

Empresa
País
Proyecto
Descripción

Colbún S.A.
Chile
Parque Eólico Horizonte Sur
Informe final - Control Terciario de
Frecuencia



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2021-023
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2025-0843
REVISIÓN B

27 ago. 25



Este documento **EE-EN-2025-0843-RB** fue preparado para **Colbún S.A.** por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Andrés Capalbo
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Claudio Celman
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 44 páginas y ha sido guardado por última vez el 27/08/2025 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	28.05.2025	Para presentar	NS	CiC	AC
B	27.08.2025	Correcciones según comentarios Colbún	CiC	FG	AC

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO	4
2 INTRODUCCIÓN	5
2.1 Descripción de los participantes	5
2.2 Nomenclatura.....	6
3 REQUERIMIENTO NORMATIVO.....	7
3.1 Control de frecuencia	7
3.2 Control terciario de frecuencia	9
3.2.1 Definición.....	9
3.2.2 Requerimientos asociados a la prestación	10
4 CONTEXTO DE LOS ENSAYOS	11
4.1 Procedimiento de pruebas.....	11
4.2 Instrumental utilizado para la adquisición de datos	11
4.3 Registro de señales con equipos de planta	15
4.4 Metodología general de los ensayos	15
5 VERIFICACION DEL CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA	16
5.1 Reserva en giro	16
5.1.1 Incrementos de carga del parque.....	17
5.1.2 Bajadas de carga del parque.....	21
5.1.3 Análisis de CTF reserva en giro	25
5.2 Reserva fría.....	26
5.3 Resumen de resultados CTF	28
6 ANALISIS Y CONCLUSIONES	29
7 ANEXOS	31
7.1 Medidas complementarias.....	31
7.2 Diagrama unilineal	32
7.3 Archivos adjuntos entregados.....	39
7.4 Acta de pruebas SSCC	40
7.5 Certificado de calibración del equipamiento utilizado	42
8 NORMATIVA UTILIZADA.....	44



1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento resume los resultados del proceso de Verificación de Servicios Complementarios (SSCC) de **Control Terciario de Frecuencia** del **Parque Eólico Horizonte Sur (NUP 1254)**.

El informe muestra los ensayos y análisis realizados con el objeto de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Servicios Complementarios vigente, siguiendo los lineamientos estipulados en las "Guías de Verificación de Servicios Complementarios" expedida por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Los ensayos se realizan siguiendo el procedimiento elaborado por Estudios Eléctricos S.A. según el documento "*EE-EN-2025-0471-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PE_Horizonte_Sur*", aprobado por el CEN.

Los resultados expuestos en el presente documento corresponden a ensayos realizados el día 9 de mayo de 2025.

Se verifica el correcto desempeño dinámico de la instalación para la prestación del Servicio Complementario de Control de Terciario de Frecuencia, reserva en giro y reserva fría.



2 INTRODUCCIÓN

El Parque Eólico Horizonte Sur, está ubicado en la región de Antofagasta, a 170 km al sur de la ciudad de Antofagasta y a 100 km al noreste de Taltal. Se compone de setenta (70) aerogeneradores marca Enercom, modelo E-160 EP5 E3 r0 de 5.83 MW de capacidad nominal y 690 V de tensión de operación nominal cada uno, totalizando una potencia activa de 408.1 MW.

Cada uno de los aerogeneradores cuenta con un transformador de bloque de relación 0.69 kV / 33 kV ($\pm 2.5\%$) y de capacidad 6.5 MVA que permite la inyección de la potencia generada hacia la red de media tensión, la cual está compuesta por 24 alimentadores de media tensión 33 kV. En 22 de ellos se conectan tres (3) aerogeneradores y en 2 de ellos se conectan dos (2) aerogeneradores.

Desde las barras de 33 kV del Parque Eólico, la potencia es evacuada a través de dos (2) transformadores elevadores de 33 kV / 220 kV ($\pm 10 \times 1.00\%$) de relación y de 220 MVA de capacidad ubicados en la S/E Horizonte Sur. La potencia es transferida hacia el sistema interconectado a través de la S/E Horizonte Norte y luego mediante una línea de 19 km que se conecta a la Subestación Parinas.

El parque cuenta con un control conjunto de planta compuesto por un dispositivo de monitorización (SCADA Edge Server) y un dispositivo de control marca Enercon, modelo FCU 2. Este sistema cuenta con los modos de control de tensión y tensión con droop, potencia reactiva, factor de potencia, potencia activa y regulación de frecuencia.

2.1 Descripción de los participantes

Empresa	Personal	Cargo
Estudios Eléctricos	Gonzalo Espinoza	Equipo Experto Técnico
Estudios Eléctricos	Joaquín Aedo	
Colbún	Julián Larrea Moraga	Ingeniero Especialista Subgerencia Sistemas de Potencia

Tabla 2.1 – Personal participante

Las pruebas se llevaron a cabo el día 9 de mayo de 2025.



2.2 Nomenclatura

Tag	Descripción
UBUS	Tensión en el punto de interconexión
PBUS	Potencia eléctrica activa en el punto de interconexión
QBUS	Potencia eléctrica reactiva en el punto de interconexión
FREC	Frecuencia eléctrica
POI	Punto de interconexión (de sus siglas en inglés "Point Of Interconnection")
SS/AA	Servicios Auxiliares
PPC	Control conjunto de planta (de sus siglas en inglés "Power Plant Controller")
AT	Nivel de alta tensión
MT	Nivel de media tensión
BT	Nivel de baja tensión
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
EE	Estudios Eléctricos
CPF	Control primario de frecuencia
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
Pmax	Potencia activa neta máxima en el POI
Pmin	Potencia activa neta correspondiente al mínimo técnico en el POI

Tabla 2.2 – Nomenclatura empleada



3 REQUERIMIENTO NORMATIVO

3.1 Control de frecuencia

El objetivo de esta sección es citar los requerimientos mínimos que debe cumplir cada una de las instalaciones interconectadas al SEN para verificar las capacidades para prestar el servicio de control de frecuencia, específicamente control rápido de frecuencia (CRF), control primario de frecuencia (CPF), control secundario de frecuencia (CSF) y control terciario de frecuencia según la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC), y el Anexo Técnico "Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC".

En líneas generales, las instalaciones deberán ser a los menos capaces de:

- Operar de manera estable en forma permanente en el rango de frecuencia comprendido entre 49 y 51 Hz, para tensiones comprendidas entre 0.95 y 1.05 por unidad de la tensión nominal.
- No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en estado normal de operación al SEN en su punto de conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47.5 Hz y 49.5 Hz.
- Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 Hz/s sin desconectarse del SEN. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia debe ser medida durante un período de 500 ms, según lo señalado en el artículo 3-11 de la NTSyCS.

En la Figura 3.1 se muestra la interpretación temporal de como intervienen las diferentes subcategorías de SSCC referidas al control de frecuencia según el Coordinador.

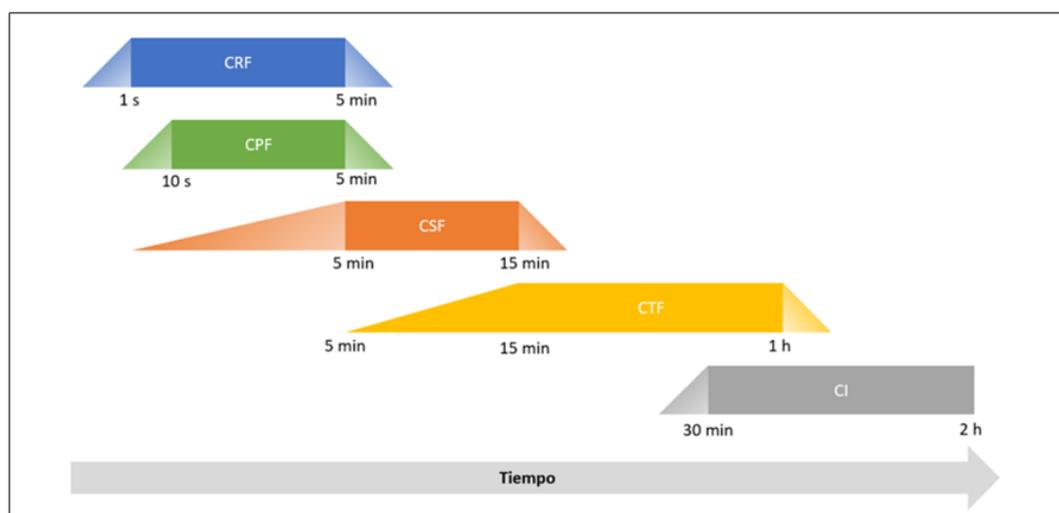


Figura 3.1 – Control de Frecuencia – Subcategorías según intervalo temporal

En la Figura 3.2 se presenta la interpretación de los distintos tiempos involucrados en cada subcategoría de SSCC de control de frecuencia de manera referencial.

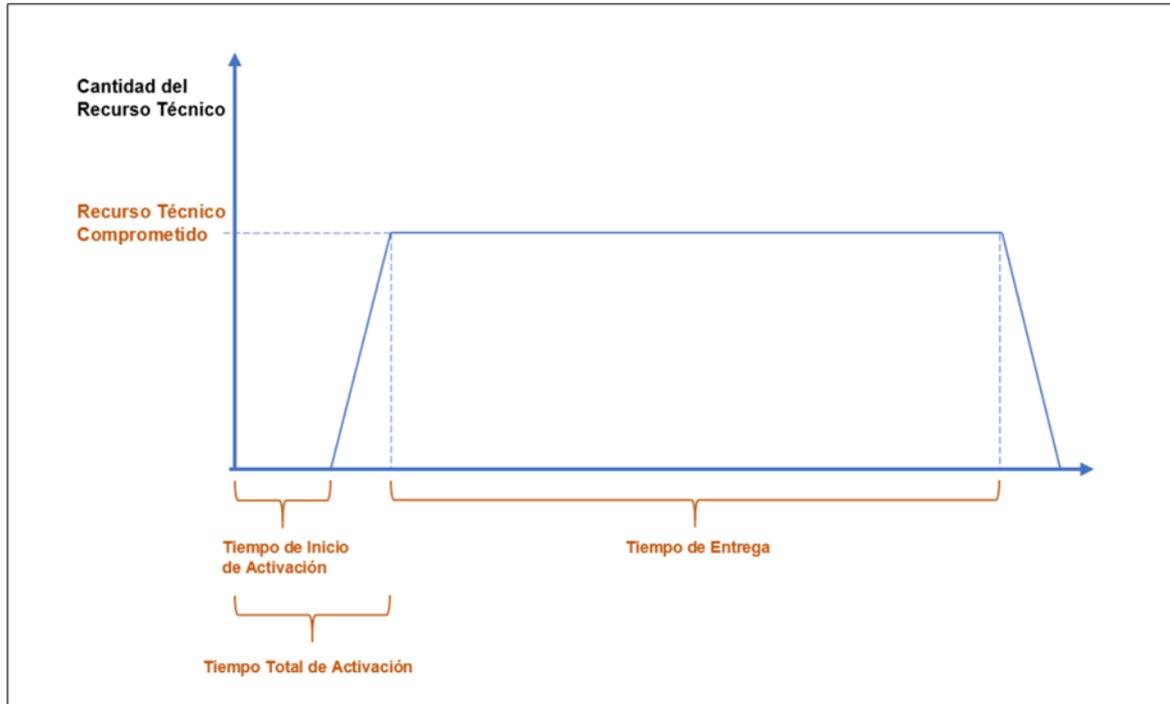


Figura 3.2 – Control de Frecuencia – Tiempos involucrados en la prestación del servicio

Donde:

- Tiempo de inicio de activación: Período en que se inicia la prestación del “Recurso Técnico Comprometido”, contado desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el SEN, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios automáticos centralizados; o desde la instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador tratándose de Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos, según corresponda.
- Tiempo total de activación: Período en que se entrega la totalidad del “Recurso Técnico Comprometido”, incluyendo el “Tiempo de inicio de activación”.
- Tiempo de entrega: Período en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del “Recurso Técnico Comprometido”, contando desde el momento en que transcurrió el “Tiempo total de activación”.



Lo presentado anteriormente en ambas figuras se puede resumir en la siguiente tabla.

Subcategoría	Modo de activación	Tiempo de inicio de activación	Tiempo total de activación	Mínimo tiempo de entrega	Máximo tiempo de entrega
CRF	Automático local	-	1 s	5 min	-
CPF	Automático local	-	10 s	5 min	-
CSF	Automático centralizado	-	5 min	15 min	-
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del CEN	5 min	15 min	-	1 hs
CI	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del CEN	-	30 min	2 hs	-

Tabla 3.1 – Tiempos comprometidos por subcategoría – SSCC Control de frecuencia

3.2 Control terciario de frecuencia

3.2.1 Definición

Corresponde a acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el SEN para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

El Tiempo de Inicio de Activación del CTF será de cinco (5) minutos a partir de la instrucción del Coordinador, y su máximo Tiempo de Entrega será de una (1) hora.



3.2.2 Requerimientos asociados a la prestación

Dentro de las consideraciones que se deberán tomar para la prestación de este servicio, y para mantener la coherencia con la cadena de reservas que se da entre los distintos controles, se deberá considerar el 100% de la entrega de reserva comprometida en un tiempo máximo de quince (15) minutos, medidos desde que el Coordinador entrega la instrucción al Centro de Control, de manera que el CTF reemplace la acción ejercida previamente por el CSF.

En el caso que este servicio sea prestado por usuarios finales, éstos deberán cumplir con los siguientes requisitos adicionales:

- a) Integrar al SCADA del Coordinador las señales de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión y Frecuencia en la barra de retiro.
- b) Disponer de un Centro de Control validado por el Coordinador, que permita cumplir las instrucciones dadas por el Coordinador en los tiempos que el servicio requiere.
- c) En el caso que uno o más usuarios finales participen de la prestación del servicio a través de un Agregador, este último deberá cumplir con los requisitos anteriores, de modo de realizar las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para la correcta prestación del servicio correspondiente.



4 CONTEXTO DE LOS ENSAYOS

4.1 Procedimiento de pruebas

El procedimiento de pruebas se informa en el documento técnico **“EE-EN-2025-0471-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PE_Horizonte_Sur”**, el cual fue elaborado por Estudios Eléctricos S.A. y aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

4.2 Instrumental utilizado para la adquisición de datos

Para realizar los ensayos se utilizó un equipo de adquisición de datos (propiedad de EE). Sus principales características se presentan en la Tabla 4.1.

Denominación	Marca / Modelo	N° serie	Certificado de calibración
Analizador de red	Blackbox / G4500	00-60-35-2D-E8-4F	Ver Anexo 7.5

Tabla 4.1 – Característica de los equipos de adquisición

Las señales registradas con el instrumental primario en el punto de interconexión son las siguientes:

- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Corriente.
- Tensión.
- Frecuencia eléctrica.

Para la medición de las variables eléctricas a nivel planta, al equipo se conectan las tres tensiones (fases A, B y C) y el neutro, junto con las tres corrientes (fases A, B y C) y sus respectivos retornos en el punto de red de alta tensión, a saber, en la S/E Horizonte Sur. En la Figura 4.1 se muestra el diagrama trifilar del TC asociado al interruptor J3, el cuadro **rojo** marca las borneras de conexión y en la Figura 4.2 se muestra el diagrama trifilar del TP en asociado a la línea 2 de salida de la S/E Horizonte Sur. El cuadro **verde** marca las borneras de conexión. En el anexo 7.2 se muestran los diagramas unilineales de media y alta tensión.

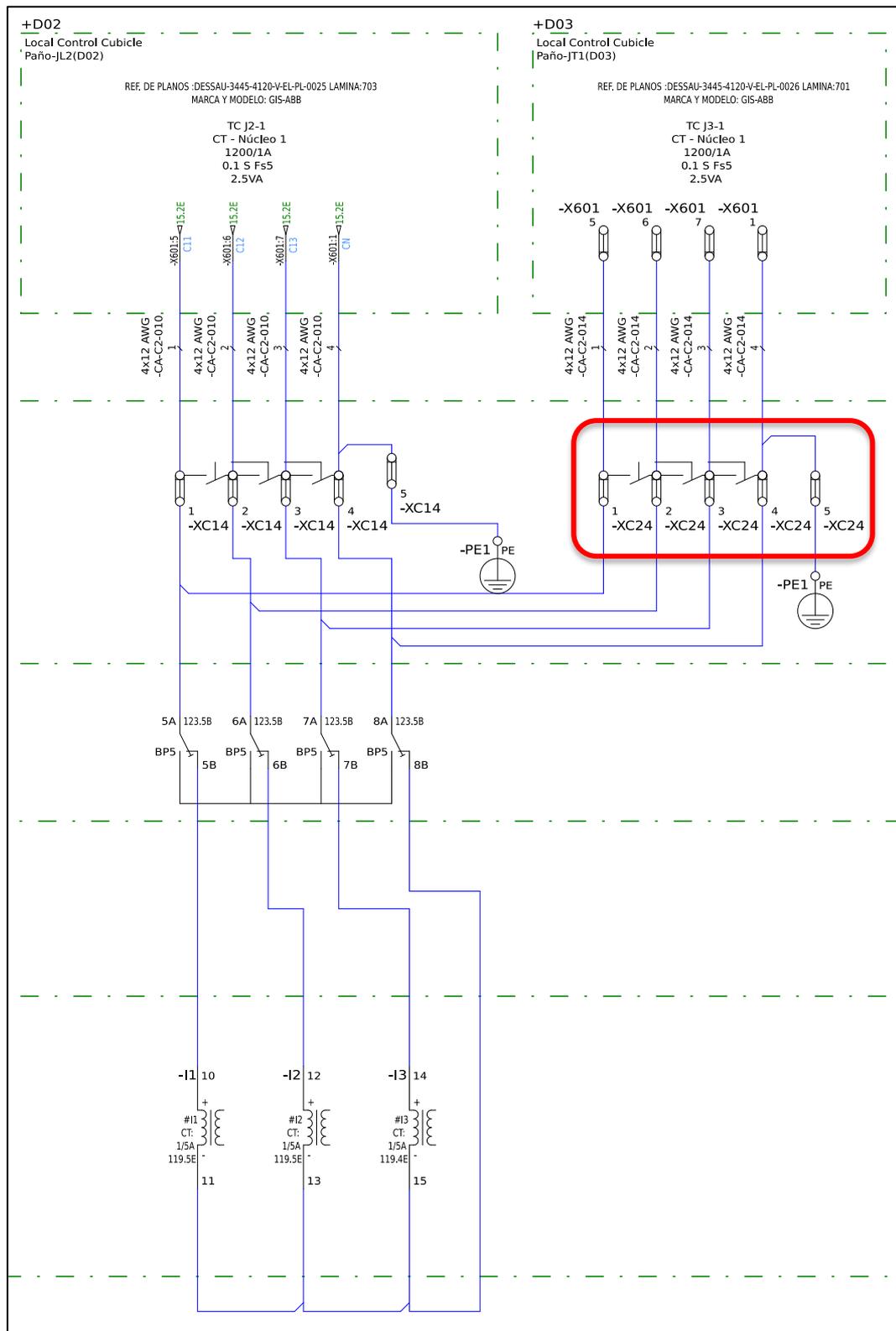


Figura 4.1 - Puntos de medición en la SE Horizonte Sur

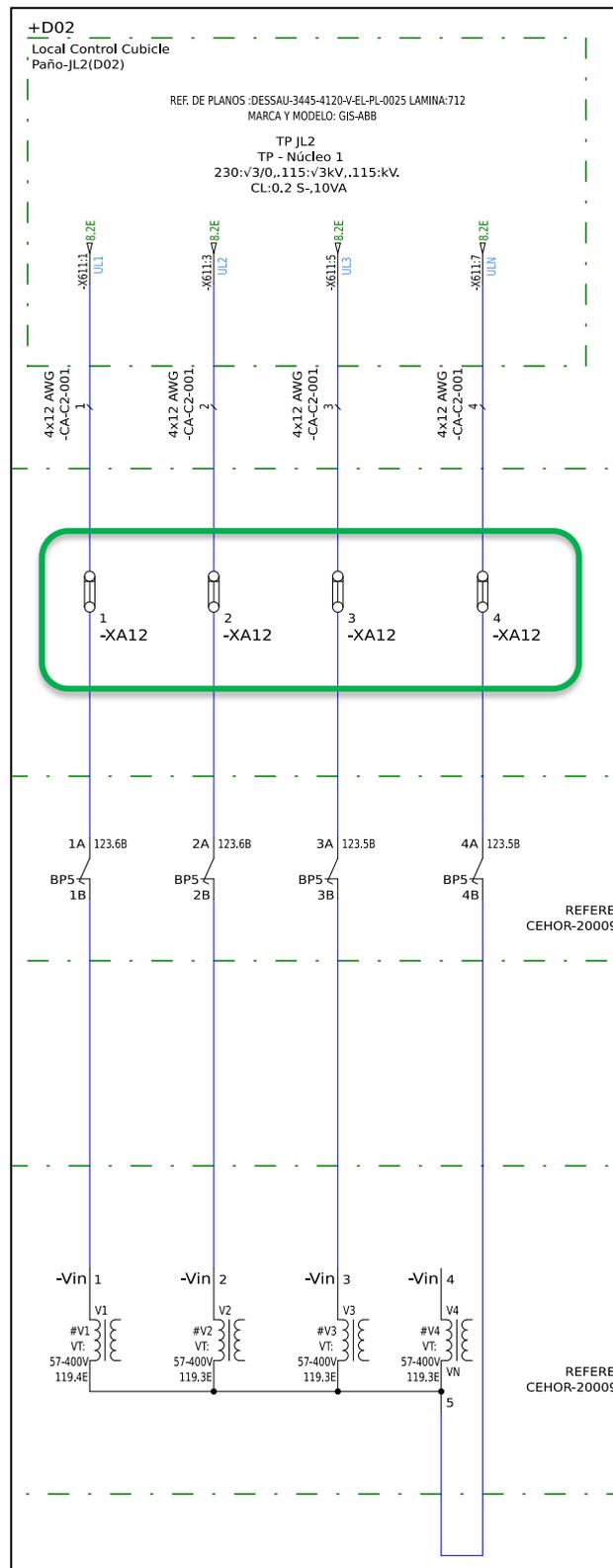


Figura 4.2 – Puntos de medición en la SE Horizonte Sur



Para lograr la medición de la potencia generada por el PE Horizonte Sur (parque bajo ensayos), se han realizado las siguientes maniobras.

- PE Horizonte Sur evacuando potencia por el circuito C2. El circuito C1 se ha dejado momentáneamente fuera de servicio.
- Interruptor J2 abierto.
- En la Figura 4.3 se observa un extracto del diagrama unilíneal de la subestación Horizonte Sur, en la cual se observa la configuración utilizada durante las pruebas a nivel planta y en círculo rojo se marca el punto de medición (interruptor J3).

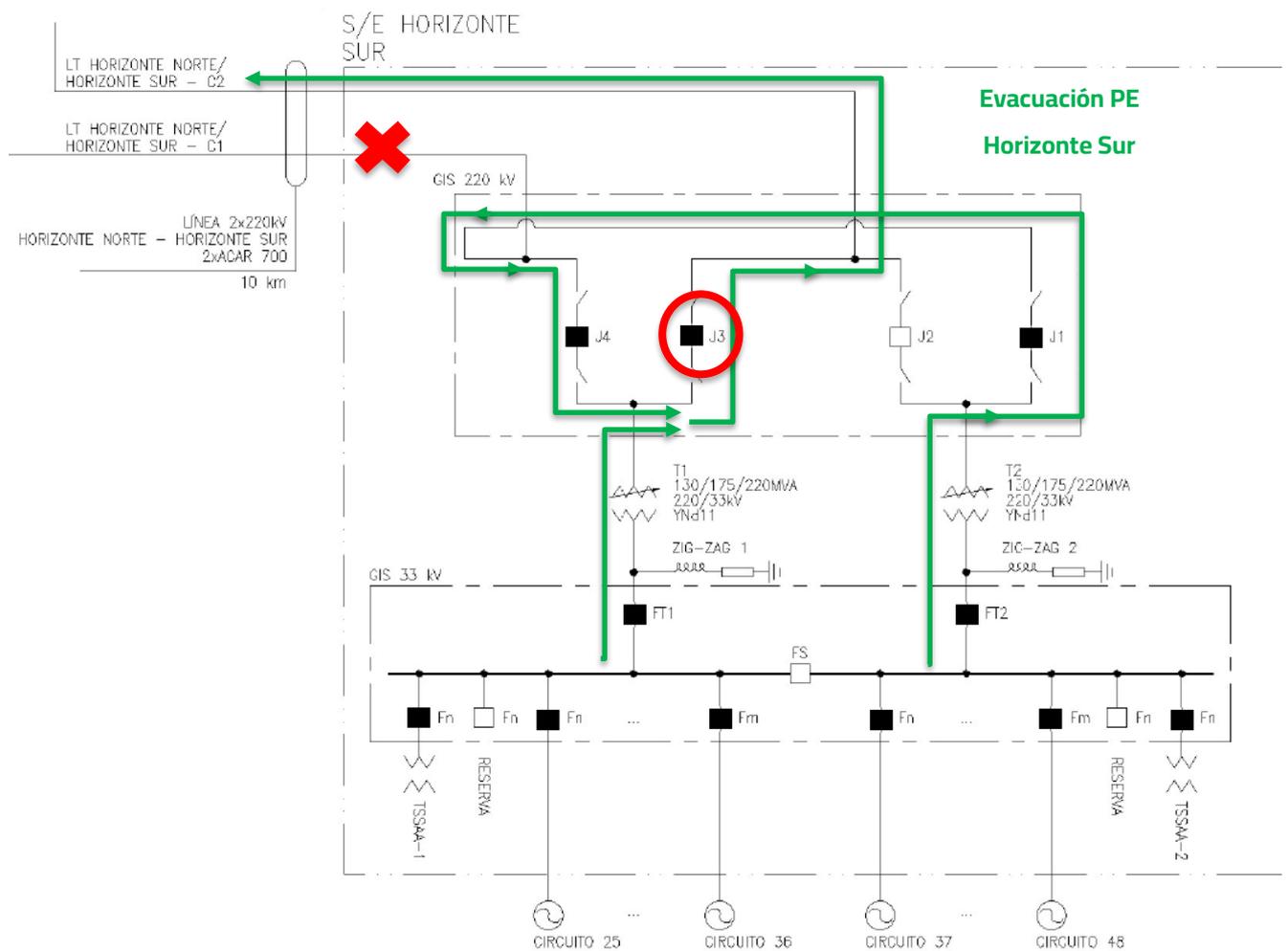


Figura 4.3 – Configuración de interruptores para prueba a nivel Planta en PE Horizonte Sur



4.3 Registro de señales con equipos de planta

Adicionalmente, se registran señales de interés con el sistema de adquisición de planta, el cual posee una tasa de muestreo de 1 s para el respaldo de las principales variables eléctricas en el punto de interconexión y la velocidad de viento promedio de la planta durante los ensayos.

Las señales registradas fueron:

- Potencia activa en el POI.
- Potencia reactiva en el POI.
- Tensión en el POI.
- Frecuencia.
- Velocidad del viento.
- Setpoint de potencia activa en el POI.
- Setpoint de potencia reactiva en el POI.
- Setpoint de tension en el POI.

4.4 Metodología general de los ensayos

Para realizar los ensayos correspondientes al control terciario de frecuencia en giro, se realizan cambios de consigna en la referencia de potencia del parque mediante el apoyo de personal de Colbún S.A. y personal de despacho de la planta.

El valor de gradiente de carga puede ser modificado por el operador y se aclara que este ajuste puede ser modificado en un rango de 0 a 20%/min de P_{nom} ($P_{nom} = 408.1 \text{ MW}$).



5 VERIFICACION DEL CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

Con el fin de verificar la capacidad del parque para participar en el servicio complementario de CTF reserva en giro y reserva fría, se ejecutan los ensayos descritos en las siguientes secciones.

Para estas pruebas se presentan las siguientes señales:

- Potencia activa en POI (señal PBUS).
- Tensión y potencia reactiva en POI (señales UBUS y QBUS, respectivamente).
- Frecuencia eléctrica (señal FREC).

5.1 Reserva en giro

Durante los ensayos se alcanza una potencia máxima disponible aproximada de 317.8 MW, en la sección 7.1 se presentan las mediciones de velocidad de viento durante el día de ejecución de las pruebas.

En la Tabla 5.1 se resumen los ensayos de incremento con la tasa obtenida y en la Tabla 5.2 se resumen los ensayos de bajada de carga con la tasa obtenida.

Despacho Inicial de Potencia Activa [MW]	Potencia Activa alcanzada [MW]	Tasa de toma de carga [MW/min]
0.45	318.0	20.0
0.33	304.1	80.0

Tabla 5.1 – Ensayos de control terciario de frecuencia para toma de carga

Potencia Activa inicial disponible [MW]	Despacho Final de Potencia Activa [MW]	Tasa de bajada de carga [MW/min]
317.7	0.34	-20.0
304.3	0.34	-80.0

Tabla 5.2 – Ensayos de control terciario de frecuencia para bajada de carga



5.1.1 Incrementos de carga del parque

Se realiza la prueba con la tasa de toma de carga configurada actualmente en el parque y con una adicional.

Para verificar el gradiente de toma de carga (MW/min) del parque, se comienza el ensayo operando a mínimo técnico, y se incrementa la generación en la central hasta alcanzar potencia máxima disponible, mediante un **único** cambio en la referencia de potencia activa.

Toma de carga desde mínimo técnico a potencia máxima con tasa actual

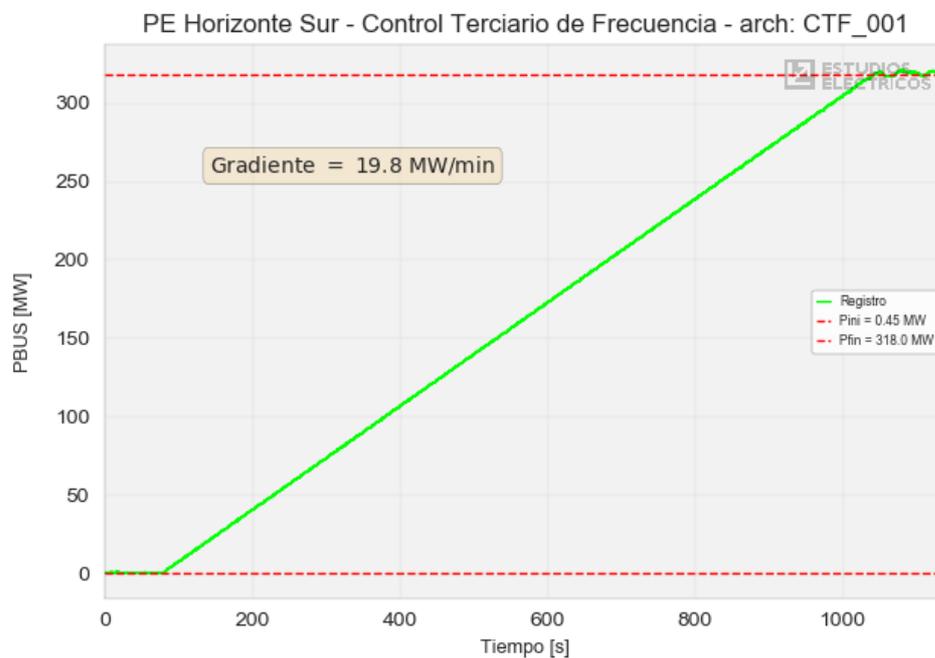


Figura 5.1 – Toma de carga con tasa actual

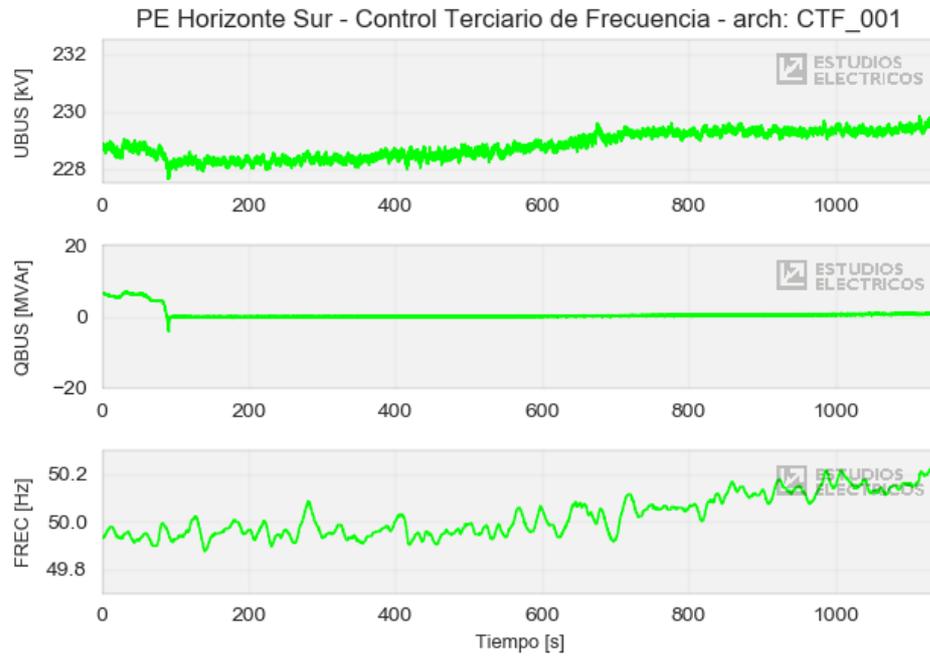


Figura 5.2 – Toma de carga con tasa actual – Señales en POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable, y la tasa de toma de carga medida resulta igual a 19.8 MW/min, lo que equivale a una tasa del 4.9%/min de la potencia nominal del parque (408.1 MW).



Toma de carga desde mínimo técnico a potencia máxima con tasa adicional

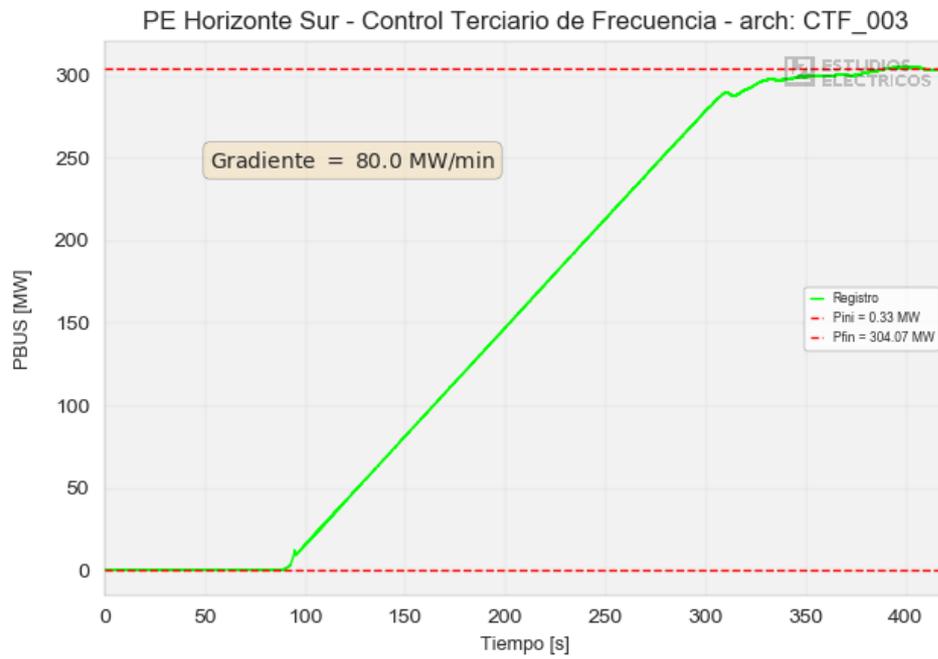


Figura 5.3 – Toma de carga con tasa adicional

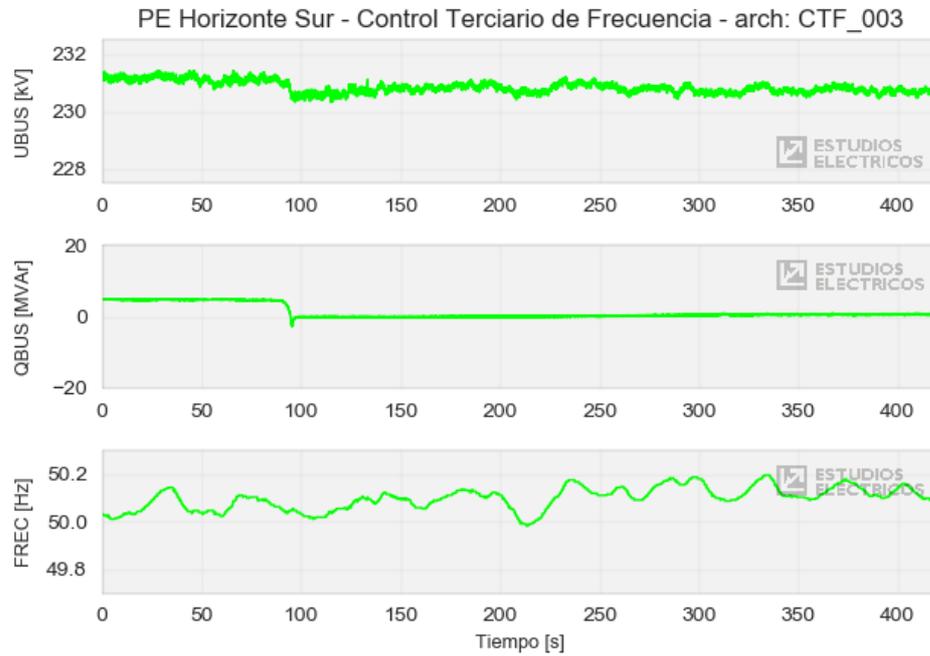


Figura 5.4 – Toma de carga con tasa adicional – Señales en POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable, y la tasa de toma de carga medida resulta igual a 80 MW/min, lo que equivale a una tasa del 19.6%/min de la potencia nominal del parque (408.1 MW).



5.1.2 Bajadas de carga del parque

Para verificar el gradiente de bajada de carga (MW/min) del parque, se comienza el ensayo operando a potencia máxima disponible, y se decrementa la generación del parque hasta alcanzar mínimo técnico, mediante un único cambio en la referencia de potencia activa.

Bajada de carga desde potencia máxima a mínimo técnico con tasa actual

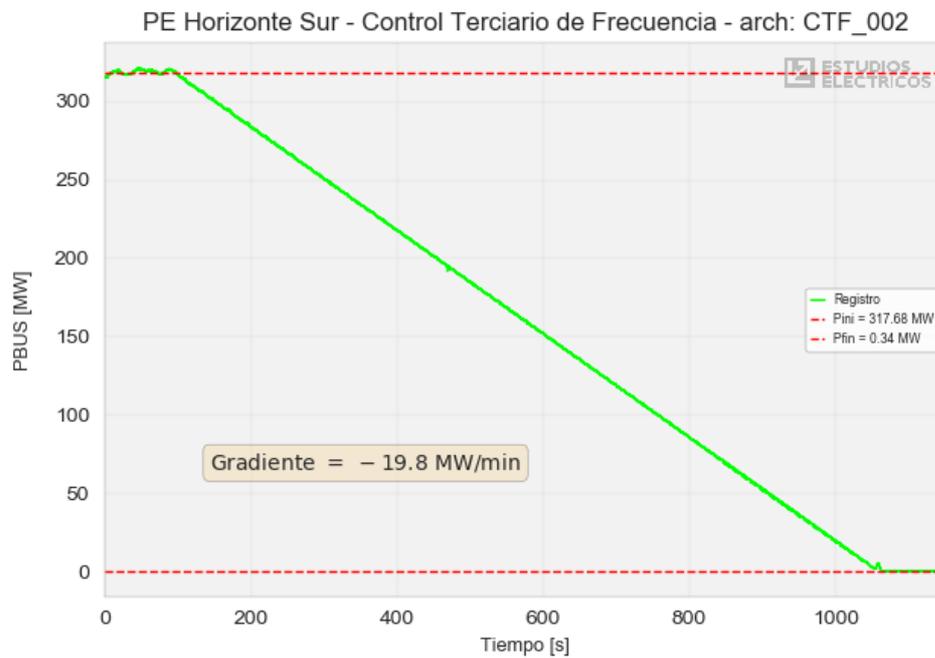


Figura 5.5 – CTF - Bajada de carga con tasa actual

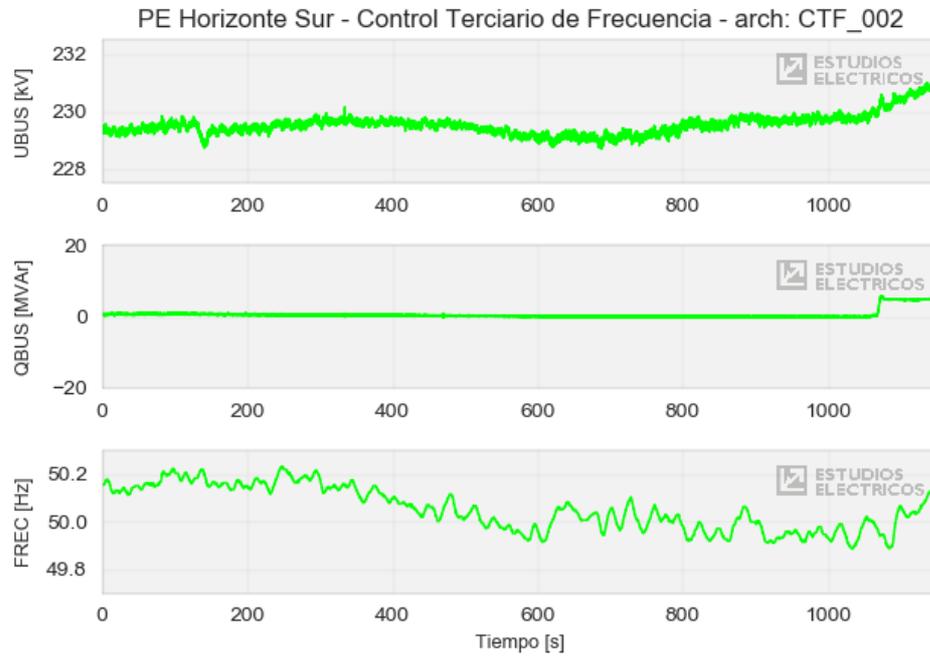


Figura 5.6 – CTF - Bajada de carga con tasa actual – Señales en POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable, y la tasa de bajada de carga medida resulta igual a -19.8 MW/min , lo que equivale a una tasa del $-4.9\%/min$ de la potencia nominal del parque (408.1 MW).



Bajada de carga desde potencia máxima a mínimo técnico con tasa adicional

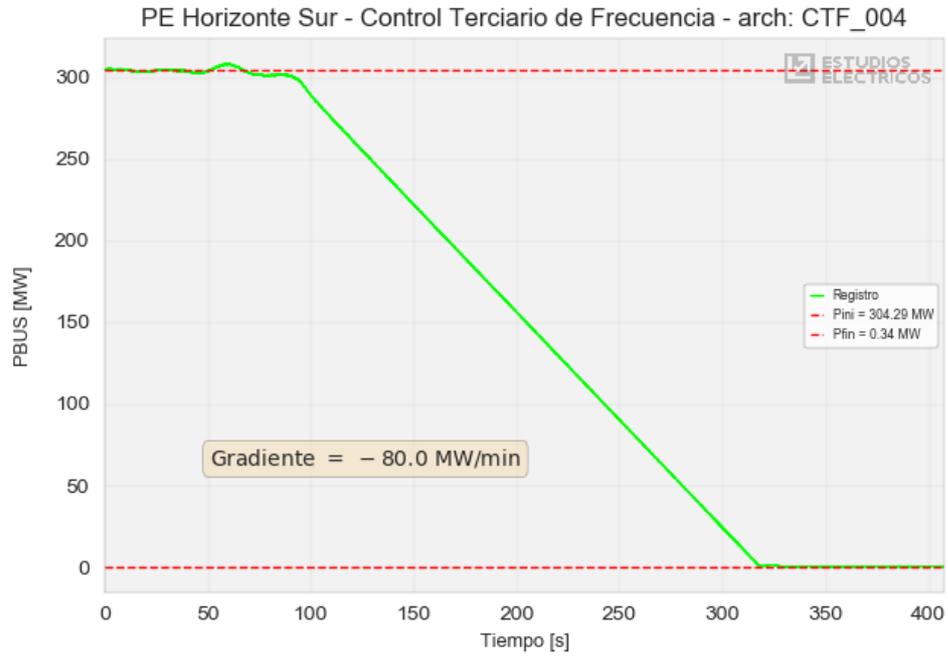


Figura 5.7 – CTF - Bajada de carga con tasa adicional

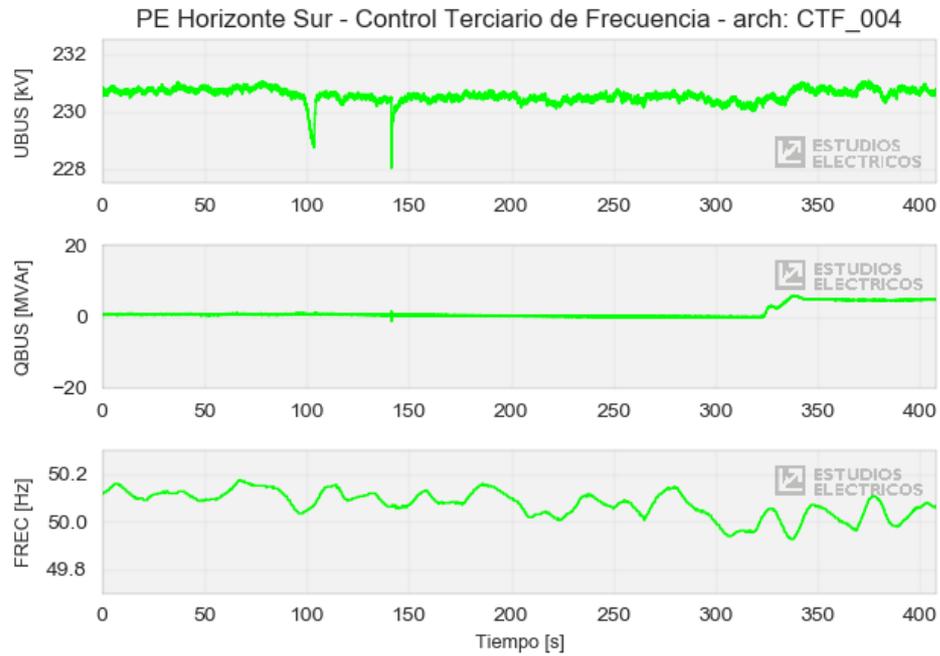


Figura 5.8 – Bajada de carga con tasa adicional – Señales en POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable, y la tasa de bajada de carga medida resulta igual a -80.0 MW/min, lo que equivale a una tasa del $-19.6\%/min$ de la potencia nominal del parque (408.1 MW).



5.1.3 Análisis de CTF reserva en giro

En la Tabla 5.3 y Tabla 5.4 se resumen los gradientes efectivamente medidos para los diferentes movimientos de subida y bajada de carga, respectivamente.

Central	Valores medidos subida [MW/min]
Parque Eólico Horizonte	19.8
Sur	80.0

Tabla 5.3 – Resumen gradientes toma de carga

Central	Valores medidos bajada [MW/min]
Parque Eólico Horizonte	-19.8
Sur	-80.0

Tabla 5.4 – Resumen gradientes bajada de carga

La reserva en giro para CTF corresponde al valor mínimo entre la potencia que puede variar el parque en 15 minutos, de acuerdo con la tasa consignada y el margen entre la potencia de despacho y la potencia límite (máxima o mínima), que la central es capaz de entregar. En la Tabla 5.5 se presenta la reserva para CTFg.

- *Reserva Giro CTF⁺*: Reserva en giro para CTF por subfrecuencia.
- *Reserva Giro CTF⁻*: Reserva en giro para CTF por sobrefrecuencia.
- *Pd*: Potencia bruta de despacho.

Central	Tasa [MW/min]	Reserva para CTFg [MW]
Parque Eólico Horizonte Sur	19.8	Reserva Giro CTF ⁺ = $\min\{19.8 \cdot 15, 408.1 - Pd\}$
	80.0	Reserva Giro CTF ⁺ = $\min\{80 \cdot 15, 408.1 - Pd\}$
	-19.8	Reserva Giro CTF ⁻ = $\min\{19.8 \cdot 15, Pd - 0.3669\}$
	-80.0	Reserva Giro CTF ⁻ = $\min\{80 \cdot 15, Pd - 0.3669\}$

Tabla 5.5 – Reservas de potencia para CTFg

Cabe mencionar que el tiempo de activación del CTFg es despreciable ya que depende exclusivamente del tiempo que demora el operador en consignar el nuevo valor de referencia de potencia, por lo que se considera un tiempo de activación de cero (0) segundos.



5.2 Reserva fría

Con el fin de verificar la capacidad del parque para participar en la prestación del Servicio Complementario de Control Terciario de Frecuencia en frío, se realizan las maniobras que se presentan a continuación.

Se presentan los resultados correspondientes a lo solicitado en la versión 2 de la guía de verificación de SSCC de Control de Frecuencia, es decir, que valor de potencia alcanza en un período de 15 minutos desde iniciado el proceso de arranque.

Se comienza con el parque en estado “**apagado**”, es decir, con la totalidad de unidades en estado de fuera de servicio. En esta condición todos los elementos de la red de media tensión (circuitos colectores y transformadores de bloque) y el transformador principal se encuentran energizados.

En la Figura 5.9 se muestra el proceso de arranque completo hasta la condición de potencia máxima. Se presenta la potencia neta del parque.

En la Tabla 5.6 se muestra el resumen de tiempo acumulado según el hito alcanzado y la evaluación normativa respectiva. Se aprecia que el parque logra alcanzar la condición de Mínimo Técnico en menos de 5 minutos desde la orden de arranque. Así mismo, se aprecia que alcanza su condición de Potencia Máxima disponible en menos de 15 minutos.

En base a los ensayos realizados y resultados presentado, se muestra que ante la tasa normal de toma de carga la planta no alcanza su potencia máxima en un tiempo inferior a 15 minutos. En su defecto, logra 289.2 MW en el período propuesto. Por lo tanto, no es posible considerar la totalidad de su rango operativo como reserva fría.

Cabe mencionar que no se toma en consideración el tiempo transcurrido entre los hitos 2 y 3, ya que no existe restricción para comenzar la toma de carga tras alcanzar la operación estable de la unidad en Mínimo Técnico.



Hito	Descripción	Tiempo acumulado	Requerimiento normativo
0	Orden de arranque	0:00	-
1	Sincronización e inicio de toma de carga	0:02	< 5:00
2	Se alcanza condición de Mínimo Técnico	0:23	< 10:00
3	Comienza toma de carga	0:23	-
4	Se alcanzan 15 minutos desde arranque	15:00	< 15:00
5	Se alcanza potencia máxima disponible de 318.8 MW	16:30	-

Tabla 5.6 – Reserva fría – Hitos de arranque

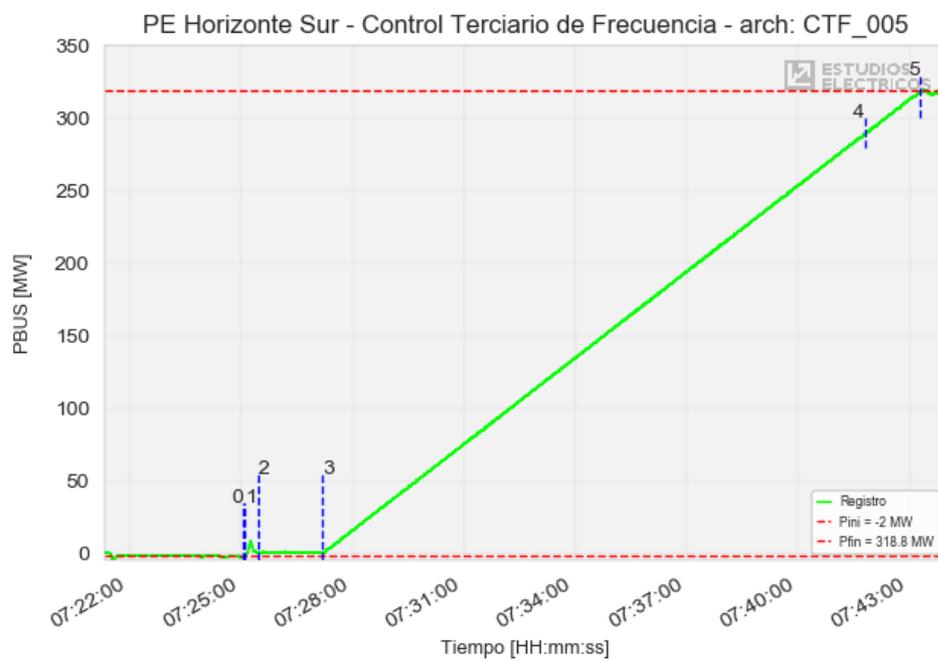


Figura 5.9 – Reserva en frío – Potencia activa del parque



5.3 Resumen de resultados CTF

En la Tabla 5.7 se presenta el resumen de resultados según se solicita en el instructivo de verificación respectivo.

SSCC		Control de Frecuencia		
Categoría		Control Terciario de Frecuencia		
Subcategoría		CTF+ y CTF- en giro		
Central	Combustible	Parámetros		Valor determinado
Parque Eólico Horizonte Sur	Eólico	Tasa normal de operación [MW/min]	Subida	20.0
			Bajada	-20.0
		Tasa máxima de operación [MW/min]	Subida	Sin limitación
			Bajada	Sin limitación
		Tiempo de respuesta [minutos]	Subida	0
				0
			Bajada	0
				0
		Aporte CTF [MW]	Subida	297.0
			Bajada	-297.0
		Límite de regulación superior [MW]	408.1	
		Límite de regulación inferior [MW]	0.3669	
Subcategoría		CTF en frío		
Parque Eólico Horizonte Sur	Eólico	Tiempo de sincronización [min]		0:02
		Tiempo hasta mínimo técnico [min]		0:23
		Reserva fría [MW] (Potencia alcanzada a los 15 min desde la orden de arranque)		289.2

Tabla 5.7 – Resumen de resultados CTF



6 ANALISIS Y CONCLUSIONES

El Parque Eólico Horizonte Sur ha sido sometido al proceso de verificación para la prestación de Servicios Complementarios. El mismo ha sido llevado a cabo bajo los lineamientos establecidos en la Norma Técnica de Servicios Complementarios y el Anexo Técnico, “*Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC*” vigente.

En lo que respecta al **SSCC de Control Terciario de Frecuencia – reserva en giro** y en función de los ensayos realizados puede concluirse que:

- En cuanto al CTF reserva en giro, los movimientos de carga se realizan con el gradiente de operación normal y con un gradiente adicional tanto para la toma como para la bajada de carga.
- El gradiente de subida obtenido es de 19.8 MW/min y el gradiente de bajada obtenido es de -19.8 MW/min.
- El gradiente adicional de subida obtenido es de 80.0 MW/min y el gradiente adicional de bajada obtenido es de -80.0 MW/min.
- Se deduce, que el parque podrá entregar hasta 297.0 MW de potencia activa como reserva en giro para CTF por subfrecuencia (CTF^+) sujeto al recurso disponible.
- Se deduce, que el parque podrá reducir en hasta 297.0 MW de potencia activa como reserva en giro para CTF por sobrefrecuencia (CTF^-) sujeto al recurso disponible.
- El tiempo de activación del CTF en giro es despreciable ya que depende exclusivamente del tiempo que demora el operador en consignar el nuevo valor de referencia de potencia activa.
- El valor de gradiente de carga puede ser modificado por el operador y se aclara que este ajuste no tiene limitaciones respecto al valor ajustado y no tiene impedimentos para ser configurada en el rango entre 0-20% Pnom/min, exigido por la normativa vigente.



En lo que respecta al **SSCC de Control Terciario de Frecuencia – reserva fría** y en función de los ensayos realizados puede concluirse que:

- El tiempo de sincronización cumple con ser menor a 5 minutos, registrándose un tiempo de 0:02 minutos.
- El tiempo hasta alcanzar la condición de mínimo técnico cumple con ser menor a 10 minutos, registrándose un tiempo de 0:23 minutos.
- El parque no es capaz de alcanzar su potencia máxima en un tiempo menor a 15 minutos medido desde la condición de apagado. Se registra una potencia de 289.2 MW en el período propuesto y bajo la tasa de toma de carga actual de 19.8 MW/min.
- Se concluye que el parque puede entregar hasta 289.2 MW como reserva para el SSCC de CTF frío.
- Se destaca que el parque posee la capacidad de continuar aumentando su potencia hasta su Potencia Máxima, pero excede los 15 minutos definidos para la prestación de este servicio complementario.



7 ANEXOS

7.1 Medidas complementarias

Se presentan las condiciones de viento durante el desarrollo de los ensayos.

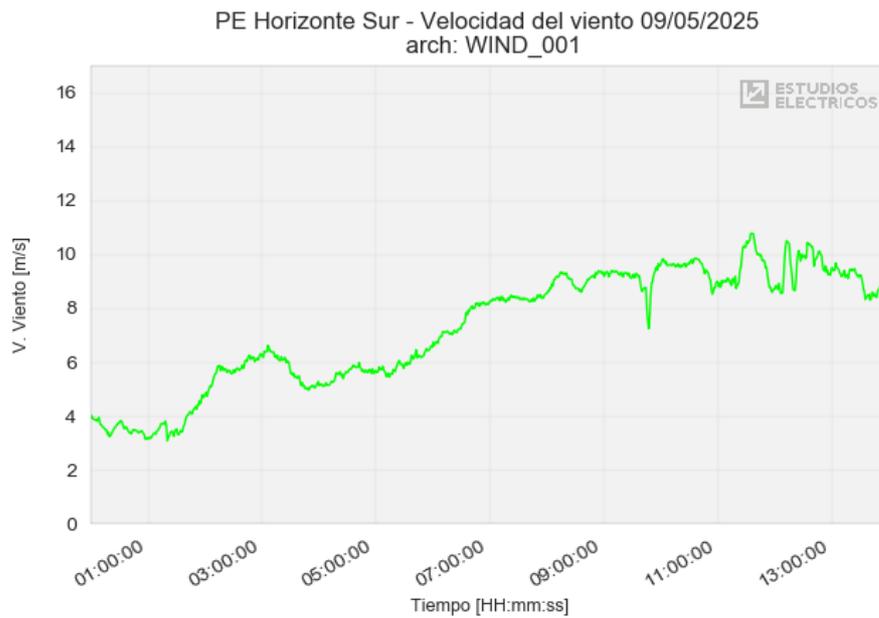


Figura 7.1 – Velocidad del viento – 09/05/2025 – 00:00:00 – 14:00:00

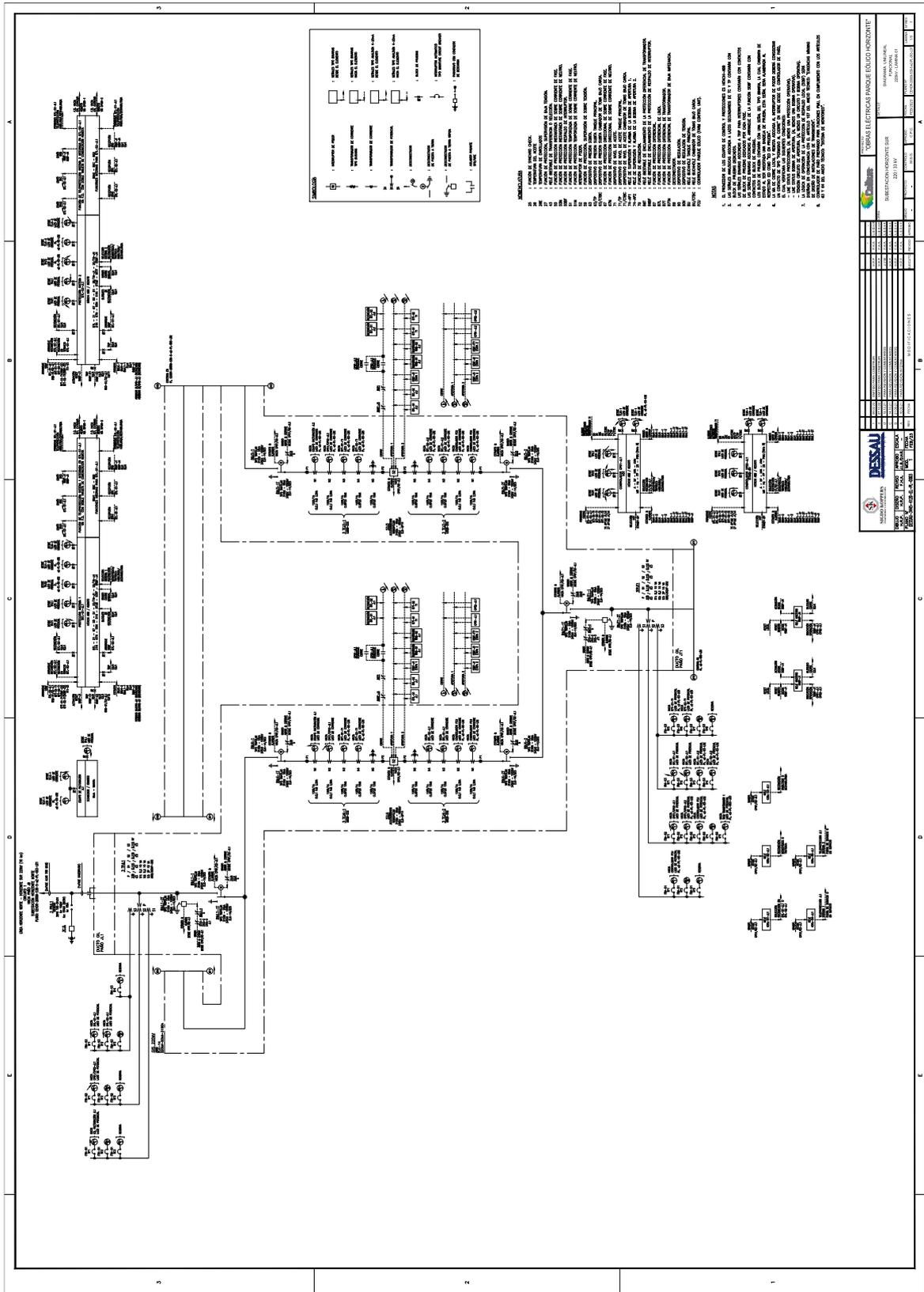


Figura 7.3 – Diagrama Unilínea S/E Horizonte 220/33 kV Sur 01 de 03

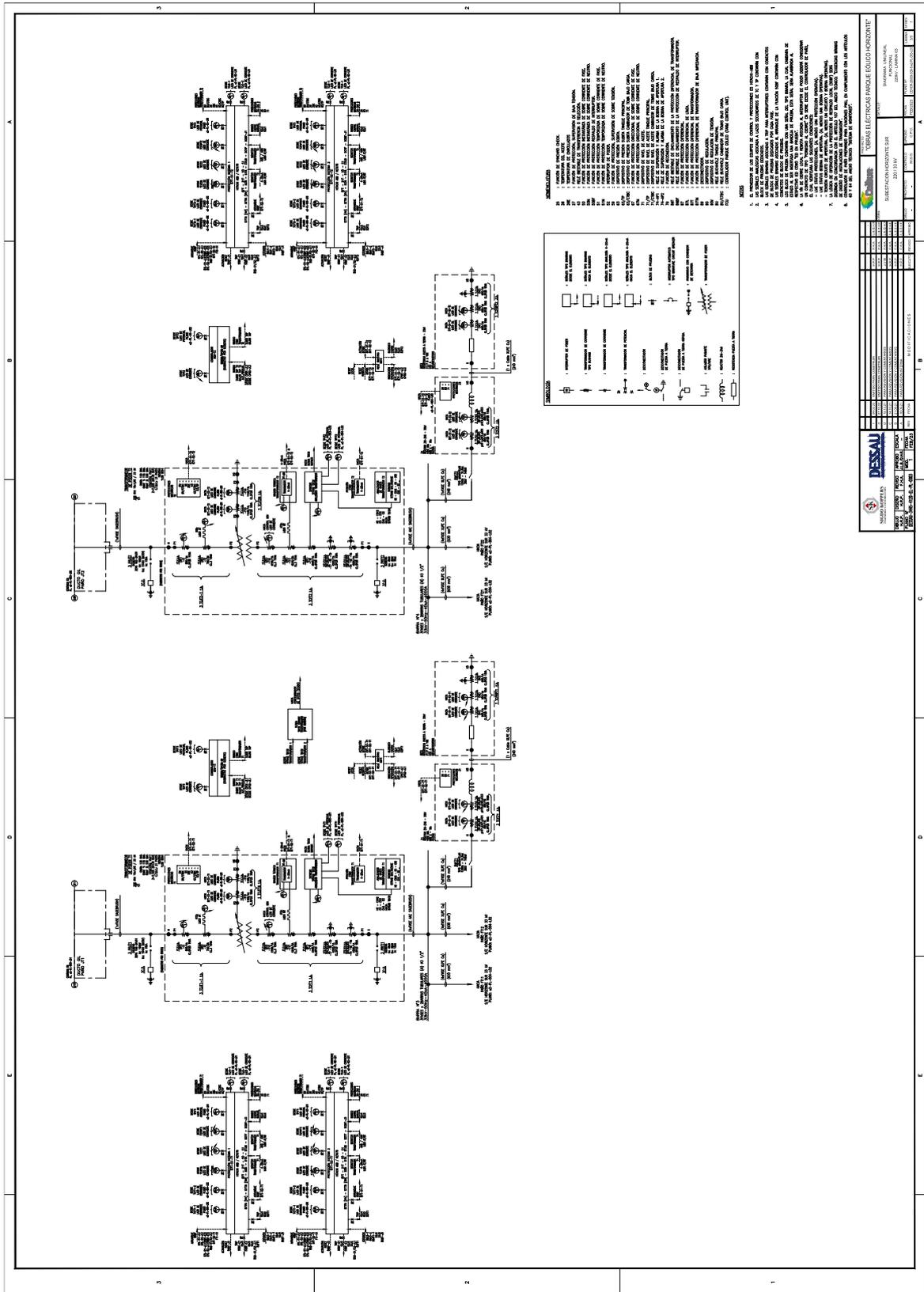


Figura 7.5 – Diagrama Unilíneal S/E Horizonte 220/33 kV Sur 03 de 03



7.3 Archivos adjuntos entregados

Forman parte integral del presente informe los siguientes archivos que se entregan en forma adjunta:

- Registros de ensayos: "EE-EN-2025-0843-RA_SSCC_CTF_PE_Horizonte_Sur_Adjuntos.zip"

Todos los registros de ensayos del presente informe son entregados adjuntos en formato ".csv". Para correlacionar el nombre del archivo con la figura se debe considerar las siguientes tablas:

Respuesta al escalón	
Nombre	Descripción
CTF_001	Toma de carga – Tasa ajustada
CTF_002	Toma de carga – Tasa adicional
CTF_003	Bajada de carga – Tasa ajustada
CTF_004	Bajada de carga – Tasa adicional
CTF_005	Arranque en frío

Tabla 7.1 – Registros de pruebas

Mediciones complementarias	
Registro_ambiente_05 al 09 de mayo	Velocidad de viento – 05/05/25 – 09/05/25

Tabla 7.2 – Registro de datos ambientales



7.4 Acta de pruebas SSCC



ACTA DE PRUEBAS

Fecha	09/05/2025	Empresa	Colbún S.A
ID Proyecto	EE-2021-023	Ubicación	Taltal, Región de Antofagasta
Denominación Planta	Parque Eólico Horizonte Sur		
Servicios por verificar	<i>Servicios Complementarios:</i> - Control de Tensión (CT) - Control Primario de Frecuencia (CPF) - Control Terciario de Frecuencia (CTF)		

Datos de la instalación

Potencia aparente nominal [MVA]	408.1 MVA	Tipo de central	Eólica
Tensión en POI nominal [kV]	230 kV	Cantidad de aerogeneradores	70
Potencia activa máxima [MW]	408.1 MW	Transformador elevador bajo carga	33 / 230 kV
Potencia activa mínima [MW]	0.367 MW		

Responsables durante las pruebas

Coordinado	Julián Larrea	Representantes Colbún en las pruebas
Equipo Experto Técnico	Gonzalo Espinoza Joaquín Aedo	Equipo Experto Técnico

Datos de las pruebas

Estado previo de la planta	En servicio
Periodo de pruebas	05/05/2025 al 09/05/2025
Protocolo aplicable	EE-EN-2025-0471-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PE_Horizonte_Sur

Firmas Aclaración/Empresa	 Julián Larrea Moraga Coordinado	 Gonzalo Espinoza Estudios Eléctricos
-------------------------------------	--	---

Figura 7.9 – Acta de Pruebas SSCC (1 de 2)



ESTUDIOS ELÉCTRICOS 
ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Resumen de pruebas SC Control Terciario de Frecuencia en giro:

Se realizan pruebas de Control Terciario de Frecuencia en giro en el parque:

- Toma de carga con tasa normal de operación (20 MW/min) y una tasa adicional (80 MW/min).
- Bajada de carga con tasa normal de operación (20 MW/min) y una tasa adicional (80 MW/min).

Observaciones/Desvíos del protocolo SC Control Terciario de Frecuencia en giro:

Sin desvíos.

Firmas Aclaración/Empresa	 Julián Larrea Moraga Coordinado	 Gonzalo Espinoza Estudios Eléctricos
-------------------------------------	---	--

Figura 7.10 – Acta de Pruebas SSCC (2 de 2)



7.5 Certificado de calibración del equipamiento utilizado



CERTIFICADO DE CALIBRACION
ESTUDIOS_001_BLACKBOX G4500

DATOS GENERALES			
Cliente	ESTUDIOS ELECTRICOS CHILE S.A.	Fecha de certificación	24 de junio de 2024
Dirección	Manquehue norte #180, Las Condes	Fecha próxima certificación	24 de junio de 2025
Contacto	Jorge Leiss	Temperatura y Humedad	21 ± 2 °C --- 38 ± 10 %
Email	jorge.leiss@estudios-electricos.com		

IDENTIFICACIÓN DEL ELEMENTO			
Tipo	Marca	Modelo	Numero Serie
Analizador de red	BLACKBOX	G4500	00-60-35-2D-E8-4F

INSTRUMENTOS UTILIZADOS			
Instrumento	Marca	Modelo	Numero Serie
Multímetro	RSPRO	RSDM-9061	344B033G2
SHUNT	Sin Marca	400A/50mV	5558581

Medida de tensión alterna (V)							
Escala	RSDM-9061	G4500	G4500	G4500	Error	Incertidumbre	Observaciones
VAC	VAC	VAC	VAC	VAC	Absoluto	Expandida K=2	
20	20,001	20,000	20,000	20,000	-0,001	0,0007	----
40	40,003	40,002	40,002	40,002	-0,001	0,0007	----
60	60,002	60,000	60,000	60,000	-0,002	0,0013	----
80	80,002	80,000	80,000	80,000	-0,002	0,0013	----
100	100,003	100,001	100,001	100,001	-0,002	0,0013	----

Medida de corriente alterna							
Escala	RSDM-9061	G4500	G4500	G4500	Error	Incertidumbre	Observaciones
IAC	IAC	IAC	IAC	IAC	Absoluto	Expandida K=2	
20	20,158	20,152	20,153	20,155	-0,008	0,0042	----
50	50,362	50,357	50,359	50,340	-0,005	0,0035	----
80	80,145	80,131	80,133	80,137	-0,0014	0,0099	----

Los resultados entregados solo representan a la unidad ensayada por el Laboratorio de Ensayos D.L.T. No haciéndose responsable por el uso indebido o incorrecto que se hiciera de este Informe
contactodlt@gmail.com

Figura 7.11 – Certificado de calibración equipo de medición (1 de 2)



8 NORMATIVA UTILIZADA

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – enero 2025
- Norma Técnica de Servicio Complementarios – diciembre 2019
- Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia – Versión 1 – junio 2020
- Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia – Versión 2 – febrero 2025