

Empresa	Pacific Hydro Chile
País	Chile
Proyecto	BESS Piloto Punta Sierra
Descripción	Informe Final - Control Primario de Frecuencia



CÓDIGO DE PROYECTO	EE-2024-004
CÓDIGO DE INFORME	EE-EN-2024-1748
REVISIÓN	B

12 dic. 24



Este documento **EE-EN-2024-1748-RB** fue preparado para Pacific Hydro Chile por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

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

Ing. Andrés Capalbo
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
andres.capalbo@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 38 páginas y ha sido guardado por última vez el 12/12/2024 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación.

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	29.10.2024	Para presentar.	GE	CiC	AC
B	12.12.2024	Correcciones según observaciones CEN.	GE	CiC	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 general de la instalación bajo pruebas.....	6
	2.2 Participantes de las pruebas.....	7
3	REQUERIMIENTO NORMATIVO	8
	3.1 Control de frecuencia.....	8
	3.2 Control primario de frecuencia	10
	3.2.1 Definición.....	10
	3.2.2 Requerimientos asociados a la prestación	10
4	CONTEXTO DE LOS ENSAYOS.....	12
	4.1 Procedimiento de pruebas.....	12
	4.2 Instrumental utilizado para la adquisición de datos.....	12
	4.2.1 Mediciones a nivel planta	13
	4.3 Registro de señales con equipos de planta.....	15
	4.4 Metodología general de los ensayos	15
5	VERIFICACIÓN DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA.....	16
	5.1 Ensayos a nivel planta.....	16
	5.1.1 Respuesta ante variaciones normales de la frecuencia del SEN.....	17
6	ANÁLISIS Y CONCLUSIONES	21
7	ANEXOS.....	22
	7.1 Nomenclatura.....	22
	7.2 Medidas complementarias	23
	7.3 Antecedentes complementarios de BESS.....	25
	7.4 Antecedentes del inversor	26
	7.5 Protección de los inversores	28
	7.6 Antecedentes del transformador principal	29
	7.7 Antecedentes de los transformadores de bloque.....	30
	7.8 Antecedentes del transformador auxiliar	30
	7.9 Unilínea de planta.....	31



7.10 Archivos adjuntos entregados	32
7.11 Acta de pruebas SSCC PF BESS Piloto Punta Sierra.....	33
7.12 Certificado de calibración del equipamiento utilizado.....	36



1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento resume los resultados del proceso de Verificación de Servicios Complementarios (SSCC) de **Control Primario de Frecuencia** del **BESS Piloto Punta Sierra**, Número Único de Proyecto (NUP) 4695.

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 referidos al Control primario de Frecuencia se han intentado realizar siguiendo el procedimiento elaborado por Estudios Eléctricos S.A. según el documento "*EE-EN-2024-1017-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_BESS_Punta_Sierra*" y aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Sin embargo, durante las pruebas se verificó que los inversores no tienen comisionado el modo de control de frecuencia, ya que no fue una funcionalidad considerada por una decisión de ingeniería.

Al no contar con tal funcionalidad, las pruebas no se han podido llevar a cabo según lo planteado en el procedimiento antes mencionado. En forma alternativa, se han realizado registros de red para confirmar que la potencia activa no reacciona ante las variaciones naturales de la red.

La conclusión principal del presente informe es que el BESS Piloto de Punta Sierra no puede prestar el SSCC de CPF por no estar este implementado.



2 INTRODUCCIÓN

2.1 Descripción general de la instalación bajo pruebas

El BESS Piloto punta Sierra se encuentra ubicado en la comuna de Ovalle, región de Coquimbo y se interconecta en la barra me media tensión del Parque Eólico Punta Sierra según el siguiente esquema conceptual.

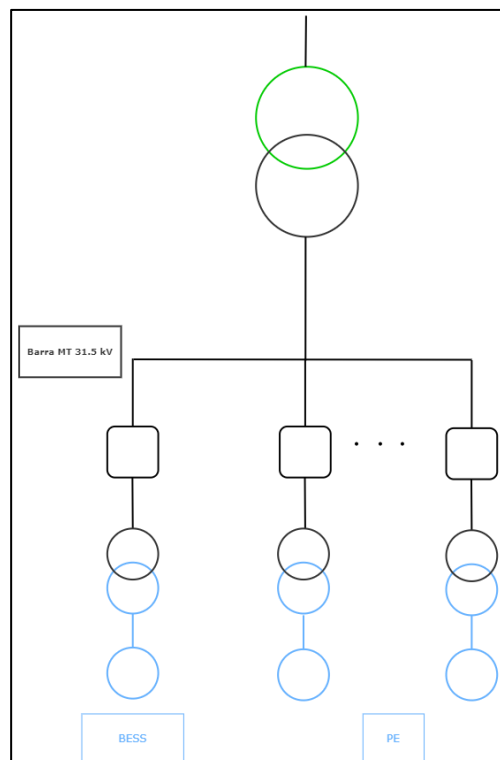


Figura 2.1 – Esquema de Parque Eólico Punta Sierra y BESS Piloto

Se compone de dos (2) contenedores de baterías marca Hyper Strong, modelo CG/HSL8AD-20H2981A, de potencia nominal de 1.49094 MQ cada uno. A su vez, cada contenedor se conecta a un inversor marca NR Electric CO, modelo PCS-9567 de una potencia nominal de 1.575 MVA cada uno, totalizando una potencia instalada de inversores de 3.15 MVA. Por la capacidad de los contenedores de baterías, la instalación alcanza 2.98188 MW de potencia activa durante un periodo de dos horas, totalizando una inyección de 5.96376 MWh durante su ciclo normal de operación.

La red colectora del BESS está compuesta por un (1) circuito alimentador en 31.5 kV, el cual cuenta con un transformador de bloque de dos devanados de 31.5 kV / 0.69 kV de capacidad nominal de 3.15 MVA.



La instalación cuenta con una barra principal de 31.5 kV, en la cual acometen 7 colectores de media tensión, cinco (5) de ellos corresponden a la red colectora del Parque Eólico Punta Sierra, uno (1) a la red colectora del BESS Piloto Punta Sierra y uno (1) asociado un banco de condensadores de 10 MVAR de capacidad nominal. Desde allí, el transformador elevador de 220 kV / 31.5 kV con capacidad nominal de 72/96/120 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) permite la vinculación al SEN en 220 kV en la S/E Punta Sierra.

El control del BESS piloto cuenta con los modos de control de potencia reactiva y un control de potencia activa. El control de potencia activa no considera control de frecuencia (CPF)¹. El punto de control del BESS corresponde al enrollado de baja tensión del único transformador de bloque.

El control del Parque Eólico Punta Sierra no contempla adaptaciones o actualizaciones a raíz de la inserción del BESS Piloto.

2.2 Participantes de las pruebas

Empresa	Personal	Cargo
Estudios Eléctricos	Gonzalo Espinoza	Equipo Experto Técnico
Estudios Eléctricos	Matías Parra	
Pacific Hydro Chile	Benjamín Ibarra	Ingeniero de comisionamiento e Integración de sistemas
Pacific Hydro Chile	Carlos Rosario	Jefe de planta

Tabla 2.1 – Personal Participante

Las pruebas se llevaron del día 8 al día 11 de octubre de 2024.

¹ Este fue un hallazgo en terreno relevante para el presente proceso.

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:

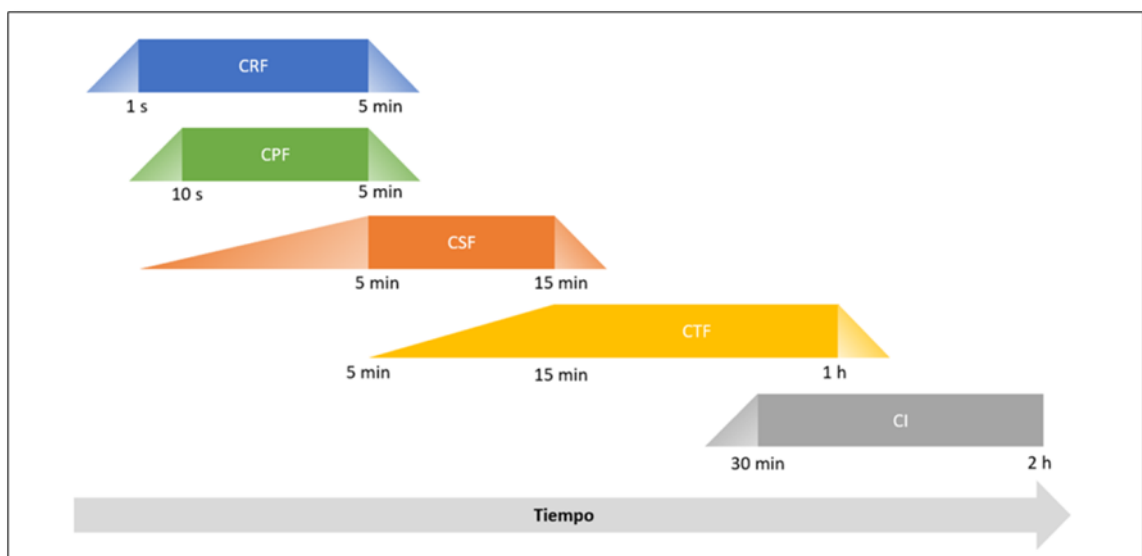


Figura 3.1 - Control de Frecuencia – Subcategorías según intervalo temporal



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.

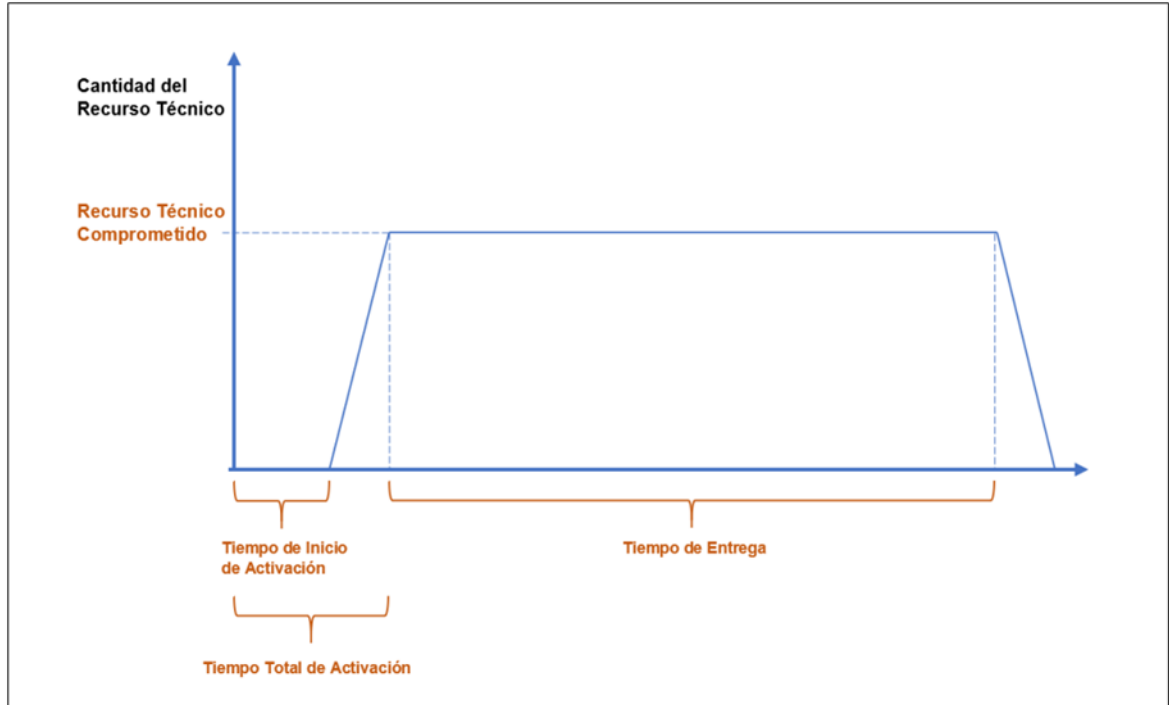


Figura 3.2 - Control de Frecuencia – Subcategorías según intervalo temporal

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 primario de frecuencia

3.2.1 Definición

Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

El Tiempo Total de Activación del servicio CPF será de 10 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

La presentación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

3.2.2 Requerimientos asociados a la prestación

En Estado Normal de operación del Sistema, es necesario contar con reservas de potencia activa para enfrentar las variaciones de la demanda respecto del valor programado para el despacho, con el fin de disminuir el error de frecuencia del Sistema con respecto a su valor nominal. Se considerarán como variaciones normales, las desviaciones que se encuentren dentro de la banda de ± 0.2 [Hz].



Considerando lo anterior, y dadas las exigencias de la NTSyCS vigente, en especial lo dispuesto en el artículo 3-17, para la prestación de este servicio se considerará la participación de unidades de tipo sincrónica en el caso de CPF+ y CPF-. En el caso de las unidades del tipo ERV, serán consideradas en la medida que cumplan con los requerimientos indicados por el Coordinador.

Los parques eólicos y fotovoltaicos que participen de la regulación primaria deberán contar con las características técnicas asociadas al Controlador de Carga/Velocidad, según lo dispuesto en el artículo 3-17 de la NTSyCS. Este controlador deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.
- b) En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia / potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 % de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 [Hz] hasta 51,5 [Hz].
- c) En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%.
- d) La banda muerta será de ± 200 [mHz].
- e) El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

Para efectos del presente informe se toman en consideración los requisitos asociados a parques eólicos y fotovoltaicos para su aplicación en la tecnología BESS.



4 CONTEXTO DE LOS ENSAYOS

4.1 Procedimiento de pruebas

El procedimiento de pruebas se informa en el documento técnico **“EE-EN-2024-1017-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_BESS_Punta_Sierra”**, fue elaborado por Estudios Eléctricos S.A. y aprobados por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Sin embargo, durante las pruebas en terreno, se verifica que el **BESS Piloto Punta Sierra** no tiene la capacidad de realizar el Control Primario de Frecuencia y las pruebas efectivas quedaron limitadas a registros de red. Esto fue consignado como un desvío en el acta incluida en 7.11.

4.2 Instrumental utilizado para la adquisición de datos

Para realizar los ensayos a nivel planta se utilizó un medidor de calidad de energía marca Janitza, de la serie UMG (propiedad de EE). Una fotografía referencial de la serie se presenta en la Figura 4.1.



Figura 4.1 – Fotografía del Janitza UMG512 Pro

Sus características se la Tabla 4.1.

Denominación	Marca / Modelo	N° serie	Certificado de calibración
Analizador de calidad de energía	Janitza / UMG 512 Pro	4201-5361	Ver Anexo 7.12

Tabla 4.1 - Característica de los equipos de adquisición



4.2.1 Mediciones a nivel planta

El equipo principal de medida se instala en bornes del BESS Piloto Punta Sierra, esto es en el devanado de baja tensión del transformador de bloque.

En la Figura 4.2 se muestra una sección del plano de la S/E Punta Sierra. En el recuadro **rojo** se muestra el cable de poder que conecta con el Transformador de relación 31.5/220 kV correspondiente al parque eólico, que se conecta a la barra de 220 kV a través del paño J7.

El recuadro **azul** muestra el transformador de corriente del POI (TT.CC F8-1). Finalmente, el recuadro **verde** muestra el transformador de tensión del POI (TT.PP. (B)). El conexionado se ha realizado sobre el gabinete de control de la diagonal 3, donde se encuentran los terminales de los transformadores de medición mencionados.

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

1. Potencia Activa
2. Potencia Reactiva
3. Factor de potencia
4. Tensión
5. Corriente
6. Frecuencia

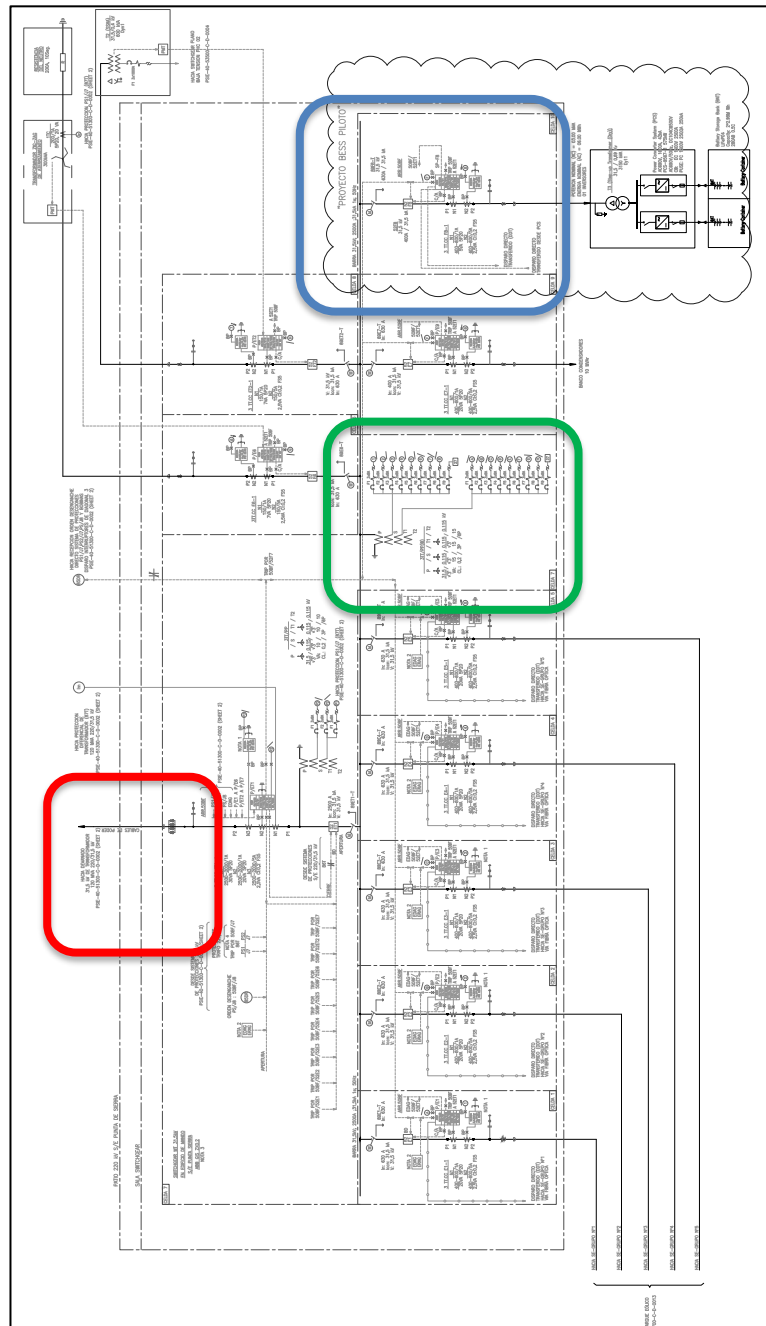


Figura 4.2 – Punto de conexión a nivel planta



4.3 Registro de señales con equipos de planta

Adicionalmente, se registran señales secundarias de interés con el sistema de adquisición de planta, el cual posee una tasa de muestreo 1 s. Los registros son exportados en formato .csv.

Las señales registradas fueron:

1. Potencia Activa
2. Potencia Reactiva
3. Tensión
4. Corriente
5. Frecuencia
6. Nivel SOC de las baterías

4.4 Metodología general de los ensayos

Tal como se indicó, la metodología prevista de ensayos de respuesta al escalón no pudo aplicarse (desvío al protocolo). En forma alternativa se tomaron registros de operación normal para evaluar la respuesta del BESS frente a las fluctuaciones normales de frecuencia del Sistema.

La imposibilidad de realizar los ensayos de escalón previstos radica en que el BESS no tiene implementada la función de control de frecuencia por una decisión de ingeniería.



5 VERIFICACIÓN DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Como se ha mencionado anteriormente, el BESS no cuenta con el control de frecuencia comisionado. A partir de este hallazgo se realizan mediciones en diferentes estados de carga (en condiciones de generación y consumo) con el fin de evidencia que no existe una respuesta del control frente a las variaciones de frecuencia del sistema.

5.1 Ensayos a nivel planta

Los despachos de potencia activa se determinan en base al mínimo técnico y a la potencia máxima del BESS. Los despachos resultantes y los ensayos realizados se presentan en la Tabla 5.1.

Despachos de Potencia Activa	Valor [MW]	Tipo de prueba
P5 _{CPF-Generación}	2.98	Registro de red
P3 _{CPF-Generación}	1.49	Registro de red
P1 _{CPF-Generación}	0.3	Registro de red
P0 _{CPF}	0.0	Registro de red
P1 _{CPF-Consumo}	-0.3	Registro de red
P3 _{CPF-Consumo}	-1.49	Registro de red
P5 _{CPF-Consumo}	-3.0	Registro de red

Tabla 5.1 – Despachos de potencia activa del BESS

Para estas pruebas se presentan las siguientes señales:

- Frecuencia en el POI (señal FREC).
- Potencia activa en el POI (señal PBUS).



5.1.1 Respuesta ante variaciones normales de la frecuencia del SEN

Operando el BESS en cada uno de los niveles de potencia definidos en la Tabla 5.1, se realiza un registro de la respuesta del control primario de frecuencia ante variaciones naturales de la frecuencia de la red.

Para todas las condiciones se realiza un registro de al menos 5 minutos esperando que existan variaciones relevantes de la frecuencia de la red y se han podido medir desviaciones superiores a los ± 100 mHz sin que se vea respuesta alguna por parte del BESS.

Tal como se aprecia en las Figura 5.1 a Figura 5.7 **no se visualiza en esperado efecto espejo** entre la frecuencia y la potencia activa.

BESS – Despacho P1_{CPF}

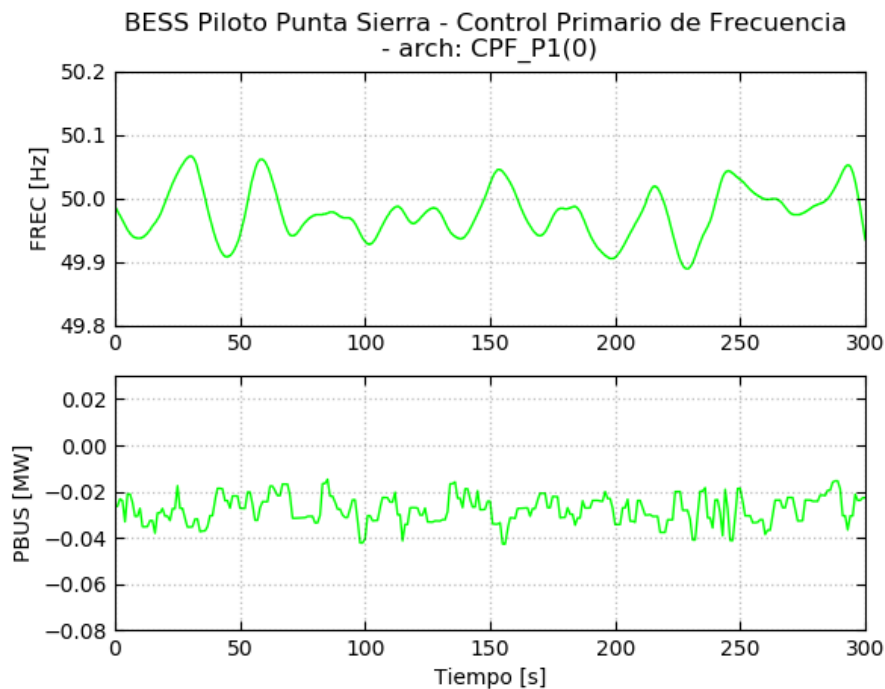


Figura 5.1 – Respuesta ante variaciones de la frecuencia de la red



BESS – Despacho P2_{CPF-Generación}

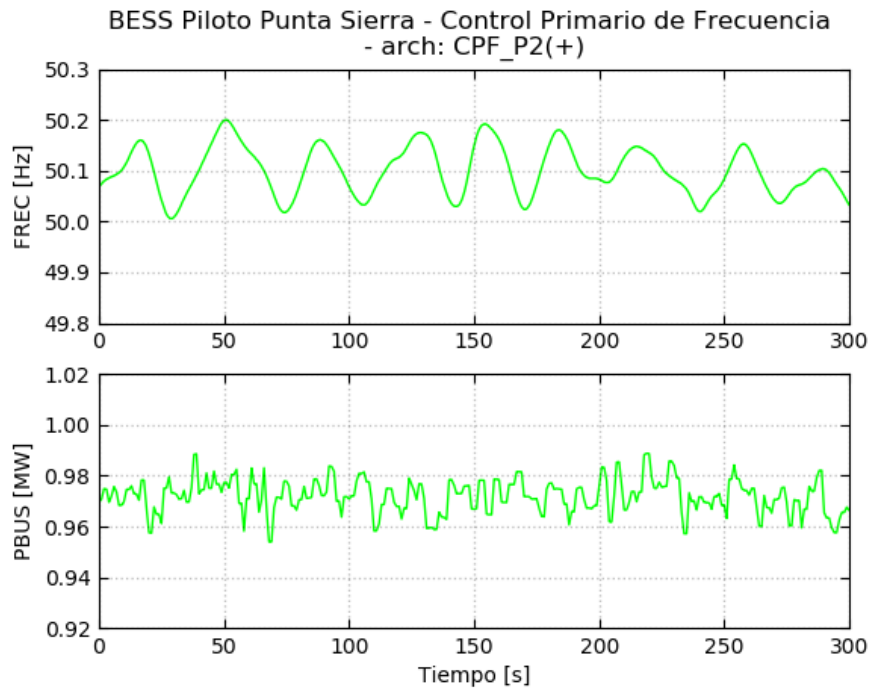


Figura 5.2 – Respuesta ante variaciones de la frecuencia de la red

BESS – Despacho P3_{CPF-Generación}

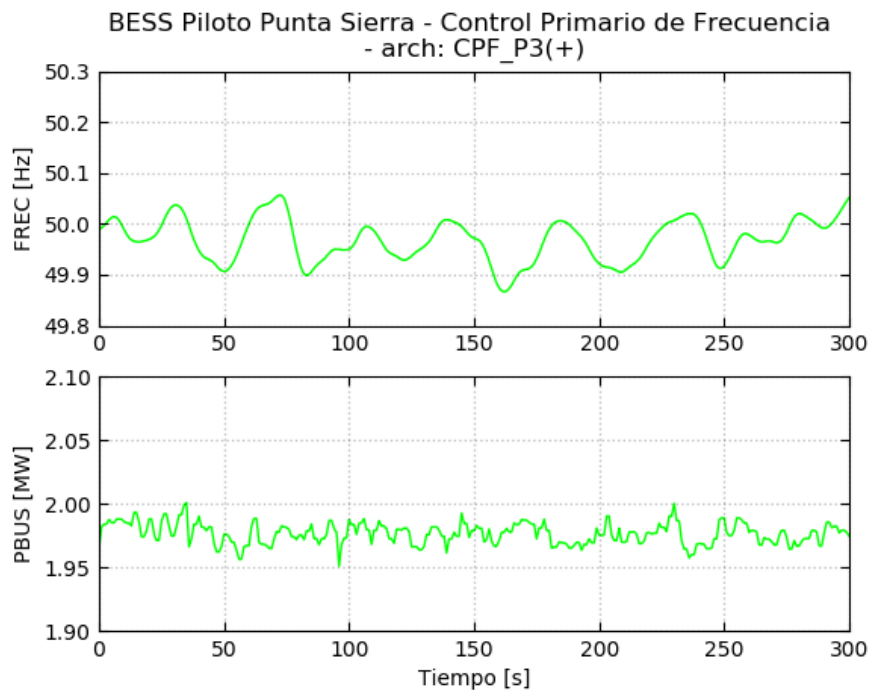


Figura 5.3 – Respuesta ante variaciones de la frecuencia de la red



BESS – Despacho P4_{CPF-Generación}

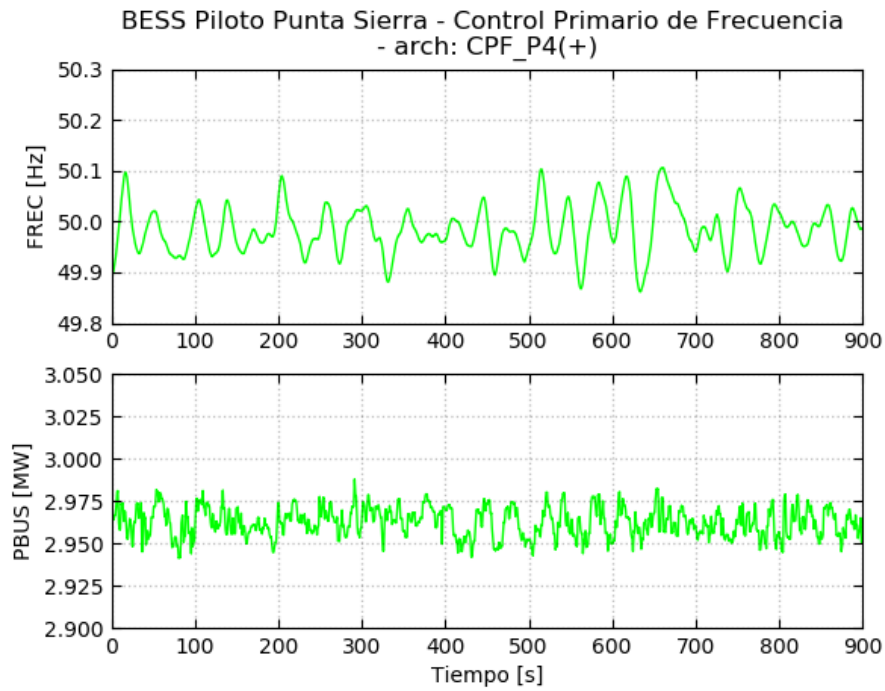


Figura 5.4 – Respuesta ante variaciones de la frecuencia de la red

BESS – Despacho P2_{CPF-Consumo}

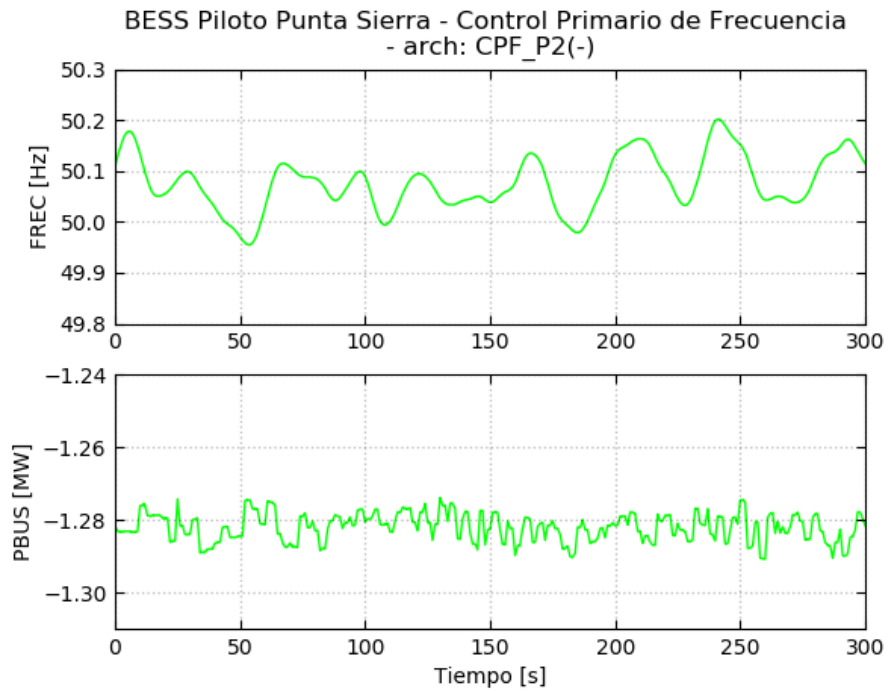


Figura 5.5 – Respuesta ante variaciones de la frecuencia de la red



BESS – Despacho P3_{CPF-Consumo}

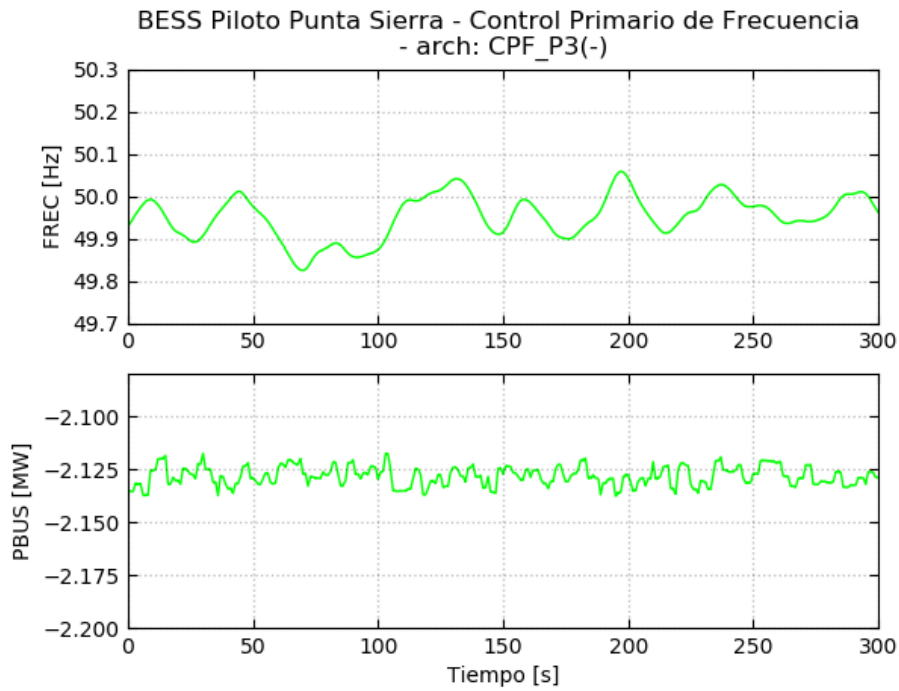


Figura 5.6 – Respuesta ante variaciones de la frecuencia de la red

BESS – Despacho P4_{CPF-Consumo}

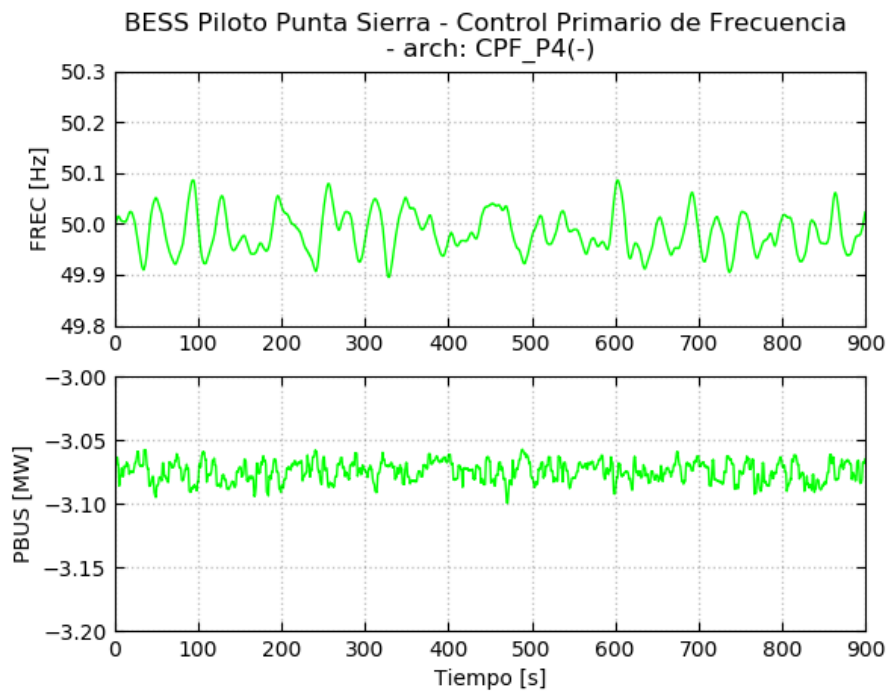


Figura 5.7 – Respuesta ante variaciones de la frecuencia de la red



6 ANALISIS Y CONCLUSIONES

El **BESS Piloto Punta Sierra** 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 Primario de Frecuencia*** en función de los ensayos realizados a partir de variaciones naturales de la red, se visualiza que el BESS no realiza control de frecuencia.



7 ANEXOS

7.1 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")
AT	Nivel de alta tensión (220 kV)
MT	Nivel de media tensión (31.5 kV)
BT	Nivel de baja tensión (0.69 kV)
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
EE	Estudios Eléctricos
CT	Control de tensión
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
Pmax	Potencia activa neta máxima en el POI (2.98 MW)
Pmin	Potencia activa neta correspondiente al mínimo técnico en el POI (0.0 MW)
P0_{CPF}	Despacho del BESS a 0.0 MW
P1_{CPF-Consumo}	Despacho del BESS al 10% zona de consumo (-0.3 MW)
P2_{CPF-Consumo}	Despacho del BESS al 33% zona de consumo (-0.99 MW)
P3_{CPF-Consumo}	Despacho del BESS al 50% zona de consumo (-1.49 MW)
P4_{CPF-Consumo}	Despacho del BESS al 66% zona de consumo (-1.99 MW)
P5_{CPF-Consumo}	Despacho del BESS al 100% zona de consumo (-Pmax)
P1_{CPF-Generación}	Despacho del BESS al 10% zona de generación (0.3 MW)
P2_{CPF-Generación}	Despacho del BESS al 33% zona de generación (0.99 MW)
P3_{CPF-Generación}	Despacho del BESS al 50% zona de generación (1.49 MW)
P4_{CPF-Generación}	Despacho del BESS al 66% zona de generación (1.99 MW)
P5_{CPF-Generación}	Despacho del BESS al 100% zona de generación (Pmax)
NT SSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios
NTS&CS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Tabla 7.1 - Nomenclatura empleada



7.2 Medidas complementarias

A modo complementario, se presentan las condiciones del SOC de las baterías obtenido durante el desarrollo de las pruebas.

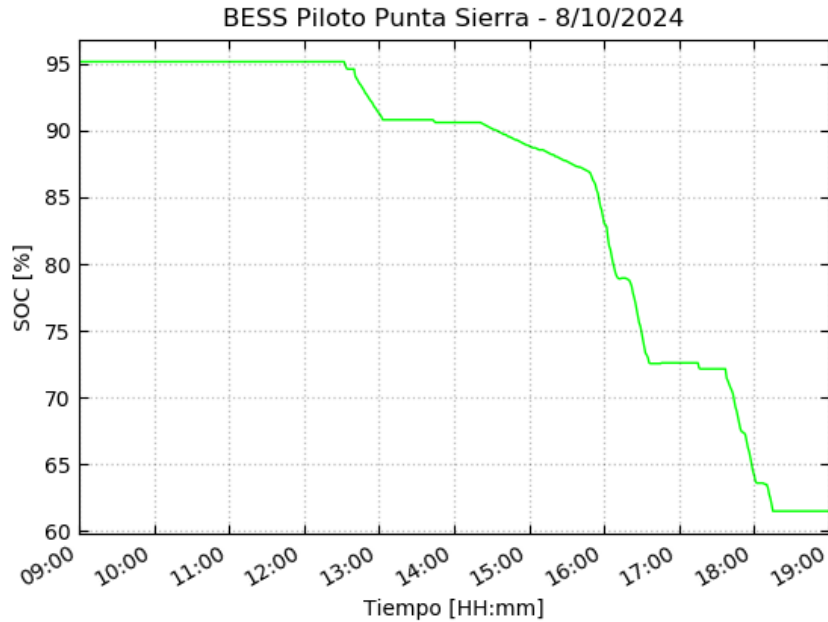


Figura 7.1 – Nivel del SOC (%) de las baterías 8 de octubre

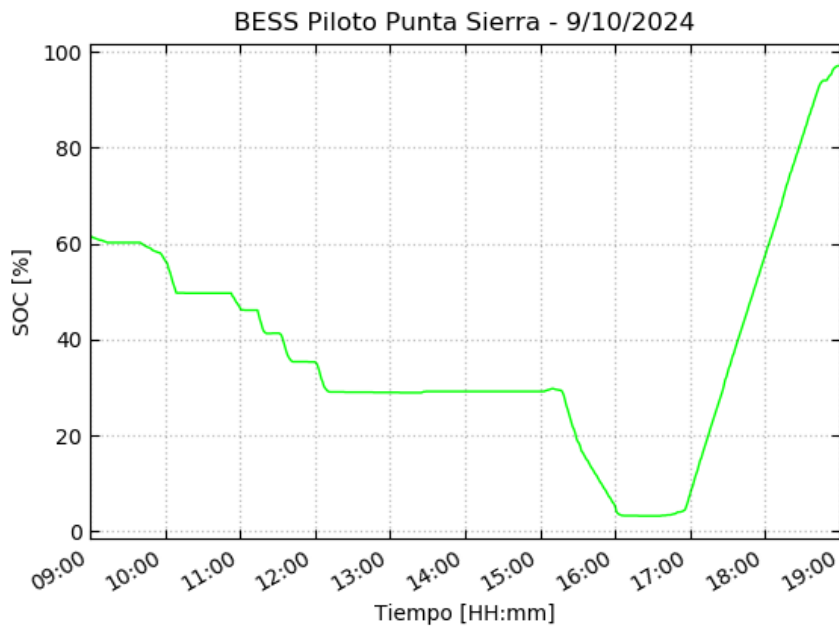


Figura 7.2 – Nivel del SOC (%) de las baterías 9 de octubre

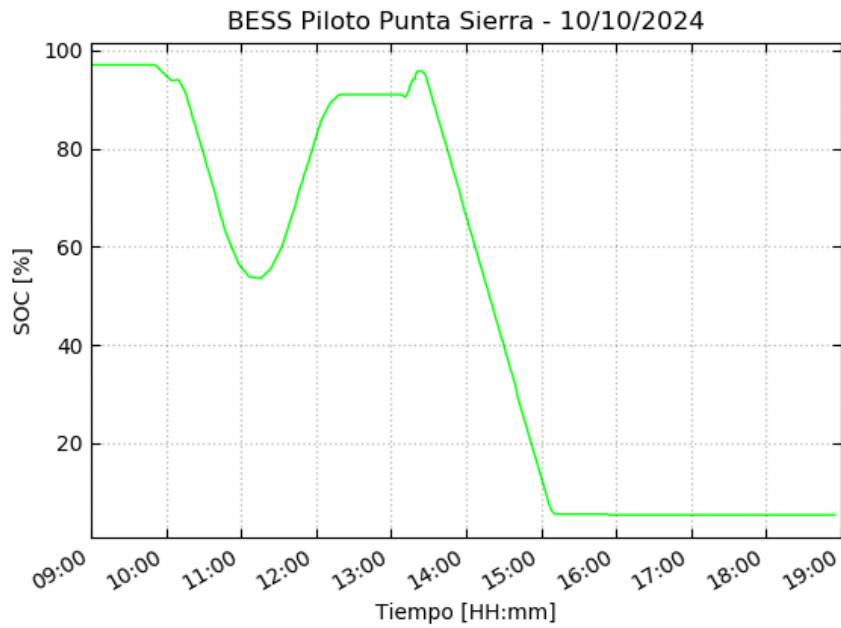


Figura 7.3 – Nivel del SOC (%) de las baterías 10 de octubre

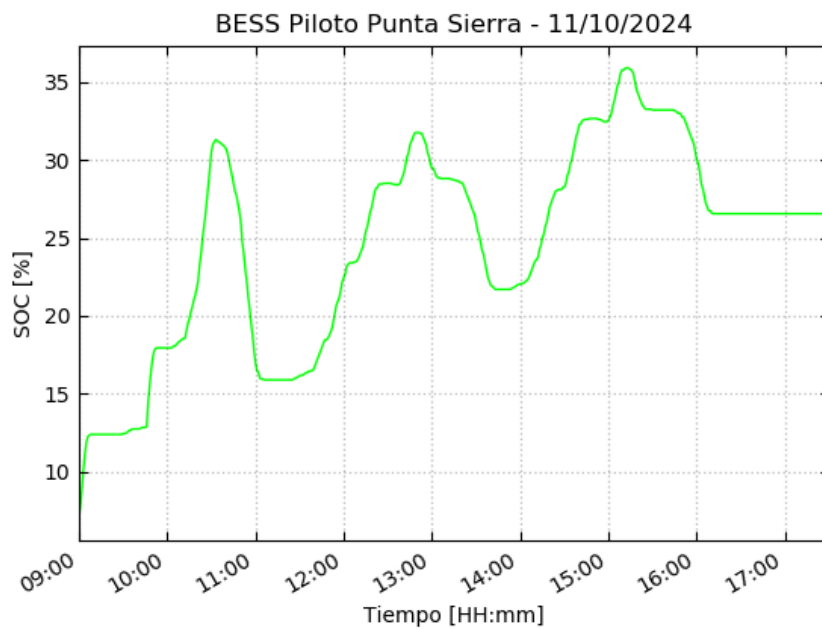


Figura 7.4 – Nivel del SOC (%) de las baterías 11 de octubre



7.3 Antecedentes complementarios de BESS

En la Figura 7.5 se muestra la evolución garantizada de la capacidad instalada del BESS considerando la operación de un ciclo de carga y descarga completo al día. En tanto, la Figura 7.6 muestra también la evolución del SOH del BESS en las mismas condiciones de operación.

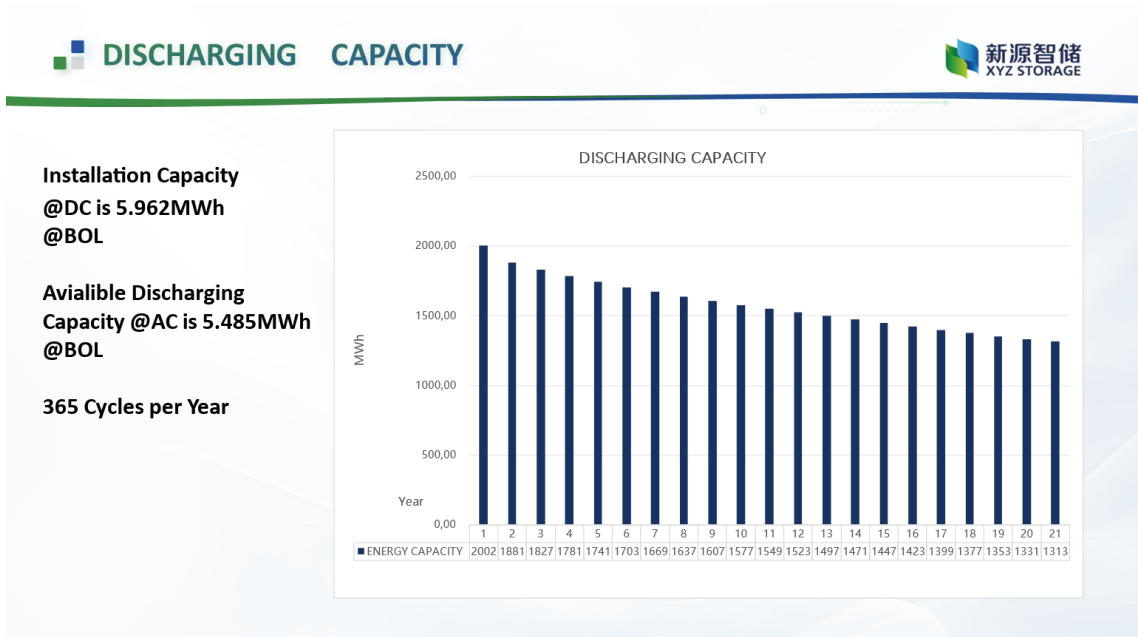


Figura 7.5 – Evolución de capacidad instalada

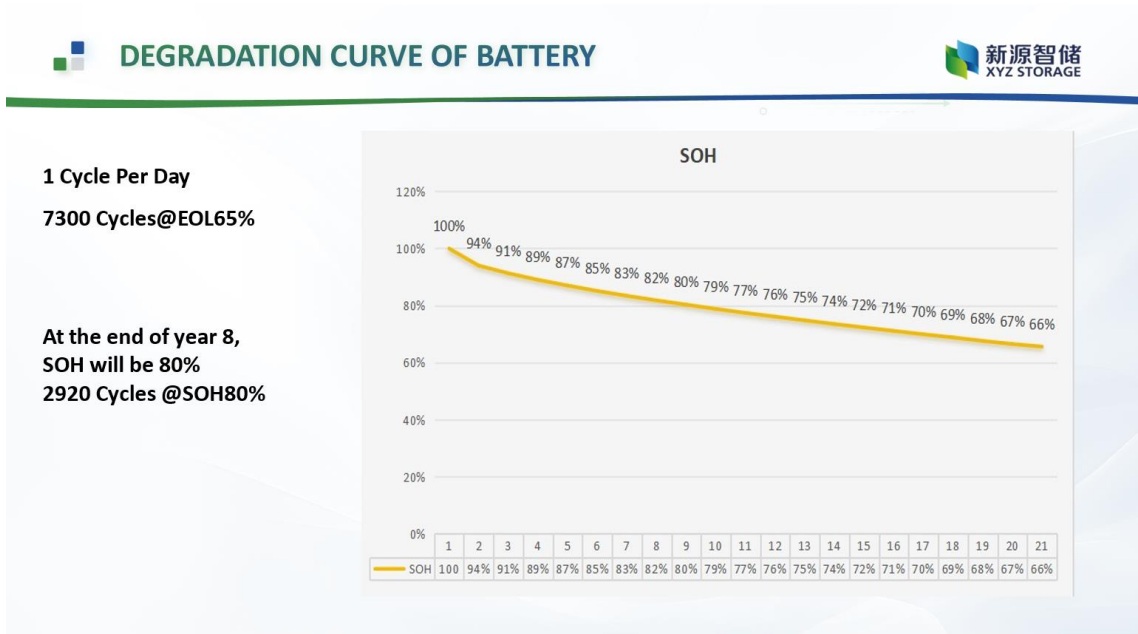


Figura 7.6 – Evolución de estado de salud de baterías



7.4 Antecedentes del inversor



The image shows a metal nameplate for an NR Power Conversion System. The nameplate is rectangular with rounded corners and is mounted on a dark surface. It contains technical specifications for the PCS-9567 inverter module. The specifications are listed in a table format with two columns: the parameter name and the value.

NR Power Conversion System	
Type	PCS-9567
DC Voltage Range	1050-1500V
DC Maximum Current	1650A
AC Rated Power	1575kW
AC Maximum Power	1732kW
AC Rated Voltage	690V
AC Maximum Current	1450A
Rated Frequency	50Hz
Cooling Method	Forced Air Cooling
Dimensions(HxWxD/mm)	2350×1200×1400
Ingress Protection	IP65
Operating Temperature	-35~60°C (>45°C derating)
Operating Humidity	0~95% Non-condensing
Serial Number	GE2300466B1920001
Date of Manufacture	November 2023

Figura 7.7 – Placa del módulo inversor



Index	Setting Title	Value	Unit	Step	Range	Setting Title(English)
1	Pn	1490.0	kW	0.1	[0.0 - 2000.0]	Pn
2	U1n	700.0	V	0.1	[0.0 - 1000.0]	U1n
3	U DC Start	950.0	V	0.1	[0.0 - 1500.0]	U DC Start
4	Rate ReguP	5	kW/s	1	[0 - 10000000]	Rate ReguP
5	UpLmt P	1490.0	kW	0.1	[0.0 - 3000.0]	UpLmt P
6	UpLmt Q	1490.0	kVar	0.1	[0.0 - 3000.0]	UpLmt Q
7	P AC Targ	0.0	kW	0.1	[-3000.0 - 3000.0]	P AC Targ
8	Q Targ	0.0	kVar	0.1	[-3000.0 - 3000.0]	Q Targ
9	PF Targ	1.00		0.01	[-1.00 - 1.00]	PF Targ
10	I1n AC	3000	A	1	[1 - 5000]	I1n AC
11	I2n AC	5	A	1	[1 - 5]	I2n AC
12	J	3.00	kg.m2	0.01	[0.00 - 200000.00]	J
13	K Droop P/f	8.16		0.01	[0.01 - 1000.00]	K Droop P/f
14	K Droop Q/U	0.20		0.01	[0.01 - 1000.00]	K Droop Q/U
15	P DC Targ	0.0	KW	0.1	[-550.0 - 550.0]	P DC Targ
16	I DC Targ	0.0	A	0.1	[-1000.0 - 1000.0]	I DC Targ
17	RampRate I DC	100.0	A/s	0.1	[0.0 - 100000.0]	RampRate I DC
18	U Targ VF	1.00	pu	0.01	[0.80 - 1.20]	U Targ VF
19	f Targ VF	50.00	Hz	0.01	[45.00 - 65.00]	f Targ VF
20	Rate U SoftStart	0.20	1/s	0.01	[0.00 - 10.00]	Rate U SoftStart
21	t Dly DC-ChrgContactor	15.00	ms	0.01	[0.00 - 1000000.00]	t Dly DC-ChrgContactor
22	U Bat Precharge	0.0	V	0.1	[-10.0 - 1000.0]	U Bat Precharge
23	U Chargd To ConstU DC	645.00	V	0.01	[0.00 - 1500.00]	U Chargd To ConstU DC
24	U Dischargd To ConstU DC	416.00	V	0.01	[0.00 - 1500.00]	U Dischargd To ConstU DC
25	I Chargd To Standby	-20.00	A	0.01	[-500.00 - 0.00]	I Chargd To Standby
26	I Dischargd To Standby	20.00	A	0.01	[0.00 - 2000.00]	I Dischargd To Standby
27	Q To Standby	20.00	kVar	0.01	[0.00 - 500.00]	Q To Standby
28	P Th BMS Standby	0.50	kW	0.01	[-100.00 - 1000.00]	P Th BMS Standby
29	t Dly BMS Standby	500.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]	t Dly BMS Standby
30	t Dly BMS Chrgd/Dischrgd	0.00	ms	0.01	[0.00 - 10000000.00]	t Dly BMS Chrgd/Dischrgd
31	t Restart BMS Standby	600.00	s	0.01	[0.00 - 100000.00]	t Restart BMS Standby
32	Reset Password	81		1	[0 - 255]	Reset Password

Figura 7.8 – Parametrización del inversor



7.5 Protección de los inversores

Index	Setting Title	Value	Unit	Step	Range
1	27DC.U_Set	940.0	V	0.1	[-10.0 - 1500.0]
2	27DC.t_Op	5000.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
3	59DC.U_Set	1700.0	V	0.1	[0.0 - 2000.0]
4	59DC.t_Op	20.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
5	76.I_Set	1800.0	A	0.1	[0.0 - 3000.0]
6	76.t_Op	100.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
7	50P.I_Set_PQ	1.40	pu	0.01	[0.00 - 5.00]
8	27P1.U_Set_PQ	0.50	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
9	27P1.t_Op_PQ	100.0	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
10	27P2.U_Set_PQ	0.85	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
11	27P2.t_Op_PQ	1800.0	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
12	59P1.U_Set_PQ	1.30	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
13	59P1.t_Op_PQ	0.5	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
14	59P2.U_Set_PQ	1.20	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
15	59P2.t_Op_PQ	500.0	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
16	59P3.U_Set_PQ	1.10	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
17	59P3.t_Op_PQ	10000.0	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
18	81U1.f_Set_PQ	48.00	Hz	0.01	[40.00 - 70.00]
19	81U1.t_Op_PQ	100.0	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
20	81U2.f_Set_PQ	49.50	Hz	0.01	[40.00 - 70.00]
21	81U2.t_Op_PQ	600000.0	ms	0.1	[0.0 - 1000000.0]
22	81O1.f_Set_PQ	50.50	Hz	0.01	[40.00 - 70.00]
23	81O1.t_Op_PQ	100.0	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
24	81O2.f_Set_PQ	50.20	Hz	0.01	[40.00 - 70.00]
25	81O2.t_Op_PQ	120000.0	ms	0.1	[0.0 - 1000000.0]
26	26.T_Alm	95.0	°C	0.1	[0.0 - 95.0]
27	26.t_Alm	5000.0	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
28	26.T_Op	95.0	°C	0.1	[0.0 - 95.0]
29	26.t_Op	1000.0	ms	0.1	[0.0 - 100000.0]
30	LowTemp.T	-30.0	°C	0.1	[-45.0 - 95.0]
31	T_StartFan	45.0	°C	0.1	[0.0 - 70.0]
32	T_StopFan	35.0	°C	0.1	[0.0 - 60.0]
33	t Re-Grid-Conn_Conv	5.0	s	0.1	[0.0 - 600.0]
34	PulseSynErrProt.t_Op	50.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
35	t_CommErr_CCU	15	s	1	[0 - 600]
36	t_CommErr_BMS	15	s	1	[0 - 600]
37	50P.I_Set_VSG	1.30	pu	0.01	[0.00 - 5.00]
38	50P.t_Op_VSG	500.00	ms	0.01	[0.00 - 10000.00]
39	27P1.U_Set_VSG	0.50	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
40	27P1.t_Op_VSG	1000.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
41	27P2.U_Set_VSG	0.85	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
42	27P2.t_Op_VSG	5000.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
43	59P1.U_Set_VSG	1.35	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
44	59P1.t_Op_VSG	20.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
45	59P2.U_Set_VSG	1.25	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
46	59P2.t_Op_VSG	500.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
47	59P3.U_Set_VSG	1.15	pu	0.01	[0.50 - 1.50]
48	59P3.t_Op_VSG	10000.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
49	81U1.f_Set_VSG	45.00	Hz	0.01	[40.00 - 70.00]
50	81U1.t_Op_VSG	100.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
51	81U2.f_Set_VSG	48.00	Hz	0.01	[40.00 - 70.00]
52	81U2.t_Op_VSG	600000.00	ms	0.01	[0.00 - 1000000.00]
53	81O1.f_Set_VSG	55.00	Hz	0.01	[40.00 - 70.00]
54	81O1.t_Op_VSG	100.00	ms	0.01	[0.00 - 100000.00]
55	81O2.f_Set_VSG	52.00	Hz	0.01	[40.00 - 70.00]
56	81O2.t_Op_VSG	120000.0	ms	0.1	[0.0 - 1000000.0]

Figura 7.9 – Protecciones de sobretensión y frecuencia de los inversores



7.6 Antecedentes del transformador principal

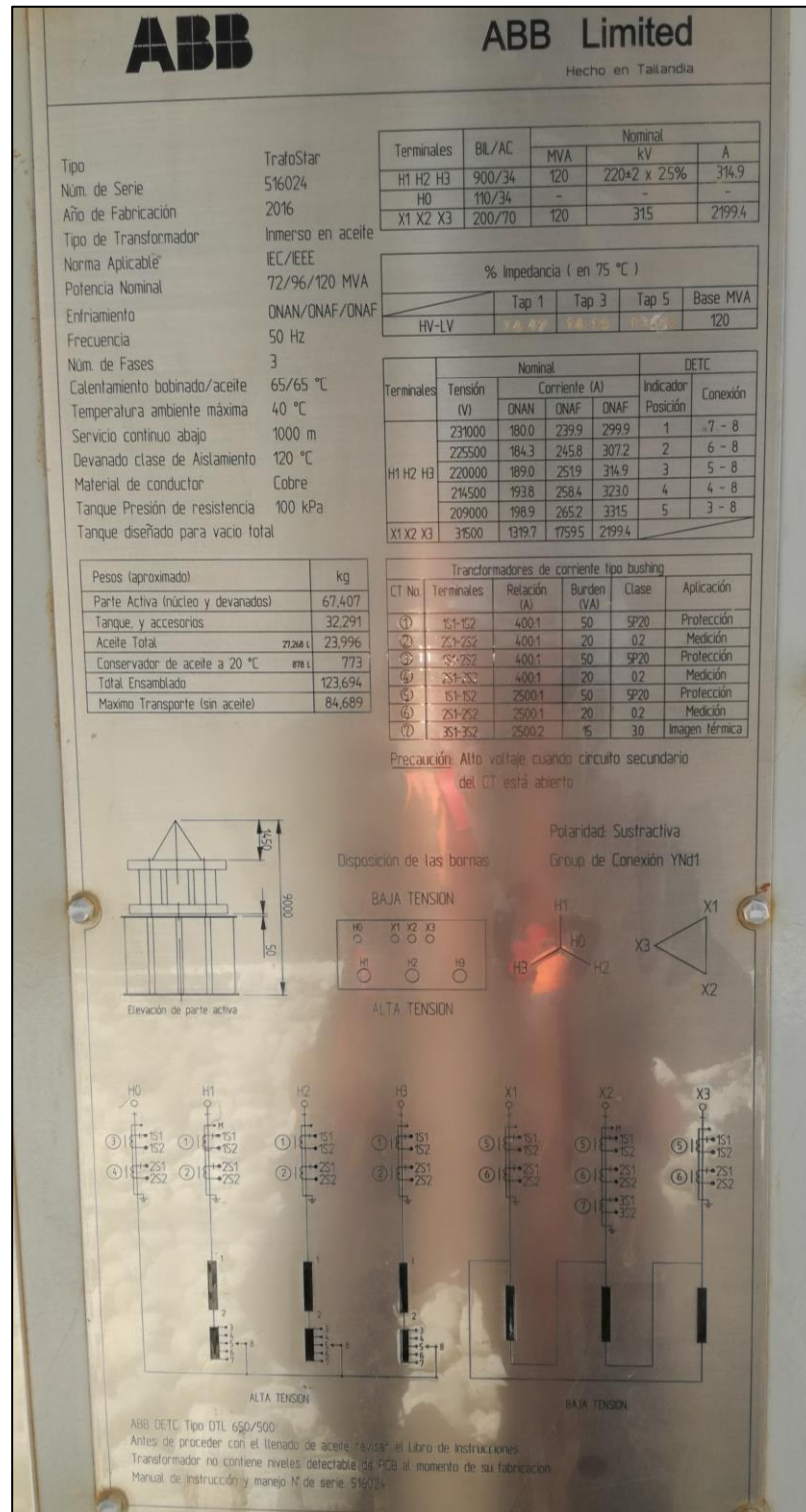


Figura 7.10 – Placa del transformador principal



7.7 Antecedentes de los transformadores de bloque



Figura 7.11 – Placa del transformador de bloque

7.8 Antecedentes del transformador auxiliar

SCHAFFNER S.A.
SANTIAGO – CHILE
TRANSFORMADOR

N° 81411 KVA 600 AÑO 2017

FASES 3 CONEXION Dyn1 BIL 200 KV

HZ 50 ELEV.TEMP. 65 °C FLUIDO 1260 KG.

REFRIG. ONAN Z (*) % PESO 4200 LT.

CONMUTADOR		V1	A1
POS.	VOLTS		
1	33075	31500	11,0
2	32288	400-231	866
3	31500		
4	30712		
5	29925		

FLUIDO AISLANTE: ACEITE MINERAL
PARA 1000 M.S.N.M.
NIVEL FLUIDO A 10 CM. DE LA TAPA

Figura 7.12 – Placa del transformador de SS/AA



7.9 Unilineal de planta

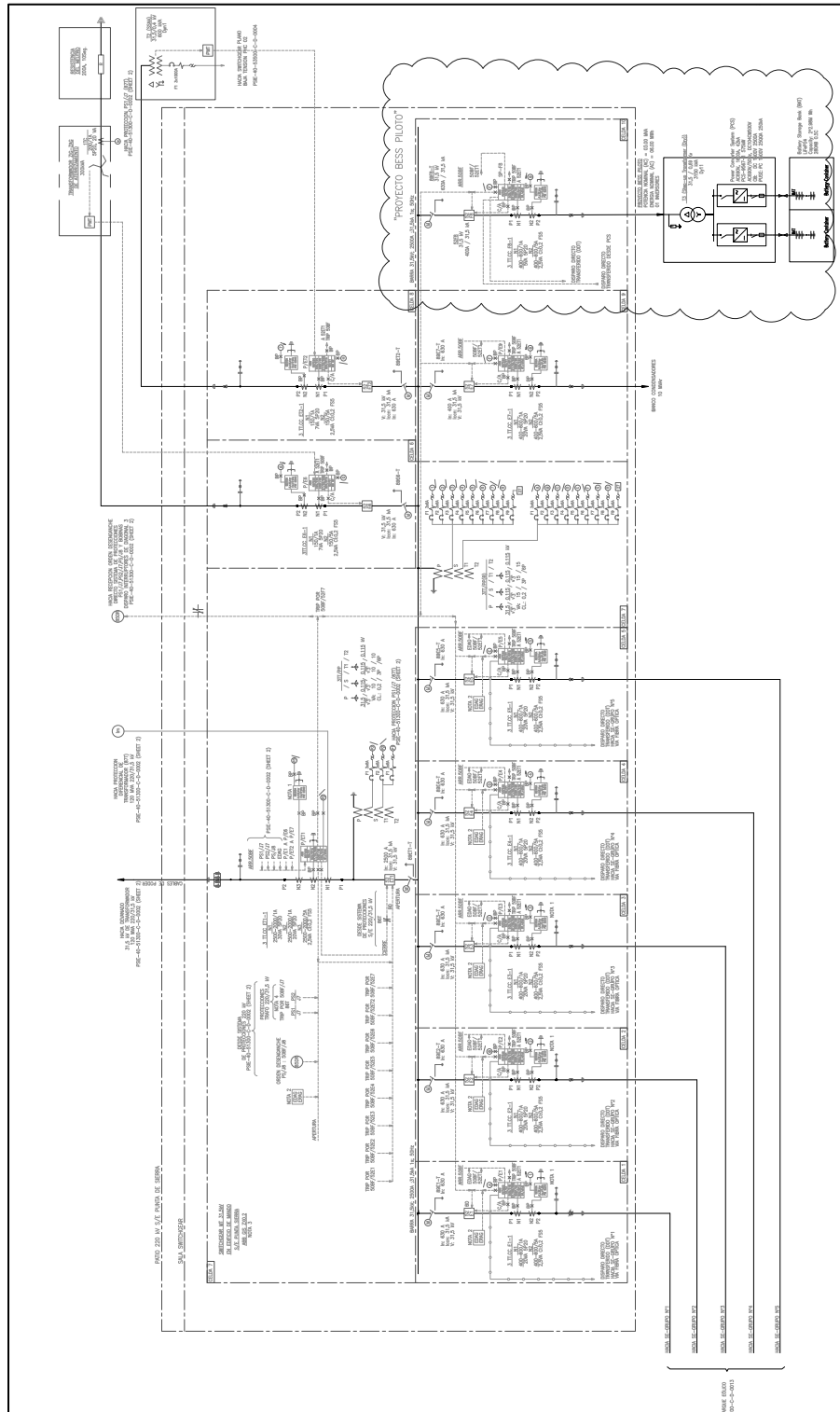


Figura 7.13 – Unilineal de planta



7.10 Archivos adjuntos entregados

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

- Registros de ensayos: **"EE-EN-2024-1748-RA_BESS_Piloto_Punta_Sierra_Registros.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:

Ensayos PPC – Control Primario de Frecuencia	
Nombre	Descripción
CPF_P1(0)	Registro de red P1(0)
CPF_P2(+)	Registro de red P2(+)
CPF_P3(+)	Registro de red P3(+)
CPF_P4(+)	Registro de red P4(+)
CPF_P2(-)	Registro de red P2(-)
CPF_P3(-)	Registro de red P3(-)
CPF_P4(-)	Registro de red P4(-)

Tabla 7.2 – Descripción de archivos utilizados para las pruebas de control Primario de Frecuencia

Mediciones complementarias	
Nombre	Descripción
BESS_08_10	Estado de carga de las baterías 08/10
BESS_09_10	Estado de carga de las baterías 09/10
BESS_10_10	Estado de carga de las baterías 10/10
BESS_11_10	Estado de carga de las baterías 11/10

Tabla 7.3 – Registro de medidas complementarias



7.11 Acta de pruebas SSCC PF BESS Piloto Punta Sierra

DocuSign Envelope ID: 54A593BB-8943-4D8E-AB15-783C5DA99CD9



ACTA DE PRUEBAS

Fecha	11/10/2024	Empresa	Pacific Hydro Chile
ID Proyecto	EE-2024-004	Ubicación	Mantos de Hornillos, Chile
Denominación Planta	BESS Piloto Punta Sierra		
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]	3.0 MVA	Tipo de central	Baterías
Tensión en POI nominal [kV]	31.5 kV	Cantidad de inversores	2
Potencia activa máxima [MW]	2.98 MW	Transformador elevador bajo carga	31.5 / 220 kV
Potencia activa mínima [MW]	-3.0 MW		

Responsables durante las pruebas

Coordinado	Benjamín Ibarra	Representante Pacific Hydro en las pruebas
Equipo Experto Técnico	Gonzalo Espinoza	Equipo Experto Técnico
	Matías Parra	

Datos de las pruebas

Estado previo de la planta	Detenida
Inicio del período de pruebas	08/10/2024
Fin del período de pruebas	11/10/2024
Protocolo aplicable	EE-EN-2024-1017-RA_Procedimiento_Ensayos_SSCC_BESS_Punta_Sierra

Firmas Aclaración/Empresa	 Coordinado	Firmado por: 383DE98E1C63467... Experto técnico
-------------------------------------	----------------	---

Figura 7.14 – Acta de Pruebas SSCC BESS Piloto Punta Sierra (1 de 3)



DocuSign Envelope ID: 54A5938B-8943-4DBE-AB15-783C5DA99CD9



Resumen de pruebas

SC Control de Frecuencia:

El BESS no realiza control primario de Frecuencia.
Se realizan pruebas de registro de variaciones naturales de la red en 7 estados de carga para visualizar potencia constante.

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

- Toma de carga solamente con tasa normal de operación, ya que este parámetro no es modificable.
- Bajada de carga solamente con tasa normal de operación, ya que este parámetro no es modificable.

SC Control de Tensión:

Se realizan pruebas dinámicas del control de potencia reactiva tanto a nivel inversor como BESS completo,

- Pruebas de control de potencia reactiva en inversor cercano y lejano.
- Pruebas de control de potencia reactiva en EMS.

Se realizan pruebas estáticas con el BESS conectado a la red:

- Puntos Curva PQ operables en 7 estados de carga (0, 3 de generación y 3 de consumo).

Firmas Aclaración/Empresa	 Coordinado	Firmado por:  3B3DE59E1C03467... Experto técnico
-------------------------------------	---	--

Figura 7.15 – Acta de Pruebas SSCC BESS Piloto Punta Sierra (2 de 3)



DocuSign Envelope ID: 54A593B8-8943-4DBE-AB15-783C5DA99CD9

ESTUDIOS ELECTRICOS
ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Observaciones/Desvíos del protocolo

SC Control Primario de Frecuencia:

El BESS no realiza control primario de frecuencia ya que el diseño de sus baterías no lo permite.

SC Control Terciario de Frecuencia en giro:

Se realiza la toma y bajada de carga solamente en su tasa normal de operación, ya que el operador no cuenta con el acceso para la modificación de este parámetro.

SC Control de Tensión:

Pruebas dinámicas a nivel inversor: Sin desvíos

Curva PQ:

De acuerdo con el procedimiento, se intentan probar los distintos niveles de tensión en POI para cada uno de los estados de carga planteados. Se logra ensayar únicamente un solo nivel de tensión, (1.03pu) que permite evaluar los niveles 1.05pu y 1.0pu de tensión. Esto debido a restricciones del Sistema, ya que no fue posible ajustar la tensión en barra Punta Sierra 220 kV.

Se presentan a continuación, dos tablas resumen con los puntos subexcitado y sobrexcitado de lo realmente alcanzado en planta.

Despacho potencia activa	Subexcitación				
	Tensión 0.9 p.u.	Tensión 0.95 p.u.	Tensión 1.0 p.u.	Tensión 1.05 p.u.	Tensión 1.1 p.u.
P5 _{PPC-Generación} = 2,98 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P3 _{PPC-Generación} = 1,49 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P1 _{PPC-Generación} = 0,3 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P0 _{PPC} = 0,0 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P1 _{PPC-Consumo} = -0,3 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P3 _{PPC-Consumo} = -1,49 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P5 _{PPC-Consumo} = -3,0 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable

Despacho potencia activa	Sobrexcitación				
	Tensión 0.9 p.u.	Tensión 0.95 p.u.	Tensión 1.0 p.u.	Tensión 1.05 p.u.	Tensión 1.1 p.u.
P5 _{PPC-Generación} = 2,98 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P3 _{PPC-Generación} = 1,49 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P1 _{PPC-Generación} = 0,3 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P0 _{PPC} = 0,0 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P1 _{PPC-Consumo} = -0,3 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P3 _{PPC-Consumo} = -1,49 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable
P5 _{PPC-Consumo} = -3,0 [MW]	No alcanzable	No alcanzable	Alcanzado subiendo la tensión (1,03 pu)	Alcanzado bajando la tensión (1,03 pu)	No alcanzable

Firmas Aclaración/Empresa	 Coordinado	Firmado por: 3830E59E1C63467... Experto técnico
-------------------------------------	----------------	---

Figura 7.16 – Acta de Pruebas SSCC BESS Piloto Punta Sierra (3 de 3)



7.12 Certificado de calibración del equipamiento utilizado

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
<h1 style="margin: 0;">ESTUDIOS ELECTRICOS</h1>			
<p>Estudios Eléctricos declara que el instrumento:</p> <p>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.</p>			
Instrumento	Número de serie:	Última Calibración	
Adquisidor Médium 8CH	EE-EQ-2015-0794	9/04/2024	
<p>Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:</p>			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Ultima calibración	Proxima calibración
OMICRON CMC 256-6	HH594R	4/3/2024	4/3/2025

Fecha de evaluación: 9/4/2024
Certificado número: EE-CI-2024-0409

Nombre Inspector: Leiss, Jorge
Firma:

**Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning**

Figura 7.17 – Certificado de calibración adquisidor de datos



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: 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.			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
JANITZA UMG512 Pro	4201-5361	11/4/2024	
Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Ultima calibración	Proxima calibración
VALIJA OKICRON 256-6	HH594R	4/3/2024	4/3/2025

Fecha de evaluación: 11/4/2024
Certificado número: EE-CI-2024-0410

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:

Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning

Figura 7.18 – Certificado de calibración analizador de energía



Esta página ha sido dejada en blanco intencionalmente.