

Empresa
País
Proyecto
Descripción

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



CÓDIGO DE PROYECTO	EE-2021-023
CÓDIGO DE INFORME	EE-EN-2025-0204
REVISIÓN	C

27 ago. 25



Este documento **EE-EN-2025-0204-RC** 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 45 páginas y ha sido guardado por última vez el 27/08/2025 por Gonzalo Espinoza; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	11.02.2025	Para presentar	GE	CiC	AC
B	06.08.2025	Para presentar	PB	GE	AC
C	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	5
2 INTRODUCCIÓN	6
2.1 Descripción de los participantes	6
2.2 Nomenclatura.....	7
3 REQUERIMIENTO NORMATIVO.....	8
3.1 Control de frecuencia	8
3.2 Control terciario de frecuencia	10
3.2.1 Definición.....	10
3.2.2 Requerimientos asociados a la prestación	11
4 CONTEXTO DE LOS ENSAYOS	12
4.1 Procedimiento de pruebas.....	12
4.2 Instrumental utilizado para la adquisición de datos	12
4.3 Registro de señales con equipos de planta	16
4.4 Metodología general de los ensayos	16
5 VERIFICACION DEL CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA	17
5.1 Reserva en giro	17
5.1.1 Incrementos de carga del parque.....	18
5.1.2 Bajadas de carga del parque	22
5.1.3 Análisis de CTF reserva en giro	26
5.2 Reserva fría.....	27
5.3 Resumen de resultados CTF	29
6 ANALISIS Y CONCLUSIONES	30
7 ANEXOS	32
7.1 Medidas complementarias	32
7.2 Diagrama unilineal	33
7.3 Datos de los aerogeneradores	36
7.4 Datos de los transformadores de bloque.....	38
7.5 Datos del transformador principal	39
7.6 Archivos adjuntos entregados.....	40
7.7 Acta de pruebas SSSC	41
7.8 Certificado de calibración del equipamiento utilizado	43



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 Norte**.

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-2024-1813-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PE_Horizonte"*, aprobado por el CEN.

Los ensayos relativos a la verificación de la reserva en giro y reserva fría se han realizado durante la jornada del 25 de junio 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 Norte, 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 ($\pm 2 \times 2.5\%$) 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 Horizonte Norte, 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 Norte. La potencia es transferida hacia el sistema interconectado a través de 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.

Es importante señalar que el siguiente informe considera los ensayos realizados sobre Parque Eólico Horizonte Norte, cuyo NUP es 1254. Durante la ejecución de las pruebas mostradas en el presente informe, el Parque Eólico Horizonte Norte contaba con 14 de los aerogeneradores fuera de servicio.

2.1 Descripción de los participantes

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

Tabla 2.1 – Personal participante

Las pruebas se llevaron a cabo el día 22 de enero de 2025 y posteriormente el 25 de junio de 2025.



2.2 Nomenclatura

Tag	Descripción
UBUS	Tensión en el punto de interconexión
PBUS/QBUS	Potencia eléctrica activa/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 del parque (de sus siglas en inglés "Power Plant Controller")
AT	Nivel de alta tensión (220 kV)
MT	Nivel de media tensión (33 kV)
BT	Nivel de baja tensión (0.80 kV)
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
EE	Estudios Eléctricos
CTF	Control terciario de frecuencia
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
NTSSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios
Pmax	Potencia activa neta máxima del parque (408.1 MW)
Pmin	Potencia activa neta correspondiente al mínimo técnico en el POI (0.2 MW)

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.

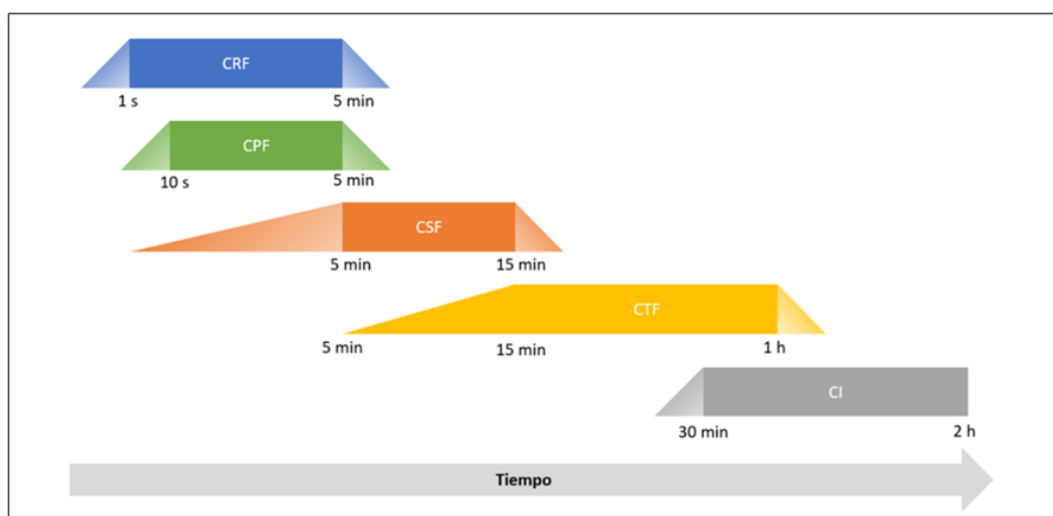


Figura 3.1 – Control de Frecuencia – Subcategorías según intervalo temporal

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.

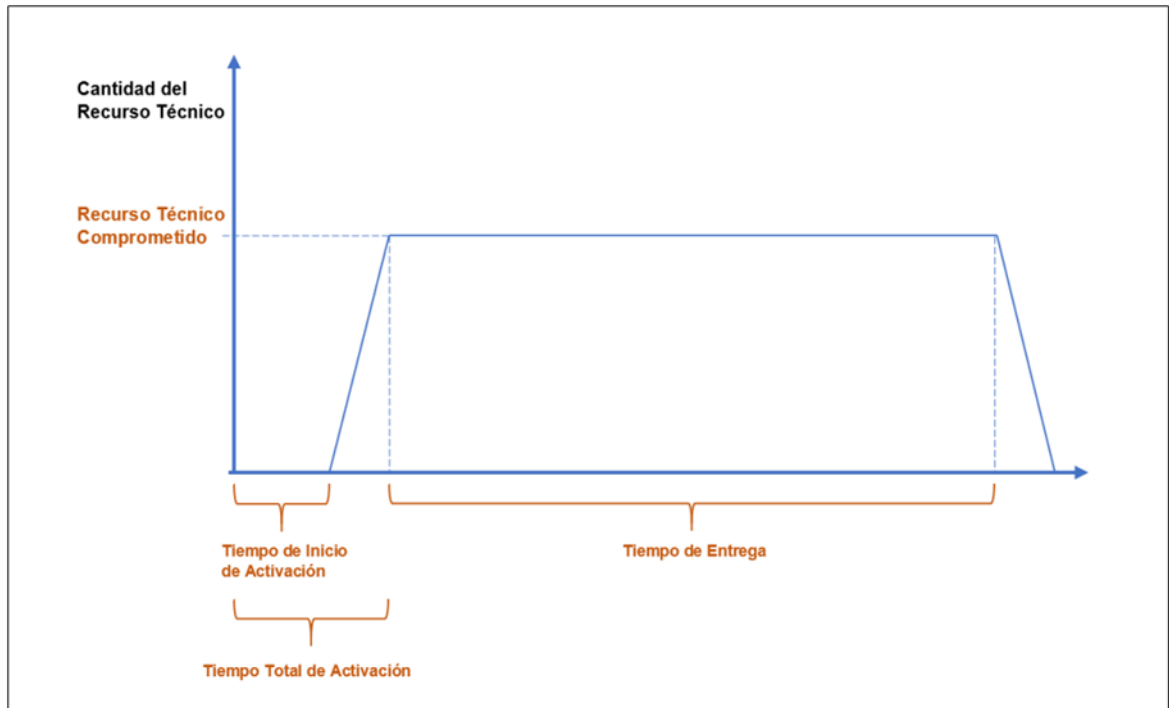


Figura 3.2 – Control de Frecuencia – Tiempos involucrados en la prestación del servicio

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 Sobre frecuencia (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-2024-1813-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PE_Horizonte”**, 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 calidad de energía	BlackBox / G4500	00-60-35-2D-E8-4F	Ver Anexo 7.8

Tabla 4.1 – Característica de los equipos de adquisición

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 Norte. En el cuadro **verde** de la Figura 4.1 se muestra el diagrama trifilar del TC asociado al interruptor J4 y en el recuadro **rojo** de la Figura 4.2 se muestra el diagrama trifilar del TP en el lado de alta tensión de la barra 1 de 220 kV de la S/E Horizonte Norte. En el anexo 7.2 se muestran los diagramas unilineales.

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

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



P: EE-2021-023/I: EE-EN-2025-0204/R: C

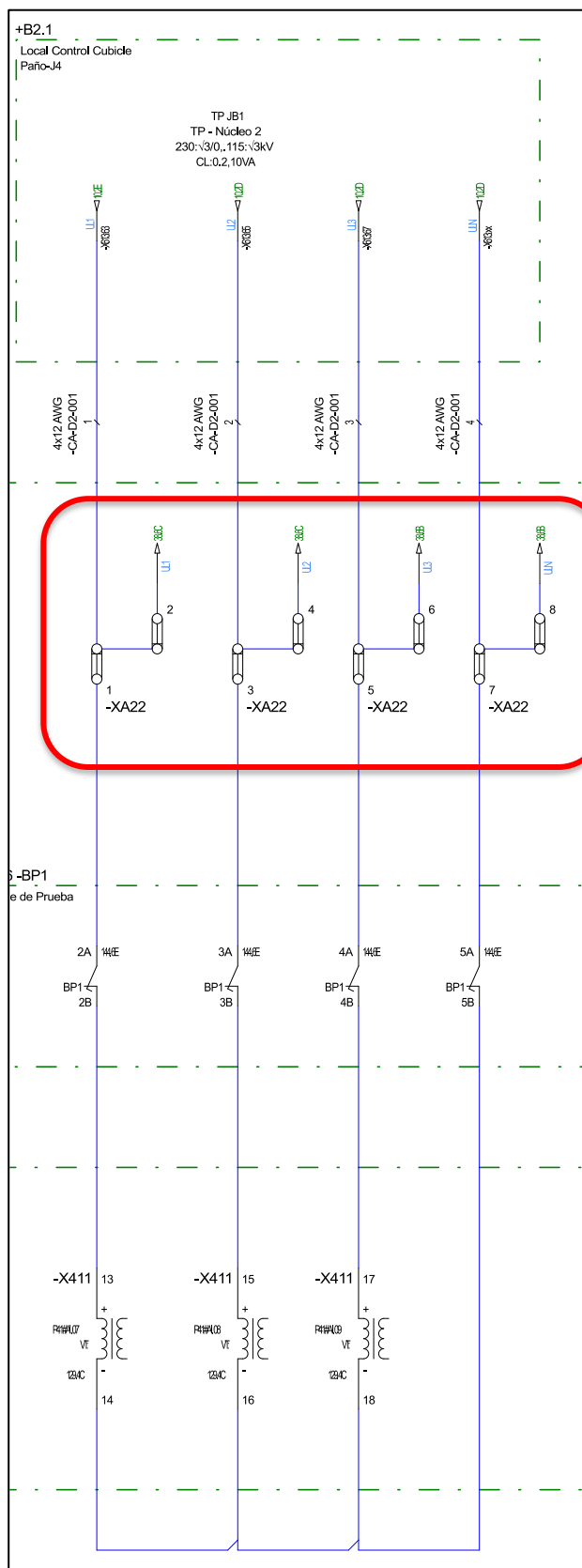


Figura 4.2 – Trifilar del punto de conexión TP Interruptor J4 - S/E Horizonte Norte

Para lograr la medición de la potencia generada por el PE Horizonte Norte, sin perjudicar la generación de PE Horizonte Sur, se han realizado las siguientes maniobras.

- PE Horizonte Norte evacuando potencia por los interruptores J1, J2, J3, J4 y J6, cerrados.
- PE Horizonte Sur evacuando potencia por el circuito C1 mediante el interruptor J8 cerrado. El circuito C2 se ha dejado momentáneamente fuera de servicio.
- Interruptores J5, J7 y J9, abiertos.
- En la Figura 4.3 se observa un extracto del diagrama unilineal de la subestación Horizonte Norte, 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 J4). En la Figura 7.5 se muestra el unilineal completo de Alta Tensión.

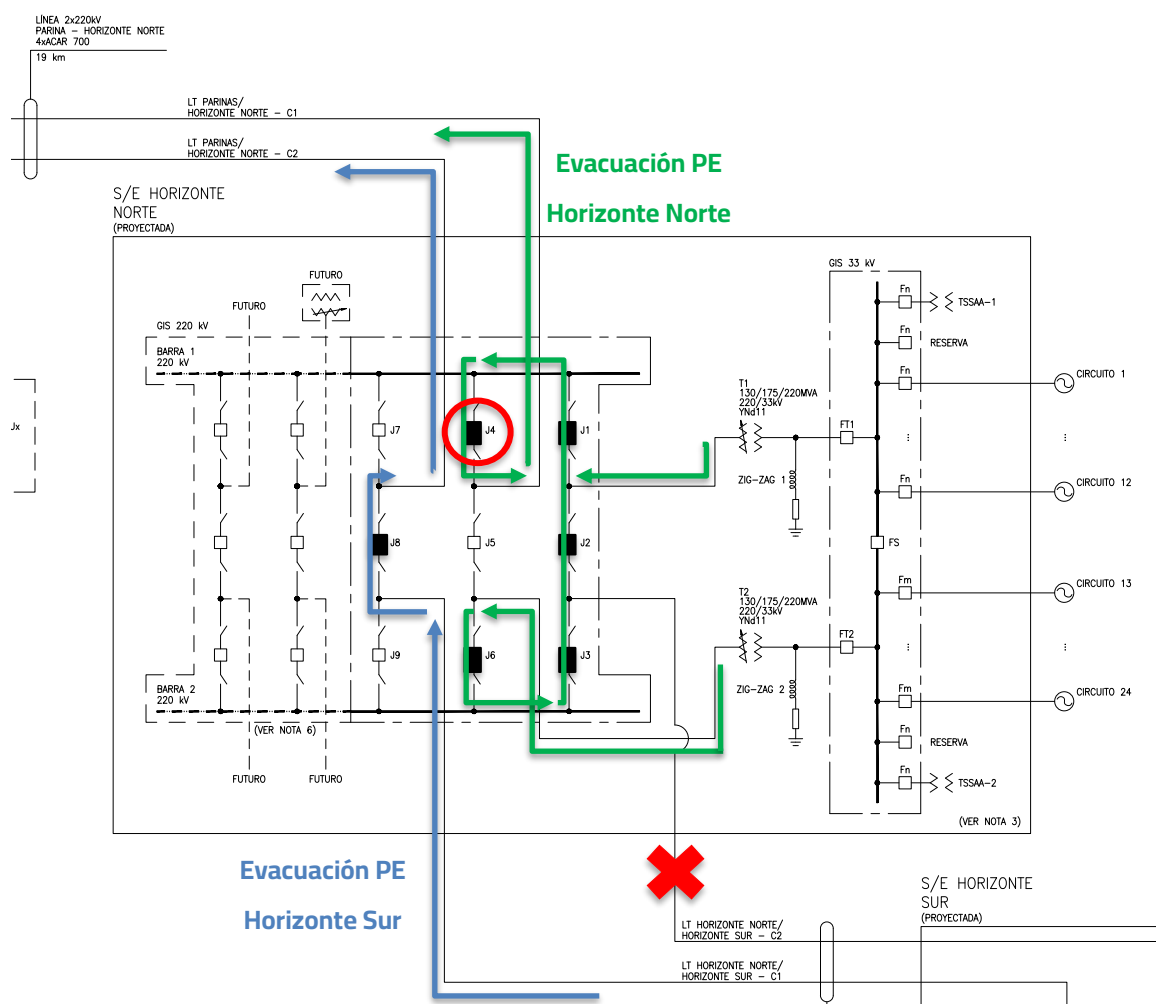


Figura 4.3 – Configuración de interruptores para prueba a nivel Planta en PE Horizonte Norte



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:

- Velocidad del viento

4.4 Metodología general de los ensayos

Para realizar los ensayos correspondientes al control terciario de frecuencia, se realizan cambios de consigna en la referencia de potencia del parque mediante los comandos dispuestos en el SCADA de planta. En la Figura 4.4 se observan las variables a configurar en el SCADA de planta, en el recuadro rojo se observa variable para configurar la rampa de potencia activa tanto para las maniobras de bajada y toma de carga.

El parámetro de rampa de potencia activa es ajustable por el operador al valor deseado sin existir alguna restricción para este ajuste.

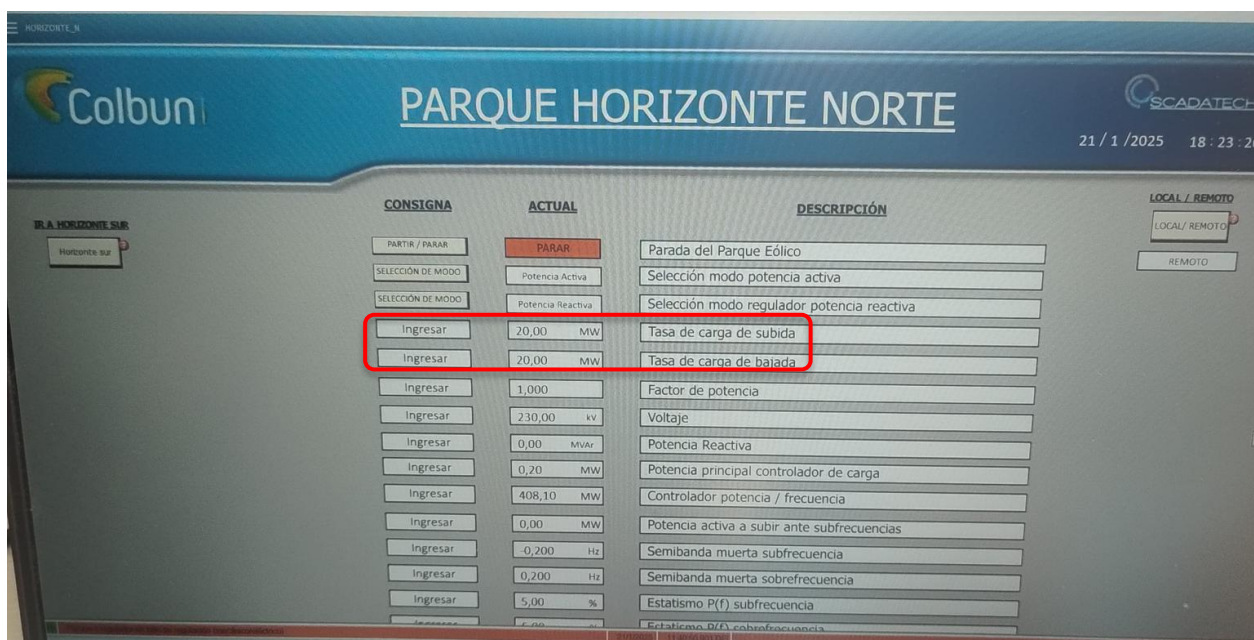


Figura 4.4 – SCADA para configuración de variables del PE Horizonte Norte



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

Se considera como límite de Mínimo Técnico el valor de 0.34 MW y como límite de Potencia Máxima se considera la capacidad total del parque, con un total de 408.1 MW. Notar que se considera la condición de Mínimo Técnico con la totalidad de unidades en servicio, ya que esta condición puede ser alcanzada en una única maniobra de control y considerando el gradiente de carga ajustado por el operador.

Durante los ensayos se alcanza una potencia máxima disponible aproximada de 324.8 MW, en la sección 7.1 se presentan las mediciones de velocidad de viento durante los días 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]
0.34	324.8	20
0.34	317.6	80

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]
302.92	0.34	-20
324.5	0.34	-80

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 tasa 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

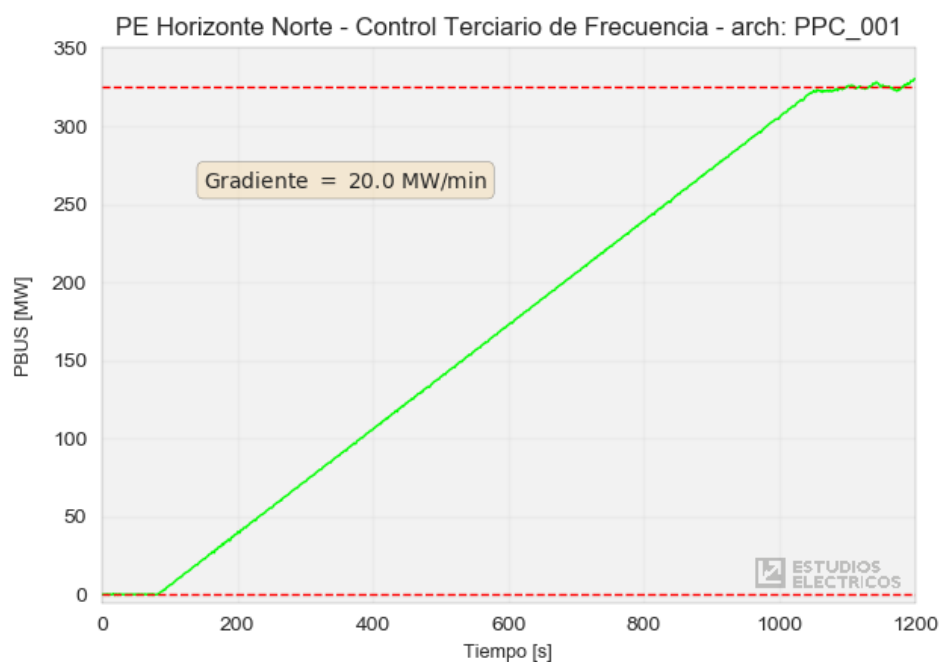


Figura 5.1 – Toma de carga con tasa actual

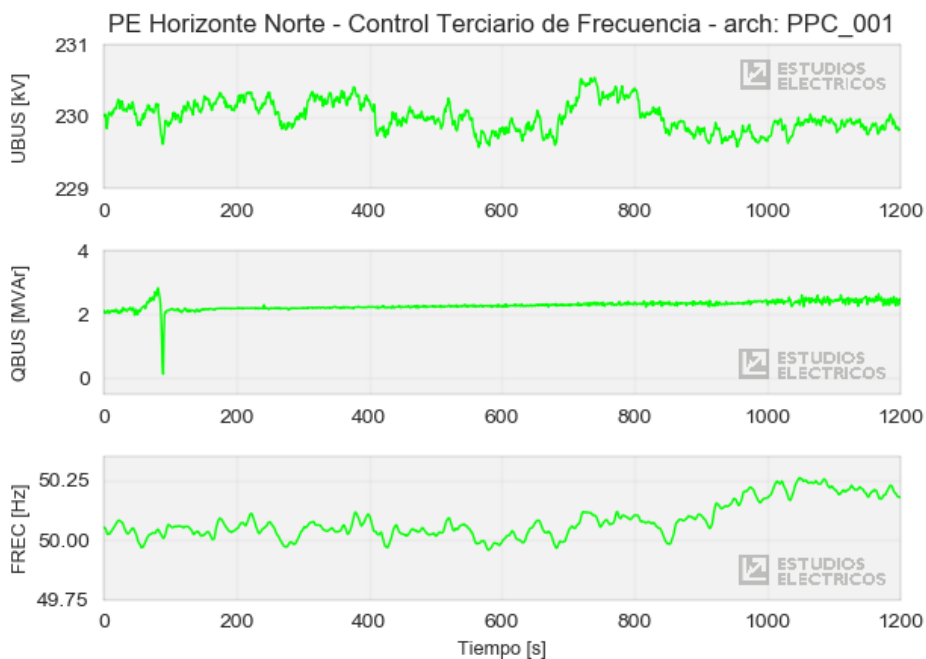


Figura 5.2 – Toma de carga con tasa actual – Señales en POI

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 20 MW/min, lo que equivale a una tasa de aproximadamente un 5%/min de la potencia nominal del parque (408.1 MW).



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

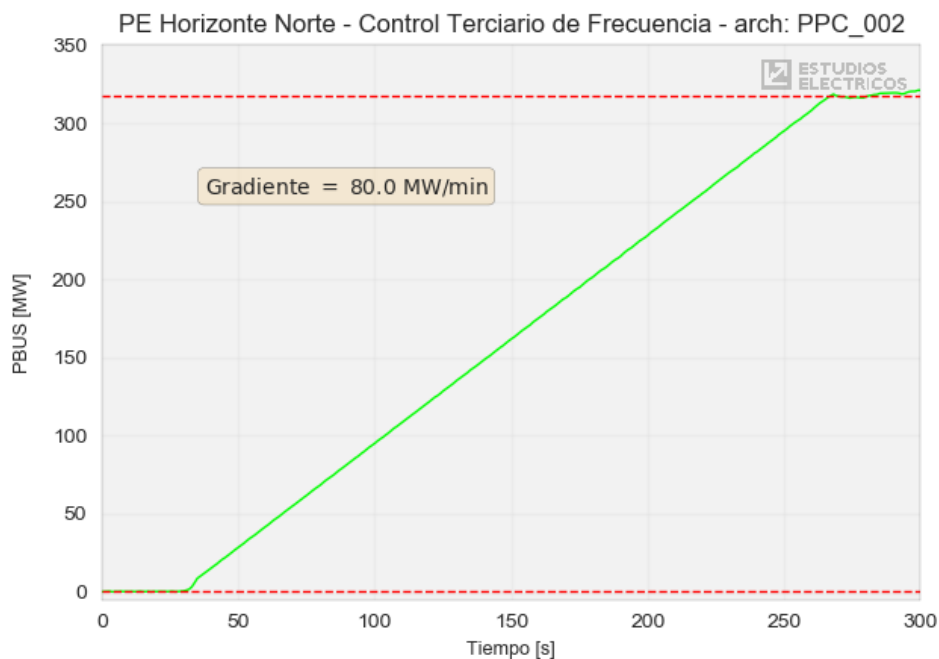


Figura 5.3 – Toma de carga con tasa adicional

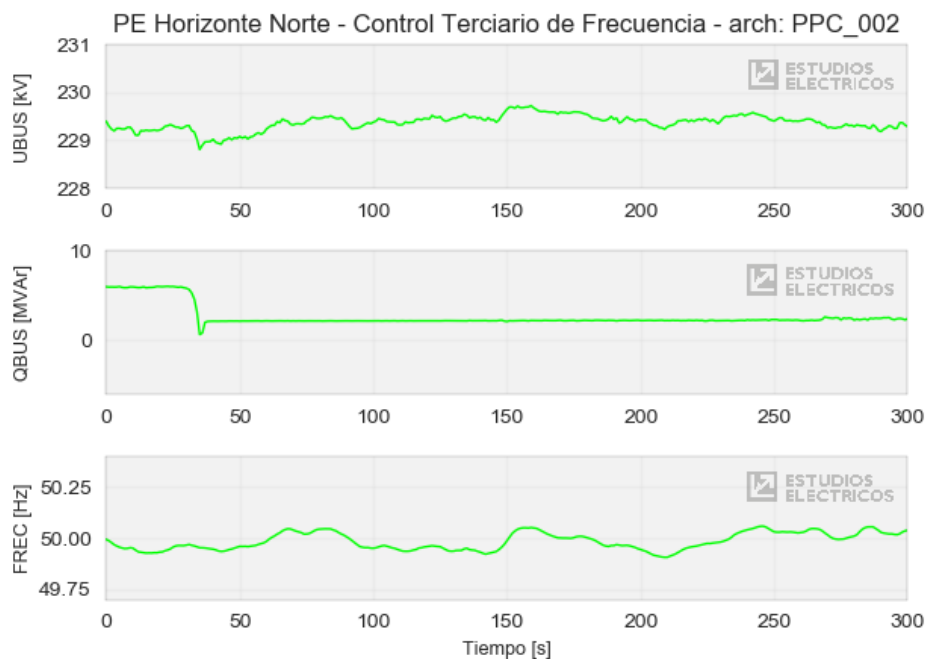


Figura 5.4 – Toma de carga con tasa adicional – Señales en POI

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 de aproximadamente un 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

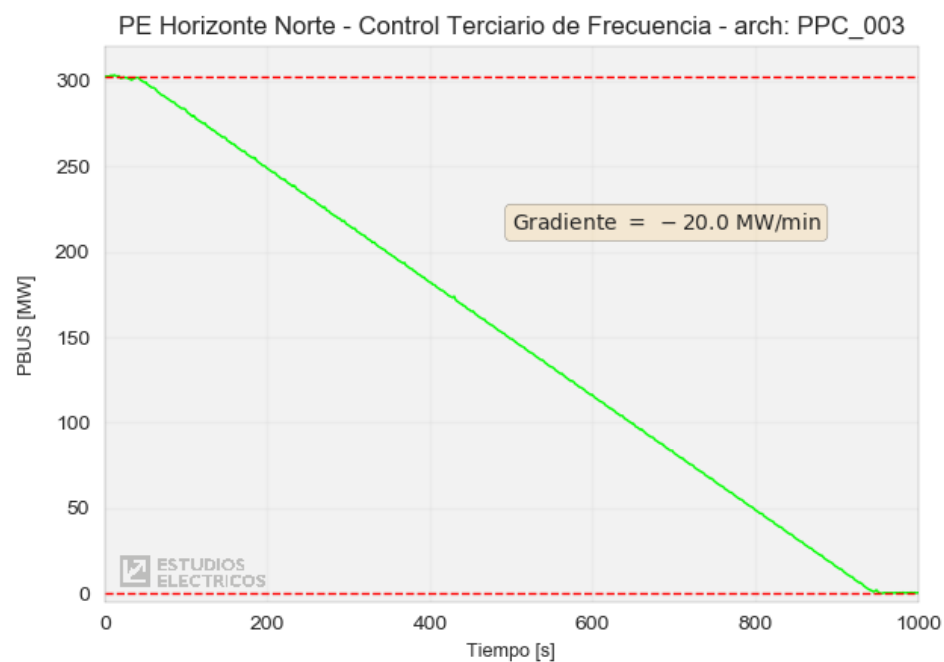


Figura 5.5 – CTF - Bajada de carga con tasa actual

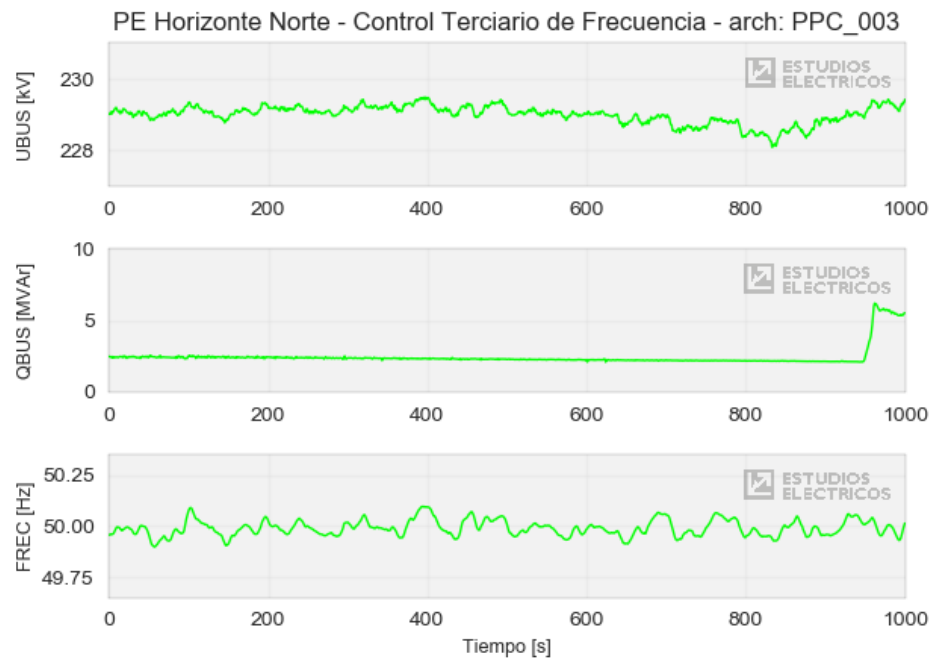


Figura 5.6 – CTF - Bajada de carga con tasa actual – Señales en POI

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 -20 MW/min , lo que equivale a una tasa de aproximadamente un $-5\%/min$ de la potencia nominal del parque (408.1 MW).



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

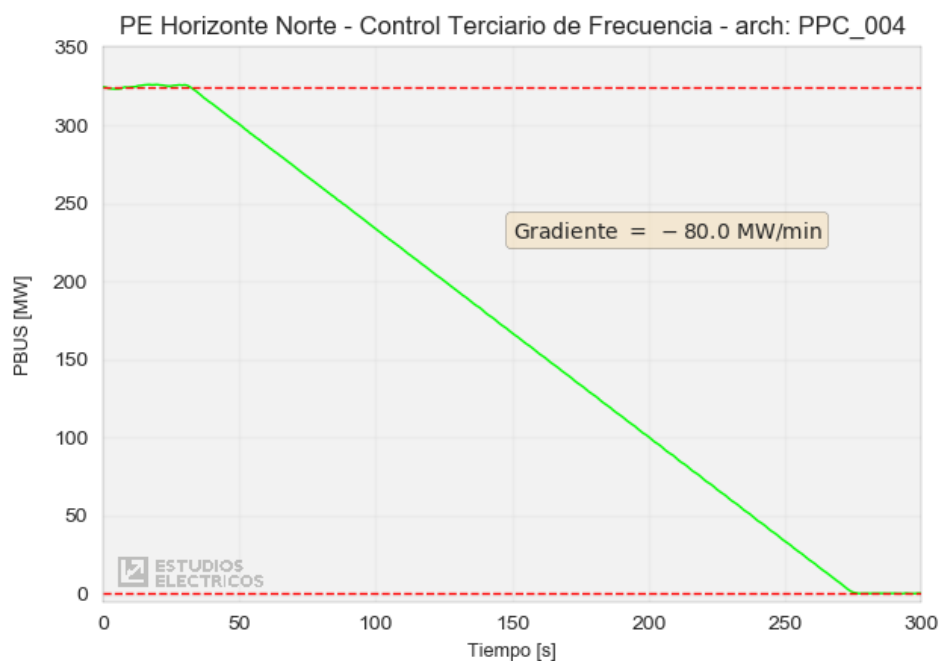


Figura 5.7 – CTF - Bajada de carga con tasa adicional

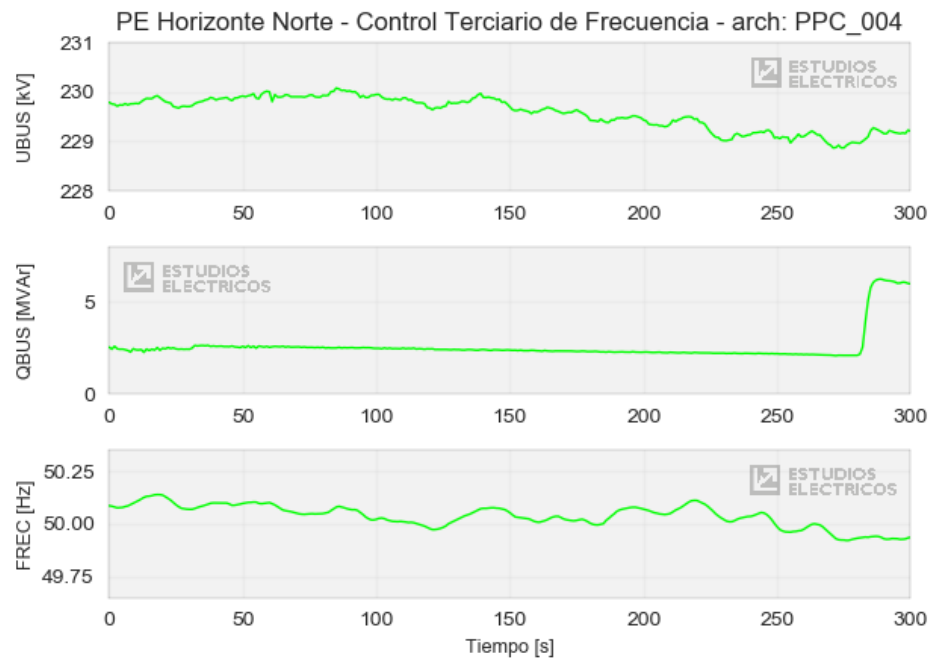


Figura 5.8 – CTF - Bajada de carga con tasa adicional – Señales en POI

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 MW/min , lo que equivale a una tasa de aproximadamente un $-19.96\%/min$ 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 Norte	20
	80

Tabla 5.3 – Resumen gradientes toma de carga

Central	Valores medidos bajada [MW/min]
Parque Eólico Horizonte Norte	-20
	-80

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 Norte	20	$\text{Reserva Giro CTF}^+ = \min\{20 \cdot 15, 408.1 - Pd\}$
	80	$\text{Reserva Giro CTF}^+ = \min\{80 \cdot 15, 408.1 - Pd\}$
	-20	$\text{Reserva Giro CTF}^- = \min\{20 \cdot 15, Pd - 0.34\}$
	-80	$\text{Reserva Giro CTF}^- = \min\{80 \cdot 15, Pd - 0.34\}$

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 10 minutos desde la orden de arranque. Así mismo, se aprecia que no alcanza su condición de Potencia Máxima disponible en menos de 15 minutos, se alcanza 282.77 MW.

Cabe aclarar que la prueba se realizó con la tasa actual de 20 MW/min, lo que equivale a una tasa de aproximadamente un 5%/min de la potencia nominal del parque.

En base a los ensayos realizados y resultados presentados, se muestra que debido al ajuste de tasa de toma de carga (5%/min), la planta puede aportar 282.77 MW como reserva fría, es decir, en un tiempo de 15 minutos desde su arranque.

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
T0	Orden de arranque	0:00	-
T1	Sincronización	0:09	< 5:00
T2	Se alcanza condición de Mínimo Técnico	0:51	< 10:00
T3	Comienza toma de carga (Tasa de cambio: 20 MW/min)	0:51	-
T4	Potencia disponible hasta los 15 minutos desde el arranque: 282.77 MW (Tasa de cambio: 20 MW/min)	14:59	< 15:00
T5	Se alcanza Potencia Máxima disponible 324 MW (Tasa de cambio: 20 MW/min)	17:06	-

Tabla 5.6 – Reserva fría – Hitos de arranque

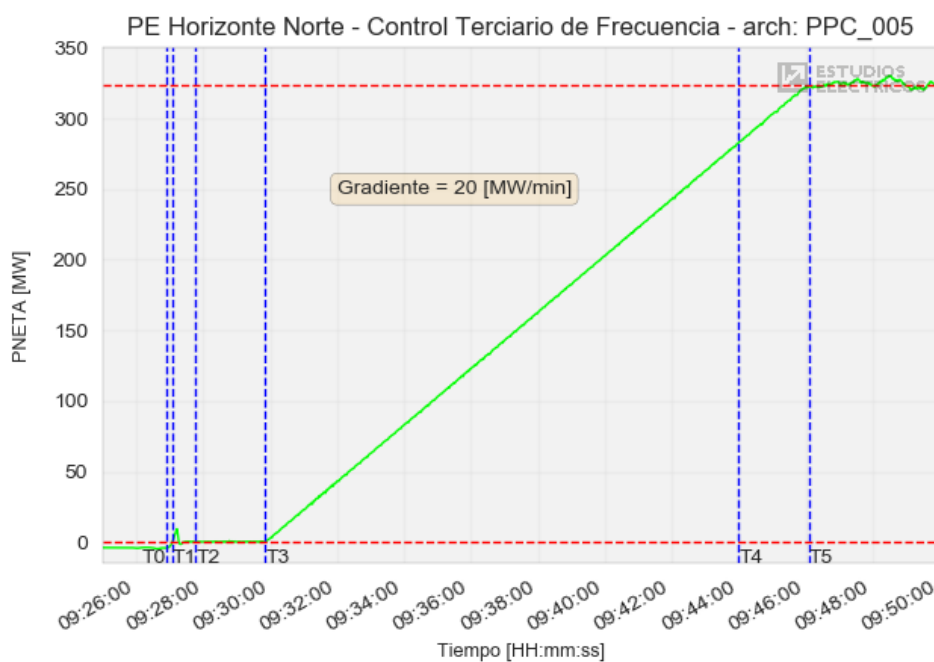


Figura 5.9 – Reserva fría – Potencia activa del parque



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 Norte	Eólico	Tasa normal de operación [MW/min]	Subida	20
			Bajada	-20
		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	300.0
			Bajada	-300.0
Límite de regulación superior [MW]			408.1	
Límite de regulación inferior [MW]			0.34	
Subcategoría		CTF en frío		
Parque Eólico Horizonte Norte	Eólico	Tiempo de sincronización [min]		0:00
		Tiempo hasta mínimo técnico [min]		0:51
		Reserva fría [MW]		282.77

Tabla 5.7 – Resumen de resultados CTF



6 ANALISIS Y CONCLUSIONES

El Parque Eólico Horizonte Norte 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 tanto para la toma como para la bajada de carga.
- El gradiente de subida obtenido es de 20 MW/min y el gradiente de bajada obtenido es de -20 MW/min.
- El gradiente de subida adicional obtenido es de 80 MW/min y el gradiente de bajada adicional obtenido es de -80 MW/min.
- Se deduce, que el parque podrá entregar hasta 300.0 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 300.0 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 y toma de carga hasta mínimo técnico cumple con ser menor a 10 minutos, registrándose un tiempo de 0:51 minutos.
- El parque es capaz de alcanzar una potencia de 282.77 MW, desde la condición de pagado, en un tiempo menor a 15 minutos. Se registra un tiempo de 17:06 minutos hasta la potencia máxima disponible de 324 MW al momento de los ensayos.
- La potencia máxima disponible en el ensayo de reserva fría corresponde a las unidades eólicas disponibles, las cuales al momento de las pruebas eran de 56.



7 ANEXOS

7.1 Medidas complementarias

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

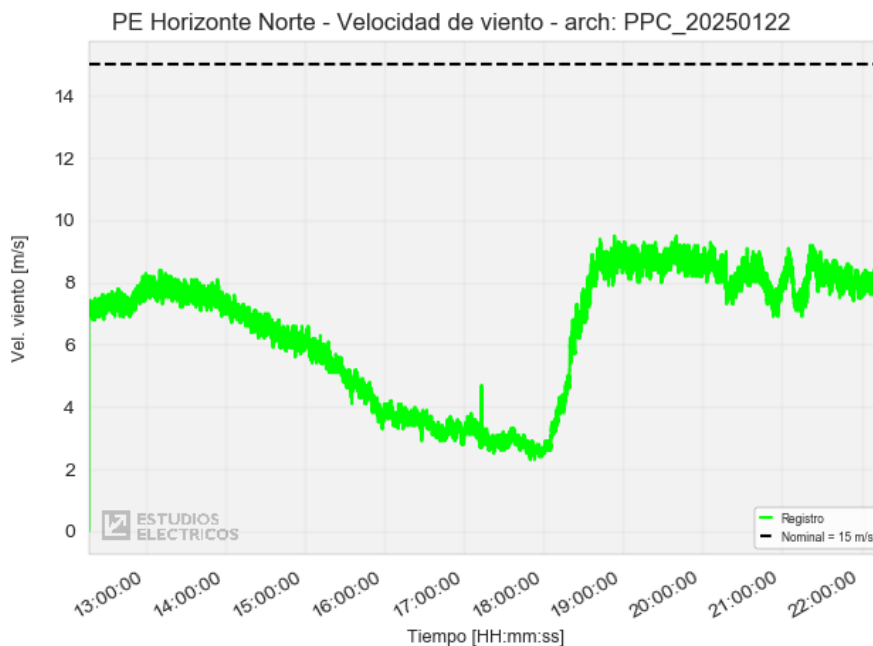


Figura 7.1 – Velocidad del viento – 22/enero

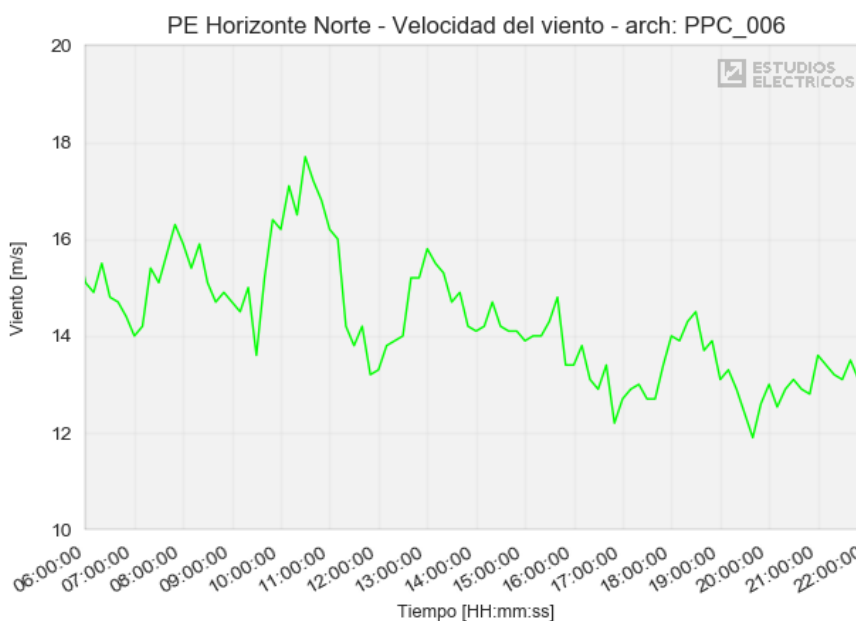


Figura 7.2 – Velocidad del viento – 25/junio



7.2 Diagrama unilineal

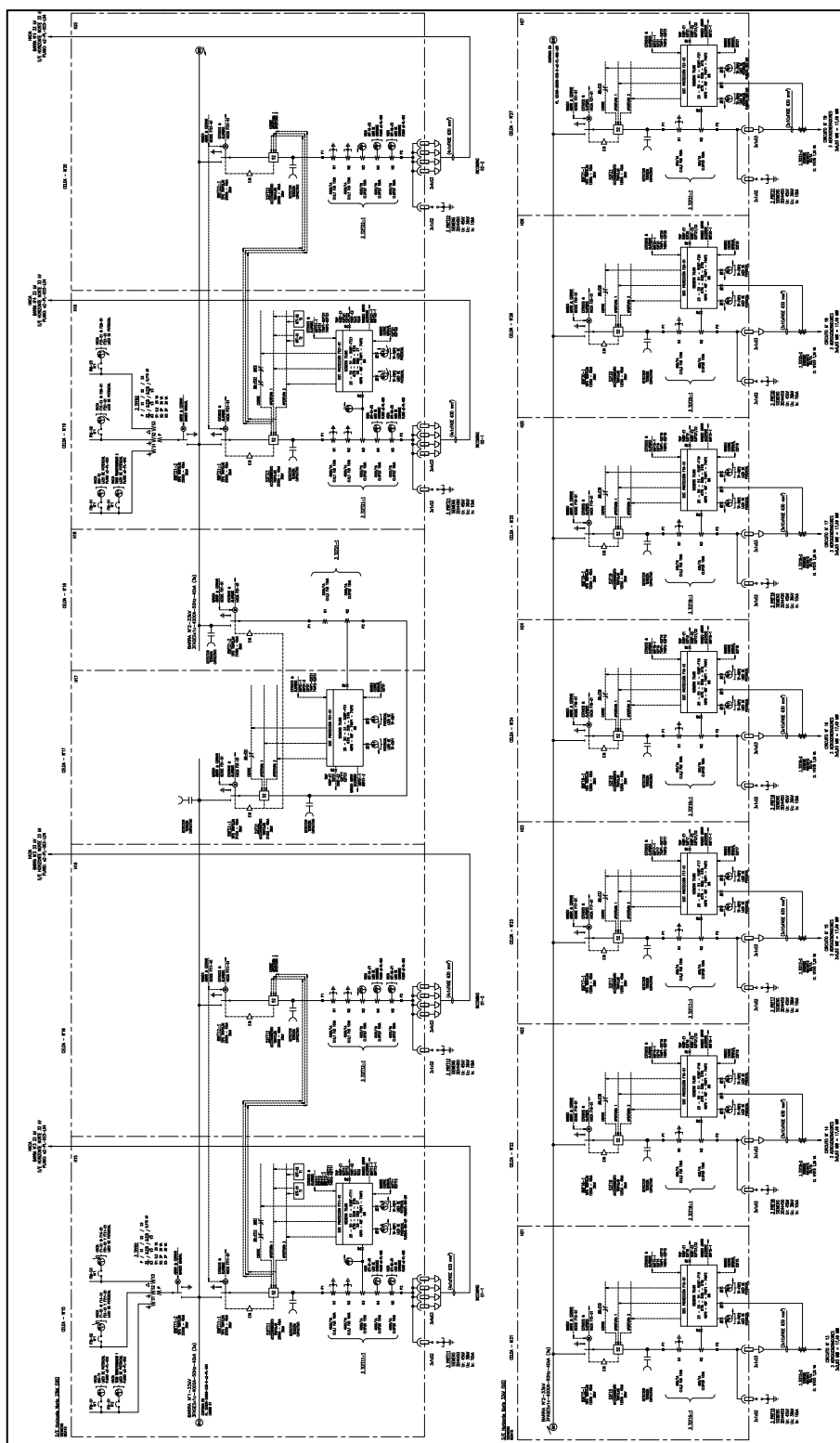


Figura 7.3 – Diagrama unilineal red de media tensión PE Horizonte Norte

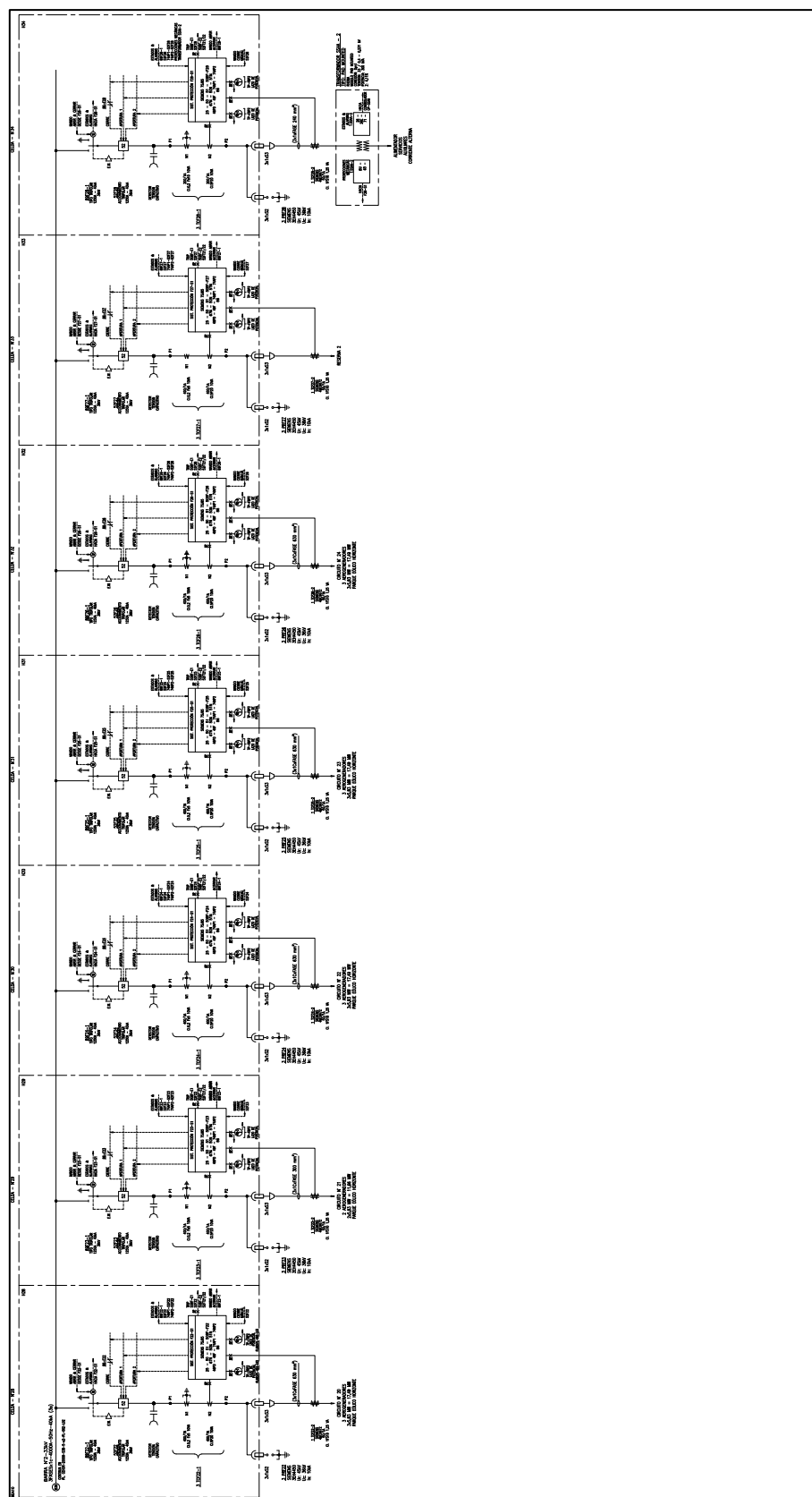


Figura 7.4 – Diagrama unilineal red de media tensión PE Horizonte Norte

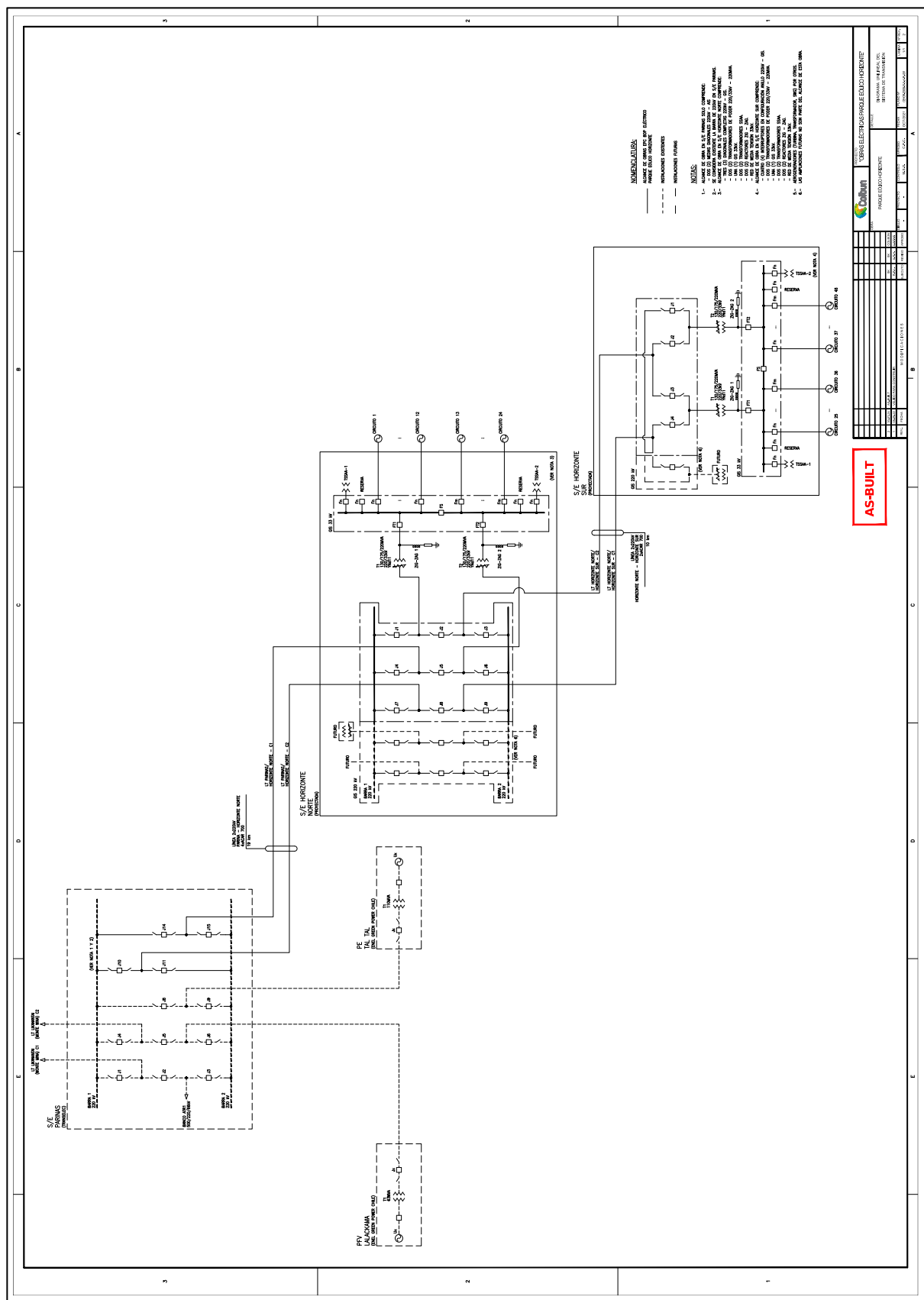


Figura 7.5 – Diagrama unilineal POI 220 kV - PE Horizonte Norte



7.3 Datos de los aerogeneradores

El Parque Eólico Horizonte Norte cuenta con 70 aerogeneradores marca ENERCON modelo E-160 EP5 E3 r0, de una capacidad nominal de 5.83 MW y de 690 V de tensión nominal. Los aerogeneradores son del tipo 4, es decir, generadores de imanes permanentes que cuentan con un convertidor de potencia que interconecta los terminales del generador al transformador de bloque.

Characteristics		Value
Nominal frequency	f_n	50 Hz
		60 Hz
Nominal active power	P_n	5830 kW
Nominal reactive power	Q_n	2800 kvar
Rated apparent power	S_{max}	6500 kVA
Nominal voltage	U_n	690 V
Nominal current	I_n	4878 A
Rated current	I_{max}	5439 A
Maximum initial symmetrical short-circuit current	$I_{k''max}$	5600 A
Maximum initial periodic short-circuit current	$I_{p,max}$	13300 A
Maximum symmetrical breaking current	$I_{b,max}$	5600 A
Maximum continuous short-circuit current	$I_{k,max}$	5600 A
Number of power cabinets	-	2

Figura 7.6 – Hoja de datos del aerogenerador Enercon modelo E-160 EP5 E3 r0

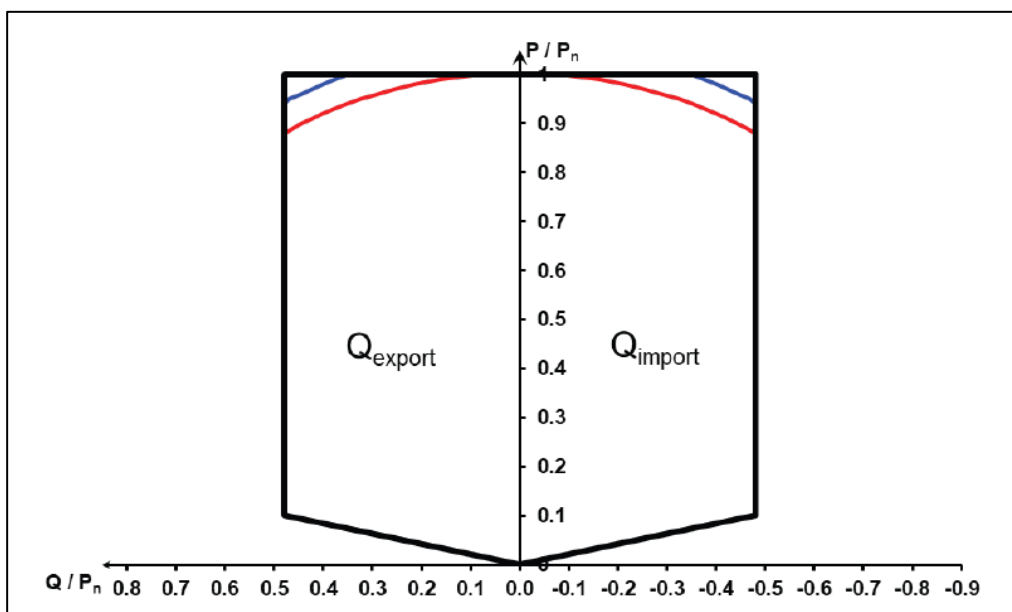


Figura 7.7 – Curva de capacidad del aerogenerador Enercon modelo E-160 EP5 E3 r0



Característica		Valor	Unidad
Potencia nominal (modos de funcionamiento en optimización de potencia) ³	Nivel máximo de potencia acústica (modos de funcionamiento en optimización de potencia)	5560	106,8 kW
Potencia nominal (modos de funcionamiento en optimización de ruido)	Nivel máximo de potencia acústica (modos de funcionamiento en optimización de ruido)	2934	94,5
		3578	98,0
		4153	101,1
		4343	102,0
		4532	102,9
		4715	103,7
		4901	104,5
		5091	105,2
		5284	106,0
Velocidad de viento nominal (modo de funcionamiento con optimización de potencia)		13,5	m/s
Velocidad nominal de giro (modo de funcionamiento con optimización de potencia)		9,5	rpm
Consigna de velocidad (modo de funcionamiento en optimización de potencia) ⁴		9,6	rpm
Velocidad de arranque ³		2,5	m/s
Velocidad de corte (promedio de 10 minutos) ³		28	m/s
Velocidad mínima de la alimentación de potencia ⁵		4,4	rpm
Velocidad máxima de giro en vacío		2,4	rpm
Consumo propio mínimo (promedio de 15 minutos)		13	kW
Consumo propio máximo (promedio de 15 minutos)		17	kW
Rango de funcionamiento ⁵ Con equipamiento estándar		-20 hasta +40	°C

Figura 7.8 – Consumos propios del aerogenerador Enercon modelo E-160 EP5 E3 r0



7.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Eólico Horizonte Norte cuenta con setenta (70) transformadores de bloque. Su relación de transformación es de 0.69 / (33 $\pm$ 2x2.5%) kV y de 6.5 MVA de capacidad nominal.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 7.1.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	6.5 MVA
Refrigeración	KFWF
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.69kV
Grupo de conexión	Dy5
Impedancia	8.0 %
Pérdidas en carga	54 kW
Pérdidas en vacío	3.5 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5$ %

Tabla 7.1 – Datos de los transformadores de bloque de los aerogeneradores



7.5 Datos del transformador principal

El Parque Eólico Horizonte Norte cuenta con dos (2) transformadores elevadores ubicados en la S/E Horizonte Norte. Cada transformador posee una potencia nominal de 220 MVA y cuentan con un devanado de media tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV. Los transformadores poseen cambiador de tomas bajo carga.

A continuación, se presentan los parámetros más relevantes para el modelado de los transformadores.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	220 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	12.21%
Pérdidas en carga	623.4 kW
Pérdidas en vacío	86 kW
Posiciones de TAP	$\pm 10 \times 1.0 \%$

Tabla 7.2 – Datos del transformador elevador 1

Parámetro	Valor
Potencia nominal	220 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	12.20%
Pérdidas en carga	626.3 kW
Pérdidas en vacío	84.8 kW
Posiciones de TAP	$\pm 10 \times 1.0 \%$

Tabla 7.3 – Datos del transformador elevador 2



7.6 Archivos adjuntos entregados

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

- Registros de ensayos: "EE-EN-2025-0204-RB_SSCC_CTF_PE_Horizonte_Norte_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
PPC_001	Toma de carga – Tasa actual
PPC_002	Toma de carga – Tasa adicional
PPC_003	Bajada de carga – Tasa actual
PPC_004	Bajada de carga – Tasa adicional
PPC_005	Arranque en frío

Tabla 7.4 – Registros de pruebas

Mediciones complementarias	
Nombre	Descripción
PPC_20250122	Velocidad del viento 22/01/2025
PPC_006	Velocidad de viento – 25/06/25

Tabla 7.5 – Registro de datos ambientales



7.7 Acta de pruebas SSCC

ESTUDIOS ELECTRICOS  ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS
--

ACTA DE PRUEBAS

Fecha	28/06/2025	Empresa	Colbún S.A
ID Proyecto	EE-2021-023	Ubicación	Antofagasta, Región de Antofagasta
Denominación Planta	Parque Eólico Horizonte Norte		
Servicios por verificar	Servicios Complementarios: - Control de Tensión (CT) - Control Primario de Frecuencia (CPF) - Control Terciario de Frecuencia en giro (CTFg)		

Datos de la instalación

Potencia aparente nominal [MVA]	408.1 MVA	Tipo de central	Eólica
Tensión en POI nominal [kV]	220 kV	Cantidad de aerogeneradores	70 (5.83 MW)
Potencia activa máxima [MW]	408.1 MW	Transformador elevador bajo carga	33 / 220 kV
Potencia activa mínima [MW]	0.2 MW		

Responsables durante las pruebas

Coordinado	Julián Larrea Moraga	Representante 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
Fecha de pruebas	20/01/2025 al 25-01-2025, 15/06/2025, 16/06/2025, 25/06/2025, 28/06/2025
Protocolo aplicable	EE-EN-2024-1813-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PE_Horizonte

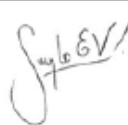
Firmas Aclaración/Empresa	 Julián Larrea Moraga Coordinado	 Gonzalo Espinoza Vásquez Experto técnico
-------------------------------------	---	--

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



ESTUDIOS ELECTRICOS
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 Vásquez Experto técnico
-------------------------------------	--	---

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



7.8 Certificado de calibración del equipamiento utilizado

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
			
ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
Adquisidor ELSPEC Blackbox G4500	00-60-35-2D-E8-4F	11/4/2025	
Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso. Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Última calibración	Proxima calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 356	LN038X	14/10/2024	14/10/2027
Fecha de evaluación: 11/4/2025 Certificado número: EE-CI-2025-0667		Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	

Figura 7.11 – Certificado de calibración analizador de energía



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 2 – febrero 2025



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco