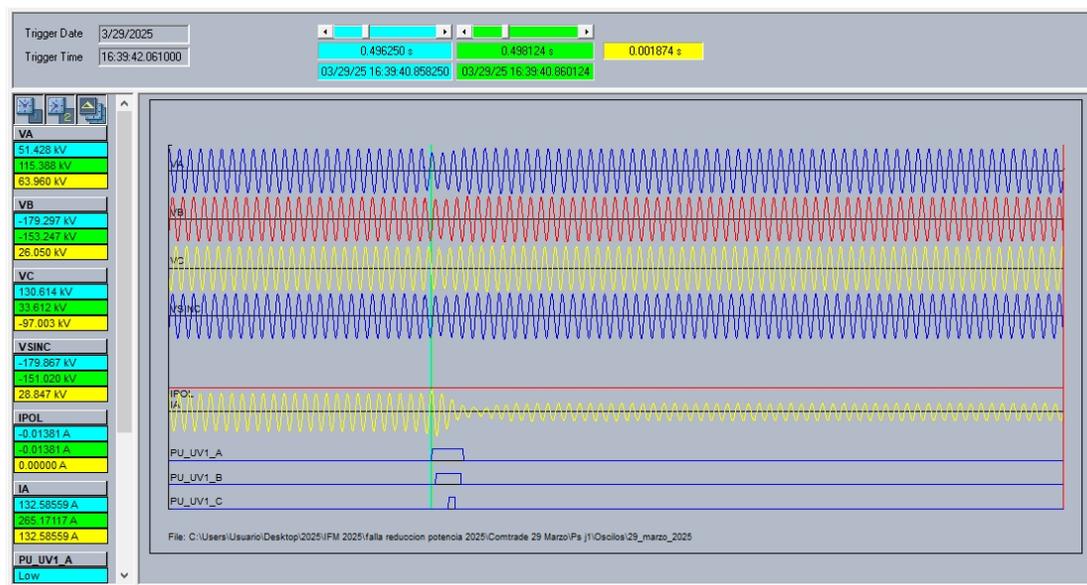
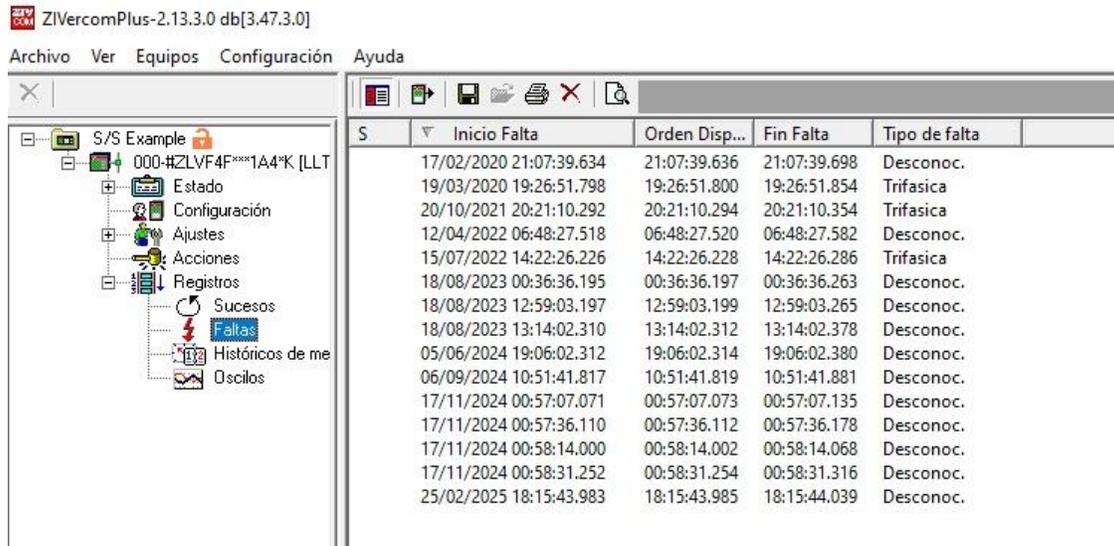
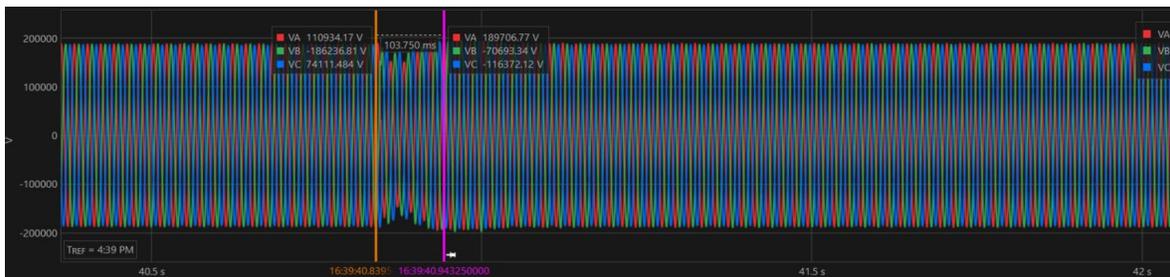


Figura 3-2: Registro SCADA



En la siguiente figura, se observa que la tensión se estabiliza en aproximadamente 103,750 ms.

Figura 3-3: Registro de voltajes 29 de marzo



3.2.2 Evento del 3 de abril – Carta DE 01963-25

De los datos enviados por Amanecer Solar, se observa lo siguiente:

- No se observa una variación en la generación de la central.
- A la hora del evento se registraba una inyección de 71MW sin disminución.

Figura 3-4: Generación diaria en MW registrada para el 3 de abril.

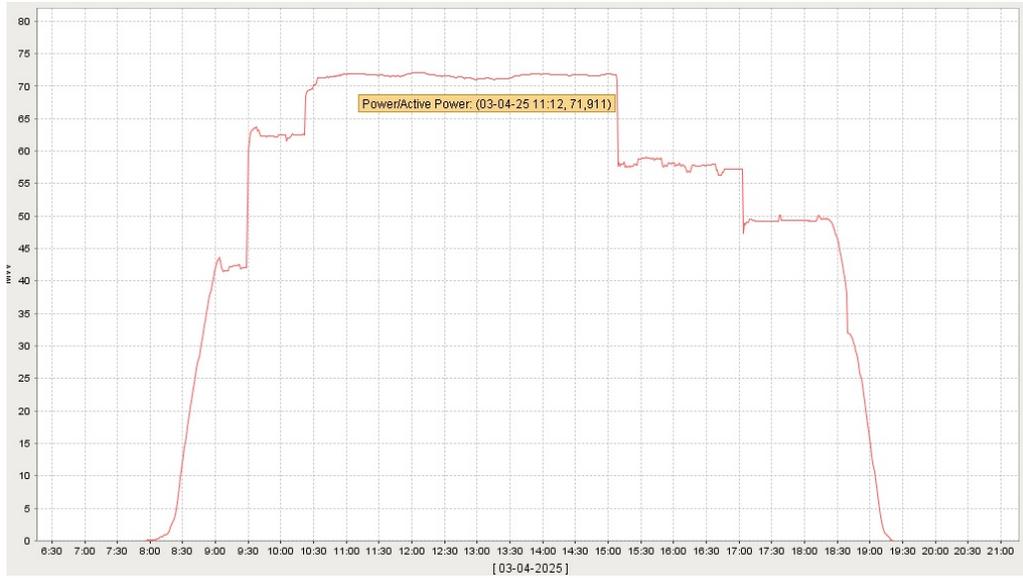


Figura 3-5: Registro de Potencia Activa, frecuencia y voltajes a la hora del evento.

682	03-04-2025 11:20	1	71,7890015	49,7999992	229157	230508	228276	228685
683	Time	Meter	ActPow	Freq	VII	VII1	VII2	VII3
684	03-04-2025 11:21	1	71,7850037	50	229316	230674	228436	228840
685	03-04-2025 11:22	1	71,8069992	49	229116	230475	228267	228605
686	03-04-2025 11:23	1	71,6989975	49	229163	230510	228333	228647
687	03-04-2025 11:24	1	71,7259979	49,2999992	229478	230831	228633	228971
688	03-04-2025 11:25	1	71,7929993	49,5999985	229685	231049	228818	229188

3.2.3 Evento del 5 de abril – Carta DE 02049-25

De los datos enviados por Amanecer Solar, se observa lo siguiente:

En las siguientes imágenes (Figura 3-6 y Figura 3-7) se observa un evento, no considerado una falla, ya que no actúan protecciones, pero queda un registro oscilográfico.

Figura 3-6: Registro SCADA del parque

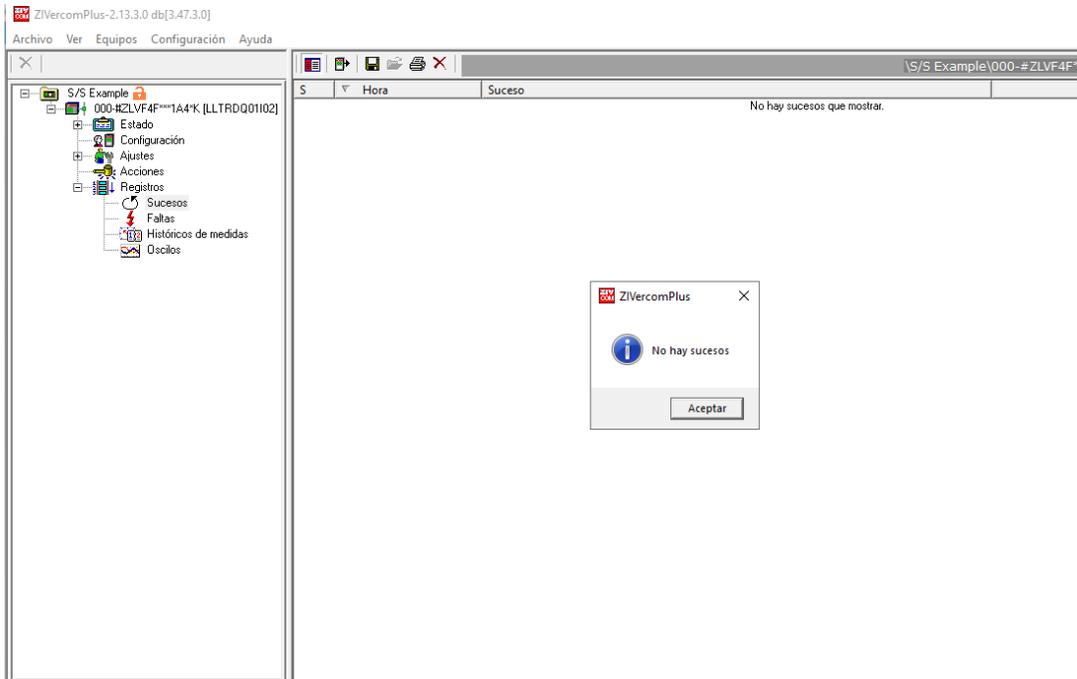
E.	Fecha	Hora	Posición	Descripción	Estado
05/04/2025	18:42:48.846		TRAFO 2 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	18:32:01.564		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	18:31:57.330		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	17:43:25.958		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	17:43:21.762		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	17:34:05.710		TRAFO 2 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	17:34:01.513		TRAFO 2 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	17:20:04.957		TRAFO 2 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	17:20:00.685		TRAFO 2 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	17:19:37.680		LINEA SECCIONADORA	CALEFACCION INTERRUPTOR 52-J1	NORMAL
05/04/2025	17:19:37.668		LINEA SECCIONADORA	CALEFACCION INTERRUPTOR 52-J1	ALARMA
05/04/2025	17:14:07.428		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	17:14:03.200		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	16:12:24.309		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	16:12:20.095		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	16:03:25.802		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	16:03:21.573		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	16:02:33.362		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	16:02:29.142		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	15:58:36.919		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	NORMAL
05/04/2025	15:58:32.687		TRAFO 1 220KV	CAMBIADOR DE TOMAS	EN MARCHA
05/04/2025	14:03:12.909		TRAFO 2 220KV	ANOMALIA BOBINA 1 52-JT2	ALARMA
05/04/2025	13:51:33.080		TRAFO 2 220KV	ANOMALIA BOBINA 1 52-JT2	NORMAL
05/04/2025	13:47:17.317		TRAFO 2 220KV	ANOMALIA BOBINA 1 52-JT2	ALARMA
05/04/2025	13:31:35.408		TRAFO 2 220KV	ANOMALIA BOBINA 1 52-JT2	NORMAL

Figura 3-7: Registro oscilográfico 5 de abril.



En la siguiente imagen se observa que el sistema SCADA de la central no registra operaciones en los equipos de protección de la S/E transformadora del parque.

Figura 3-8: Registro de fallas

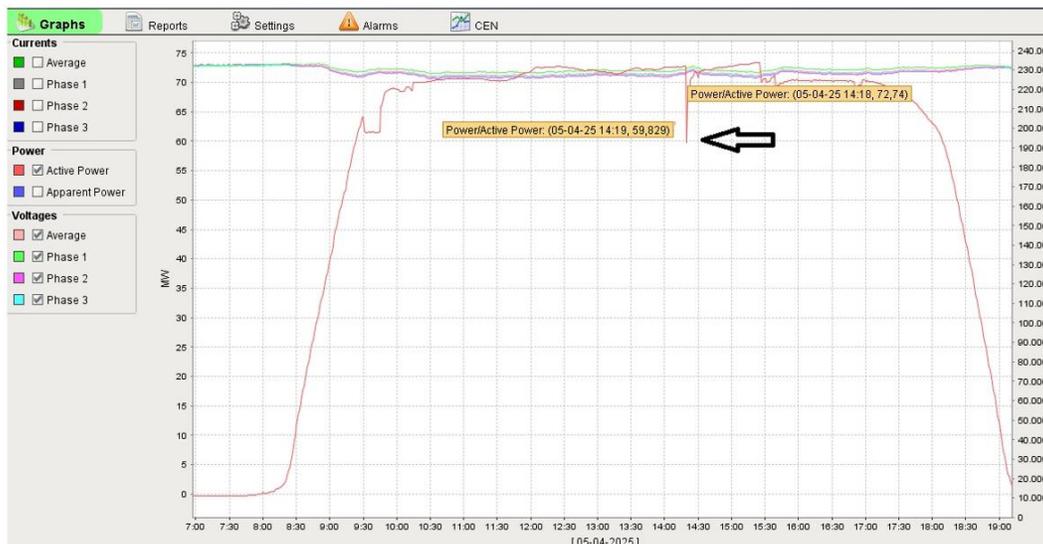


En las siguientes imágenes (Figura 3-9 y Figura 3-10) se observa que la disminución en la frecuencia de la red comienza aproximadamente 10 minutos antes (color amarillo columna Freq) de registrarse una disminución en la generación del parque (marcado en naranja) de aproximadamente 13 MW.

Figura 3-11: Datos de generación SCADA

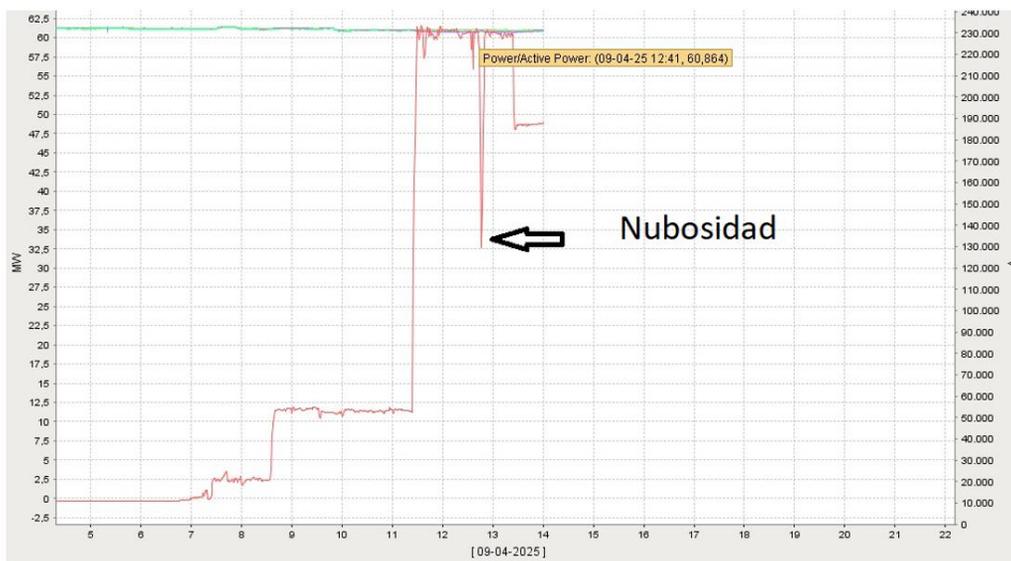
840	Time	Meter	ActPow	Freq	Vin1	Vin2	Vin3	VII	VII1	VII2	VII3
841	05-04-2025 13:58	1	72.4990005	50	132032	131664	130427	227548	229075	226496	227072
842	05-04-2025 13:59	1	72.5550003	50.2000008	132163	131779	130536	227752	229294	226680	227283
843	05-04-2025 14:00	1	72.5790024	50.0999985	132091	131723	130466	227637	229187	226574	227151
844	05-04-2025 14:01	1	72.5830002	50.0999985	132005	131642	130424	227517	229021	226486	227043
845	05-04-2025 14:02	1	72.5780029	50.0999985	132067	131761	130451	227637	229213	226619	227078
846	05-04-2025 14:03	1	72.5589981	50	132092	131630	130432	227565	229103	226429	227163
847	05-04-2025 14:04	1	72.5459976	50.0999985	132126	131767	130589	227754	229209	226749	227304
848	05-04-2025 14:05	1	72.5770035	50	132129	131729	130538	227704	229200	226642	227271
849	05-04-2025 14:06	1	72.5810013	50	132125	131816	130658	227822	229224	226687	227353
850	05-04-2025 14:07	1	72.6060028	49.9000015	132233	131945	130755	228015	229443	227086	227516
851	05-04-2025 14:08	1	72.6060028	49.9000015	132275	131959	130788	228066	229494	227112	227593
852	05-04-2025 14:09	1	72.6529999	50	132457	132180	131003	228423	229833	227509	227927
853	05-04-2025 14:10	1	72.6699982	49.9000015	132398	132105	130928	228302	229720	227370	227815
854	05-04-2025 14:11	1	72.6940002	50	132472	132206	131000	228445	229881	227527	227925
855	05-04-2025 14:12	1	72.6890003	49.9000015	132612	132364	131283	228781	230057	227959	228327
856	05-04-2025 14:13	1	72.6350021	49.7999992	132647	132371	131208	228761	230145	227864	228274
857	05-04-2025 14:14	1	72.6719971	49.7999992	132722	132445	131296	228898	230264	228006	228423
858	05-04-2025 14:15	1	72.6699982	49.7999992	132678	132423	131264	228841	230204	227972	228347
859	05-04-2025 14:16	1	72.7040024	49.7999992	132698	132467	131281	228888	230270	228028	228366
860	05-04-2025 14:17	1	72.7220001	49.7999992	132711	132442	131290	228886	230250	228004	228405
861	05-04-2025 14:18	1	72.7399979	49.7999992	132700	132452	131310	228897	230236	228044	228411
862	05-04-2025 14:19	1	59.8289986	49.7000008	133009	132812	131757	229542	230814	228747	229065
863	05-04-2025 14:20	1	66.7509995	49.7999992	133138	132927	131783	229697	231047	228864	229181
864	05-04-2025 14:21	1	66.7910004	50.0999985	133336	133111	132007	230048	231361	229218	229563
865	05-04-2025 14:22	1	70.3379974	50	133404	133190	132057	230161	231485	229343	229655
866	05-04-2025 14:23	1	70.8020002	50	133520	133298	132162	230351	231681	229524	229849
867	05-04-2025 14:24	1	70.7799988	50.0999985	133540	133320	132194	230394	231711	229576	229895
868	05-04-2025 14:25	1	71.3040009	50.0999985	133601	133370	132242	230486	231808	229656	229994
869	05-04-2025 14:26	1	71.8050003	50.2000008	133322	133093	131941	229991	231339	229149	229487
870	05-04-2025 14:27	1	71.7929993	50.0999985	133104	132895	131723	229625	230995	228776	229104

Figura 3-12: Registro de generación 5 de abril de 2025



Según lo indicado por Amanecer Solar SpA, el comportamiento presentado en 5 de abril se asemeja a las bajas en la generación debido a nubes pasantes, tal como se observa en la siguiente gráfica, de generación del día 9 de abril, en la cual se puede apreciar una disminución aún más pronunciada por el efecto de nubosidad.

Figura 3-13: Registro de generación del 9 de abril de 2025, en presencia de nubosidad.



En la siguiente figura, se observa que la tensión se estabiliza en aproximadamente 90,125 ms.

Figura 3-14: Registro de voltajes 5 de abril



3.3 Otros Antecedentes

3.3.1 Desconexión de línea de 500kV el día 29 de marzo

El día 29 de marzo a las 13:40 se informa, a través de su informe diario, el Coordinador Eléctrico Nacional informa de una desconexión ocurrida en la línea de 500kV Ancoa- Alto Jahuel 3 y 4 por un incendio bajo la línea, como se muestra en la siguiente imagen.

Figura 3-15: Registro en la plataforma de Informe de Novedades del Coordinador Eléctrico Nacional

Hora	Centro de Control	Observación
12:31	Santa Fe Energía	C. Tissue sincronizada, cancelado IF 2025002617.
12:38	Transelect	Línea de 154 kV Alto Jahuel - Rancagua - Punta de Cortés 1 cerrada, según IF 2025002623.
12:43	CGE - Transmisión	S/E Paine 52AT cerrada, normalizada topología, cancelado IF 2025002611.
13:21	Celeoredes	S/E San Luis paño J5 con solicitud de desconexión de curso forzoso. Causa informada: A solicitud de central San Isidro, según SDCF 2025034176.
13:32	Celeoredes	Línea de 220 kV Colbún - Puente Negro 2 interrupción forzada por protecciones. Causa informada: Incendio bajo la línea, según IF 2025002636.
13:32	Colbún	C. Colbún U-1 con limitación. Causa informada: Por configuración de línea de 220 kV Puente Negro 2, la unidad no puede ingresar al servicio, según IL 2025000597.
13:40	Celeoredes	Línea de 500 kV Ancoa - Alto Jahuel 3 y 4 interrupción forzada por protecciones, frecuencia baja a 49.41 Hz, por acción EDAC se pierden 468 MW en total, según el siguiente detalle: STM 235 MW, Chiliquinta 28.31 MW, Santa Fe 46 MW, Minera Los Pelambres 20 MW, Minera Caserones 50 MW, Cementos Bio Bio 10 MW, Minera Collahuasi 9.1 MW, Codelco Andina 10 MW, Minera Sierra Gorda 60 MW. Causa informada: Incendio bajo la línea, según IF 2025002630 e IF 2025002631. CDC instruye la normalización inmediata de los consumos.

3.3.2 Parámetros de ajuste de inversores Bonfiglioli

En la imagen siguiente se muestra un extracto de los parámetros ajustados en los inversores Bonfiglioli. Se observa que el límite inferior y superior para el voltaje son 288V y 432V, para una tensión de servicio de 360V; es decir se ajusta para permitir una variación de +20% y -20%.

Figura 3-16: Extracto de ajustes de voltaje y frecuencia de inversores Bonfiglioli

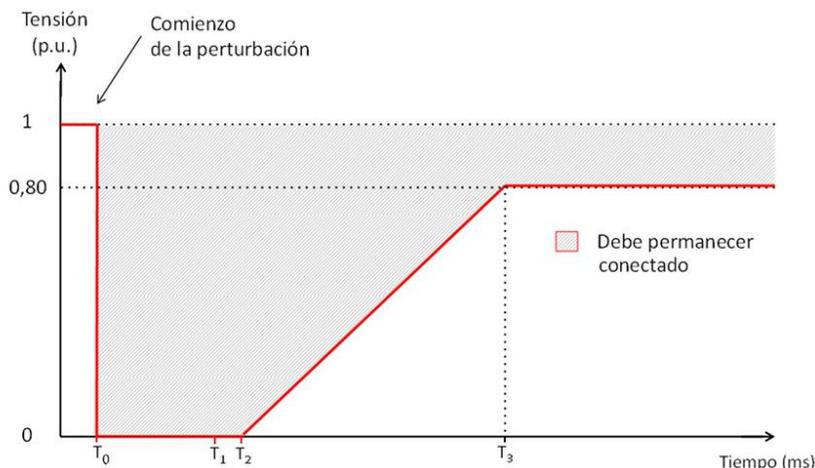
Configuración valores de Voltaje y Frecuencia en inversores Bonfiglioli					
		Voltages		Frequency	
		P-784	P-1023	P-777	P-782
		Low Voltage Limit	Upper Voltage Limit	Lower Frequency Limit	Upper Frequency Limit
CT04	E2	288	432	47.5	51.5
	E3	288	432	47.5	51.5
	E4	288	432	47.5	51.5
	E5	288	432	47.5	51.5
	E6	288	432	47.5	51.5
	E7	288	432	47.5	51.5
	E8	288	432	47.5	51.5
	E2	288	432	47.5	51.5
	E3	288	432	47.5	51.5



4 Aspectos Normativos

Artículo 3-8

En caso de caídas de tensión en el ST, ya sea producto de cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros eventos, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona achurada de la figura a continuación (zona de no-desconexión) y las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio. Para estos efectos, la tensión deberá medirse en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red.



Siendo:

$T_0 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla.

T_1 = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-40, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.

$T_2 = T_1 + 20$ [ms]

$T_3 = 1000$ [ms]

(...)

A partir del instante en que se despeje la falla o finalice el evento que produjo la caída de tensión en el punto de conexión, y ésta retorne a la banda muerta del control de tensión, la inyección de corriente activa de la central deberá retornar, en el menor tiempo posible, al valor previo al evento. Para ello, deberá encontrarse dentro de la banda de tolerancia de $\pm 10\%$ de la misma en un tiempo no mayor a 1 segundo. Lo anterior, con la finalidad que el controlador de frecuencia/potencia permanezca operativo para cumplir con el desempeño indicado en el Artículo 3-17 tras concluir la acción del controlador de tensión asociada al evento.

Artículo 3-10

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que el Coordinador exija la desconexión forzada):

Limite Inferior (mayor que)	Limite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por el Coordinador. Para ello, si el fabricante de la unidad generadora o de los parques indica que los tiempos de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados pueden ser mayores a los mínimos indicados en la tabla anterior, se deberá informar al Coordinador dicha posibilidad.

Los tiempos mínimos de operación establecidos en el presente Artículo son independientes de los tiempos aceptados para que la frecuencia incursione fuera de su valor nominal de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-25.

Artículo 5-40

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32 y Artículo 5-33, los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

- a) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST.
- b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].
- c) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV]. d) El tiempo máximo de despeje de fallas indicado en c) es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.
- d) Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 [ms]).

(...)

5 Otros Antecedentes Técnicos

5.1 Tensiones de servicio

De acuerdo con lo informado en el Informe Final del Estudio de Tensiones de Servicio, se observa que en la barra de SE Llano de Llampos 220 kV, las tensiones de servicio para Estado Normal deben estar en el rango 211,9kV y 234,2kV; mientras que en Estado de Alerta deben estar entre 207,4kV y 238,6kV.

Figura 5-1: Tensiones de Servicio 2025

Barra 220kV	Vservicio [kV]	Rango de Operación					
		Estado Normal		Estado de Alerta		Estado de Emergencia	
		1.05Vs [kV]	0.95Vs [kV]	1.07Vs [kV]	0.93Vs [kV]	1.1Vs [kV]	0.9Vs [kV]
Diego de Almagro	223	234.2	211.9	238.6	207.4	245(*)	200.7
Illapa	222	233.1	210.9	237.5	206.5	244.2	199.8
Cumbre	223	234.2	211.9	238.6	207.4	245(*)	200.7
Francisco	228	239.4	216.6	245(*)	212.0	245(*)	205.2
Cachiyuyal	228	239.4	216.6	245(*)	212.0	245(*)	205.2
Paposo	229	240.5	217.6	245(*)	213.0	245(*)	206.1
Carrera Pinto	223	234.2	211.9	238.6	207.4	245(*)	200.7
San Andrés	224	235.2	212.8	239.7	208.3	245(*)	201.6
Cardones	223	234.2	211.9	238.6	207.4	245(*)	200.7
Nueva Cardones	223	234.2	211.9	238.6	207.4	245(*)	200.7
Llano de Llampos	223	234.2	211.9	238.6	207.4	245(*)	200.7
Maitencillo	225	236.3	213.8	240.8	209.3	245(*)	202.5
Nueva Maitencillo	225	236.3	213.8	245(*)	209.3	245(*)	202.5
Guacolda	227	238.4	215.7	245(*)	211.1	245(*)	204.3
Don Hector	227	238.4	215.7	242.9	211.1	245(*)	204.3
Punta Colorada	226	237.3	214.7	241.8	210.2	245(*)	203.4
Pan de Azúcar	223	234.2	211.9	238.6	207.4	245(*)	200.7
Nueva Pan de Azúcar	225	236.3	213.8	245(*)	209.3	245(*)	202.5
Don Goyo	228	239.4	216.6	245(*)	212.0	245(*)	205.2
La Cebada	228	239.4	216.6	245(*)	212.0	245(*)	205.2
Punta Sierra	228	239.4	216.6	245(*)	212.0	245(*)	205.2
Las Palmas	228	239.4	216.6	245(*)	212.0	245(*)	205.2
Los Vilos	227	238.4	215.7	242.9	211.1	245(*)	204.3
Choapa	227	238.4	215.7	245(*)	211.1	245(*)	204.3
Doña Carmen	224	235.2	212.8	239.7	208.3	245(*)	201.6

5.2 Cálculo de las tensiones al momento de registrada a falla del 29 de marzo

Considerando los datos registrados

Figura 5-2: Registro de tensiones del 29 de marzo

26/03/2025 14:27:36.014	Activacion de Entrada Digital 10	0.471	0.481	0.466	61.814	61.863	61.260
26/03/2025 14:27:36.254	Desactivacion de Entrada Digital 10	0.390	0.399	0.393	67.676	67.494	66.896
29/03/2025 16:39:40.869	Activacion de Entrada Digital 10	0.553	0.431	0.539	51.778	59.008	61.012
29/03/2025 16:39:40.923	Desactivacion de Entrada Digital 10	0.155	0.166	0.157	68.625	67.207	67.188
31/03/2025 10:30:37.029	Activacion de Entrada Digital 11	0.004	0.005	0.004	66.715	66.818	66.734

La conversión de los voltajes medidos a voltajes entre líneas se calcula multiplicando por el factor de conversión del equipo "2" y luego convirtiendo la tensión con el factor $\sqrt{3}$, por lo tanto, el factor que hay que aplicar a las tensiones registradas es $2\sqrt{3}$, lo que arroja los siguientes valores entre fases.

- $V_a=179,336kV$
- $V_b=204,409kV$
- $V_c=211,351kV$

Considerando la tensión de servicio de 223kV, según el informe de Tensiones de Servicio del año 2025, se obtiene que, por ejemplo, en la fase "a" hubo una variación de $((223-179,336)/223)*100\%$, que resulta un valor de 19.58%; cerca de límite ajustado en los inversores, lo que podría provocar la desconexión/resincronización de los inversores y en consecuencia la reducción de generación del parque.

6 Metodología

Para el análisis descrito en este informe se ha seguido la siguiente metodología:

- 1) Se analizarán los antecedentes técnicos entregados por Amanecer Solar.
- 2) Se analizará la causa de la reducción súbita de generación.
- 3) Se propondrá un plan de mitigación que tendrá como objetivo detectar y corregir errores en la operación.

7 Análisis

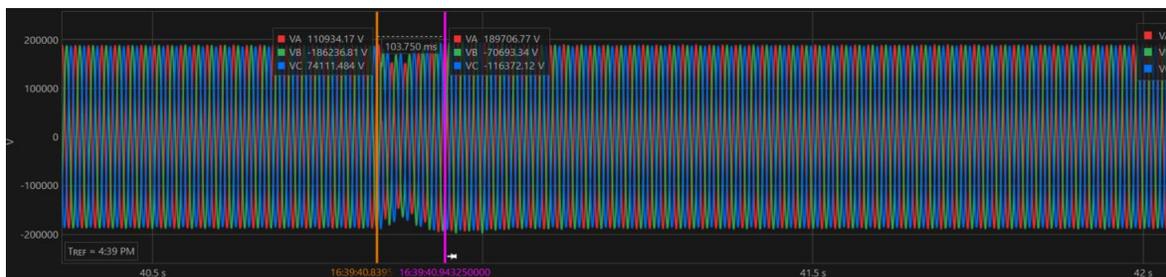
Respecto al evento del 29 de marzo se observa una baja en las tensiones de las fases de aproximadamente un 20% respecto de la tensión nominal de servicio, lo que pudo provocar la resincronización de los inversores que provocaron la disminución de generación del parque, dado que dicho valor coincide con el -20% ajustado en los inversores. Además, en la fecha y la hora señalada, el Coordinador tiene un registro de la ocurrencia de una desconexión en la línea de 500kV Ancoa- Alto Jahuel 3 y 4 (Figura 3-15), lo que puede dar cuenta de las bajas de voltaje observados.

Figura 7-1: Registro de variación de tensión durante el evento del 29 de marzo de 2025

26/03/2025 14:27:36.014	Activacion de Entrada Digital 10	0.471	0.481	0.466	61.814	61.863	61.260
26/03/2025 14:27:36.254	Desactivacion de Entrada Digital 10	0.390	0.399	0.393	67.676	67.494	66.896
29/03/2025 16:39:40.869	Activacion de Entrada Digital 10	0.553	0.431	0.539	51.778	59.008	61.012
29/03/2025 16:39:40.923	Desactivacion de Entrada Digital 10	0.155	0.166	0.157	68.625	67.207	67.188
31/03/2025 10:30:37.029	Activacion de Entrada Digital 11	0.004	0.005	0.004	66.715	66.818	66.734

Por otro lado, que el voltaje registrado se estabiliza en aproximadamente 100 [ms], el cual es un tiempo inferior al $T1+20ms=140ms$ indicado en el artículo 3-8 de la Norma Técnica, lo anterior indica que los niveles de voltaje están dentro del rango que exige la Norma Técnica (Artículo 3-8 y 5-40) para la estabilización de la tensión frente a eventos de caídas de voltaje.

Figura 7-2: Estabilización de la tensión durante el evento del 29 de marzo de 2025



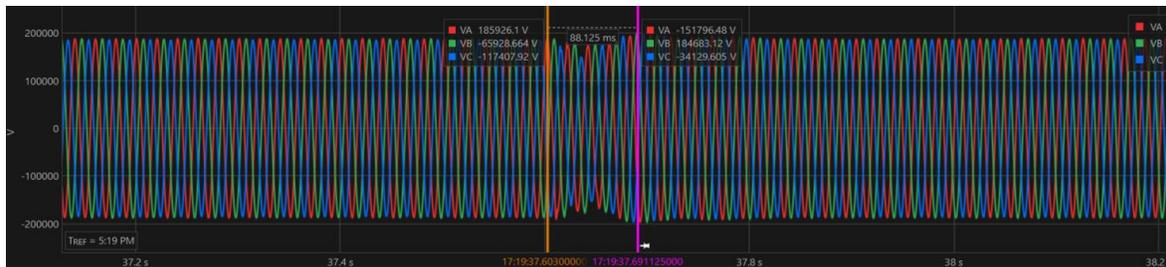
Respecto al evento del 3 de abril se indica que, según los datos enviados por Amanecer Solar, no hubo una disminución en la potencia y dicha aseveración está respaldada con los registros gráficos de la fecha y hora del evento.

Figura 7-3: Registro de potencia y frecuencia del evento del 3 de abril

682	03-04-2025 11:20	1	71,7890015	49,7999992	229157	230508	228276	228685
683	Time	Meter	ActPow	Freq	VII	VII1	VII2	VII3
684	03-04-2025 11:21	1	71,7850037	50	229316	230674	228436	228840
685	03-04-2025 11:22	1	71,8069992	49	229116	230475	228267	228605
686	03-04-2025 11:23	1	71,6989975	49	229163	230510	228333	228647
687	03-04-2025 11:24	1	71,7259979	49,2999992	229478	230831	228633	228971
688	03-04-2025 11:25	1	71,7929993	49,5999985	229685	231049	228818	229188

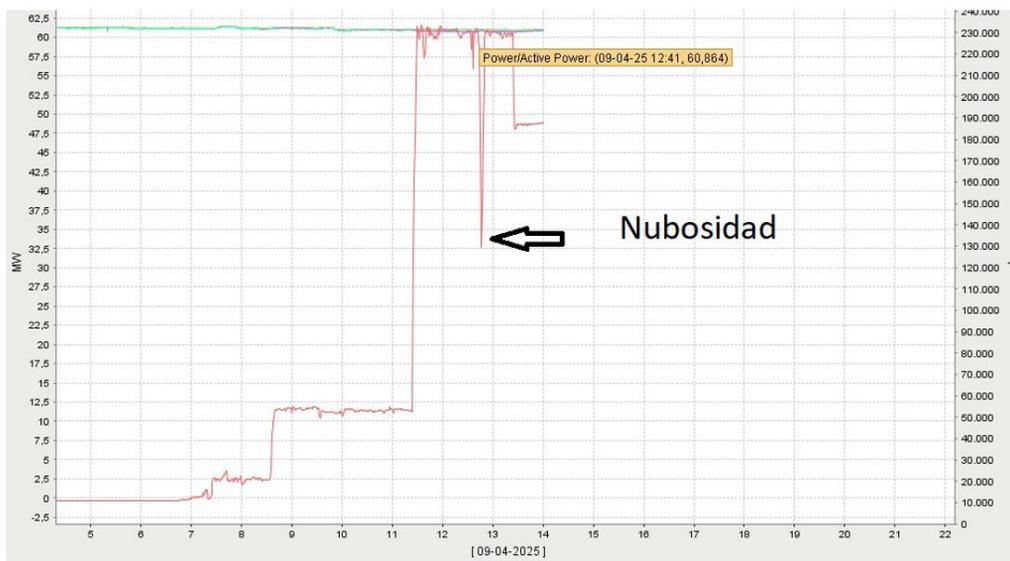
Respecto al evento del 5 de marzo se observa una disminución en la tensión; lo anterior podría explicar la desconexión de algunos inversores.

Figura 7-4: Estabilización de la tensión durante el evento del 5 de abril de 2025



También, es posible atribuir la baja en la generación a una nubosidad de paso, dado que el comportamiento en dicha situación es similar observando los antecedentes del día 9 de abril.

Figura 7-5: Comportamiento de la generación en presencia de nubosidad de paso



Examinando los registros de frecuencia del parque, del evento del 3 de abril (Figura 3-5), se puede observar que la frecuencia del sistema baja a 49 Hz, en condiciones en que planta generaba 71 MW sin disminución de potencia, lo que indica que la frecuencia en el sistema efectivamente bajó, pero no se registró una reducción de generación del parque Llano de Llampos. De manera similar, el día 5 de abril (Figura 3-11), el Coordinador indica que la frecuencia baja como consecuencia de la reducción de la generación, sin embargo, al analizar los registros del SCADA de la central se observa que la frecuencia baja antes (a las 14:07 hrs) de producirse la disminución efectiva de generación del parque Llano de Llampos a las 14:19 hrs.

8 Plan de mitigación

A continuación, presentamos un plan de mitigación, con el objetivo de detectar y corregir errores en la operación de la central que pudiesen existir:

- 1) Revisión de la configuración de los inversores, tanto de la marca INGETEAM como BONFIGLIOLI, a fin de determinar si los ajustes son adecuados según lo que se exige en la Norma Técnica y actúan coordinadamente en relación con el ECAP vigente. En particular, se verificarán los parámetros

relacionados a las tensiones de los inversores que se resincronizaron y que provocaron la baja de generación de la central.

- 2) Se realizarán las pruebas necesarias en los equipos para la verificación de la correcta respuesta ante perturbaciones en voltaje o frecuencia provenientes del sistema de transmisión.
- 3) En base a los puntos anteriores, se podrá determinar cuáles son los inversores del parque, cuyos ajustes deben ser modificados.

También se adjunta una carta Gantt con los plazos estimados para la realización del plan propuesto.

Figura 8-1: Carta Gantt propuesto para plan de mitigación

Plan de revisión de ajustes de inversores

Amanecer Solar SpA
 Smart Electric



9 Conclusiones

Respecto al evento del 29 de marzo, se observa una baja en las tensiones de las fases de aproximadamente un 20% respecto de la tensión nominal de servicio, lo que pudo provocar la resincronización de los inversores, dado que dicho valor coincide con el -20% ajustado en el inversor. Además, en la fecha y la hora señalada, el Coordinador tiene un registro de la ocurrencia de una desconexión en la línea de 500kV Ancoa- Alto Jahuel 3 y 4, lo que puede dar cuenta de las bajas de voltaje observados.

Por otro lado, que el voltaje registrado se estabiliza en aproximadamente 100 [ms], el cual es un tiempo inferior al $T1+20ms=140ms$ indicado en el artículo 3-8 de la Norma Técnica, lo anterior indica que los niveles de voltaje están dentro del rango que exige la Norma Técnica (Artículo 3-8 y 5-40) para la estabilización de la tensión frente a eventos de caídas de voltaje.

Se concluye, para este evento, que variación de voltaje registrada por los inversores provocó la resincronización de algunos de ellos.

Además, respecto al evento del 3 de abril, se indica que, según los registros internos no existe una disminución de la potencia generada.

Respecto al evento del 5 de marzo, se observa una disminución en la tensión. Lo anterior (presumiblemente) explicaría la desconexión de algunos inversores.

También, es posible atribuir la baja en la generación a una nubosidad de paso, dado que el comportamiento de la generación en dicha situación es similar a la del 9 de abril, según se ha explicado anteriormente.

Por otro lado, que el voltaje registrado se estabiliza en aproximadamente 90 [ms], el cual es un tiempo inferior al $T1+20ms=140ms$ indicado en el artículo 3-8, lo anterior indica que los niveles de voltaje están dentro del rango

que exige la Norma Técnica (Artículo 3-8 y 5-40). Se concluye que la variación de voltaje registrada por los inversores pudo provocar la resincronización de éstos.

Según los registros de frecuencia de los eventos del 3 de abril, se puede observar que la frecuencia del sistema baja a 49 Hz, en condiciones en que planta generaba 71 MW sin disminución de potencia, lo que indica que la frecuencia en el sistema efectivamente bajó, pero no se registró una reducción de generación del parque Llano de Llampos. De forma similar, el día 5 de abril, el Coordinador indica que la frecuencia baja como consecuencia de la reducción en la generación. Sin embargo, al analizar los registros se observa que la frecuencia baja antes (a las 14:07 horas) de producirse la disminución efectiva de generación del parque Llano de Llampos a las 14:19 horas. Considerando lo anterior, se concluye que la variación de la frecuencia no fue debido a la disminución de la generación del parque Llano de Llampos.

Dado que durante el evento no fueron afectados todos los inversores del parque, se recomienda realizar una revisión de los ajustes de los inversores del parque, en particular, aquellos que se resincronizaron durante el evento y verificar si los parámetros ajustados y su respuesta se ajusta a lo que exige la Norma Técnica.

10 Anexos

Se adjunta con este informe todos los archivos *comtrade* de los eventos analizados.