



Cliente : Grenergy

País : Chile

Proyecto : EEMT-2025-563-781

Revisión : B

Fecha : 06/08/2025

Informe de Verificación de SS.CC:
Control de Tensión

Central Renovable Fotovoltaica con Capacidad de Almacenamiento Quillagua II



www.estudios-electromagneticos.com



Se elabora el siguiente documento por parte de Estudios Electromagnéticos para Greenergy Renovables, ante consultas técnicas comunicarse con:

Lorena Otalora

Ingeniera de Ensayos

lorena.otalora@estudios-electromagneticos.com

Sebastián Fredes

Ingeniera de Ensayos

sebastian.fredes@estudios-electromagneticos.com

Pablo Amoedo

Ingeniero de Ensayos

pablo.amoedo@estudios-electromagneticos.com

Cristian Albistur

Director de Estudios

cristian.albistur@estudios-electromagneticos.com

www.estudios-electromagneticos.com

Fecha	Rev.	Obs.	Preparó	Revisó	Aprobó
17/07/2025	A	Para revisión interna	LoO	SeF	PaA
06/08/2025	B	Correcciones según comentarios del CEN	LoO	SeF	PaA

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	5
1.1	Central híbrida Quillagua II	5
1.2	Central fotovoltaica	6
1.3	Central de almacenamiento	7
1.4	Información técnica de la central	8
1.5	Alcance del informe de verificación de control de tensión	8
1.6	Información sobre los ensayos	9
1.7	Informes relacionados	9
1.8	Diagramas unifilares	10
1.9	Instrumentos y puntos de medición	10
1.10	Abreviaturas	13
1.11	Convención de signo	13
1.12	Identificación de señales y bases	14
2	OPERACIÓN DE LA CENTRAL HÍBRIDA QUILLAGUA II	15
2.1	Forma de operación habitual de la central	15
2.2	Filosofía de operación conjunta	15
2.3	Control conjunto de planta	16
2.4	Interfaz gráfica de operación	19
2.5	Modos de operación disponibles	22
2.6	Ejemplo de operación diaria	25
2.7	Control de tensión en barra de 23kV	26
2.8	Control de tensión	27
2.9	Principales parámetros del controlador conjunto	29
3	ENSAYOS SOBRE INVERSORES FOTOVOLTAICOS	31
3.1	Mediciones realizadas	31
3.2	Metodología de los ensayos	31
3.3	Ensayos sobre el inversor fotovoltaico CT14.1	32
3.3.1	Control de potencia reactiva	32
3.3.2	Curva de capacidad	34
3.4	Ensayos sobre el inversor fotovoltaico CT17.1	35
3.4.1	Control de potencia reactiva	35

3.4.2	Curva de capacidad	37
3.5	Voltage Ride Through	38
3.6	Absorción e inyección de potencia reactiva durante la noche.....	39
4	ENSAYOS SOBRE CONVERTIDORES BESS	41
4.1	Mediciones realizadas	41
4.2	Metodología de los ensayos	41
4.3	Ensayos sobre el convertidor CT16.1	42
4.3.1	Control de potencia reactiva	42
4.3.2	Curva de capacidad	45
4.4	Ensayos sobre el convertidor CT19.1	46
4.4.1	Control de potencia reactiva	46
4.4.2	Curva de capacidad	49
4.5	Voltage Ride Through	50
5	ENSAYOS SOBRE CONTROL CONJUNTO DE PLANTA.....	52
5.1	Mediciones realizadas	52
5.2	Modos de operación ensayados.....	52
5.3	Metodología de los ensayos	53
5.4	Lineamientos generales para la evaluación de la performance dinámica	54
5.5	Modo de control de potencia reactiva	55
5.5.1	PFV y BESS	55
5.5.2	PFV (generación directa)	60
5.5.3	PFV (Q @ Night)	63
5.5.4	BESS (Descarga)	64
5.6	Modo de control de factor de potencia	67
5.6.1	PFV y BESS	67
5.6.2	PFV (generación directa)	71
5.6.3	BESS (descarga)	74
5.7	Modo de control de tensión Q(V).....	77
5.7.1	PFV y BESS	77
5.7.2	PFV (generación directa)	81
5.7.3	BESS (descarga)	84
5.7.4	PFV (Q @ Night)	87

5.8	Parámetros de performance del controlador	88
6	CURVA DE CAPABILIDAD MÁXIMA	89
6.1	Curva de capacidad teórica	89
6.1.1	Caso de operación con PFV	89
6.1.2	Caso de operación conjunto PFV y BESS	90
6.1.3	Caso de operación con BESS	92
6.2	Evaluación por ensayos en sitio de la curva de capacidad máxima	93
6.2.1	Ensayo en sitio para condición diurna con PFV.....	93
6.2.2	Ensayo en sitio para condición diurna con PFV y BESS	99
6.2.3	Ensayo en sitio para condición nocturna (BESS en descarga)	105
6.2.4	Ensayo en sitio para condición nocturna (PFV en modo Q @ Night).....	111
6.3	Curvas de capacidad definitivas	114
6.3.1	Operación con PFV	115
6.3.2	Operación con PFV y BESS.....	116
6.3.3	Operación con BESS	117
7	CONCLUSIONES.....	118
8	REFERENCIAS	119
9	ANEXOS	120
9.1	Datos de las baterías	121
9.2	Inversores fotovoltaicos	123
9.3	Convertidores BESS.....	128
9.4	Transformadores de bloque	133
9.5	Transformadores de SS.AA. para BESS	135
9.6	Transformador principal	135
9.7	Protecciones eléctricas	137
9.7.1	Inversores fotovoltaicos	137
9.7.2	Convertidores BESS	140
9.7.3	Celdas de media tensión	142
9.8	Control conjunto de planta.....	143
9.9	Analizador de redes Hioki PQ3100	144
9.10	Analizador de redes Elspec G4430	149

1 INTRODUCCIÓN

El presente reporte sirve como informe de verificación de la provisión del servicio complementario de control de tensión por parte de la central renovable fotovoltaica con capacidad de almacenamiento Quillagua II. Para ello se han seguido las instrucciones dictadas por el CEN a través del documento [1].

1.1 Central híbrida Quillagua II

La central híbrida Quillagua, emplazada en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta (Chile), es una instalación de generación fotovoltaica con capacidad de almacenamiento de energía a partir de baterías con una potencia declarada combinada de 105MW en el punto de interconexión (a nivel de 220kV) y una capacidad de almacenamiento nominal de 651 MWh (equivalente a 6,2 horas de operación). Su número de NUP es 4637.

La ubicación geográfica del proyecto se indica, junto con sus coordenadas, en la Fig. 1-1, mientras que su conexión al Sistema Eléctrico Nacional puede observarse en la Fig. 1-2.

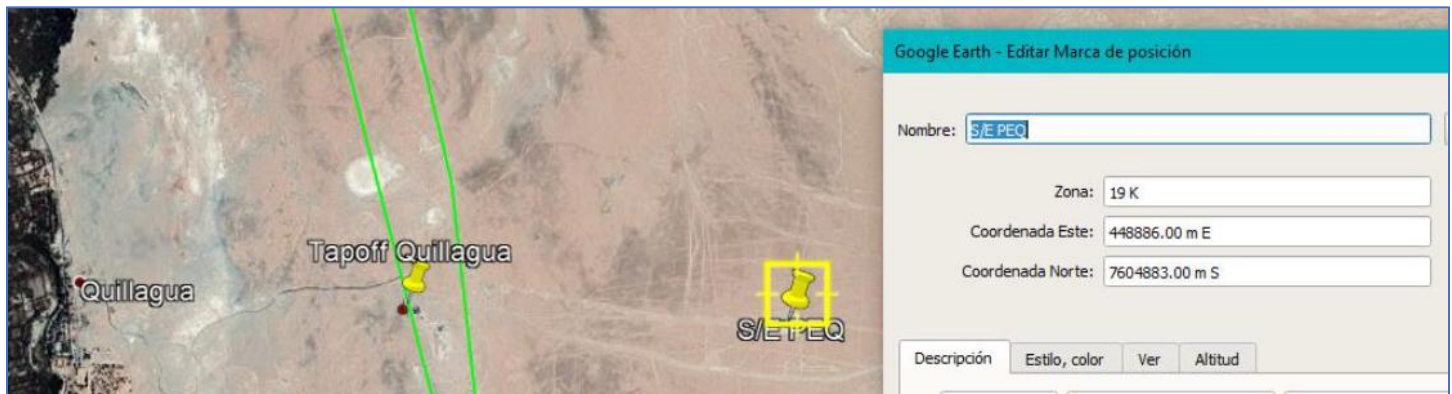


Fig. 1-1: Ubicación geográfica del parque híbrido Quillagua II.

La central cuenta con una subestación elevadora 220kV/23kV denominada PEQ (Parque Eólico Quillagua). Esta subestación es compartida con la central híbrida Nuevo Quillagua, adyacente a la central Quillagua II. Una línea de 220kV, compuesta por una terna simple de 2,273km de longitud, vincula la S/E PEQ a la S/E Fronteras.

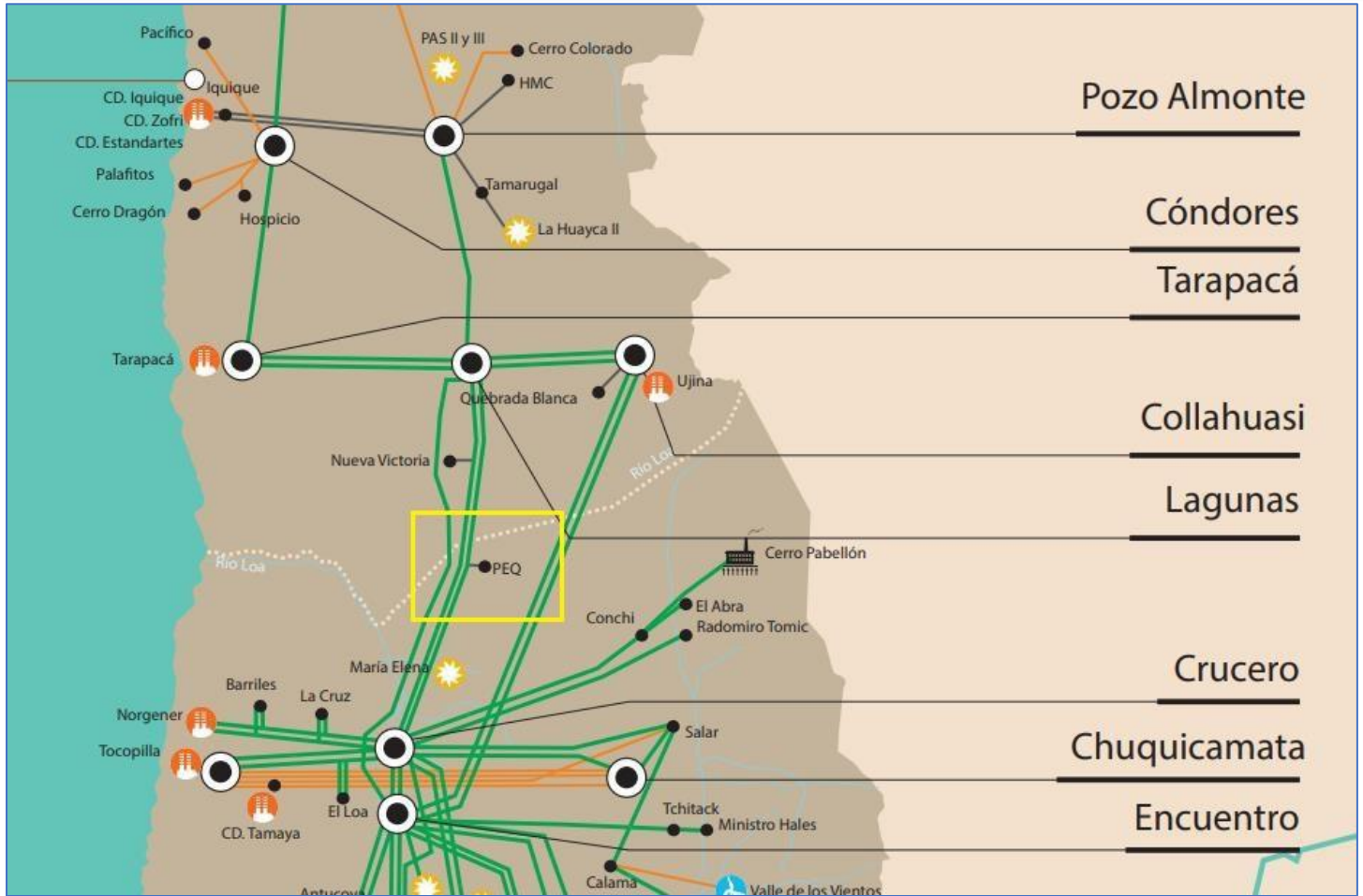


Fig. 1-2: Ubicación del parque híbrido Quillagua II en el Sistema Eléctrico Nacional.

1.2 Central fotovoltaica

La componente fotovoltaica de la central híbrida Quillagua II cuenta con una potencia declarada de 105MW en su punto de interconexión. Está constituido por 33 inversores fotovoltaicos Ingeteam Ingecon 3825 TL C645, cada uno de ellos con una potencia nominal de 3575kVA @ 30°C y tensión nominal de 645V.

Los inversores se conectan a los devanados de baja tensión de los transformadores de bloque, cuyas especificaciones son 23kV/0.645kV/0.645kV, 7,15MVA, 50Hz, grupo de conexión Dy11y11. Cada uno de los arrollamientos de 645V de los transformadores de bloque es conectado a un inversor fotovoltaico. De esta manera, cada transformador de bloque se conecta a dos inversores fotovoltaicos, con excepción de un transformador en el que se conecta un único inversor. La central fotovoltaica cuenta con un total de diecisiete centros de transformación distribuidos a lo largo de seis alimentadores de media tensión.

Una red de media tensión, en nivel de 23kV, colecta la energía procesada por la planta fotovoltaica y la central de almacenamiento. La generación proveniente del PFV se compone de seis colectores en media tensión.

Éstos, junto con los ocho de la central de almacenamiento, llegan a dos semi-barras de 23kV. La vinculación con el sistema eléctrico nacional de la central fotovoltaica y la de almacenamiento se logra por medio de un único transformador principal de dos arrollamientos, cuyas especificaciones son 220kV/23kV, 120MVA, 50Hz, grupo de conexión Dyn1.

1.3 Central de almacenamiento

La componente de almacenamiento de la central híbrida Quillagua II cuenta con una potencia declarada individual de 105MW en su punto de interconexión. Está compuesta por 46 convertidores, fabricados por Ingeteam, modelo Ingecon Sun Storage 3930TL HV C630. La potencia nominal de los mismos es de 2946kVA (@ 35°C, 1000 m.s.n.m.), siendo su tensión de salida nominal 630V (línea-línea).

Las baterías utilizadas para el almacenamiento de energía son del fabricante BYD, bajo sistema autoportante 10+1 System MC Cube. El sistema provisto, autoportado en un skid, contiene a las baterías y sistemas auxiliares necesarios, tales como: aire acondicionado central, sistema de protección de incendio y sistema de control local, entre otros. Cada inversor de la central de almacenamiento se encuentra conectado a tres MC Cube. La potencia máxima procesable por cada skid es de 1,236MW, mientras que su tensión de trabajo en corriente continua está comprendida entre 1081,6 y 1497,6V.

Los convertidores se conectan a los devanados de baja tensión de los transformadores de bloque. Se tratan de transformadores de tres arrollamientos, cuyas especificaciones son 23kV/0.63kV/0.63kV, 5,6MVA/2,8MVA/2,8MVA, 50Hz, grupo de conexión Dy11y11. Cada uno de los arrollamientos de 630V del transformador es conectado a un convertidor BESS. La central de almacenamiento cuenta con un total de veintitrés centros de transformación distribuidos a lo largo de ocho alimentadores de media tensión.

La central de almacenamiento no constituye una operación *stand-alone*, sino que opera en forma conjunta y coordinada con la planta fotovoltaica para su interconexión al sistema interconectado. Esto incluye el control de potencia activa, así como el de reactiva.

Los parámetros operacionales determinados por el área de Ingeniería de Greenergy para el BESS Quillagua II se muestran en la Tabla 1-1.

Parámetro	Valor
Inyección máxima	105 MW
Retiro máximo	105 MW
Tasa de inyección	105 MWh/h
Tasa de retiro máximo	105 MWh/h
Eficiencia de inyección del sistema	94,6%
Eficiencia de carga del sistema	96,8%
Eficiencia Round-Trip	91,6%
Duración del Almacenamiento	6,2 h

Tabla 1-1: Parámetros operacionales determinados por Ingeniería para el BESS Quillagua II.

1.4 Información técnica de la central

Toda la información técnica de la central híbrida Quillagua II se adjunta en la sección de Anexos, sobre el final del informe. Se incluye información de la parte fotovoltaica, así como de la de almacenamiento.

1.5 Alcance del informe de verificación de control de tensión

El presente informe alcanza la certificación del control de tensión del parque fotovoltaico con capacidad de almacenamiento Quillagua II. Para ello, se han realizado distintos tipos de ensayos sobre:

- Un inversor fotovoltaico individual.
- Un convertidor BESS individual.
- La central, por medio de la operación del controlador conjunto.

La verificación de la provisión del servicio complementario de control de tensión por parte de la central será evaluada por medio de las siguientes tres configuraciones:

- Generación directa (sólo opera el PFV, mientras que el BESS se encuentra fuera de servicio).
- Descarga del BESS, con el PFV fuera de servicio.
- Operación híbrida o combinada, en la que tanto el BESS como el PFV se encuentran en servicio.

1.6 Información sobre los ensayos

Los ensayos de verificación de servicios complementarios se realizan de acuerdo con los lineamientos indicados en [1]. Se llevaron a cabo ensayos sobre un inversor fotovoltaico, un convertidor BESS y el control conjunto de planta en sus distintos modos de control y operación permitidos.

Los ensayos en terreno fueron realizados de acuerdo con el cronograma de actividades indicado en la Tabla 1-2.

Visita	Personal	Fecha	Actividades
1	L. Otalora / S. Fredes	25, 26 y 27 de junio de 2025	Ensayos sobre inversor fotovoltaico y convertidor BESS. y de SS.CC. a nivel de planta.
2	L. Otalora / S. Fredes / P. Amoedo ¹	30 de junio a 4 de julio de 2025	Ensayos de SS.CC. a nivel de planta (continuación).
3	L. Otalora / S. Fredes / P. Amoedo ²	28 y 29 de julio de 2025	Repetición de ensayos de curva de capacidad

Tabla 1-2: Cronograma de actividades realizadas en el parque híbrido Quillagua II.

Salvo que se indique expresamente lo contrario, todos los ensayos aquí presentados tienen como finalidad mostrar la operación habitual de la planta, en la que el control conjunto de planta controla en forma coordinada a todos los inversores fotovoltaicos y convertidores BESS que se encuentren en servicio. La operación habitual de la planta se realiza en forma centralizada desde el PPC sin la necesidad de encender o apagar manualmente a los inversores fotovoltaicos o los convertidores BESS.

Al momento de las visitas, todos los inversores y convertidores BESS se encontraban en servicio.

1.7 Informes relacionados

La Tabla 1-3 resume el listado de informes relacionados a la entrada en operación del PFV + BESS Quillagua II.

¹ Oficia como experto técnico para la determinación de parámetros operacionales y ensayos de SS.CC.

² Oficia como experto técnico para la determinación de parámetros operacionales y ensayos de SS.CC.

#	Código EEMT	Informe
1	EEMT-2025-563-777	Informe de validación de modelos dinámicos
2	EEMT-2025-563-778	Informe de Parámetros de Partida y Detención
3	EEMT-2025-563-779	Informe de Mínimo Técnico
4	EEMT-2025-563-780	Informe de Potencia Máxima
5	EEMT-2025-563-781	Informe de Verificación de SS.CC. – Control de Tensión
6	EEMT-2025-563-782	Informe de Verificación de SS.CC. – Control Primario de Frec.
7	EEMT-2025-563-783	Informe de Verificación de SS.CC. – Control Terciario de Frec.

Tabla 1-3: Tabla de documentos asociados a la entrada en operación del PFV + BESS Quillagua II.

1.8 Diagramas unifilares

Con el propósito de asegurar su legibilidad, los diagramas unifilares más relevantes de la instalación híbrida Quillagua II se presentan adjuntos al presente informe (como un documento aparte). Se incluyen:

- Diagrama unifilar de la subestación Parque Eólico Quillagua (220kV/23kV).
- Diagrama unifilar de celdas de media tensión (23kV). Este plano muestra el diagrama unifilar del tren de celdas de media tensión. Se incluyen los ocho alimentadores del BESS, así como los otros seis correspondientes al PFV.
- Diagrama unifilar de media tensión (23kV). Este plano muestra la disposición de los distintos centros de transformación en el sistema colector de la central de almacenamiento.
- Diagrama unifilar de media tensión (23kV). Este plano muestra la disposición de los distintos centros de transformación en el sistema colector de la central fotovoltaica.
- Diagrama unifilar de los centros de transformación del PFV y del BESS. Estos diagramas permiten visualizar la interconexión de los inversores fotovoltaicos y los convertidores BESS a los transformadores de bloque.

1.9 Instrumentos y puntos de medición

A continuación, se lista el instrumental propio utilizado para la ejecución de los ensayos. El analizador utilizado sirve tanto para la adquisición de señales a nivel de convertidor como de planta.

Ítem	Tipo	Fabricante	Modelo	Identif.
1	Analizador de redes	Hioki	PQ3100	P1 y P2
2	Sondas de corriente secundaria	Hioki	CT7126	P1
3	Sondas de corriente primaria	Hioki	CT7045	P2

Tabla 1-4: Instrumental propio utilizado para la ejecución de los ensayos en sitio.

Las sondas primarias son utilizadas para la medición de la corriente de línea al momento de ensayar los inversores fotovoltaicos y convertidores BESS (a nivel de 645V y 630V, respectivamente), punto de medida identificado como P2. Por su parte, las sondas secundarias son utilizadas para la medición de los valores secundarios de la corriente de línea (a nivel de 220kV) durante la ejecución de las pruebas al control conjunto de planta, punto de medida identificado como P1.

Para los ensayos sobre el control conjunto de la planta, el instrumental propio de la Tabla 1-4 es complementado con nueve analizadores de red instalados en la central. La Tabla 1-5 muestra un detalle de estos.

Ítem	Tipo	Fabricante	Modelo	Punto de medida	Identif.
1	Analizador de redes	Elspec	G4430	220kV / POI	P1
2	Analizador de redes	Elspec	G4430	23kV / Celda 19 (BESS)	PBESS A19
3	Analizador de redes	Elspec	G4430	23kV / Celda 20 (BESS)	PBESS A20
4	Analizador de redes	Elspec	G4430	23kV / Celda 21 (BESS)	PBESS A21
5	Analizador de redes	Elspec	G4430	23kV / Celda 22 (BESS)	PBESS A22
6	Analizador de redes	Elspec	G4430	23kV / Celda 27 (BESS)	PBESS A27
7	Analizador de redes	Elspec	G4430	23kV / Celda 28 (BESS)	PBESS A28
8	Analizador de redes	Elspec	G4430	23kV / Celda 29 (BESS)	PBESS A29
9	Analizador de redes	Elspec	G4430	23kV / Celda 30 (BESS)	PBESS A30

Tabla 1-5: Instrumental existente en planta utilizado para el registro de los ensayos en sitio.

Las variables eléctricas correspondientes al BESS (en media tensión) pueden ser estimadas por medio de la suma de las variables eléctricas individuales registradas por los analizadores de los ítems 2 a 9 de la Tabla 1-5. La disposición de las celdas de media tensión no posibilita la medición directa de las variables del PFV ni del BESS por medio de un único adquirente (medición directa).

Se deja, a modo de resumen, las variables medidas en forma directa e indirecta por los distintos analizadores enumerados.

Ítem	Punto de medida	Identif.	Medición	Analizador de redes	Utilización
1	220kV (POI)	P1	Directa	Elspec G4430 Hioki PQ3100	VMD (PPC), PP.OO. y SS.CC.
2	23kV (BESS)	PBESS	$\sum PBESS A_i$	8x Elspec G4430	VMD (PPC), PP.OO. y SS.CC.
3	645V / 630V	P2	Directa	Hioki PQ3100	VMD (inversores FV y convertidores BESS)

Tabla 1-6: Utilización de los distintos analizadores.

Las variables eléctricas correspondientes al PFV (en media tensión) puede ser aproximadas en forma indirecta por medio de la diferencia entre las variables del POI (ítem 1) y el BESS (ítem 2). Debe tenerse en cuenta que el valor obtenido incluye también a las pérdidas del transformador principal, así como su componente de magnetización, por lo que dicha aproximación es puramente a modo de referencia y no será utilizada para el cálculo de ningún parámetro operativo. Se aclara que las variables correspondientes al PFV, así como el BESS no pueden ser consideradas como brutas (conformes a los lineamientos del CEN para la determinación de Parámetros Operacionales) en virtud de que se tratan de mediciones realizadas en media tensión (23kV), y no en baja tensión (645V o 630V). Su utilización en el presente informe es a los efectos de demostrar la operación individual y conjunta de ambas fuentes de energía durante los ensayos.

Todos los puntos de medición listados anteriormente son ubicados gráficamente en los diagramas unifilares (descritos en la sección 1.8) adjuntos al presente informe. La identificación de cada punto de medida en el diagrama unifilar coincide con la reportada en la Tabla 1-4, Tabla 1-5 y Tabla 1-6. Para cada punto se ha incluido una flecha que indica el sentido positivo de la potencia medida.

Los registros de los ensayos son procesados por los analizadores de forma tal de convertir las variables instantáneas medidas (tensiones y corrientes) en sus correspondientes valores RMS. La frecuencia de muestreo utilizada – en todos los ensayos realizados sobre la central híbrida Quillagua II – es de 100 muestras / segundo.

1.10 Abreviaturas

- BESS: Battery Energy Storage System.
- CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.
- CPF: Control Primario de Frecuencia.
- CTF: Control Terciario de Frecuencia
- CT: Control de Tensión.
- FRT: Frequency Ride Through.
- NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- NTSSCC: Norma Técnica de Servicios Complementarios.
- POI: Punto de interconexión, en 220kV (*Point of Interconnection*).
- PPC: Control conjunto de planta (*Power Plant Controller*).
- PFV: Parque Fotovoltaico.
- SoC: *State-of-Charge* de las baterías.
- SSCC: Servicios Complementarios
- VRT: Voltage Ride Through.

1.11 Convención de signo

Se asume sentido de generación positivo para el BESS Quillagua II. Esto quiere decir que la potencia activa positiva se corresponde con una transmisión de potencia desde las baterías hacia el sistema interconectado (proceso de descarga). Por su parte, el proceso de absorción de potencia activa desde la red hacia las baterías se define con signo negativo (proceso de carga). Esta convención será tomada tanto para los convertidores BESS como para el punto de interconexión.

1.12 Identificación de señales y bases

A continuación, se listan las distintas señales registradas y/o utilizadas para el proceso de validación de modelos dinámicos. Se incluye también su valor de base en cada caso.

Tag	Descripción	Base	Unidad
PG	Potencia activa del inversor fotovoltaico	3575	kW
	Potencia activa del convertidor BESS	2936	
QG	Potencia reactiva del inversor fotovoltaico	3575	kVAr
	Potencia reactiva del convertidor BESS	2936	
UG	Tensión línea-línea del inversor fotovoltaico	645	V
	Tensión línea-línea del convertidor BESS	630	
IG	Corriente de terminales del inversor fotov.	3,20	kA
	Corriente de terminales del convertidor BESS	2,69	
F	Frecuencia eléctrica	50	Hz
UMT	Tensión de barra de 23kV	23	kV
PBESS	Potencia activa del BESS, medida en MT	105	MW
QBESS	Potencia reactiva del BESS, medida en MT	105	MVAr
PPV	Potencia activa del PFV, medida en MT	105	MW
PB	Potencia activa en POI	105	MW
QB	Potencia reactiva en POI	105	MVAr
UB	Tensión línea-línea en POI	220	kV
IB	Corriente de fase en POI	1209,7	A
Z _{Base}	Impedancia base de la central Quillagua II	460,95	Ω

Tabla 1-7: Identificación de señales.

2 OPERACIÓN DE LA CENTRAL HÍBRIDA QUILLAGUA II

2.1 Forma de operación habitual de la central

El BESS de la central Quillagua II está pensado para almacenar la energía producida durante el día por la planta fotovoltaica. La energía producida por la planta que no sea posible almacenar en el sistema BESS se seguirá inyectando a la red. Por otro lado, si la energía producida por la planta solar es deficitaria, la central cuenta con la viabilidad técnica de tomar energía de la red con el fin completar el proceso de carga. Se aclara que esto último no refleja la operación habitual de la planta, aunque sí resulta posible técnicamente con la configuración actual del sistema.

Durante la noche se procede a efectuar la descarga del sistema BESS para cumplir con compromisos de entrega de energía en horarios que dependen de la estación, y son definidos como horario de verano u horario de invierno.

El proceso de carga se realiza enteramente en horario solar, dando prelación al horario donde se presentan restricciones en el sistema o vertimientos. Cuando los pronósticos de producción indiquen que no se alcanzará la generación necesaria para la carga de las baterías, se tomará el faltante de la red, preferiblemente en el horario de mayor radiación.

Para la descarga de las baterías se han establecido dos horarios, uno para los periodos de mayor radiación denominado horario de verano, el cual comprende los meses entre septiembre y marzo (incluidos). Para este periodo, la descarga del sistema BESS se realizará entre las 21:00 y las 02:59. En el periodo de invierno, que comprende los meses de abril a agosto (incluidos), se descargará el sistema BESS desde las 18:00 hasta las 23:59 o hasta que el sistema se descargue hasta el límite establecido por su fabricante.

El inicio del proceso de carga para el periodo de verano se realizará a partir de las 10:00 horas. La planta solar estará operando a la mayor potencia que la radiación permita y el proceso de carga se limitará a la potencia nominal del sistema (105 MW), la generación excedentaria se inyectará a la red. Para el periodo de invierno se requiere empezar el proceso de carga a las 9:00 horas.

2.2 Filosofía de operación conjunta

La filosofía de operación de la planta a partir del PPC se detalla a continuación.

- El Centro de Despacho indica una consigna de potencia activa y/o reactiva al operador de la central. Esta consigna es indicada comúnmente en MW y/o MVar.

- El operador transcribe los valores indicados en su pantalla de control. Los valores ingresados se corresponden con los *setpoints* o referencias de los modos de control del PPC. Si fuese necesario, el operador puede modificar el modo de operación de potencia reactiva (siempre siguiendo las instrucciones establecidas por el Centro de Despacho).
- El sistema de control del PPC, en forma automática, comunica a los inversores y convertidores BESS las consignas individuales de potencia activa y reactiva de forma de alcanzar los valores consignados en el punto de interconexión.
- El operador cuenta con una consigna que le permite indicar el valor de potencia activa con el que quiere cargar y descargar a las baterías. Habitualmente este valor se encuentra siempre ajustado a potencia nominal (+/- 105MW). El verdadero valor de potencia activa con el que se cargarán las baterías dependerá de la consigna establecida en el punto de interconexión y las condiciones de recurso solar.

La filosofía de operación de la planta es tal que el operador solamente debe transcribir los valores informados desde el Centro de Despacho en su pantalla de control, tal como se presentará en la sección 2.4.

En ningún momento es necesario, ya sea en forma manual o automática, encender y/o apagar inversores / convertidores BESS para alcanzar las referencias de potencia indicadas por el Centro de Despacho. La forma de operación convencional la operación en servicio de todos los inversores y convertidores BESS que componen el parque bajo el control centralizado del PPC.

El operador, por medio de su pantalla de control, tiene la posibilidad de encender y/o apagar inversores / convertidores BESS en forma controlada. No obstante, debe entenderse que esta capacidad es a los efectos de poder llevar adelante tareas de mantenimiento sobre los inversores / convertidores BESS y/o los centros de transformación, no debiendo considerarse a la misma como una forma de operación convencional de la planta.

A partir de lo expresado en el último párrafo, es de importancia resaltar que los análisis, valores y tiempos calculados para este informe se corresponden con su forma de operación convencional diaria: PPC en servicio con todas las unidades inversoras y convertidoras operativas y bajo su control centralizado.

2.3 Control conjunto de planta

El control conjunto de planta es un desarrollo de la empresa Ingeteam, modelo Ingecon Sun, versión Standard. Un diagrama esquemático del mismo se muestra en la Fig. 2-1, mientras que sus especificaciones generales pueden encontrarse en el anexo 9.8.

Este controlador recibe, por medio de los transformadores de medición emplazados en el punto de interconexión, los valores secundarios de tensión y corriente necesarios para el cómputo de las distintas variables eléctricas de interés. Estas mediciones sirven como retroalimentación o *feedback* para la implementación de los distintos sistemas de control a lazo cerrado que ofrece el equipo.

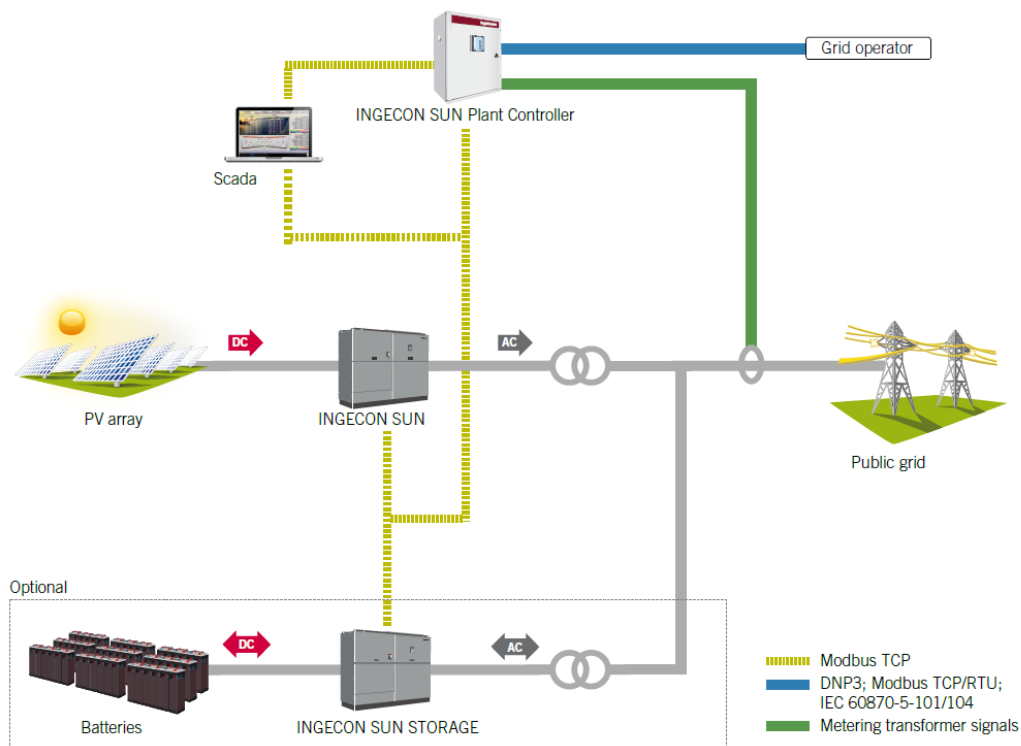


Fig. 2-1: Diagrama esquemático de la operación del PPC instalado en el PFV/BESS Quillagua II.

El punto de medida para la realimentación de las variables eléctricas de la planta es en los terminales de alta tensión del transformador principal, a nivel de 220kV.

El control conjunto de planta, controla – en forma simultánea – a la totalidad de los inversores y convertidores BESS instalados en el parque con el objetivo de cumplir con las consignas indicadas por el operador. De esta forma, las dos tecnologías existentes operan como una única entidad (al menos en lo que respecta a sus sistemas de control para integración al sistema interconectado). La central Quillagua II se diferencia de otros proyectos en el hecho de que no existe un PPC individual para cada tecnología y un PPC maestro, sino que existe un único PPC a cargo de la operación conjunta.

El controlador existente en planta ofrece la posibilidad de seleccionar entre los siguientes sistemas de control:

- Potencia reactiva.
- Factor de potencia.
- Tensión, en forma Q(V) o proporcional.
- Potencia activa en el POI.
- Frecuencia.

El modo de control de potencia reactiva permite la selección entre uno de los tres posibles modos de control: i) potencia reactiva, ii) factor de potencia y iii) tensión. Este modo de control permite la provisión del servicio complementario de control de tensión. Bajo esta forma de operación, el PPC envía consignas de potencia reactiva – en forma simultánea – a todos los inversores y convertidores BESS que se encuentren en servicio.

El modo de control de potencia activa permite consignar la potencia activa en el punto de interconexión y cuenta con una rampa de toma de carga (ajustable) con el objetivo de regular la tasa de incremento de la potencia activa generada. Este modo de control se emplea para la provisión del servicio complementario de control terciario de frecuencia. En forma análoga al control de potencia reactiva, bajo esta forma de operación el PPC envía consignas de potencia activa a todos los inversores fotovoltaicos y convertidores BESS que se encuentren en servicio. La potencia de carga y descarga del BESS puede también ser ajustada por el operador por medio de un setpoint dedicado a tal efecto.

La forma de operación del PPC apunta a maximizar la generación fotovoltaica durante el horario diurno. Habitualmente esta generación será absorbida por el sistema de almacenamiento para cargar las baterías, manteniendo un intercambio de potencia activa nulo con el sistema interconectado.

La consigna de potencia activa en el punto de interconexión tiene prioridad por sobre el setpoint de potencia activa consignado sobre el sistema de almacenamiento. Esta prioridad se mantiene siempre y cuando no exista ninguna restricción, como ser:

- La superación de los valores de potencia máxima de carga y descarga de las baterías.
- Estado de carga o descarga completa de las baterías, imposibilitando su operación.

El modo de control de frecuencia está a cargo de la provisión del servicio complementario de control primario de frecuencia. Bajo esta forma de control, la central Quillagua II realiza un aporte de potencia activa (tanto positivo como negativo) cuando la frecuencia eléctrica de la red presenta desviaciones por fuera de una determinada banda muerta. La banda muerta configurada y el aporte en función del desvío (estatismo) son parámetros configurables dentro del sistema de control de planta. El modo de control de frecuencia se encuentra habilitado para todos los modos de operación de la central según la sección 2.5, con excepción del modo *carga desde la red*.

2.4 Interfaz gráfica de operación

El control conjunto de planta permite la operación conjunta de la central fotovoltaica y la de almacenamiento. La interfaz hombre-máquina disponible para el operador se muestra en la Fig. 2-2. Varios recortes de la misma figura se presentan con el fin de visualizar sus principales componentes:

- Consignas de los modos de control: valores actuales y cambios de valor, en la Fig. 2-3.
- Habilitación y deshabilitación de los modos de control, en la Fig. 2-4.
- Consigna de carga del BESS, en la Fig. 2-5.
- Valores actuales medidos en el punto de interconexión, en la Fig. 2-6.

PPC Controller Ingeteam

PPC IP: Puerto:

Tiempo de poleo mínimo: ms

Modo Control: **SCADA/LOCAL**

Potencia Activa (P) : MW

Potencia Reactiva (Q) : MVar

Factor Potencia (PF) :

Tensión (V) : kV

Frecuencia (f) : Hz

PPC : **Ingeteam**

Desarrollado por :  **Grenergy**
ppcdepartment@grenergy.eu

Modos de Operación:

Final:

Generación de Planta: ☐

Regulación de Frecuencia: ☐

Límite de Potencia Activa: ☐

Rampa Potencia Activa: ☐

3 Modo Potencia Reactiva: ☐

2 Modo Factor de Potencia: ☐

1 Modo Control de Tensión: ☐

Simulación de Frecuencia: ☐

Modos de Operación (escritura):

SCADA/Local:

Generación de Planta:

Regulación de Frecuencia:

Límite de Potencia Activa:

Rampa Potencia Activa:

Modo Potencia Reactiva:

Modo Factor de Potencia:

Modo Control de Tensión:

Simulación de Frecuencia:

Planta con BESS:

Estado: **Timeout**

Consignas de Operación:

Final:

Consigna Límite de Potencia Activa: MW

Consigna Rampa Potencia Activa: %Pnom/min

Consigna Potencia Reactiva: MVar

Consigna Factor de Potencia:

Consigna Control de Tensión: kV

Consigna Simulación de Frecuencia: Hz

Consignas de Operación (escritura):

SCADA/Local:

Límite de Potencia Activa: MW

Rampa Potencia Activa: %Pnom/min

Potencia Reactiva: MVar

Factor de Potencia:

Control de Tensión: kV

Simulación de Frecuencia: Hz

V0.9b

BESS

Prioridad BESS: ☐

Consigna BESS: MW

Potencia Descarga: MW

Max Potencia de Red: MW

Control SOC: ☐

SOC: %

Potencia Carga: MW

Max Potencia de Red: MW

Prioridad BESS:

Consigna BESS: MW

Potencia Descarga: MW

Control SOC:

SOC: %

Potencia Carga: MW

Fig. 2-2: Ventana de control del PPC desarrollado por Grenergy e Ingeteam.

Consignas de Operación:

Final:

Consigna Límite de Potencia Activa: MW

Consigna Rampa Potencia Activa: %Pnom/min

Consigna Potencia Reactiva: MVar

Consigna Factor de Potencia:

Consigna Control de Tensión: kV

Consigna Simulación de Frecuencia: Hz

Consignas de Operación (escritura):

SCADA/Local:

Límite de Potencia Activa: MW

Rampa Potencia Activa: %Pnom/min

Potencia Reactiva: MVar

Factor de Potencia:

Control de Tensión: kV

Simulación de Frecuencia: Hz

Fig. 2-3: Consignas de los modos de control disponibles en el punto de interconexión: izq.) valores actuales, der.) cambio de valor.

Modos de Operación:

Final:

Generación de Planta:

Regulación de Frecuencia:

Límite de Potencia Activa:

Rampa Potencia Activa:

3 Modo Potencia Reactiva:

2 Modo Factor de Potencia:

1 Modo Control de Tensión:

Simulación de Frecuencia:

Modos de Operación (escritura):

SCADA/Local:

Generación de Planta:

ON

OFF

Regulación de Frecuencia:

ON

OFF

Límite de Potencia Activa:

ON

OFF

Rampa Potencia Activa:

ON

OFF

Modo Potencia Reactiva:

ON

OFF

Modo Factor de Potencia:

ON

OFF

Modo Control de Tensión:

ON

OFF

Simulación de Frecuencia:

ON

OFF

Fig. 2-4: Modos de control disponibles en el punto de interconexión: izq.) estados actuales, der.) cambio de modo.

BESS

Prioridad BESS:

Control SOC:

Prioridad BESS:

ON

OFF

Control SOC:

ON

OFF

Consigna BESS:

95

 MW

SOC:

30

 %

Consigna BESS:

ENVIAR

-105

 MW

SOC:

ENVIAR

 %

Fig. 2-5: Consigna de carga del BESS, valor actual y escritura de nuevo valor.

Potencia Activa (P) :

0.21

 MW

Potencia Reactiva (Q) :

-0.12

 MVar

Factor Potencia (PF) :

-0.872

Tensión (V) :

226.8

 kV

Frecuencia (f) :

50.04

 Hz

Fig. 2-6: Visualización de variables medidas en el punto de interconexión.

2.5 Modos de operación disponibles

La Fig. 2-7 muestra las distintas combinaciones posibles de operación para una central fotovoltaica con almacenamiento. Cada una de estas alternativas se identifica conforme a la denominación del CEN:

- Generación directa y carga, en la que la generación fotovoltaica permite la carga de las baterías, mientras que el excedente se inyecta a la red eléctrica.
- Generación directa y descarga, en la que la generación fotovoltaica, en conjunto con las baterías, se despachan para alcanzar una cierta consigna de potencia activa en el punto de interconexión.
- Generación directa, en el que las baterías se encuentran fuera de servicio y la generación es puramente de la componente fotovoltaica.
- Descarga, en el que la central fotovoltaica se encuentra fuera de servicio y las baterías inyectan potencia activa a la red.
- Carga, en el que la central fotovoltaica se encuentra fuera de servicio y las baterías se cargan desde la red eléctrica.

De acuerdo con la filosofía de operación diaria presentada en la sección 2.1, los modos de operación cotidianos son los siguientes:

Operación	Modo de operación	Identif.	Comentarios
Diurna	Generación directa y carga (a)	PFV + BESS (o híbrida)	Las baterías se cargan con la generación fotovoltaica disponible, la potencia activa en el punto de interconexión es nula
Diurna	Generación directa (c)	PFV	Con las baterías cargadas, se inyecta al sistema la potencia activa disponible (generación fotovoltaica)
Nocturna	Descarga (d)	BESS	Las baterías se descargan de acuerdo con la consigna de potencia activa ingresada en el punto de interconexión.

Tabla 2-1: Modos de operación diarios de la central híbrida Quillagua II.

La columna **Identif.** corresponde a la forma en que será identificada cada forma de operación en el informe. Se aclara que la forma híbrida contempla la operación conjunta de las dos tecnologías (fotovoltaica y almacenamiento), tanto con el BESS en carga como en descarga (modos de operación **a** y **b**).

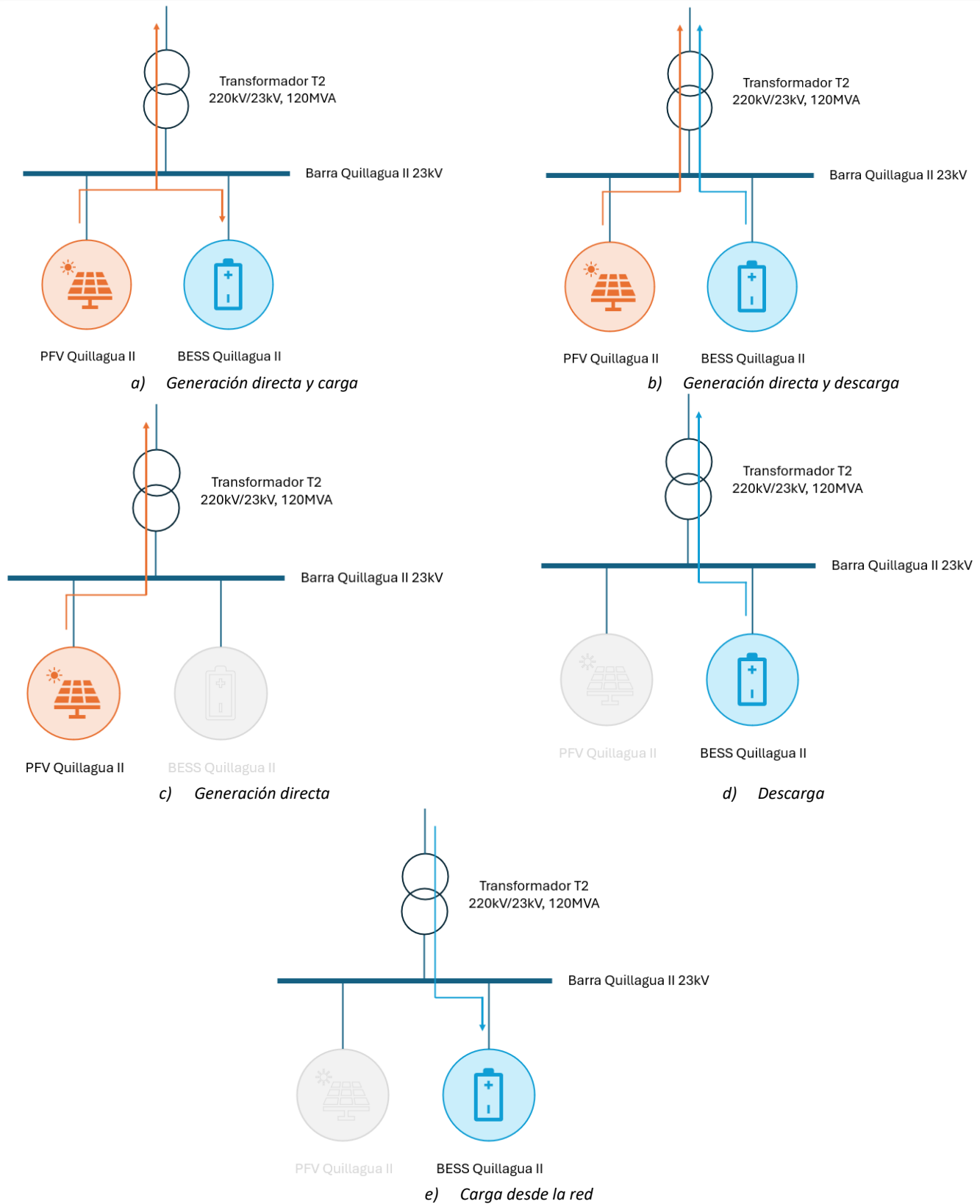


Fig. 2-7: Modos de operación disponibles para centrales fotovoltaicas con capacidad de almacenamiento.

Resulta de suma relevancia destacar que las formas de operación aquí listadas constituyen una denominación del CEN a las distintas formas de operación de una central de generación renovable con almacenamiento, pero que bajo ninguna forma son modos de control que puedan ser elegidos – en forma directa – por el operador. Con esto se quiere decir que el Centro de Control del parque oficiará la operación siguiendo los lineamientos establecidos en la sección 2.2:

- Dejando en servicio a las unidades que correspondan: inversores fotovoltaicos, convertidores BESS o ambas.
- Consignando un setpoint de potencia activa en el punto de interconexión (con prioridad, salvo limitaciones).
- Consignando un setpoint de carga/descarga de las baterías.

Se presenta el siguiente ejemplo para ilustrar la idea de fondo. Se asume, como punto de partida, que el PFV Quillagua II cuenta con una generación disponible de 70MW y un setpoint de potencia activa en el punto de interconexión equivalente a +20MW. Bajo esta suposición, las baterías son cargadas a $20\text{MW} - 70\text{MW} = -50\text{MW}$. Esto correspondería al modo de operación a), 'Generación directa y carga'.

Con el sistema en régimen estacionario, se produce la caída de la generación fotovoltaica por fenómenos ambientales, descendiendo la generación a 10MW. Como la prioridad del sistema de control es mantener la consigna de potencia activa en el punto de interconexión en su valor original de 20MW, las baterías dejarán de cargarse y pasarán a descargarse para suplir la potencia activa necesaria. En este caso, las baterías ajustan su despacho de descarga a $20\text{MW} - 10\text{MW} = 10\text{MW}$. De esta forma, el modo de operación conmuta al modo b), 'Generación directa y carga'.

El sistema de control manipula la generación proveniente de ambas fuentes de energía sin que el operador tenga que realizar ninguna acción. En algunos de los informes de entrada en operación presentados podrán visualizarse ensayos en donde esta conmutación de modo de operación se realiza sin que se produzca ningún tipo de perturbación apreciable por el sistema.

Con esto último se trata de enfatizar que no existen cambios significativos en los sistemas de control cuando el parque Quillagua II opera en alguna de las distintas formas de operación tipificadas por el CEN.

2.6 Ejemplo de operación diaria

La Fig. 2-8 muestra la tendencia registrada de la potencia activa medida en el punto de interconexión durante una jornada de 24 horas corridas. En el plazo indicado, no se realizan pruebas de ningún tipo sobre la planta y/o sus principales componentes. De acuerdo con lo presentado en la sección 2.1, este perfil de carga puede ser calificado como el típico o habitual para la planta híbrida Quillagua II.

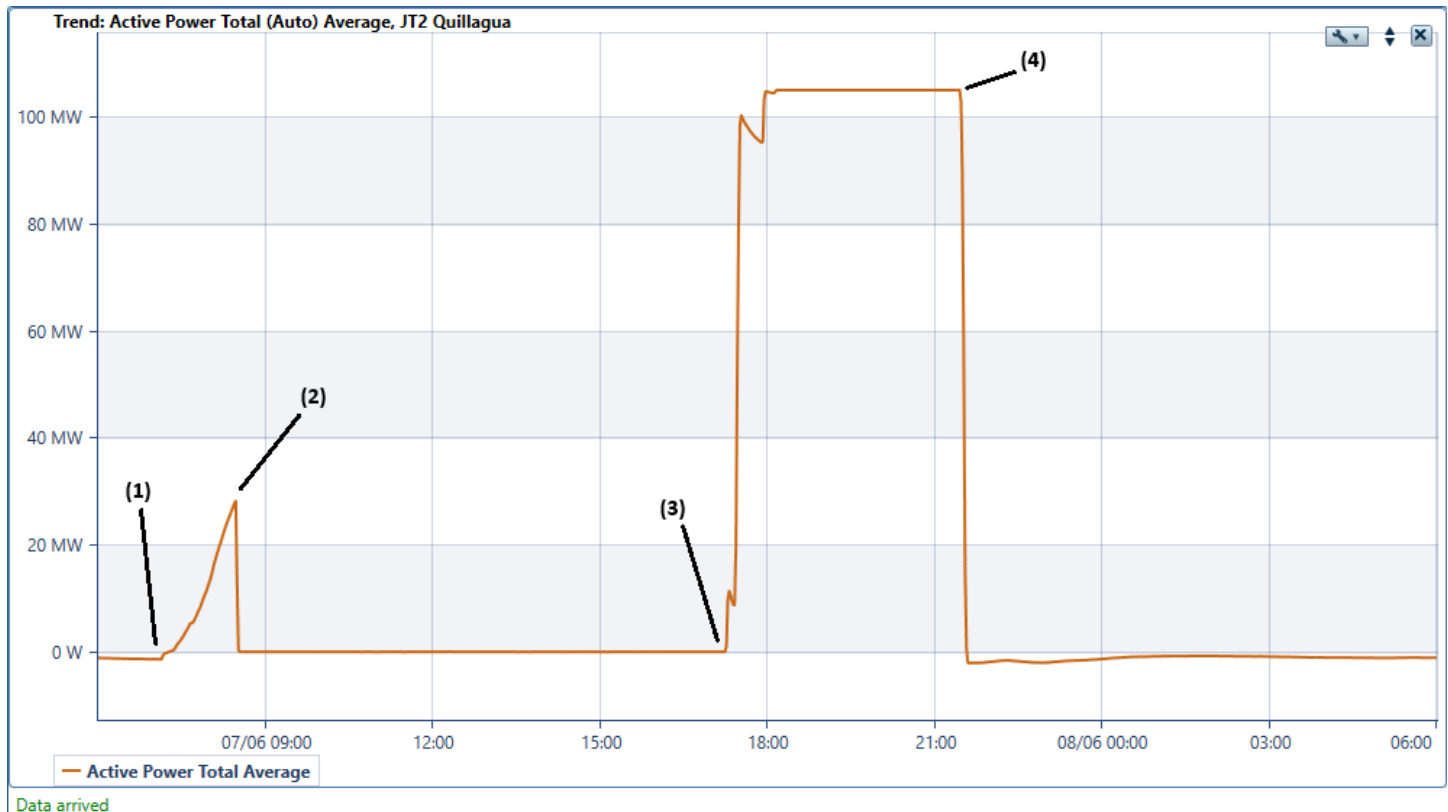


Fig. 2-8: Ejemplo de operación diaria con carga del parque híbrido desde generación fotovoltaica y operación nocturna.

La generación fotovoltaica se inicia momentos antes de las 8:00 hs **(1)**. Minutos más tarde, con la suficiente irradiación solar, se activa a la central de almacenamiento **(2)**. Bajo la forma de operación convencional, toda la generación fotovoltaica es utilizada para la carga de baterías, no utilizándose importación de energía desde la red para ello. Así, el balance de potencia activa entre el parque y la red eléctrica resulta nulo, condición que se mantiene durante una gran extensión de la jornada diurna. En el caso que las baterías logren cargarse antes de la finalización de la jornada diurna, el parque puede inyectar al sistema la generación proveniente del sistema fotovoltaico. Este paso, de llevarse a cabo, se inicia entre las 16 y 18hs – según las condiciones de irradiación del día – y finaliza con la caída del sol durante el atardecer. Este escenario de generación directa vespertino es esperable en los meses de primavera y verano.

Una vez avanzada la tarde / noche y conforme a los lineamientos del centro de control, se procede con la inyección de potencia activa desde el sistema BESS hacia la red **(3)**. Para el caso presentado en la Fig. 2-8, esto se da cerca de las 18:00. El BESS opera a potencia nominal (105MW) hasta tanto se descarguen sus baterías o reciba una instrucción del centro de despacho **(4)**. El caso presentado no constituye un ciclo completo de descarga, sino que se trató de una operación acotada a 4 horas.

2.7 Control de tensión en barra de 23kV

La central híbrida Quillagua II cuenta con un regulador de tensión bajo carga, fabricante MR, modelo Tapcon 230. Este controlador mide la tensión de la barra de 23kV de la central (compartida por la etapa fotovoltaica y de almacenamiento) y actúa sobre el cambiador de tap del transformador principal.

El cambio en la relación de transformación es de $\pm 10\%$, con una cantidad de 21 pasos. El tap central corresponde a la posición 10 y con una de variación de 1% por cada paso (relación tensión/tap). Los cambiadores de derivación están localizados en los devanados primarios (de alta tensión).

El controlador de tap opera bajo carga de manera automática. Cuando exista una diferencia de tensión de $\pm 2\%$ (con respecto al valor nominal de la tensión de barra) durante 1 minuto, realiza el cambio de toma. También se puede accionar de manera manual para efectos de mantenimiento y pruebas.

2.8 Control de tensión

De acuerdo con lo explicado en la sección 2.3, el PPC disponible en el parque cuenta con tres modos de control disponibles para prestar el servicio complementario de control de tensión:

- Potencia reactiva.
- Factor de potencia.
- Tensión Q(V).

El punto de medición existente se encuentra localizado en los terminales de salida del transformador principal del parque solar, a nivel de 220kV. Este punto de medición es coincidente con el utilizado en la campaña de medición para la realización de los ensayos de validación de modelos dinámicos, determinación de parámetros operacionales y verificación de los servicios complementarios.

El diagrama de bloques simplificado de cada uno de ellos se presenta en la Fig. 2-9 que se muestra a continuación. En ellas se destacan los siguientes aspectos:

- Tanto el controlador de potencia reactiva (figura a) como el de factor de potencia (figura b) cuentan con un controlador de acción proporcional e integral. Esto implica que el error de régimen permanente bajo estos modos de operación siempre será nulo (valor consignado = valor real).
- Ambos controladores son, en verdad, una única entidad. El controlador de factor de potencia es un controlador de potencia reactiva cuya referencia o consigna es ajustada de acuerdo con dos variables:
 - La consigna de factor de potencia ingresada por el operador.
 - La potencia activa medida.
- El controlador de tensión no cuenta con acción integral en lo que respecta al error de tensión medido. Esto implica que su acción de control no fuerza a que la tensión medida en el punto de interconexión equivalga al valor ingresado por el operador. Se trata de un controlador de potencia reactiva cuya referencia o consigna es ajustada por un estatismo de tensión. La referencia de potencia reactiva depende de las siguientes variables:
 - La consigna de tensión ingresada por el operador.
 - La tensión medida en el punto de interconexión.

- El ajuste de estatismo y banda muerta de tensión.

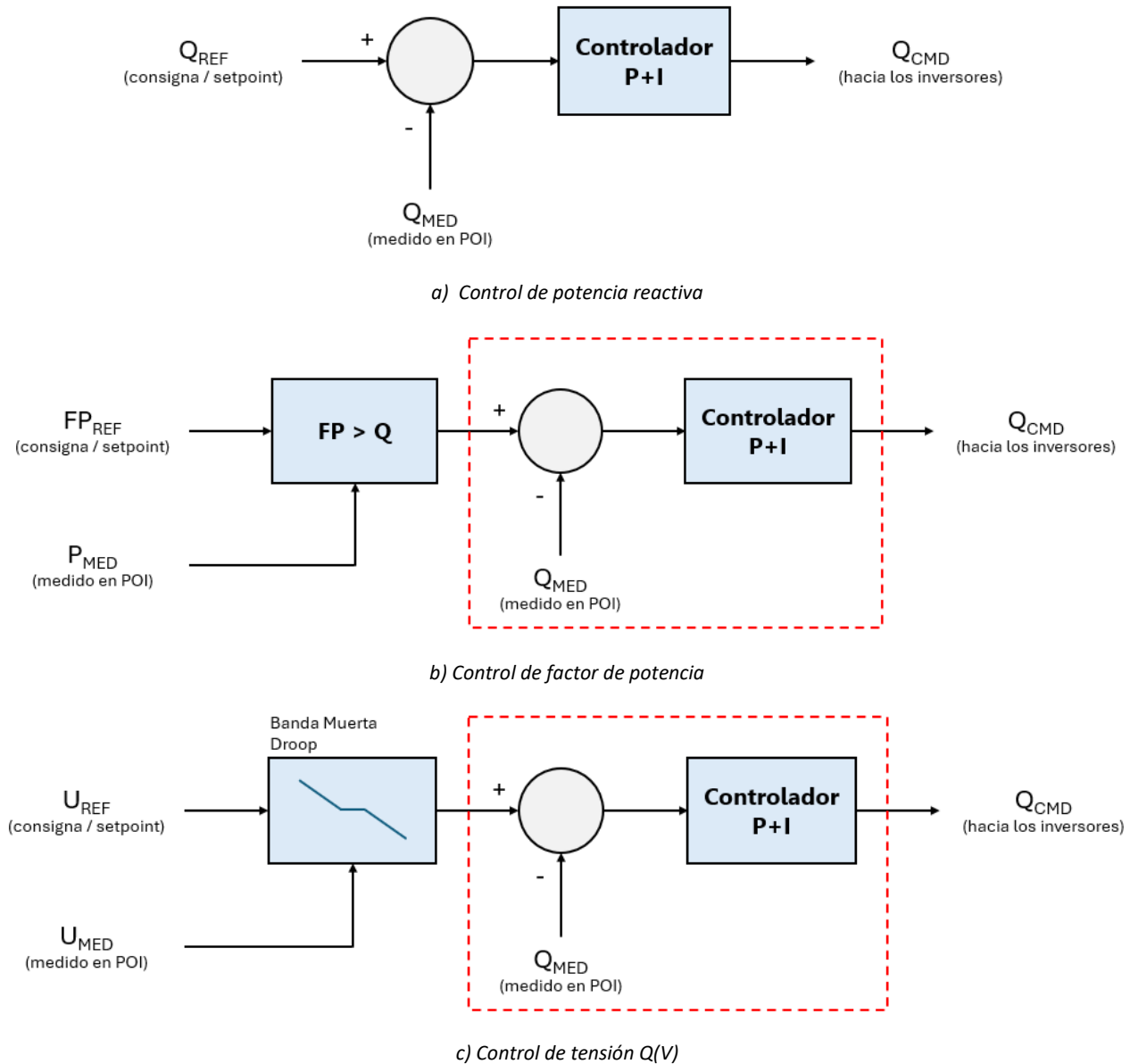


Fig. 2-9: Representación simplificada de los modos de control asociados al control de tensión.

La señal de consigna de potencia reactiva, dada en la Fig. 2-9 por la variable Q_{CMD} , se distribuye en forma homogénea a todos los inversores y convertidores BESS que se encuentran en servicio y bajo el control del PPC. De esta forma, la provisión del servicio complementario de control de tensión está distribuida tanto en los inversores como en los convertidores BESS. En caso de que alguna de las dos tecnologías no se encuentre en servicio (por la razón que fuese), el sistema funciona en forma idéntica a la aquí explicada con la instalación que se encuentre en línea y sin ningún tipo de cambio operativo para el operador.

Todos los inversores fotovoltaicos que componen la central Quillagua II tienen la posibilidad técnica de provisión y absorción de potencia reactiva en condiciones de nocturnidad. Para ello, una vez llegada la noche, el operador – en forma remota desde el Centro de Control – debe modificar manualmente la forma de operación de los inversores.

Una vez que el inversor fotovoltaico se encuentra operando bajo esta forma, es capaz de proveer y absorber potencia reactiva conforme a los comandos recibidos desde el control conjunto de planta. A su vez, los inversores que se encuentren en servicio son capaces de proveer y absorber corriente reactiva ante desvíos rápidos de tensión conforme a su ajuste de VRT.

Finalizada la noche, el operador – en forma remota desde el Centro de Control – modifica manualmente la forma de operación de los inversores para volver a configurarlos como inversores fotovoltaicos. La orden de modificación de la forma de operación de los inversores siempre será bajo el seguimiento y/o autorización del Centro de Despacho.

2.9 Principales parámetros del controlador conjunto

En esta sección se resumen algunos de los principales parámetros del controlador conjunto de planta y que se asocian a la provisión de servicios complementarios como el control de tensión y de frecuencia.

La visualización y modificación de ciertos parámetros auxiliares de los modos de control habilitados en el PPC no está disponible para el operador de la central. La modificación de algunos de ellos requiere la coordinación con personal especializado de Ingeteam, fabricante del PPC.

En las siguientes tablas se muestran algunos de los principales parámetros ajustados en el sistema de control. Esta información es provista por personal especializado de Greenergy.

- Límites máximos y mínimos para las consignas de los modos de control, Tabla 2-2.
- Ajustes del control de tensión Q(V), Tabla 2-3.
- Ajustes del control de frecuencia, Tabla 2-4.
- Ajustes del control de potencia activa, Tabla 2-5.

Modo de control	Valor mínimo	Valor máximo
Potencia reactiva	-34,5 MVAR	+34,5 MVar
Factor de potencia	-0,7	+0,7
Tensión	176 kV	264 kV
Potencia activa (POI)	-105 MW	105 MW
Potencia activa (BESS) ³	-105 MW	105 MW

Tabla 2-2: Rango de valores permitidos para las distintas consignas del PPC.

Parámetro	Valor actual
Banda muerta	0kV
Estatismo	19,14%

Tabla 2-3: Parámetros del control de tensión Q(V).

Parámetro	Valor actual
Banda muerta	±25mHz
Estatismo	4%
Base de potencia	Nominal (105 MW)

Tabla 2-4: Parámetros del control de frecuencia.

Parámetro	Valor actual
Rampa de toma de carga	±20%P _{NOM} /min

Tabla 2-5: Parámetros del control de potencia activa.

³ Siguiendo con la convención adoptada en 1.11, potencia activa negativa corresponde a carga de las baterías.

3 ENSAYOS SOBRE INVERSORES FOTOVOLTAICOS

A continuación, se presentan los ensayos y relevamiento de información necesario sobre los inversores fotovoltaicos de la central híbrida Quillagua II con el objetivo de verificar su provisión del servicio complementario de control de tensión.

3.1 Mediciones realizadas

La medición de las principales variables del inversor se realiza en sus terminales de salida, en 645V. El instrumental utilizado corresponde al analizador de redes detallado en la Tabla 1-4, el cual se conecta en forma directa a los terminales de baja tensión del inversor (sin necesidad de utilizar transformadores de medición). El punto de medida se identifica como P2 en la Tabla 1-6, siendo su número de ítem el 5. El emplazamiento de dicho punto de medida puede visualizarse en el diagrama unifilar del inversor fotovoltaico adjunto. La operación del convertidor se realiza en forma local con asistencia de personal técnico del fabricante.

3.2 Metodología de los ensayos

Las pruebas para la evaluación del control de tensión en la central Quillagua II se llevan a cabo sobre dos inversores fotovoltaicos. Se elige un convertidor del centro de transformación más cercano (CT14) y del más lejano (CT17) a la subestación PEQ.

Las pruebas realizadas son de dos tipos, según se explica a continuación:

- Control de potencia reactiva, en donde se evalúa la respuesta del controlador de potencia reactiva del inversor ante cambios – de tipo escalón – en su consigna. La operación se realiza en forma local, con asistencia del personal del fabricante. La magnitud del cambio aplicado es de 10% de la potencia aparente nominal, siendo ésta 3575kVA. La prueba se repite para distintos despachos de potencia activa: 0%, 50% y 70%, siendo éste el valor máximo de potencia activa alcanzado en función del recurso solar disponible al momento de los ensayos.
- Curva de capacidad, en donde se verifica por medio de ensayos en terreno la operación del convertidor en el extremo de la curva de capacidad definida por el fabricante.

3.3 Ensayos sobre el inversor fotovoltaico CT14.1

3.3.1 Control de potencia reactiva

Mínimo técnico

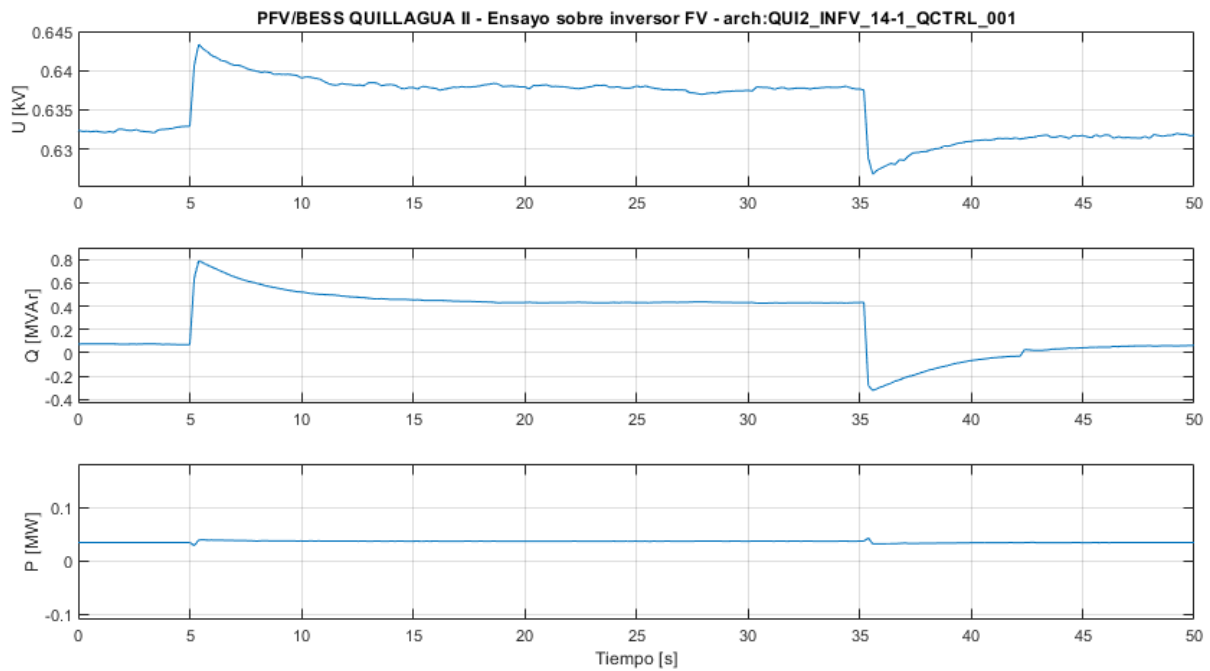


Figura 3-1: Ensayo sobre control de potencia reactiva, inversor CT14.INV1, operación a mínimo técnico.

Media carga ($P \approx +50\%$)

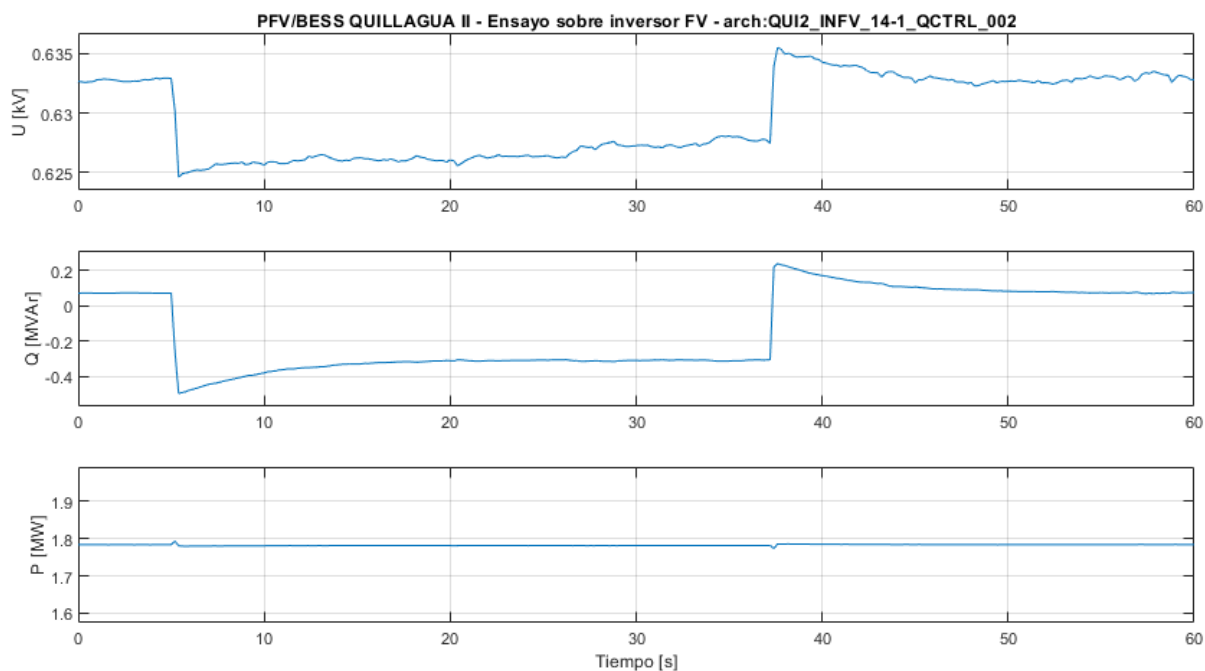


Figura 3-2: Ensayo sobre control de potencia reactiva, inversor CT14.INV1, operación a media carga.

Potencia máxima disponible ($P \approx 70\%$)

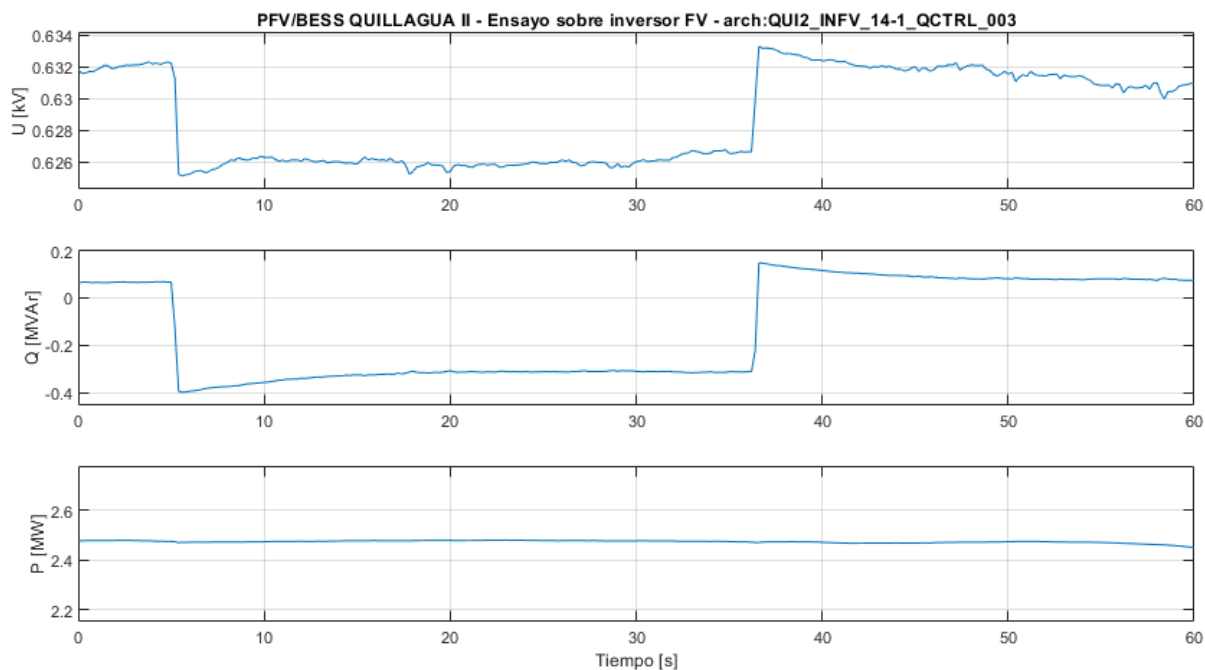


Figura 3-3: Ensayo sobre control de potencia reactiva, inversor CT14.INV1, operación a media-alta carga.

3.3.2 Curva de capacidad

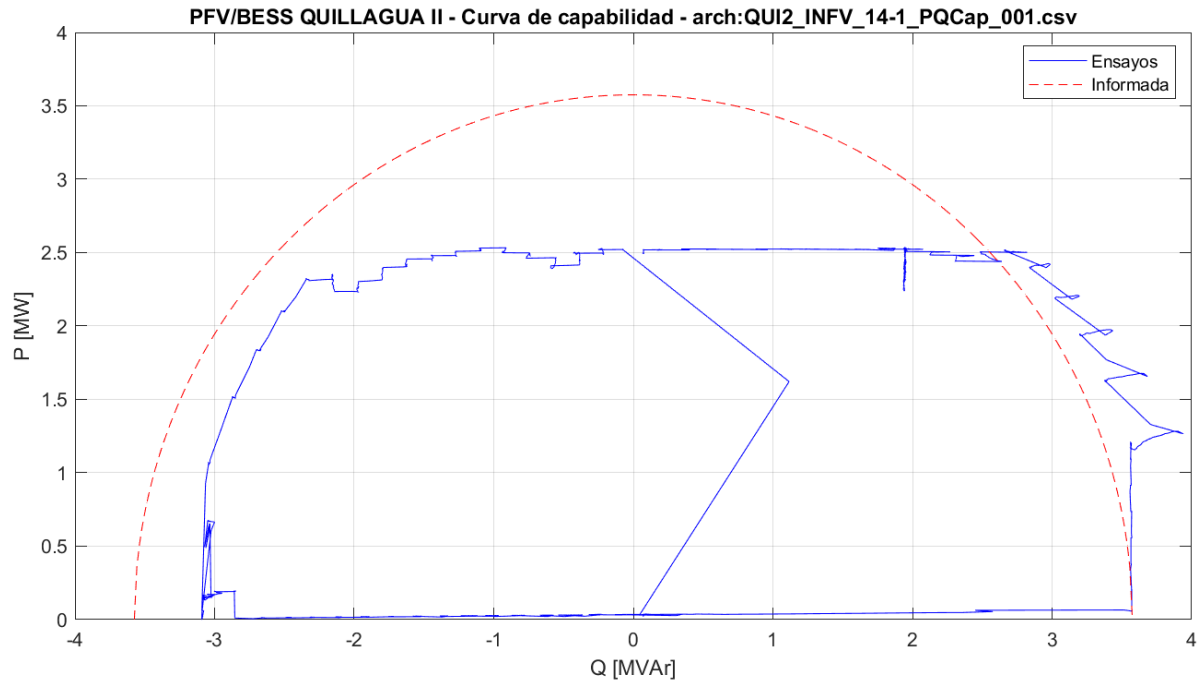


Figura 3-4: Curva de capacidad ensayada, inversor 1 del Centro de Transformación 14.

3.4 Ensayos sobre el inversor fotovoltaico CT17.1

3.4.1 Control de potencia reactiva

Mínimo técnico

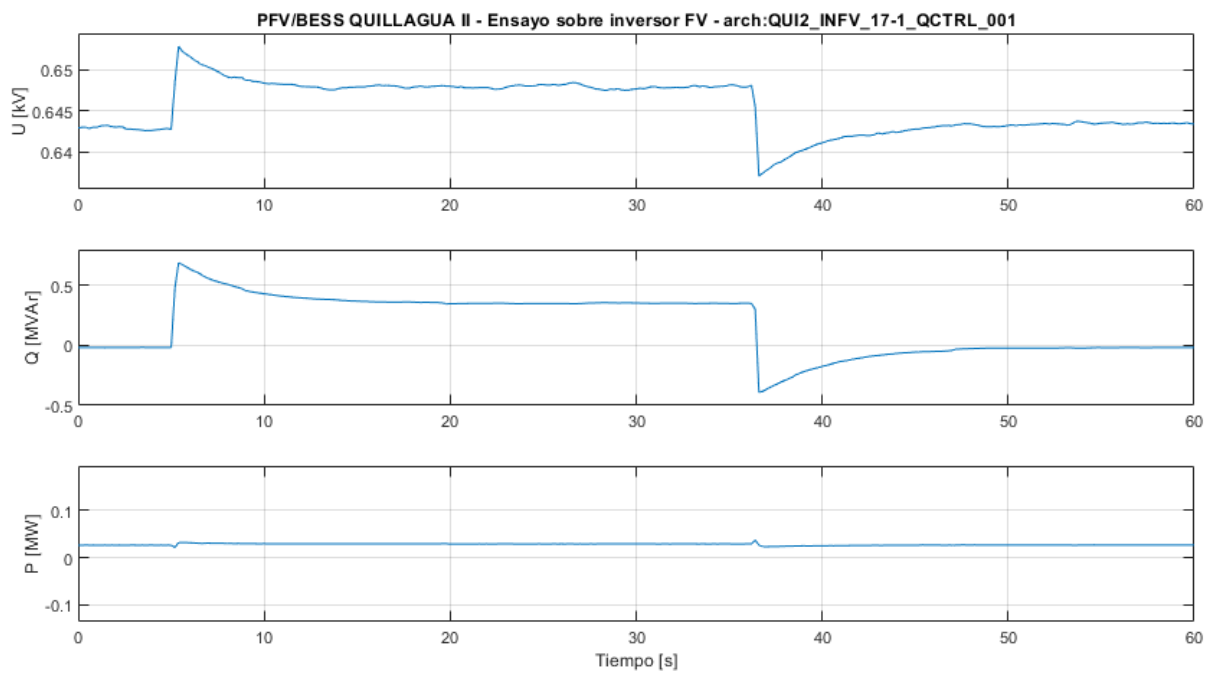


Figura 3-5: Ensayo sobre control de potencia reactiva, inversor CT17.INV1, operación a mínimo técnico.

Media carga ($P \approx +50\%$)

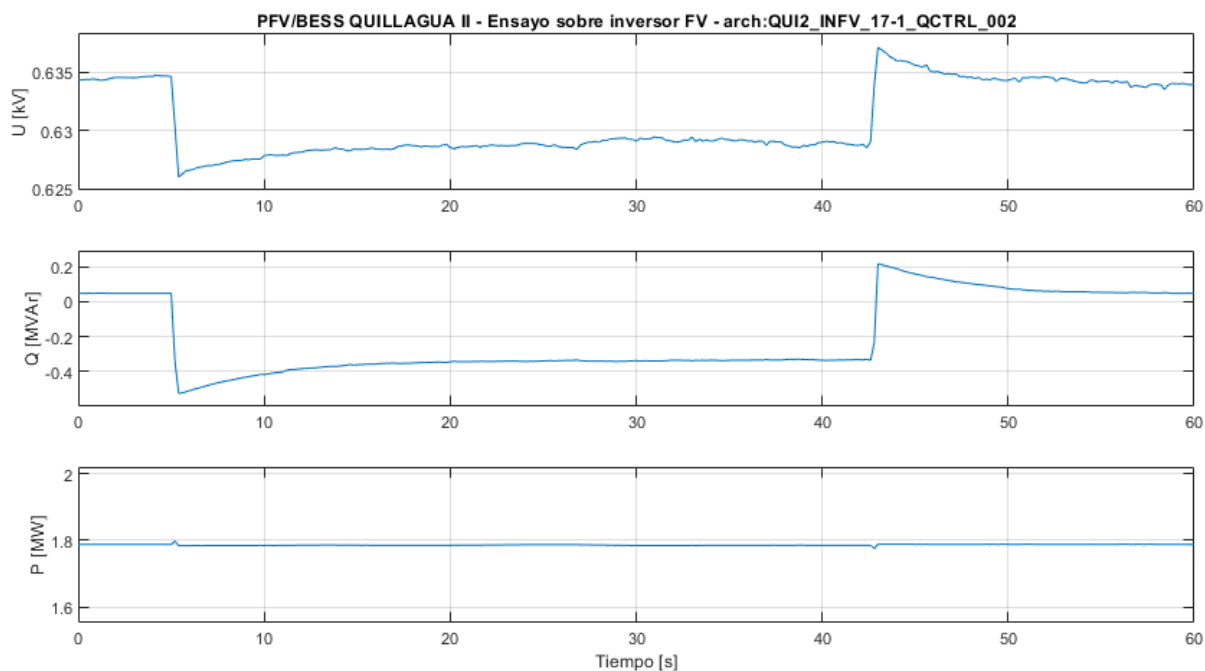


Figura 3-6: Ensayo sobre control de potencia reactiva, inversor CT17.INV1, operación a media carga.

Potencia máxima disponible ($P \approx 70\%$)

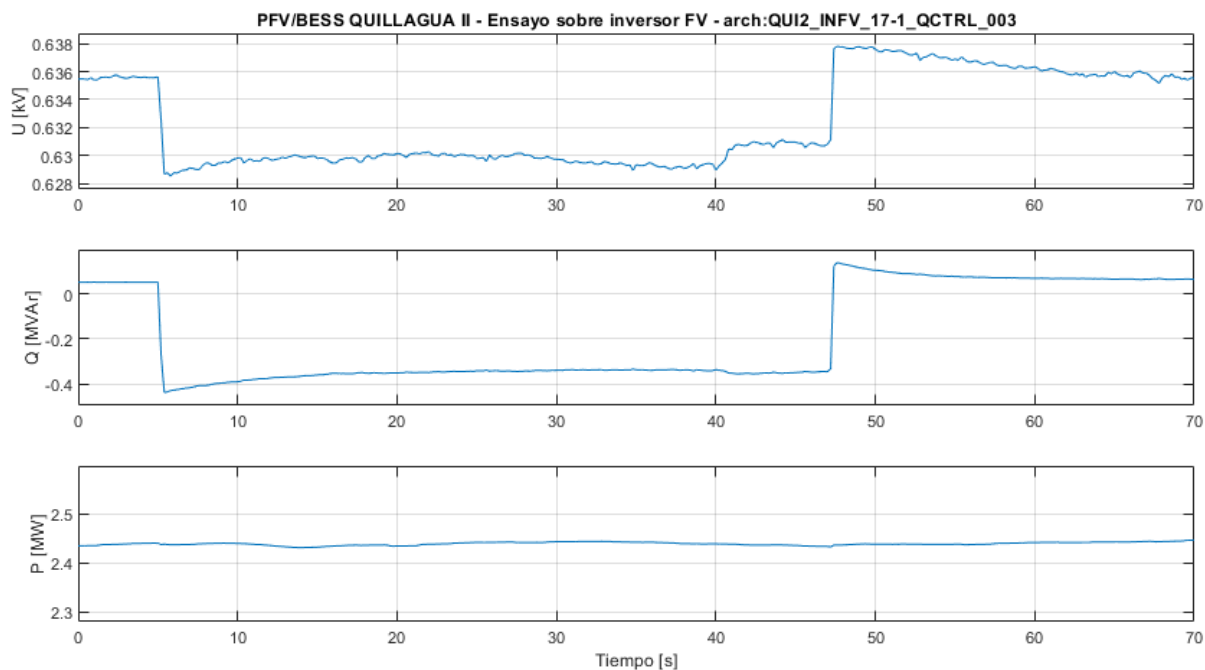


Figura 3-7: Ensayo sobre control de potencia reactiva, inversor CT17.INV1, operación a media-alta carga.

3.4.2 Curva de capacidad

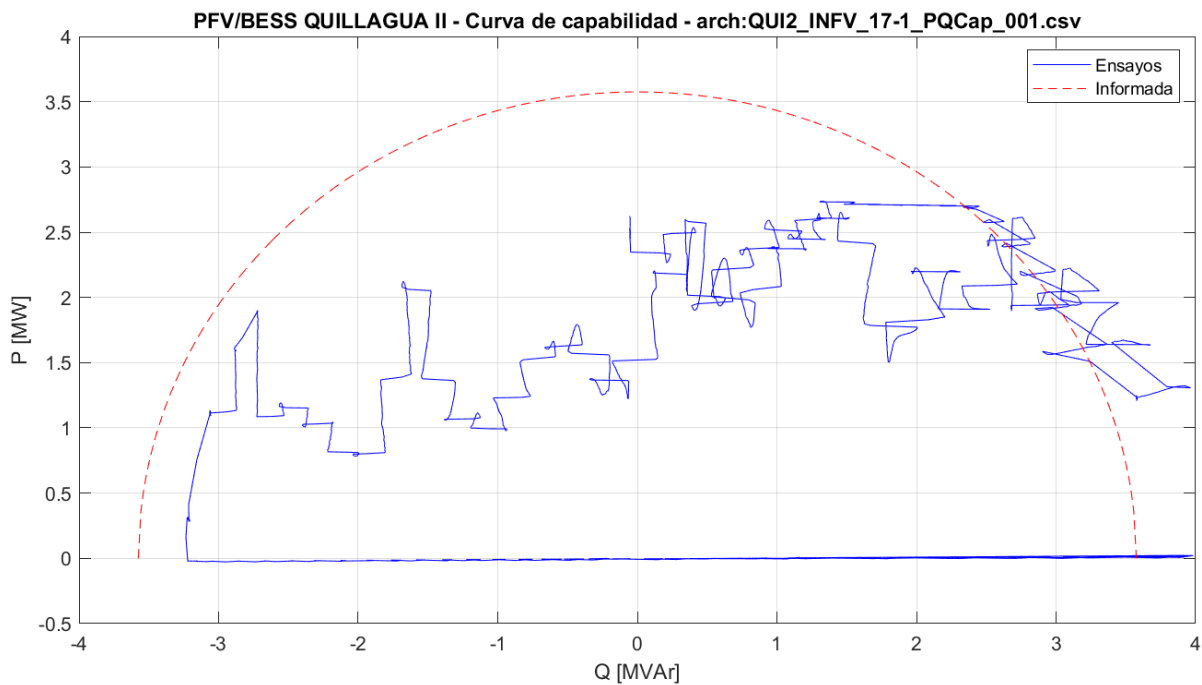


Figura 3-8: Curva de capacidad ensayada, convertidor 1 del Centro de Transformación 17.

3.5 Voltage Ride Through

En lo que respecta a su respuesta frente a desvíos de tensión, los inversores fotovoltaicos se encuentran configurados de acuerdo con los ajustes mostrados en la Figura 3-9.

Title	Value														
LVRT: Mode	Enabled ▾														
HVRT: Mode	Enabled ▾														
Fault exit strategy	Return to pre-fault Id/Iq references ▾														
Fault control strategy	Q AS MAX SAC; P PREV ▾														
Id-Iq Table refs settling time (milliseconds)	64 d b H														
Id-Iq Previous refs settling time (milliseconds)	64 d b H														
Maximum allowable time in recovery mode (milliseconds)	5000 d b H														
Expected minimum SCR at converter terminals (SCRx1000)	1000 d b H														
LVRT: Ip vs Vac Table (Vac: %Vnom) (Ip: %Ip)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>X</th> <th>Y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>90</td> <td>100</td> </tr> </tbody> </table>	X	Y	0	0	40	0	90	100						
X	Y														
0	0														
40	0														
90	100														
LVRT and HVRT: Iq vs Vac Table (Vac: %Vnom) (Iq: %Iq)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>X</th> <th>Y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>90</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>110</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>140</td> <td>-60</td> </tr> <tr> <td>160</td> <td>-100</td> </tr> </tbody> </table>	X	Y	0	100	40	100	90	0	110	0	140	-60	160	-100
X	Y														
0	100														
40	100														
90	0														
110	0														
140	-60														
160	-100														
FRT detection with Vac change	Disabled ▾														
Hysteresis for FRT exit	Disabled ▾														
Max absolute Iq during FRT (%)	100.0 d														
Vac change for FRT entry (%)	10.0 d														

Figura 3-9: Configuración de VRT de los inversores fotovoltaicos.

La Figura 4-14 muestra los datos de la Figura 3-9 en el plano $v-i_q$. De esta manera, se puede corroborar en forma visible la existencia de una banda muerta de tensión igual al $\pm 10\%$ y un factor K (definido como el cociente $\Delta I_q / \Delta u$) equivalente al 2%.

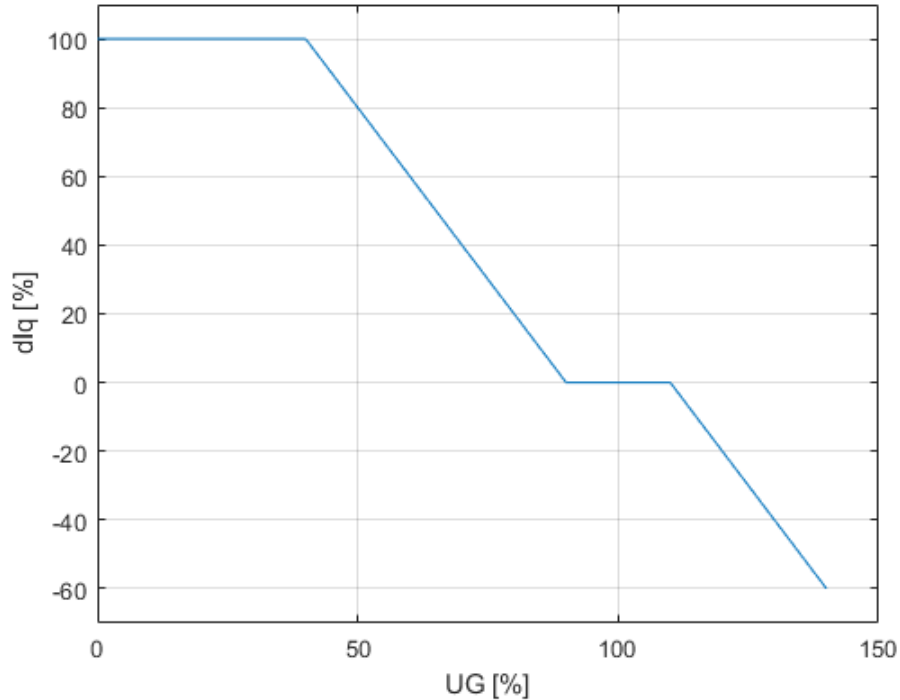


Figura 3-10: Ajustes de configuración del Voltage Ride Through para los inversores fotovoltaicos.

Así, el ajuste del soporte dinámico de tensión se encuentra en sintonía con los requerimientos de la Norma Técnica en su artículo 3-7.

3.6 Absorción e inyección de potencia reactiva durante la noche

Los inversores fotovoltaicos Ingeteam instalados cuentan con la posibilidad técnica de inyección o absorción de potencia reactiva durante la noche. La habilitación (o deshabilitación) de este modo de control requiere del acceso remoto a la configuración de cada inversor por parte del operador. El parámetro del inversor dedicado a este fin se llama *Operation Mode*, debiendo estar en *Night Inject / Statcom* para encontrarse habilitado este modo de operación⁴.

⁴ Al momento de la captura de pantalla, el inversor se encontraba en modo de generación fotovoltaica.

Title	Value
Operation Mode	PV

Operation Mode

1: PV_INVERTER

2: VAC_SOURCE

3: SHORT

6: STORAGE

7: VDC_SOURCE

8: NIGHT_INJECT / STATCOM

10: PV_GRID_FORMING

11: VAC_SOURCE_BT

12: STORAGE_BT

13: AUX_SERVICES_FEEDER / SOAKING

14: H2

Figura 3-11: Parámetro de habilitación de modo de operación nocturna de los inversores fotovoltaicos.

La maniobra es tal que, al anochecer, el operador detiene al inversor fotovoltaico (si no es que ya estaba detenido por escasa o nula irradiación) y configura al inversor por medio de este parámetro para su operación como *statcom*. Bajo esta forma de trabajo nocturna, el inversor fotovoltaico aporta/absorbe corriente reactiva ante condiciones de desvíos de tensión, así como también genera/absorbe potencia reactiva conforme a lo solicitado – vía comunicaciones – por el controlador conjunto de planta.

El modo de potencia reactiva nocturna se centraliza por medio del PPC, permitiendo al operador dos modos de control disponibles:

- Potencia reactiva.
- Tensión Q(V).

Así, el PPC envía consignas de potencia reactiva a los inversores disponibles con el fin de cumplir con el setpoint ingresado en el punto de interconexión. Se tratan de los mismos modos de control disponibles en el PPC para la operación diurna de la central.

En el caso que la planta opere en forma híbrida (PFV y BESS) en condiciones nocturnas, los inversores fotovoltaicos sólo participan en la distribución de la potencia reactiva, mientras que los convertidores BESS podrán absorber o generar potencia activa conforme al setpoint ingresado por el operador en el PPC.

4 ENSAYOS SOBRE CONVERTIDORES BESS

A continuación, se presentan los ensayos y relevamiento de información necesario sobre los convertidores BESS de la central híbrida Quillagua II con el objetivo de verificar su provisión del servicio complementario de control de tensión.

4.1 Mediciones realizadas

La medición de las principales variables del inversor se realiza en sus terminales de salida, en 630V. El instrumental utilizado corresponde al analizador de redes detallado en la Tabla 1-4, el cual se conecta en forma directa a los terminales de baja tensión del inversor (sin necesidad de utilizar transformadores de medición). El punto de medida se identifica como P2 en la Tabla 1-6, siendo su número de ítem el 5. El emplazamiento de dicho punto de medida puede visualizarse en el diagrama unifilar del convertidor BESS adjunto. La operación del convertidor se realiza en forma local con asistencia de personal técnico del fabricante.

4.2 Metodología de los ensayos

Las pruebas para la evaluación del control de tensión en la central Quillagua II se llevan a cabo sobre dos convertidores BESS. Se elige un convertidor del centro de transformación más cercano (CT16) y del más lejano (CT19) a la subestación PEQ.

Las pruebas realizadas son de dos tipos, según se explica a continuación:

- Control de potencia reactiva, en donde se evalúa la respuesta del controlador de potencia reactiva del convertidor ante cambios – de tipo escalón – en su consigna. La operación se realiza en forma local, con asistencia del personal del fabricante. La magnitud del cambio aplicado es de 10% de la potencia aparente nominal, siendo ésta 2946kVA. La prueba se repite para distintos despachos de potencia activa: -90%, -50%, 0%, 50% y 90%.
- Curva de capacidad, en donde se verifica por medio de ensayos en terreno la operación del convertidor en el extremo de la curva de capacidad definida por el fabricante.

4.3 Ensayos sobre el convertidor CT16.1

4.3.1 Control de potencia reactiva

Descarga de baterías a alta carga ($P \approx +90\%$)

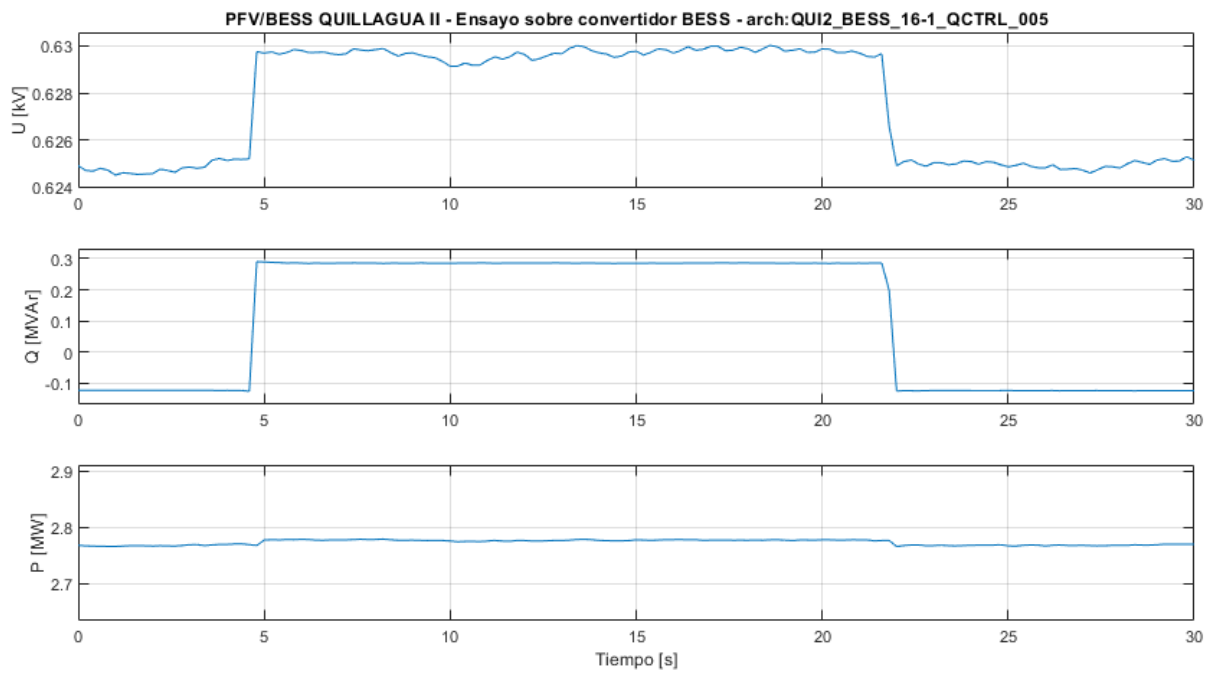


Figura 4-1: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT16.INV1, descarga de baterías a alta carga.

Descarga de baterías a media carga ($P \approx +50\%$)

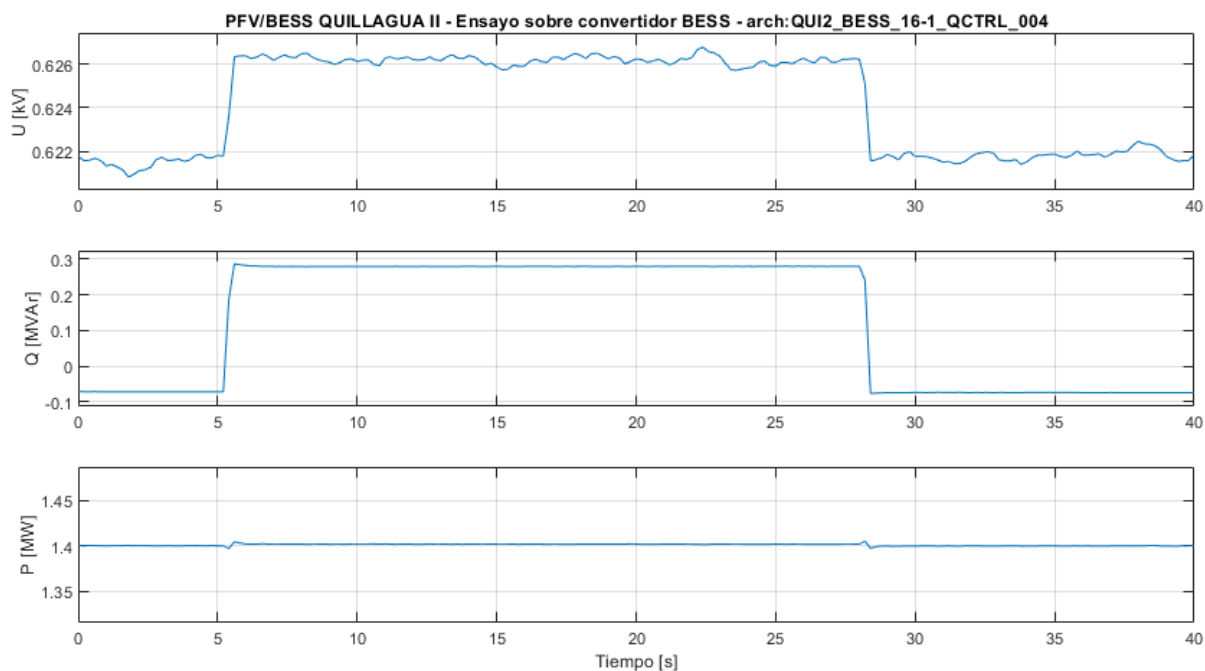


Figura 4-2: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT16.INV1, descarga de baterías a media carga.

Operación a mínimo técnico ($P \approx 0\%$)

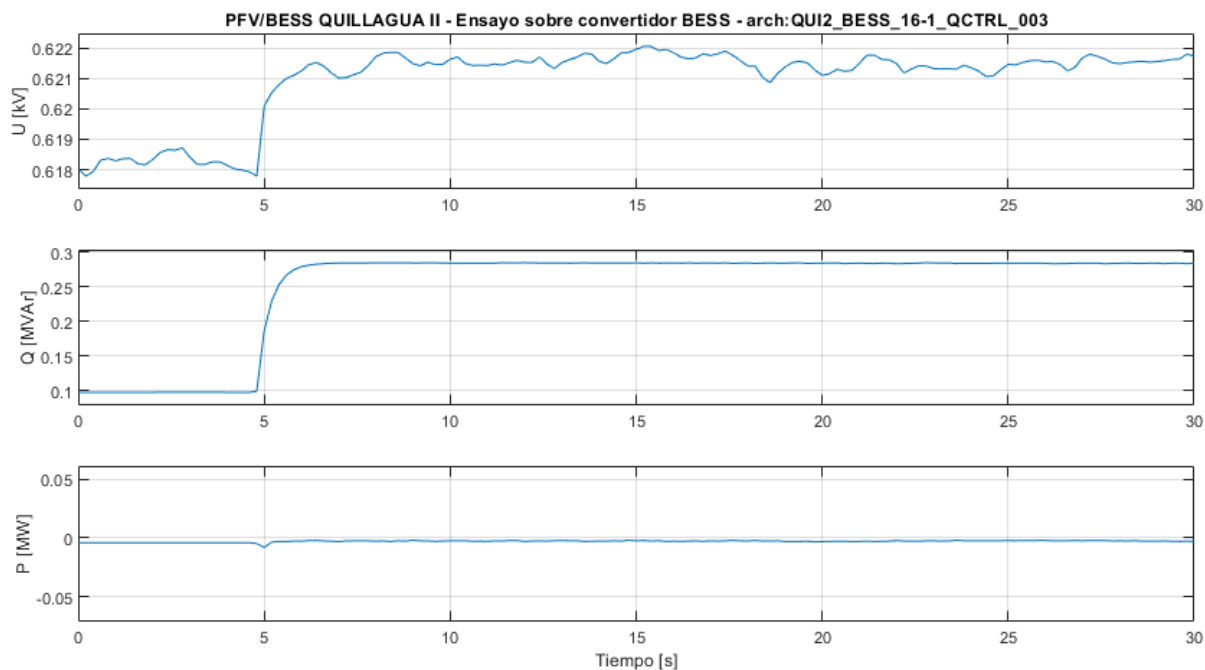


Figura 4-3: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT16.INV1, descarga de baterías a mínimo técnico.

Carga de baterías a media carga ($P \approx -50\%$)

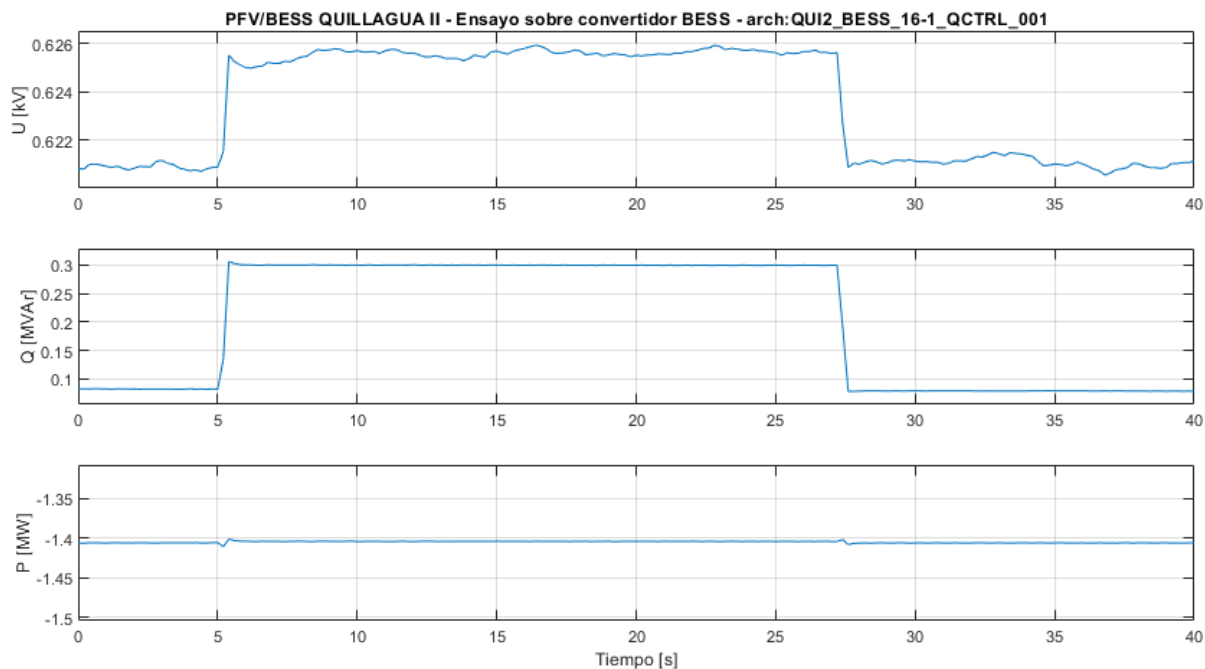


Figura 4-4: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT16.INV1, carga de baterías a media carga.

Carga de baterías a media carga ($P \approx -90\%$)

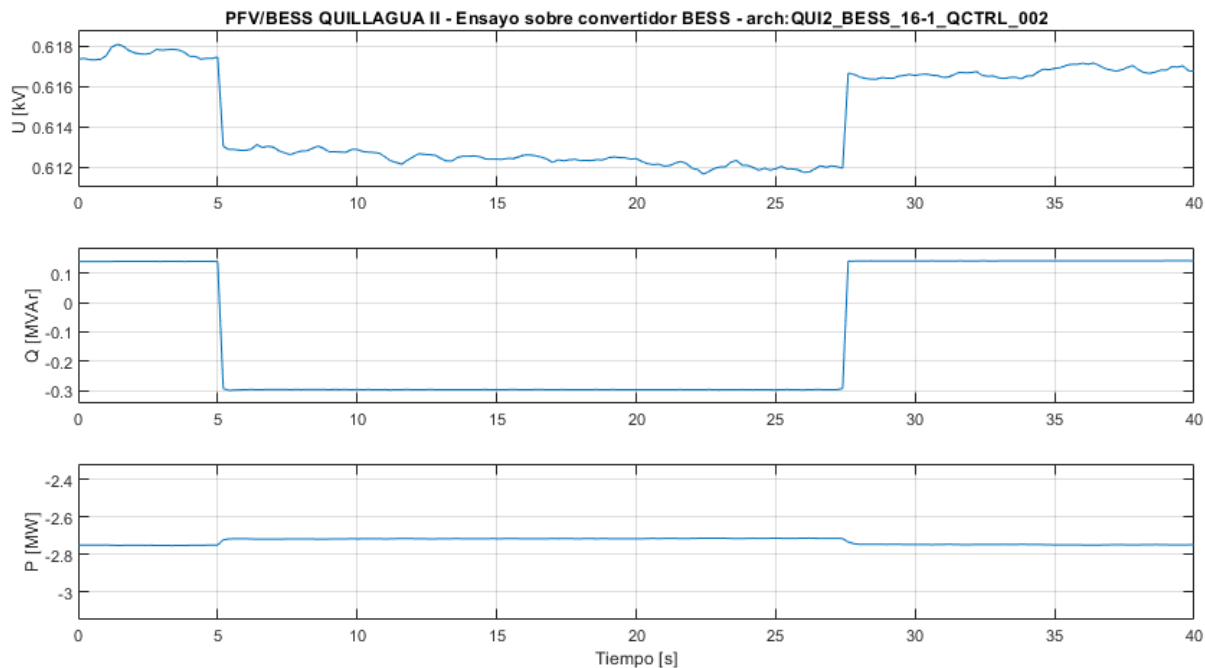


Figura 4-5: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT16.INV1, carga de baterías a alta carga.

4.3.2 Curva de capacidad

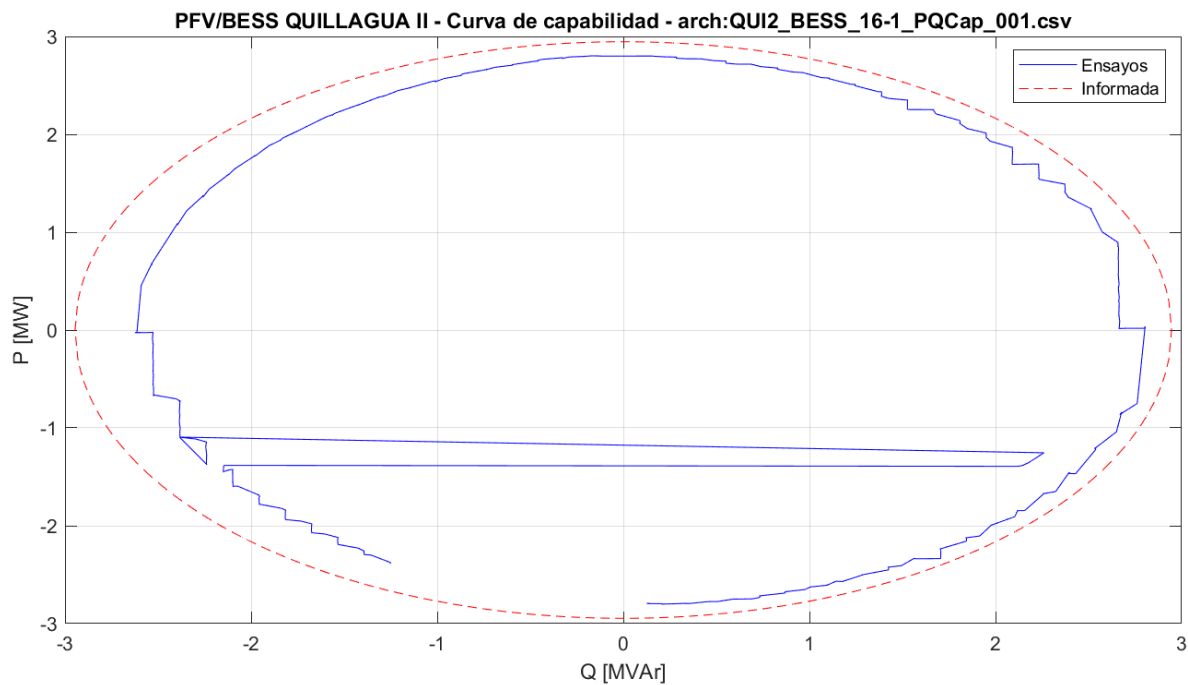


Figura 4-6: Curva de capacidad ensayada, convertidor 1 del Centro de Transformación 16.

4.4 Ensayos sobre el convertidor CT19.1

4.4.1 Control de potencia reactiva

Descarga de baterías a alta carga ($P \approx +90\%$)

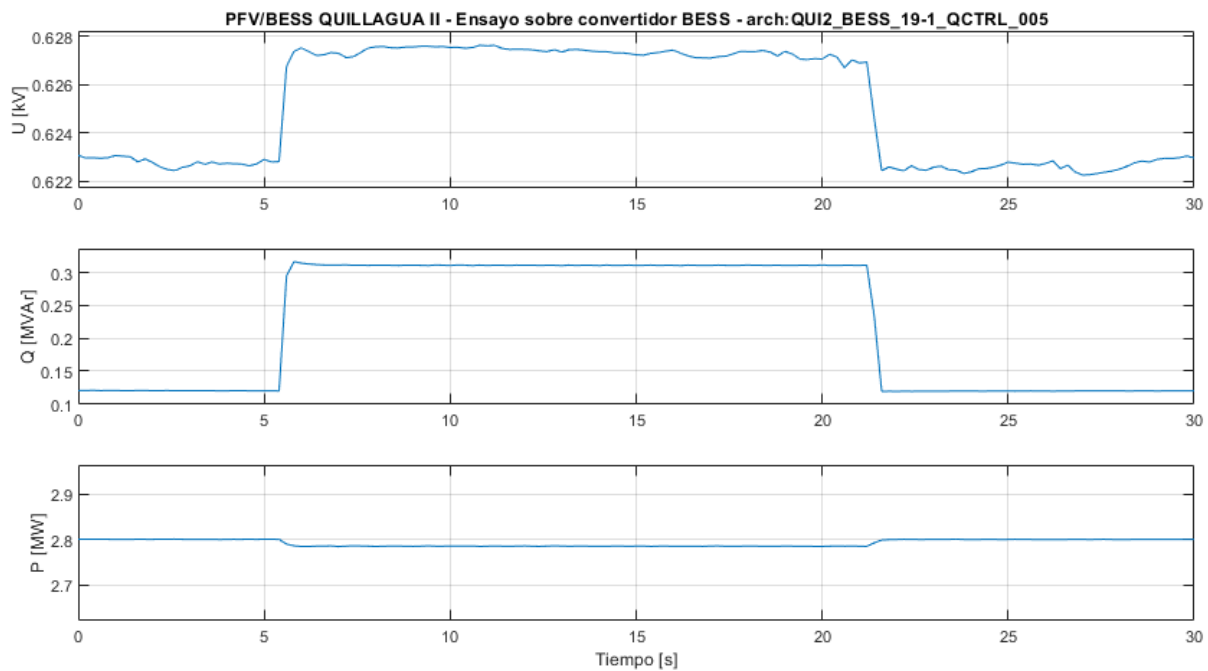


Figura 4-7: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT19.INV1, descarga de baterías a alta carga.

Descarga de baterías a media carga ($P \approx +50\%$)

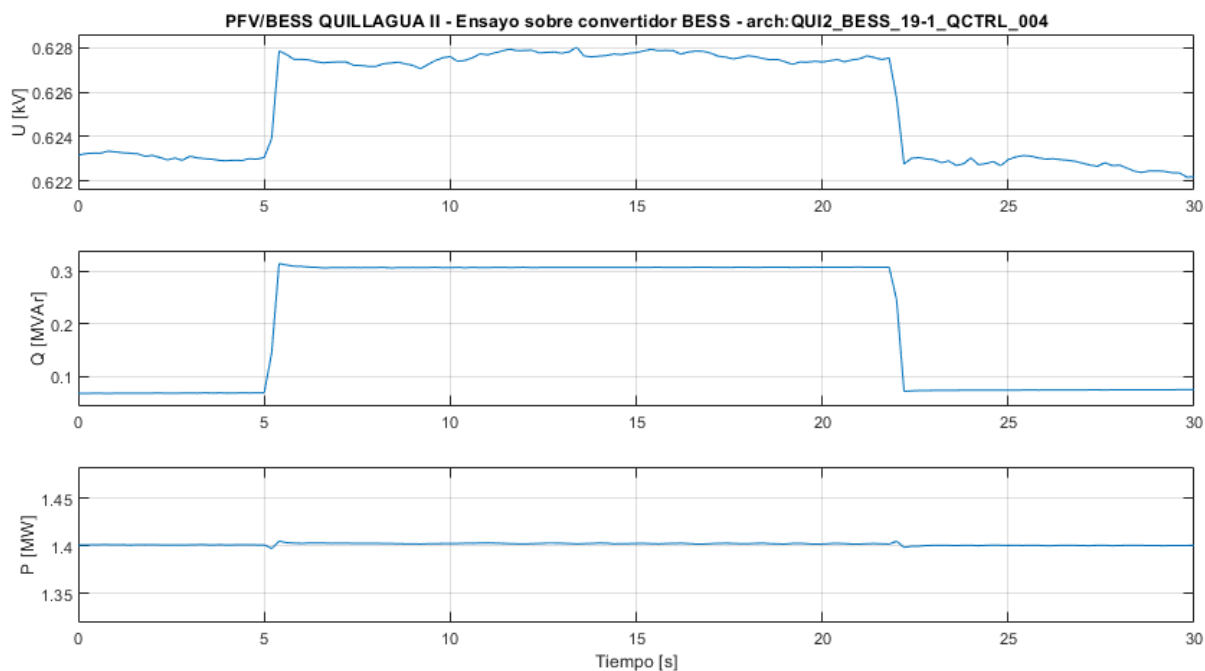


Figura 4-8: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT19.INV1, descarga de baterías a media carga.

Operación a mínimo técnico ($P \approx 0\%$)

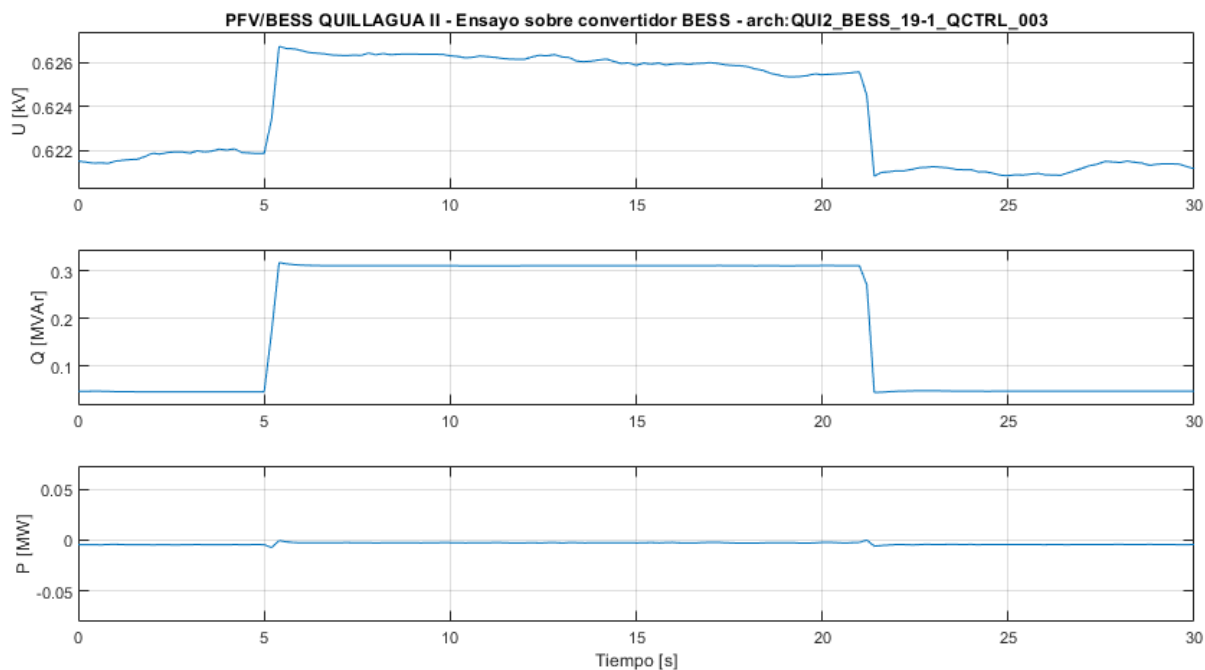


Figura 4-9: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT19.INV1, descarga de baterías a mínimo técnico.

Carga de baterías a media carga ($P \approx -50\%$)

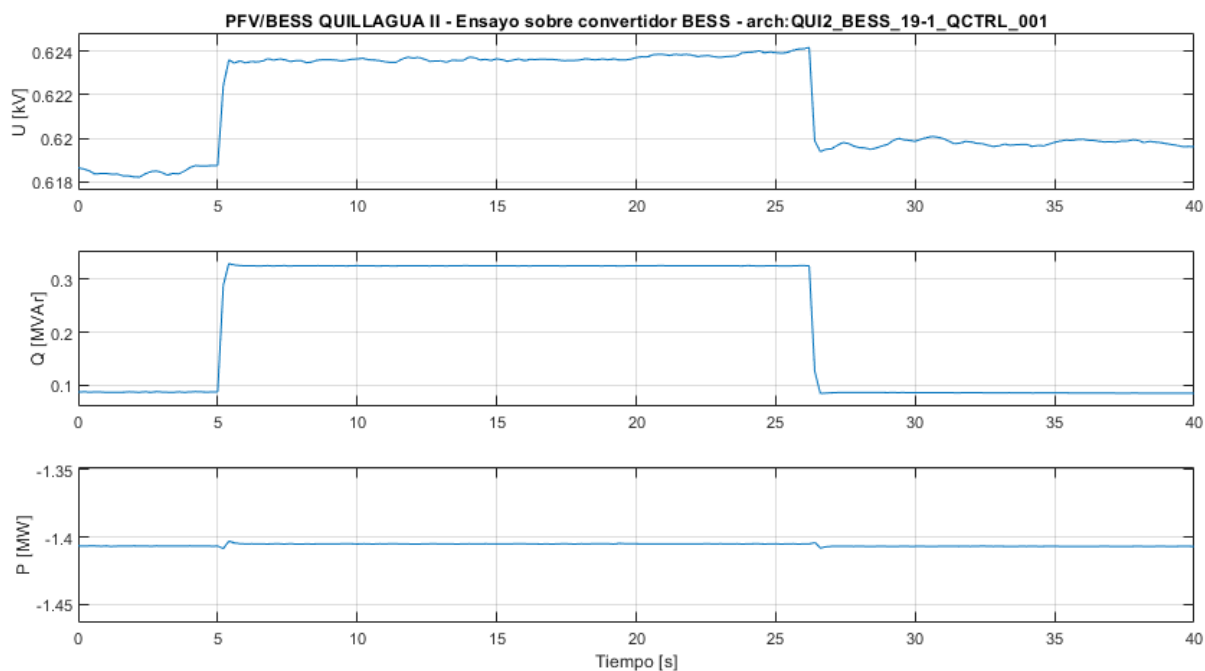


Figura 4-10: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT19.INV1, carga de baterías a media carga.

Carga de baterías a media carga ($P \approx -90\%$)

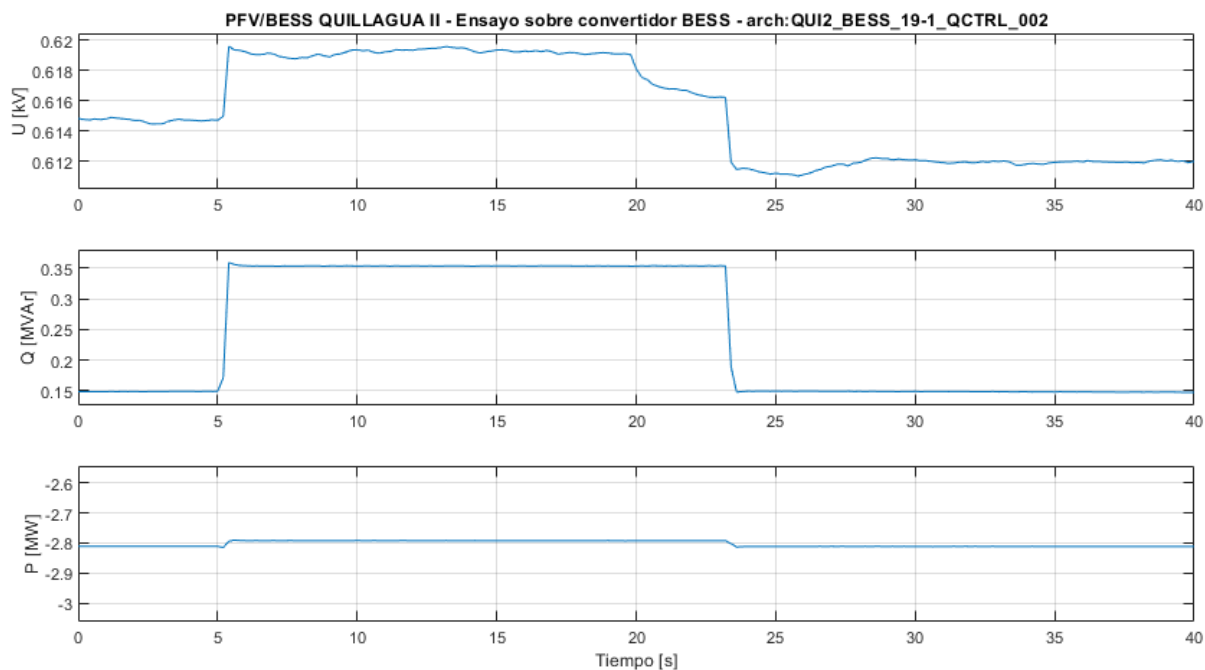


Figura 4-11: Ensayo sobre control de potencia reactiva, convertidor CT19.INV1, carga de baterías a alta carga.

4.4.2 Curva de capacidad

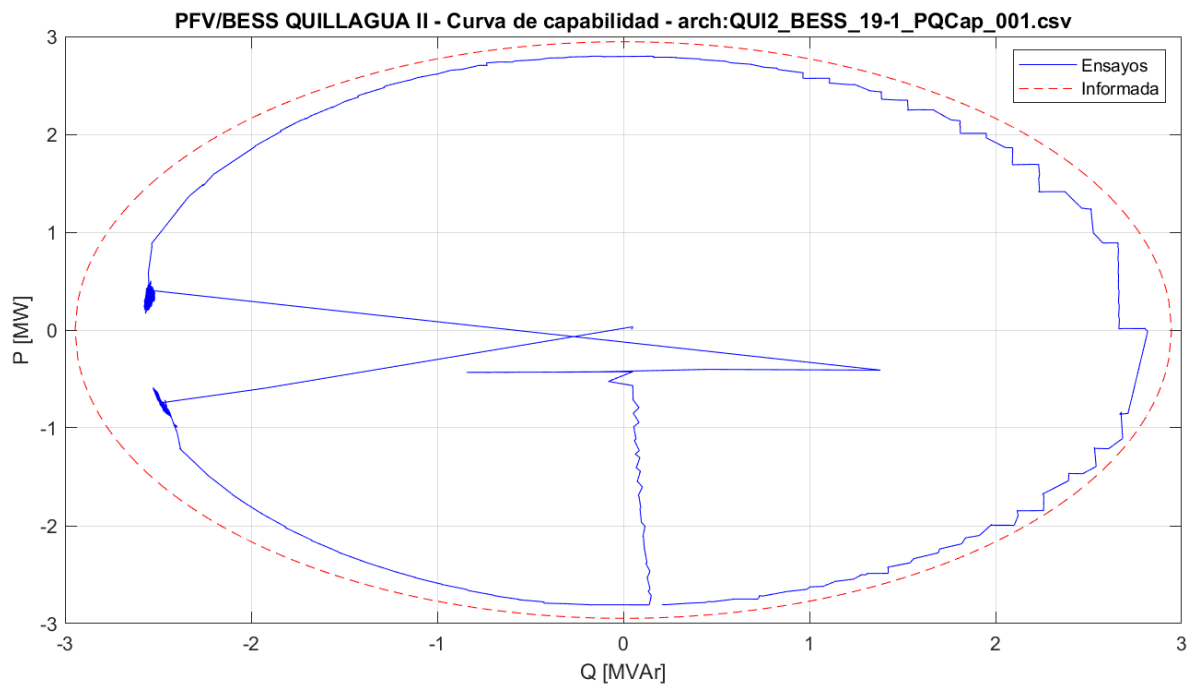


Figura 4-12: Curva de capacidad ensayada, convertidor 1 del Centro de Transformación 19.

4.5 Voltage Ride Through

En lo que respecta a su respuesta frente a desvíos de tensión, los convertidores BESS se encuentran configurados de acuerdo con los ajustes mostrados en la Figura 4-13.

Title	Value														
LVRT: Mode	Enabled ▾														
HVRT: Mode	Enabled ▾														
Fault exit strategy	Return to pre-fault Id/Iq references ▾														
Fault control strategy	Q AS MAX SAC; P PREV ▾														
Id-Iq Table refs settling time (milliseconds)	64 d b H														
Id-Iq Previous refs settling time (milliseconds)	64 d b H														
Maximum allowable time in recovery mode (milliseconds)	5000 d b H														
Expected minimum SCR at converter terminals (SCRx1000)	1000 d b H														
LVRT: Ip vs Vac Table (Vac: %Vnom) (Ip: %Ip)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>X</th> <th>Y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>90</td> <td>100</td> </tr> </tbody> </table>	X	Y	0	0	40	0	90	100						
X	Y														
0	0														
40	0														
90	100														
LVRT and HVRT: Iq vs Vac Table (Vac: %Vnom) (Iq: %Iq)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>X</th> <th>Y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>90</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>110</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>140</td> <td>-60</td> </tr> <tr> <td>160</td> <td>-100</td> </tr> </tbody> </table>	X	Y	0	100	40	100	90	0	110	0	140	-60	160	-100
X	Y														
0	100														
40	100														
90	0														
110	0														
140	-60														
160	-100														
FRT detection with Vac change	Disabled ▾														
Hysteresis for FRT exit	Disabled ▾														
Max absolute Iq during FRT (%)	100.0 d														
Vac change for FRT entry (%)	10.0 d														

Figura 4-13: Configuración de VRT de los convertidores BESS.

La Figura 4-14 muestra los datos de la Figura 4-13 en el plano $v-i/q$. De esta manera, se puede corroborar en forma visible la existencia de una banda muerta de tensión igual al $\pm 10\%$ y un factor K (definido como el cociente $\Delta I_q / \Delta u$) equivalente al 2%.

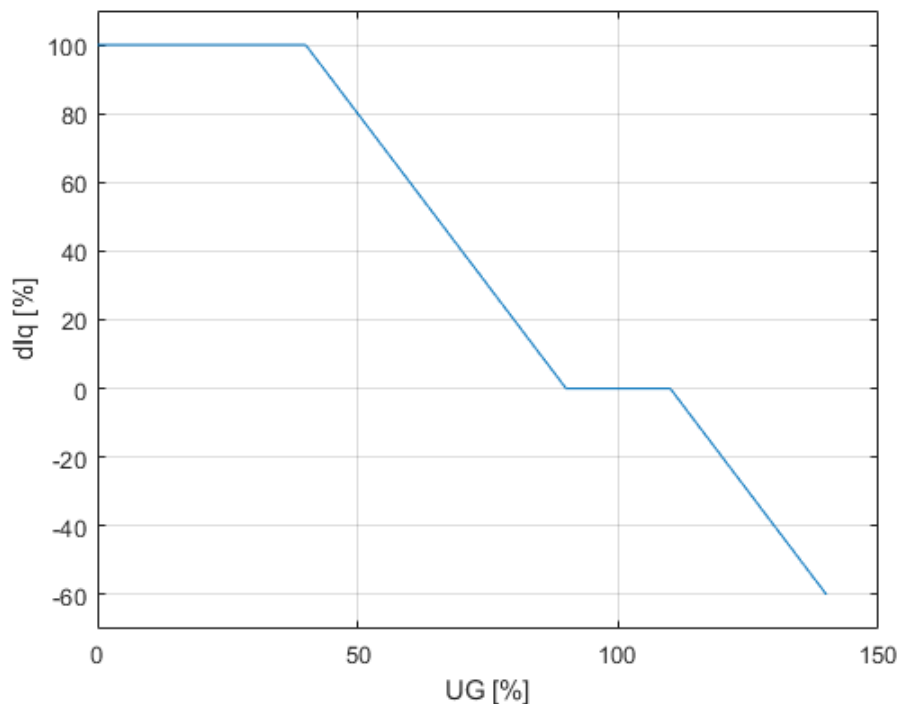


Figura 4-14: Ajustes de configuración del Voltage Ride Through para los convertidores BESS.

Así, el ajuste del soporte dinámico de tensión se encuentra en sintonía con los requerimientos de la Norma Técnica en su artículo 3-7.

5 ENSAYOS SOBRE CONTROL CONJUNTO DE PLANTA

A continuación, se presentan los ensayos y relevamiento de información necesario sobre el PFV y BESS Quillagua II con el objetivo de verificar su provisión del servicio complementario de control tensión.

5.1 Mediciones realizadas

Las principales medidas registradas durante los ensayos de determinación de parámetros de partida y detención a nivel de planta son las siguientes:

- Punto de interconexión, ítem #1 de la Tabla 1-6. Medido en 220kV en forma directa.
- Etapa fotovoltaica, ítem #3 de la Tabla 1-6. Medido en 23kV en forma indirecta.
- Etapa de almacenamiento, ítem #4 de la Tabla 1-6. Medido en 23kV en forma indirecta.

La Tabla 1-6 especifica, para cada ítem, el instrumental utilizado. Cada uno de los puntos de medida, de acuerdo con su identificación, se encuentran graficados en los diagramas unifilares adjuntos al informe.

De acuerdo con lo informado, la central híbrida Quillagua II opera a sus componentes fotovoltaica y de almacenamiento en forma coordinada. Por tal motivo, este informe no apunta a la evaluación *stand-alone* del sistema de baterías sino al análisis conjunto de ambas instalaciones.

Las variables eléctricas asociadas a la parte fotovoltaica y de almacenamiento no constituyen valores que puedan atribuirse como potencia bruta porque son medidos – en forma indirecta – en media tensión. La utilización de estos tiene como objetivo mostrar el estado de operación de ambas componentes del parque híbrido durante los ensayos.

5.2 Modos de operación ensayados

El presente informe de verificación del servicio complementario de control de tensión se repite para tres modos de operación de la central híbrida Quillagua:

- PFV (generación directa).
- BESS (descarga).
- PFV + BESS (con el BESS tanto en carga como descarga).
- PFV (Q @ Night), con BESS fuera deservicio.

5.3 Metodología de los ensayos

La metodología de las pruebas se basa en la operación centralizada de la central híbrida Quillagua II y sus diferentes combinaciones de operación por medio de su control conjunto de planta. Para los ensayos de verificación del control de tensión, se consigna el valor de referencia en el punto de interconexión dado por el PPC, resultando en un cambio de tipo escalón. A partir de la perturbación aplicada se miden los distintos parámetros de desempeño, tales como: tiempo de establecimiento, tiempo de crecimiento, sobreoscilación máxima, retardo de acción y error de régimen permanente. Los resultados obtenidos son presentados en las secciones 5.5, 5.5.3 y 5.7.

Los ensayos correspondientes a la evaluación dinámica del control de tensión se llevan a cabo en los siguientes modos de control:

- Control de potencia reactiva.
- Control de factor de potencia.
- Control de tensión Q(V).

La evaluación de cada modo de control se realiza en tres niveles de carga: baja, media y alta.

La magnitud de las perturbaciones aplicadas se elige a partir de los lineamientos establecidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios, Control de Tensión. En ella, la magnitud de la perturbación aplicada es aproximadamente un 10% de la potencia nominal de la central, que para la central híbrida Quillagua representa 9,5MVAR aproximadamente. En el caso del modo de control de tensión Q(V), la perturbación es del 3%.

Junto con los ensayos para la determinación de la respuesta dinámica del control se ejecuta la prueba de curva de capacidad máxima del parque. En ella se pretende maximizar la inyección y absorción de potencia reactiva en ocho puntos de la curva de capacidad del parque, siendo cuatro puntos en la zona de absorción de potencia reactiva (equivalente a la subexcitación) y los restantes cuatro en la zona de inyección de potencia reactiva (equivalente a la sobreexcitación). Los valores obtenidos por medio de ensayos son contrastados con la curva de capacidad teórica máxima, cuya definición surge de la curva de capacidad de los inversores fotovoltaicos y convertidores instalados y de los límites operativos con que cuenta la central híbrida.

El ensayo de la curva de capacidad máxima se repite para dos formas de operación de la central: PFV + BESS y BESS (con el PFV fuera de servicio)

5.4 Lineamientos generales para la evaluación de la performance dinámica

La presente sección describe los lineamientos generales para la evaluación del controlador de tensión con el objetivo de identificar los parámetros de performance dinámica de cada controlador. Para cada perturbación se presentan dos figuras:

- La respuesta simultánea de las variables principales en el punto de interconexión: tensión RMS, potencia reactiva y activa (punto de medición P1). Se incluye también el valor de potencia activa correspondiente al sistema BESS, medido en MT (punto de medición PBESS).
- La respuesta dinámica de la potencia reactiva (con zoom), sobre la que se determinan los parámetros de desempeño del controlador.
 - Tiempo de crecimiento: intervalo de tiempo entre el 10% y 90% del desvío final alcanzado (definido como la diferencia entre el valor final e inicial).
 - Tiempo de establecimiento: intervalo entre la aplicación de la perturbación y el tiempo en que se alcanza una banda de $\pm 5\%$ sobre el desvío final alcanzado, sin salir de ella en instantes de tiempo posteriores.
 - Sobreoscilación máxima, referida sobre una base equivalente al desvío final alcanzado.
 - Error de régimen permanente.
 - Tiempo de retardo: retardo en la acción de control.

Para cada nivel de carga se presentan dos perturbaciones: una de signo positivo y otra de signo negativo. Esto se hace a los efectos de verificar la simetría de la respuesta dinámica del controlador en un sentido y el otro.

El resumen de los parámetros de desempeño obtenidos es presentado en una planilla adjunta al presente informe.

5.5 Modo de control de potencia reactiva

5.5.1 PFV y BESS

Generación directa y carga – $P_B = 1 \text{ MW}$, $P_{PV} = 54 \text{ MW}$, $P_{BESS} = -53 \text{ MW}$

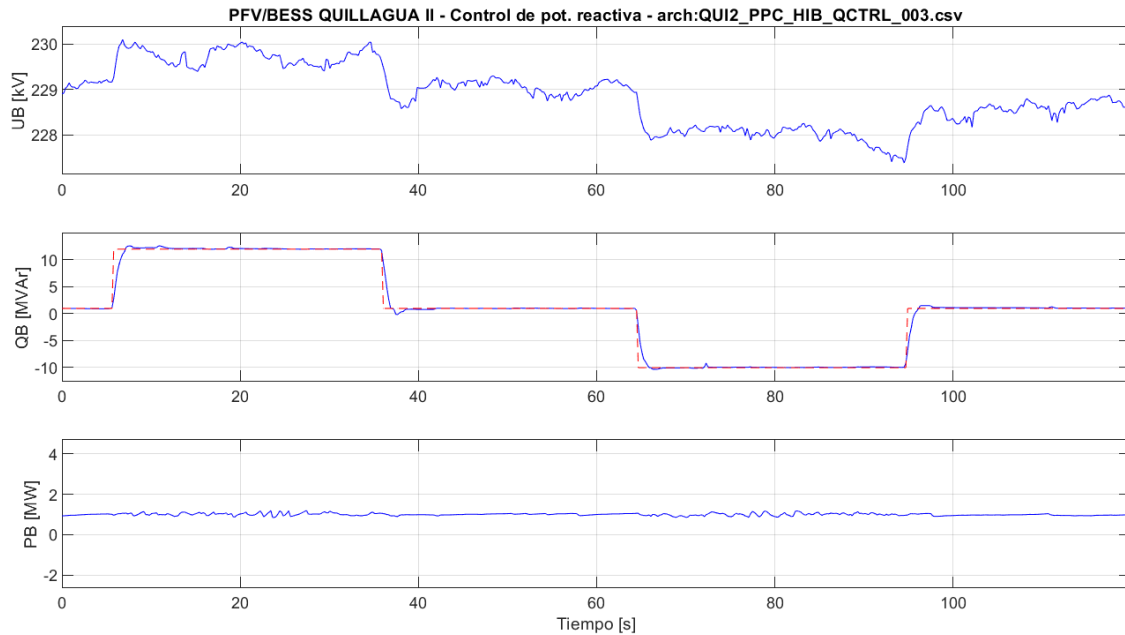


Figura 5-1: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1 \text{ MVar} \pm 11 \text{ MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_003.

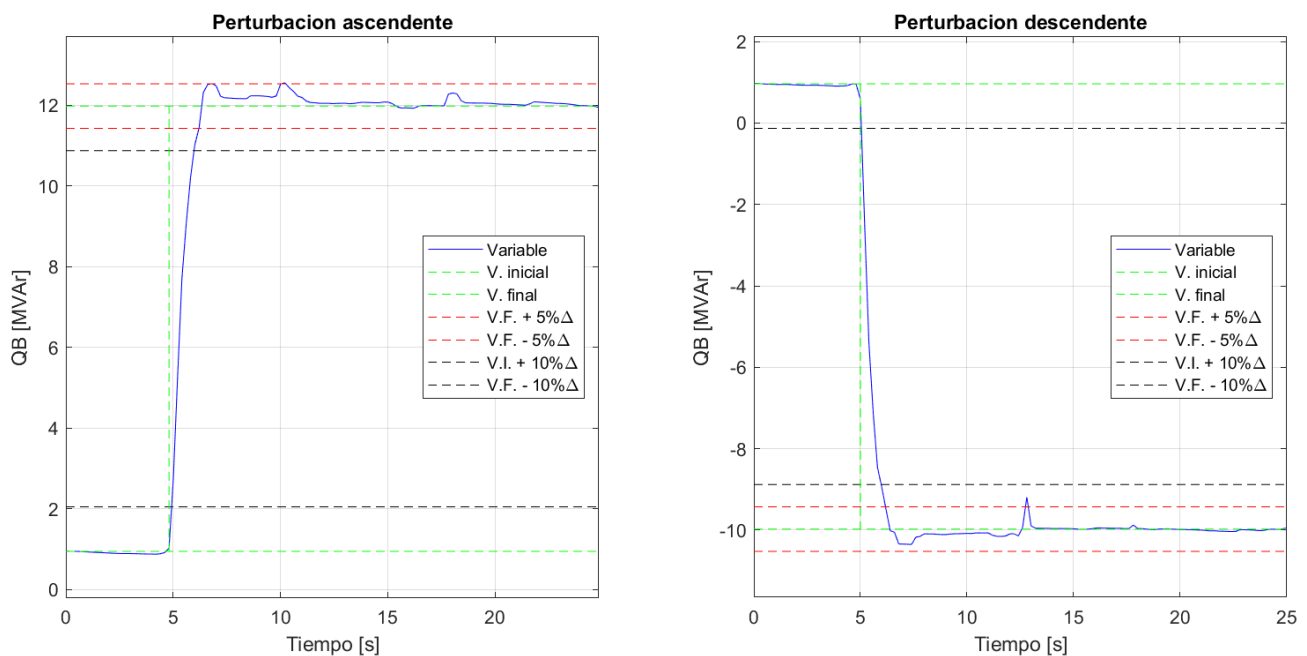


Figura 5-2: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1 \text{ MVar} \pm 11 \text{ MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_003.

Generación directa y carga – $P_B = 40 \text{ MW}$, $P_{PV} = 55 \text{ MW}$, $P_{BESS} = -15 \text{ MW}$

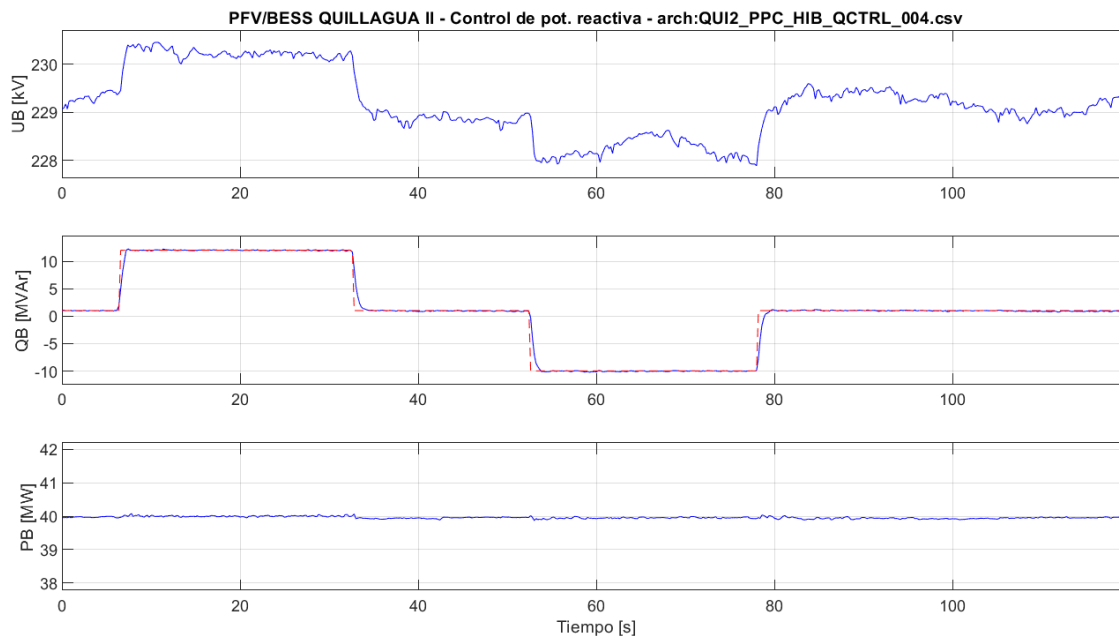


Figura 5-3: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1 \text{ MVar} \pm 11 \text{ MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_004.

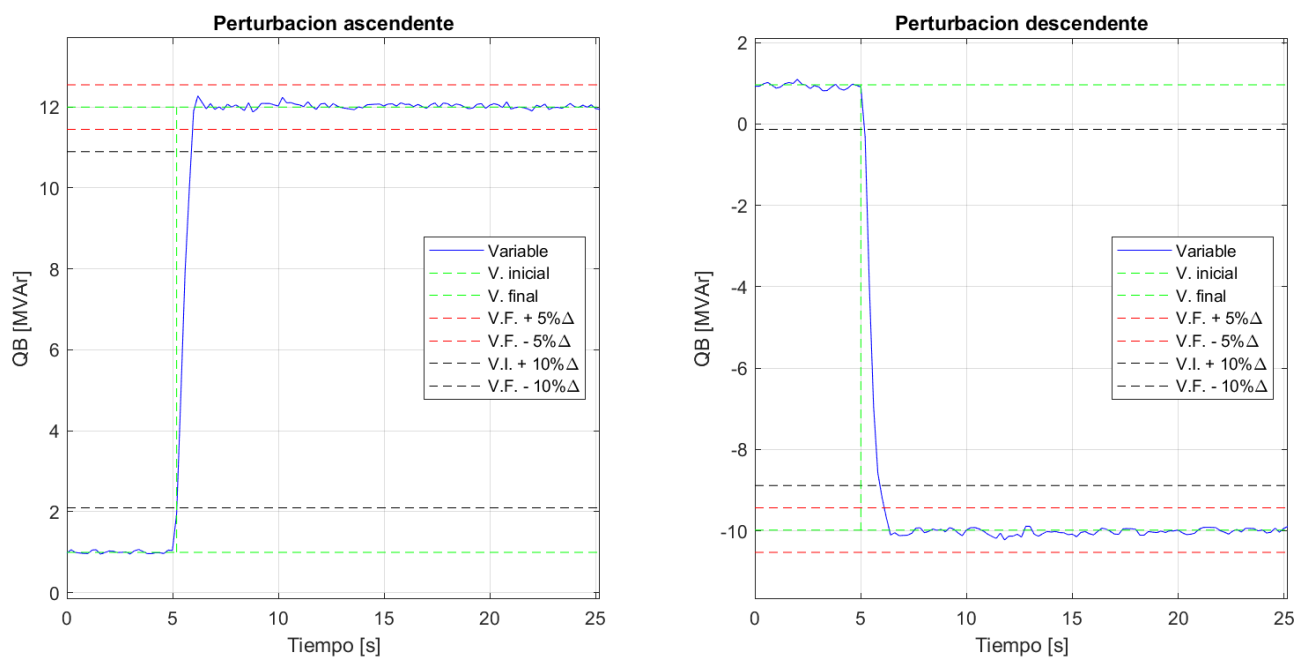


Figura 5-4: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1 \text{ MVar} \pm 11 \text{ MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_004.

Generación directa y carga – $P_B = 40$ MW, $P_{PV} = 55$ MW, $P_{BESS} = -15$ MW

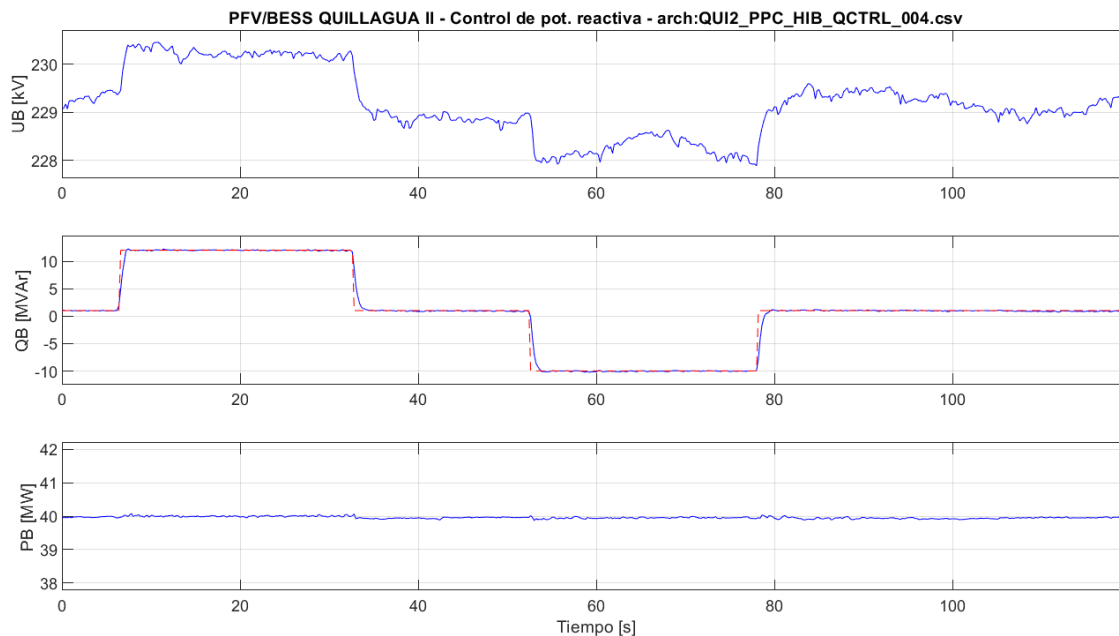


Figura 5-5: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 11\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_004.

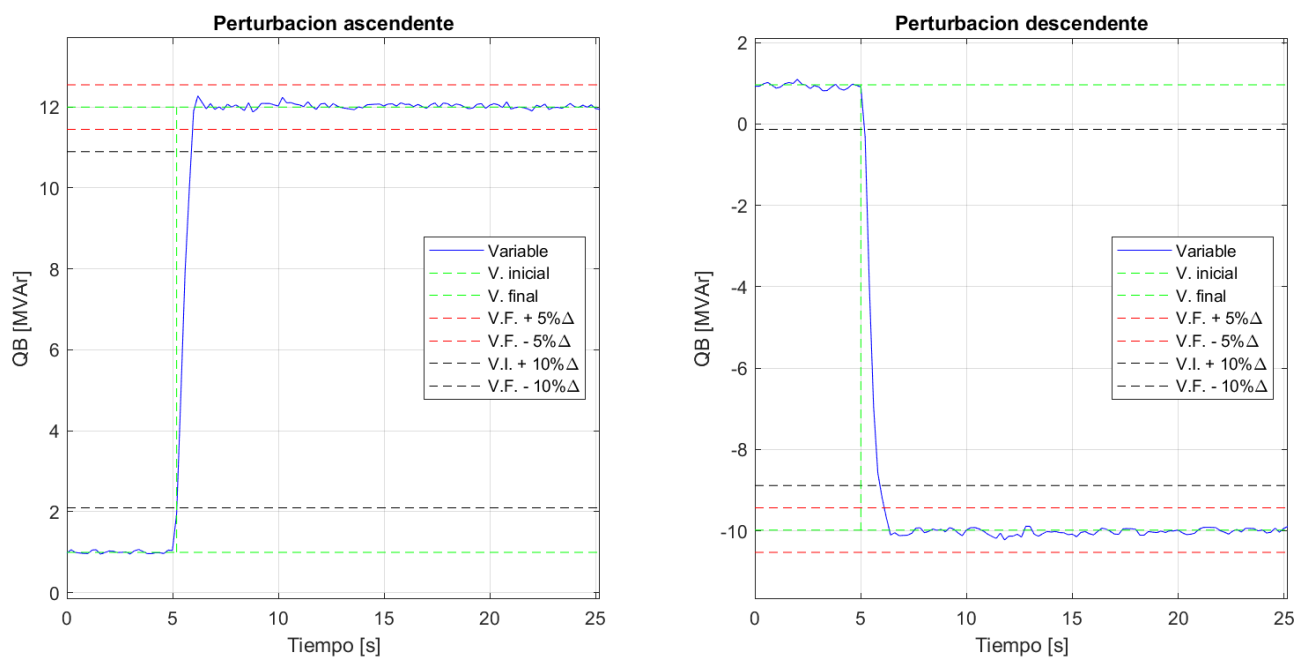


Figura 5-6: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 11\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_004.

Generación directa y descarga – $P_B = 70$ MW, $P_{PV} = 55$ MW, $P_{BESS} = 15$ MW

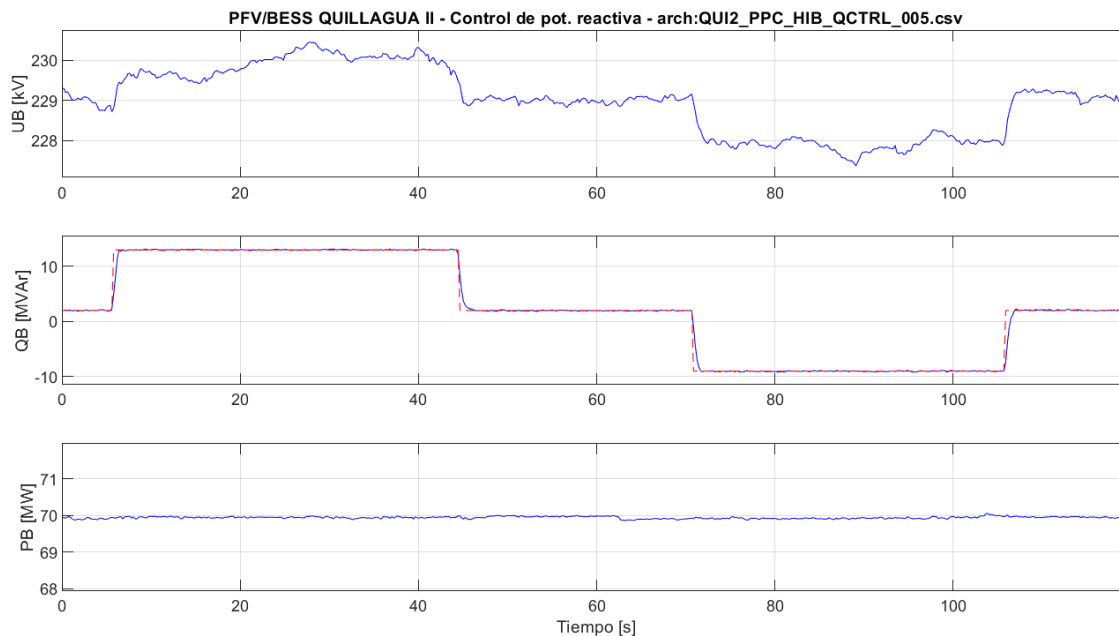


Figura 5-7: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 11\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_005.

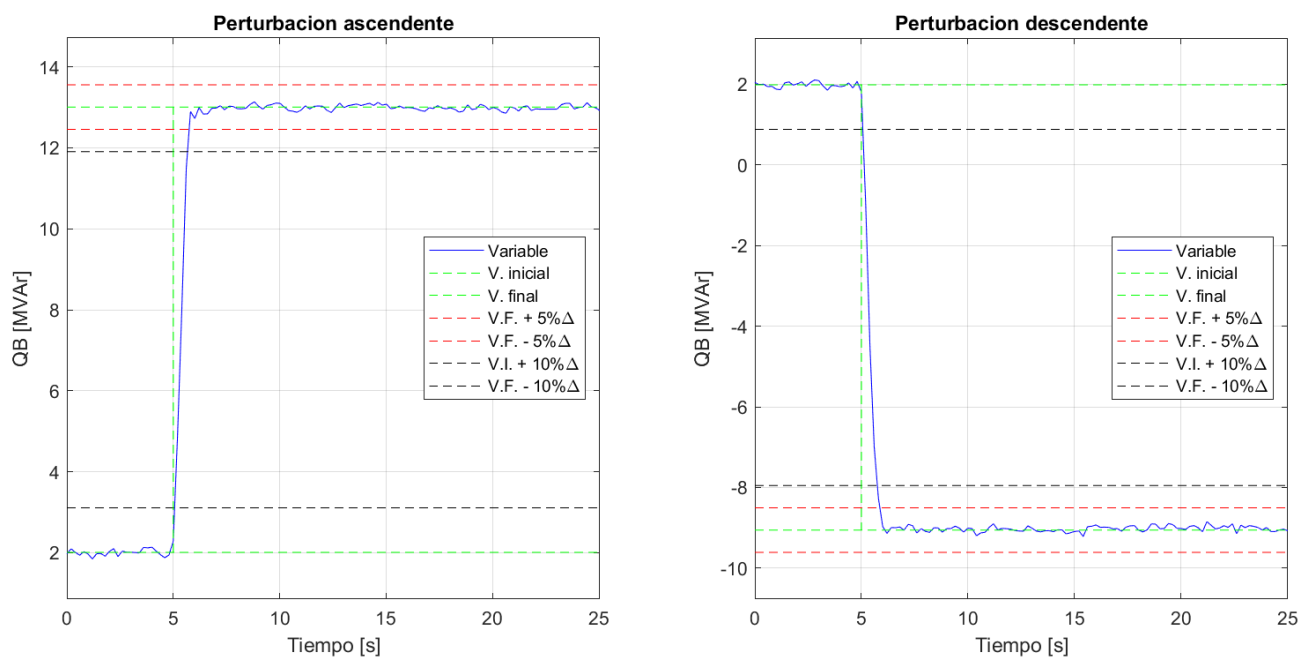


Figura 5-8: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 11\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_005.

Generación directa y descarga – $P_B = 105 \text{ MW}$, $P_{PV} = 55 \text{ MW}$, $P_{BESS} = 50 \text{ MW}$

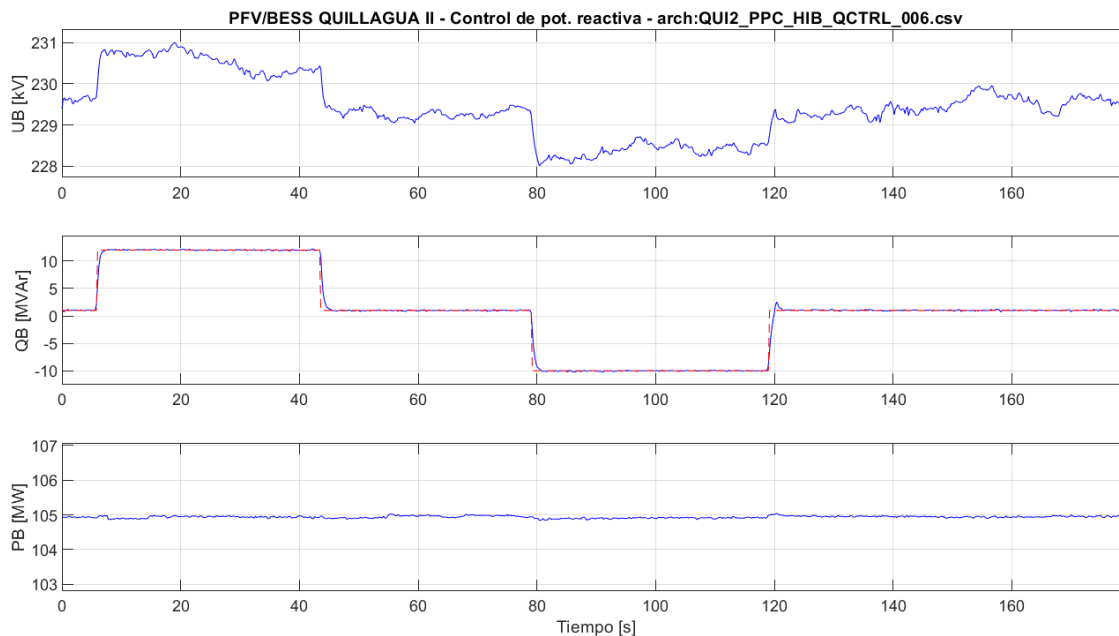


Figura 5-9: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1 \text{ MVar} \pm 11 \text{ MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_006.

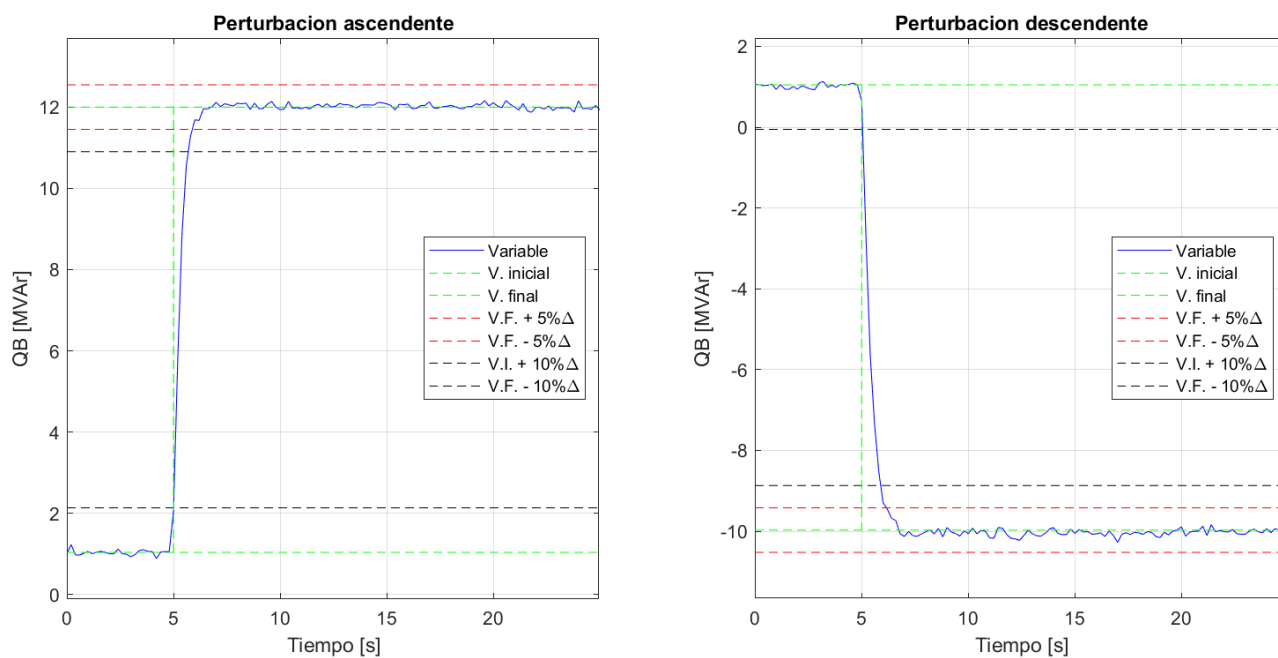


Figura 5-10: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1 \text{ MVar} \pm 11 \text{ MVar}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_QCTRL_006.

5.5.2 PFV (generación directa)

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 20$ MW, BESS F/S

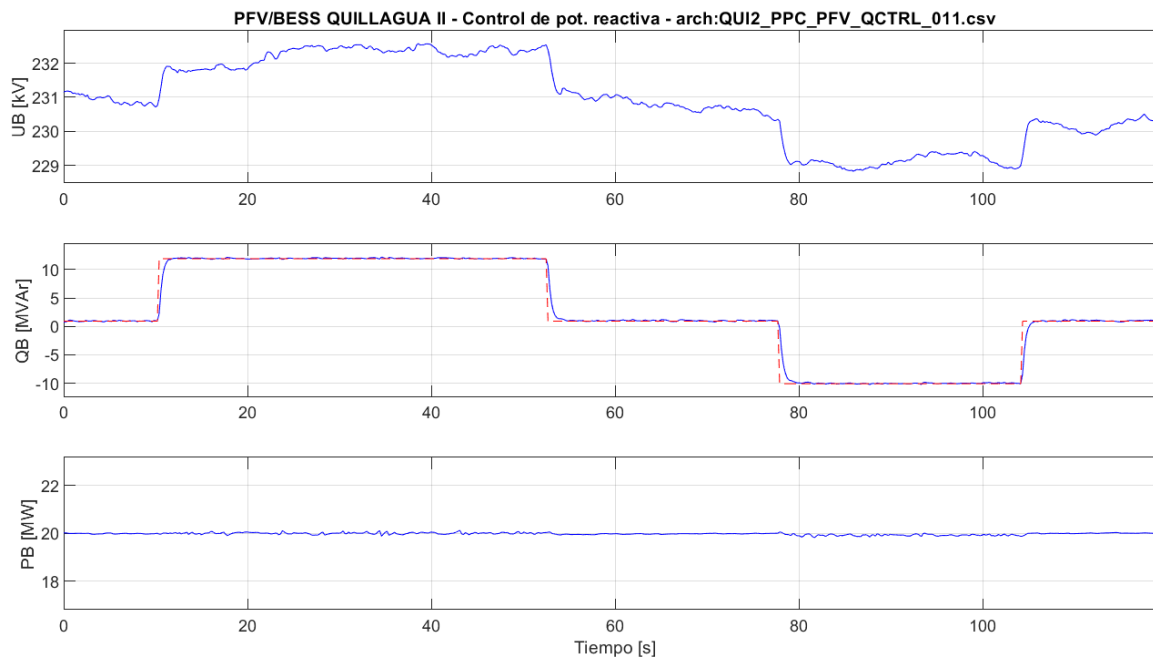


Figura 5-11: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 11\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_QCTRL_011.

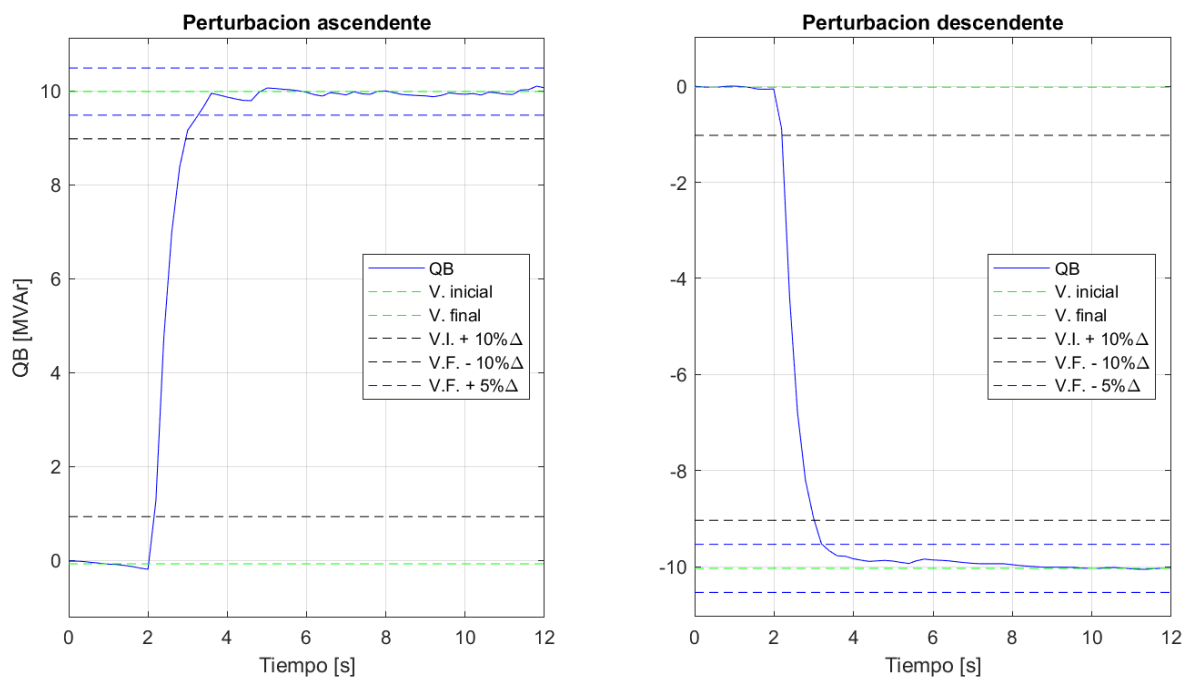


Figura 5-12: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 11\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_QCTRL_011.

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 45 \text{ MW}$, BESS F/S

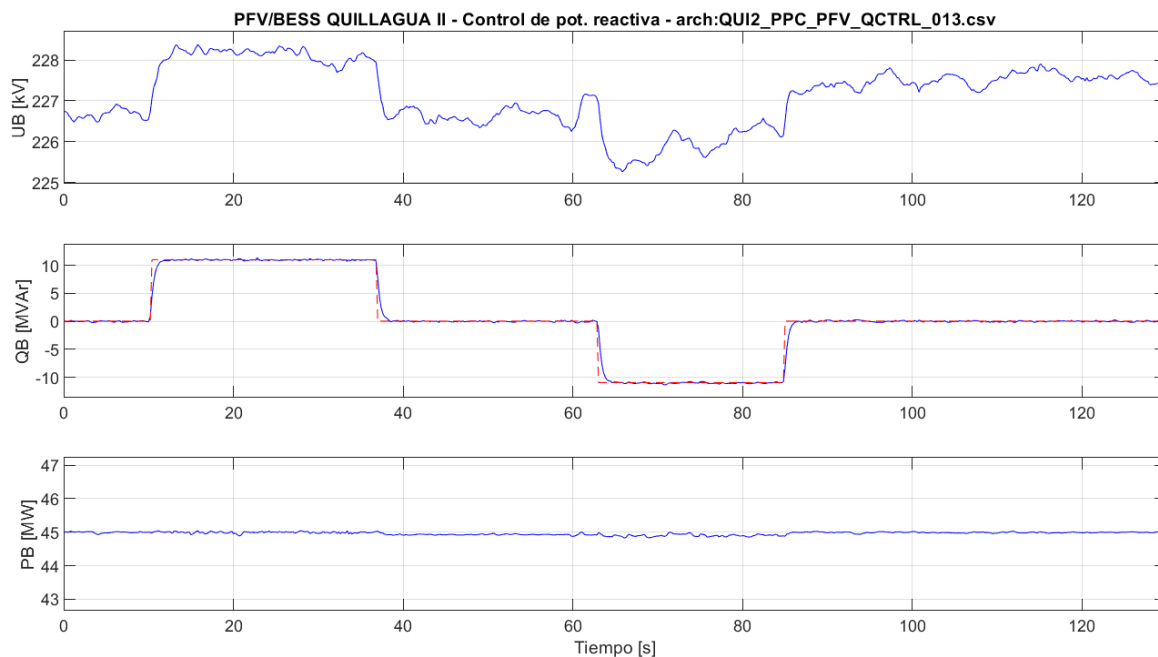


Figura 5-13: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1 \text{ MVar} \pm 11 \text{ MVar}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_QCTRL_013.

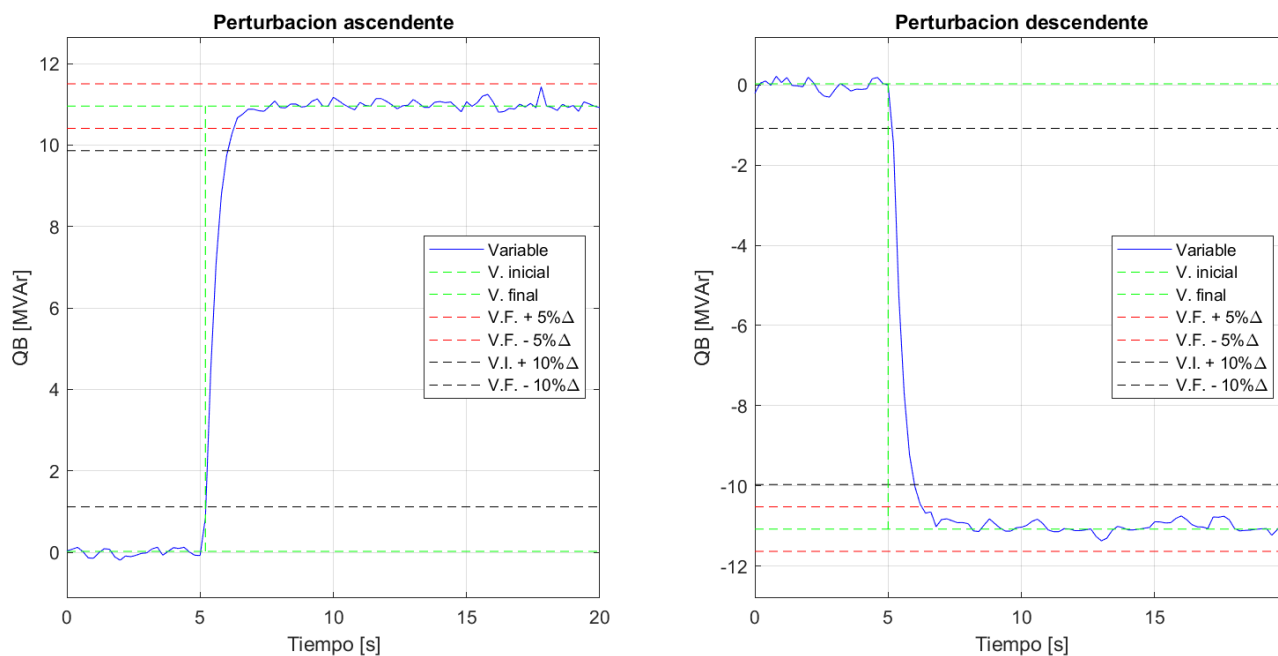


Figura 5-14: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1 \text{ MVar} \pm 11 \text{ MVar}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_QCTRL_013.

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 70$ MW, BESS F/S

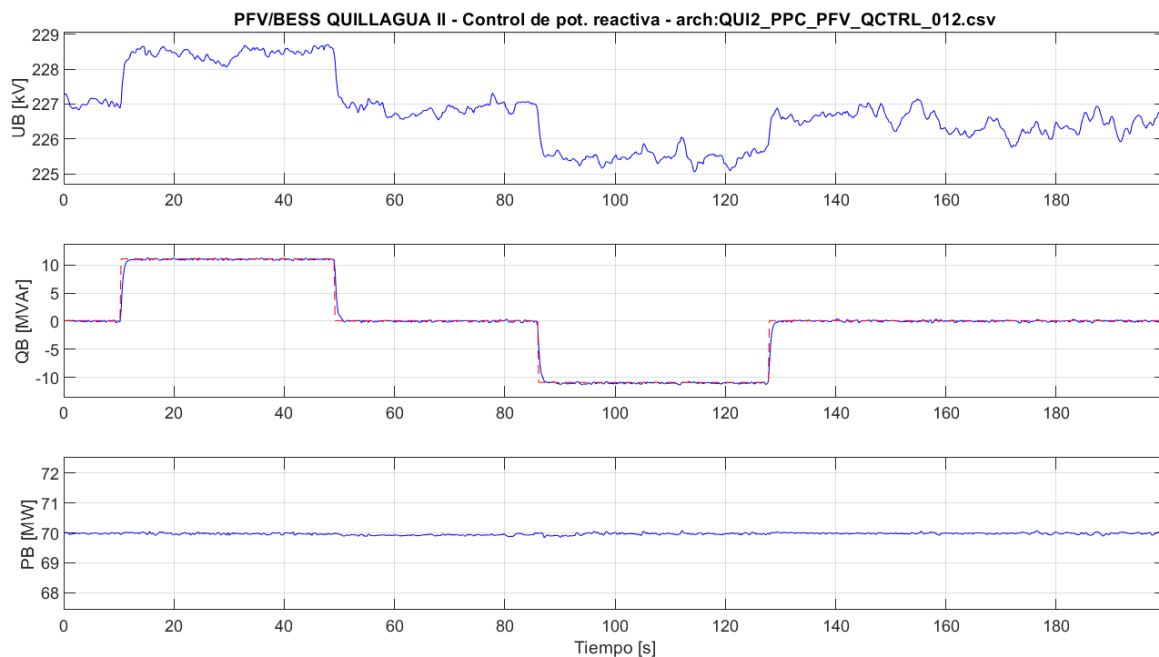


Figura 5-15: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 11\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_QCTRL_012.

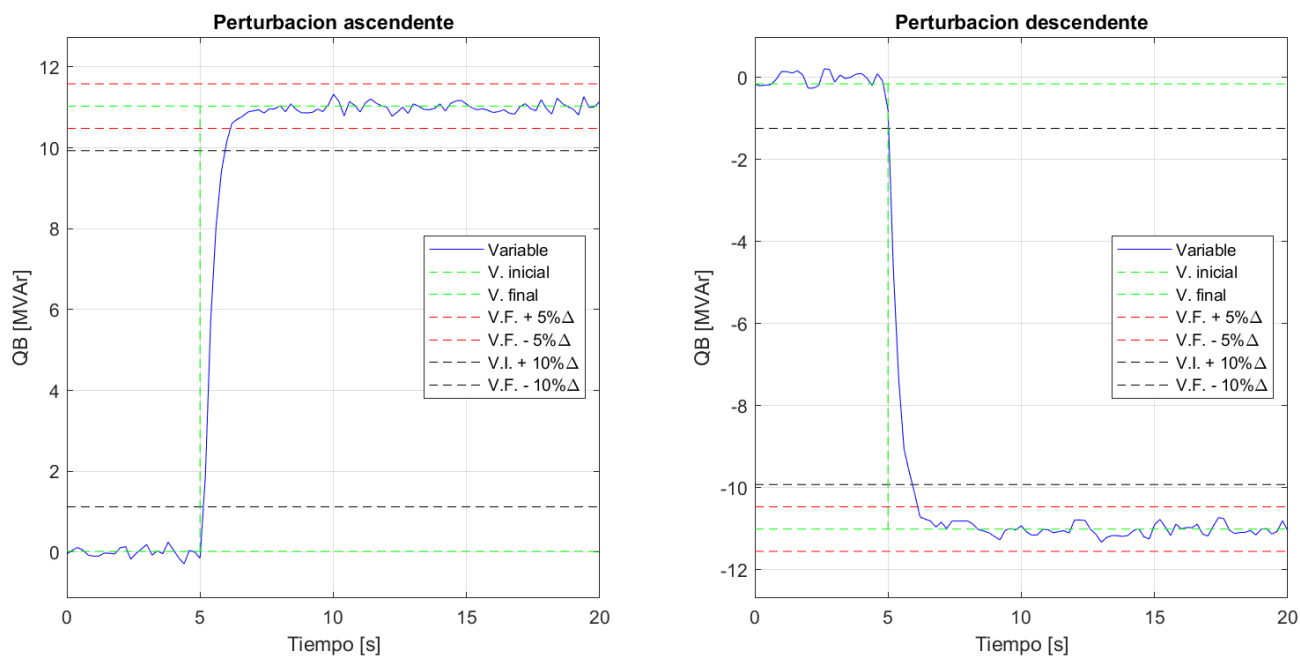


Figura 5-16: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 11\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_QCTRL_012.

5.5.3 PFV (Q @ Night)

Generación directa en modo nocturno - $P_B = P_{PV} = 0$ MW, $P_{BESS} = F/S$

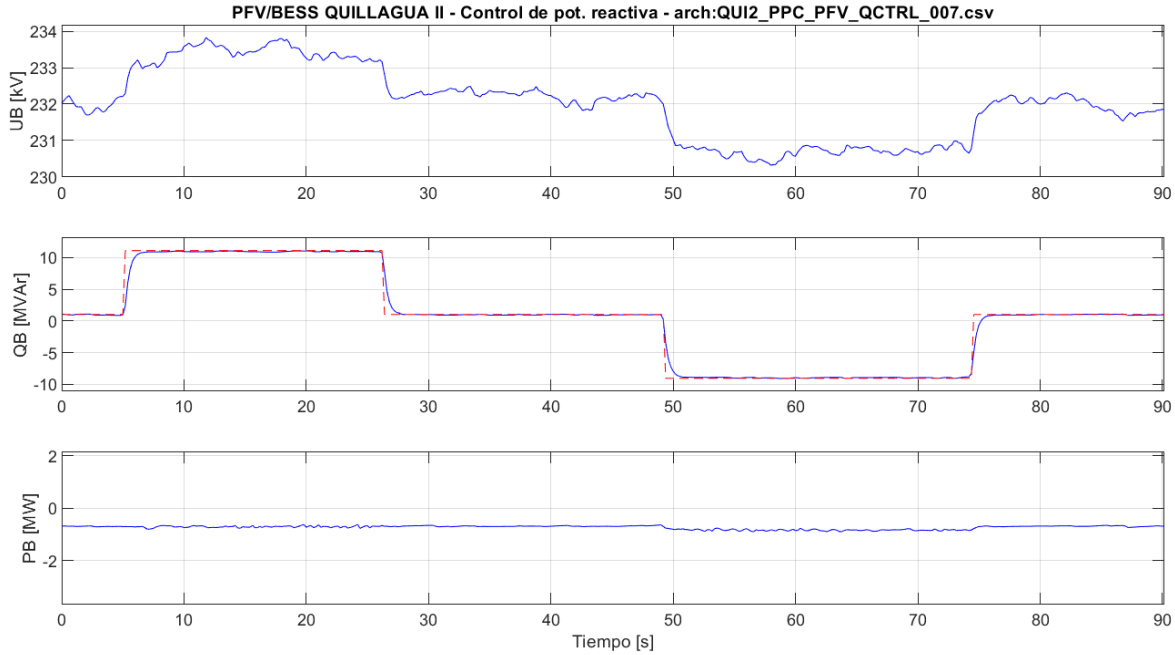


Figura 5-17: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 10\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_QCTRL_007.

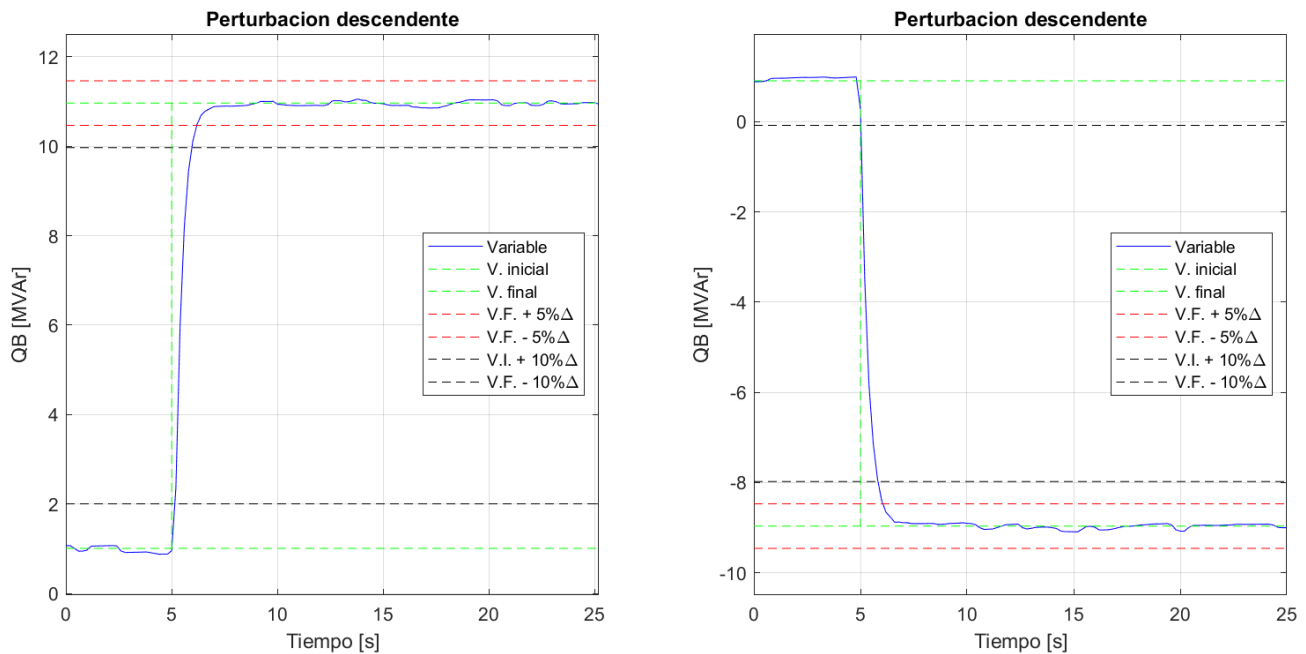


Figura 5-18: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 10\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_QCTRL_007.

5.5.4 BESS (Descarga)

Descarga - $P_B = P_{BESS} = 1\text{MW}$, P_{PV} F/S

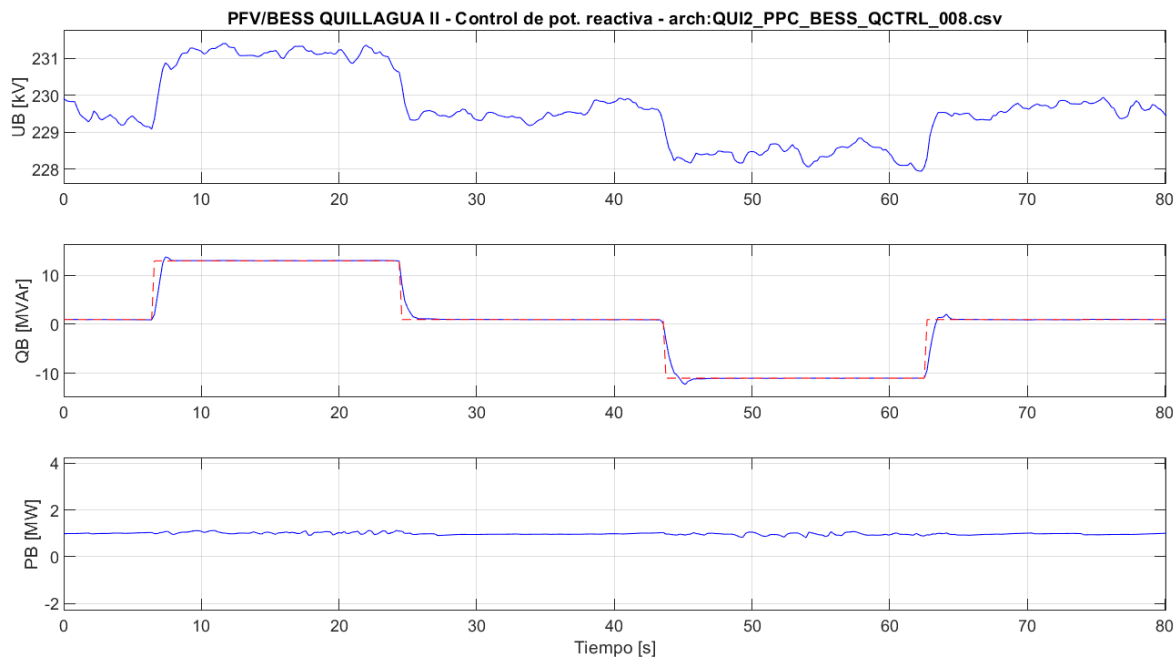


Figura 5-19: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 12\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_QCTRL_008.

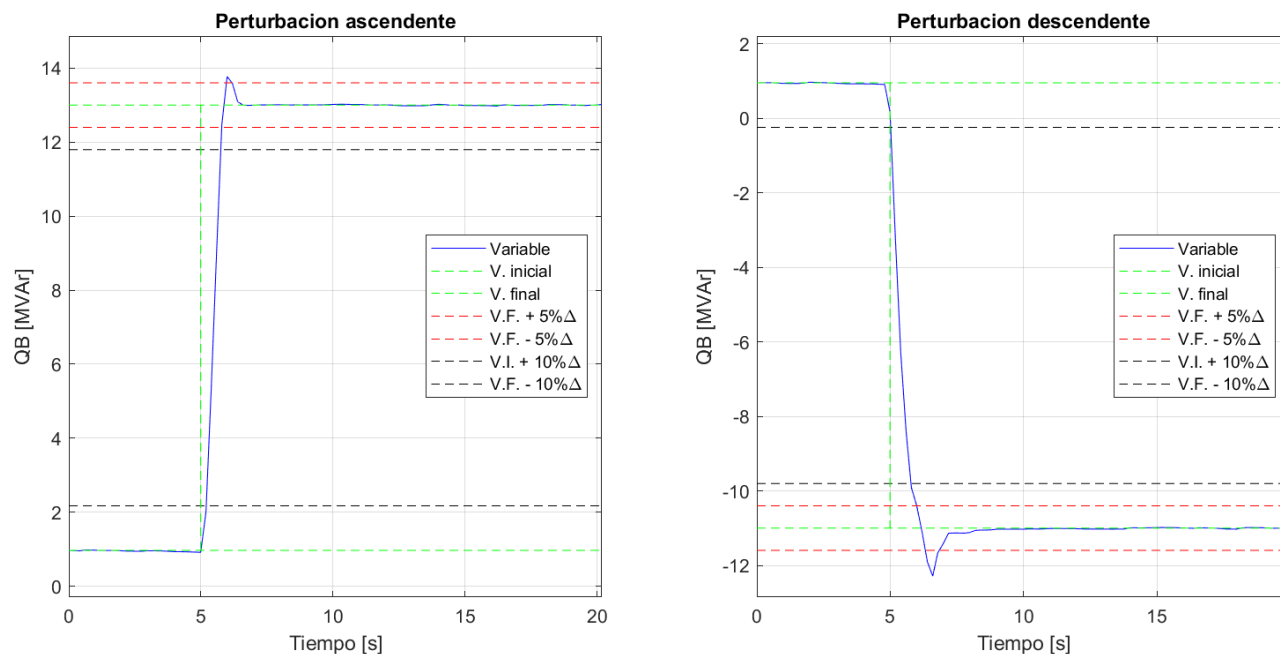


Figura 5-20: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 12\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_QCTRL_008.

Descarga - $P_B = P_{BESS} = 55\text{MW}$, P_{PV} F/S

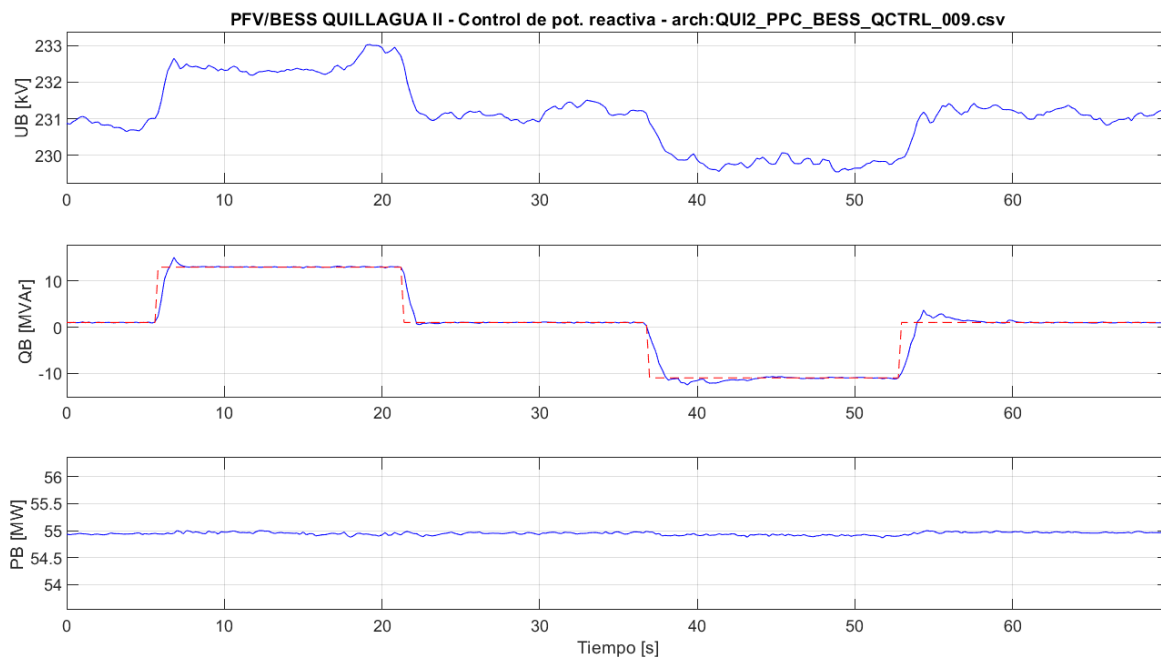


Figura 5-21: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 12\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_QCTRL_009.

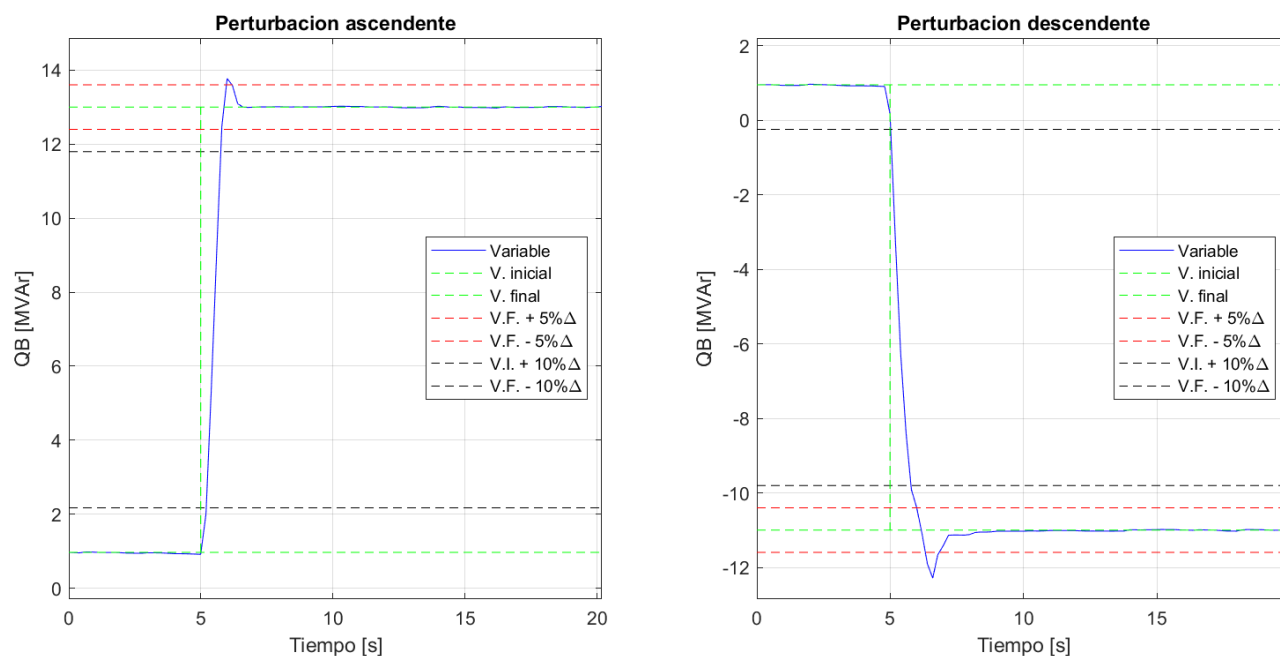


Figura 5-22: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 12\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_QCTRL_009.

Descarga - $P_B = P_{BESS} = 105\text{MW}$, P_{PV} F/S

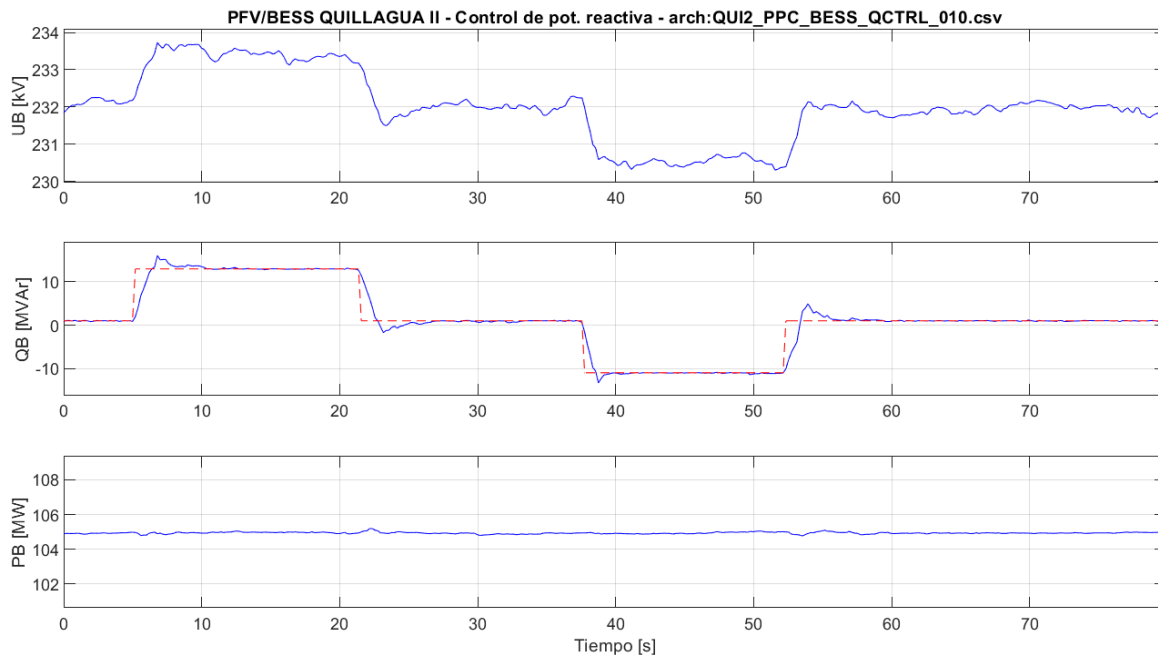


Figura 5-23: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 12\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_QCTRL_010.

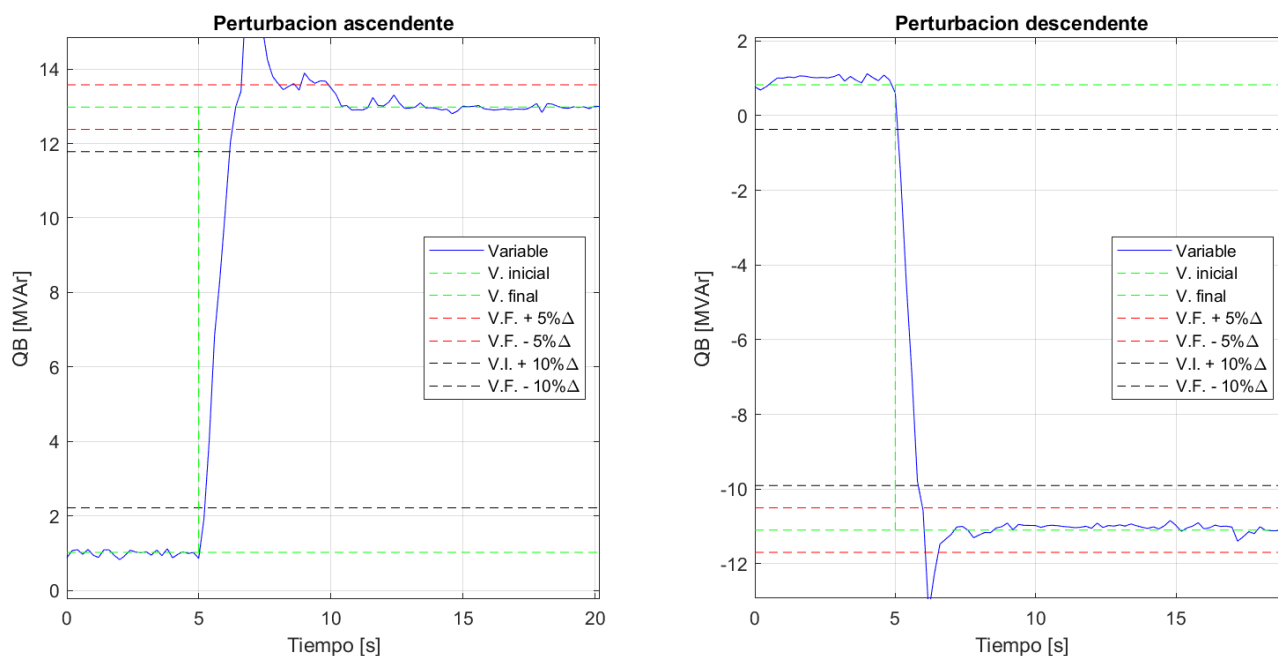


Figura 5-24: Ensayo sobre el controlador de potencia reactiva del PPC. Consigna: $1\text{MVar} \pm 12\text{MVar}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_QCTRL_010.

5.6 Modo de control de factor de potencia

5.6.1 PFV y BESS

Generación directa y carga – $P_B = 12 \text{ MW}$, $P_{PV} = 55 \text{ MW}$, $P_{BESS} = -43 \text{ MW}$

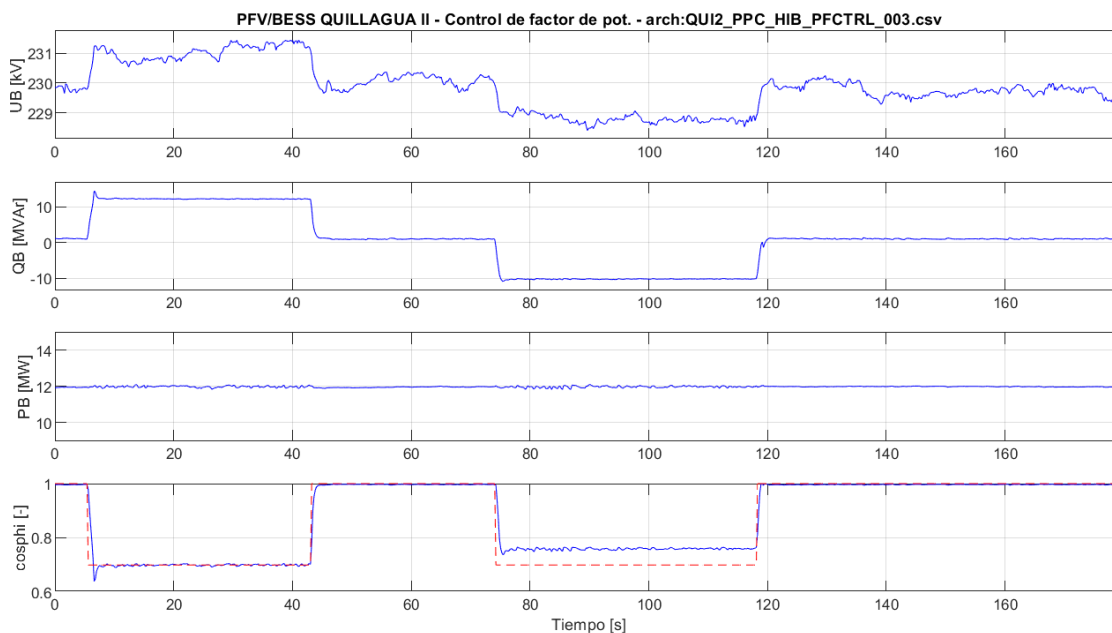


Figura 5-25: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.70 . Arch: QUI2_PPC_HIB_PFCCTRL_003.

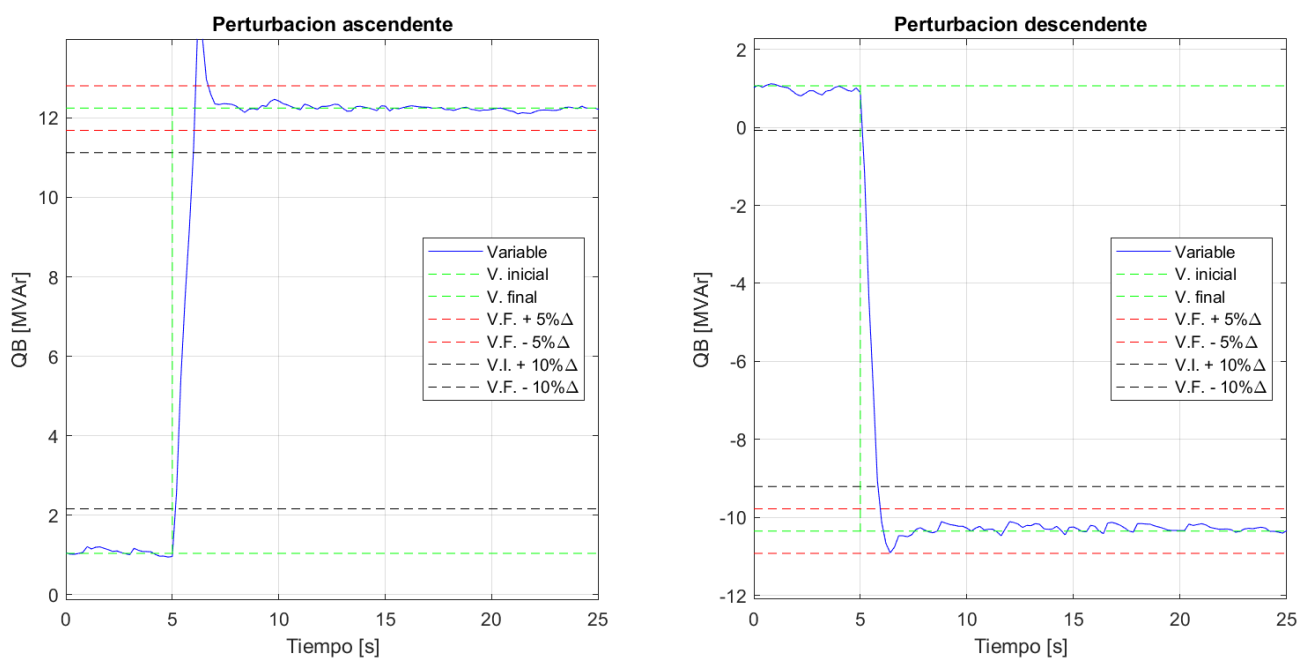


Figura 5-26: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.70 . Arch: QUI2_PPC_HIB_PFCCTRL_003.

Generación directa y carga – $P_B = 40$ MW, $P_{PV} = 55$ MW, $P_{BESS} = -15$ MW

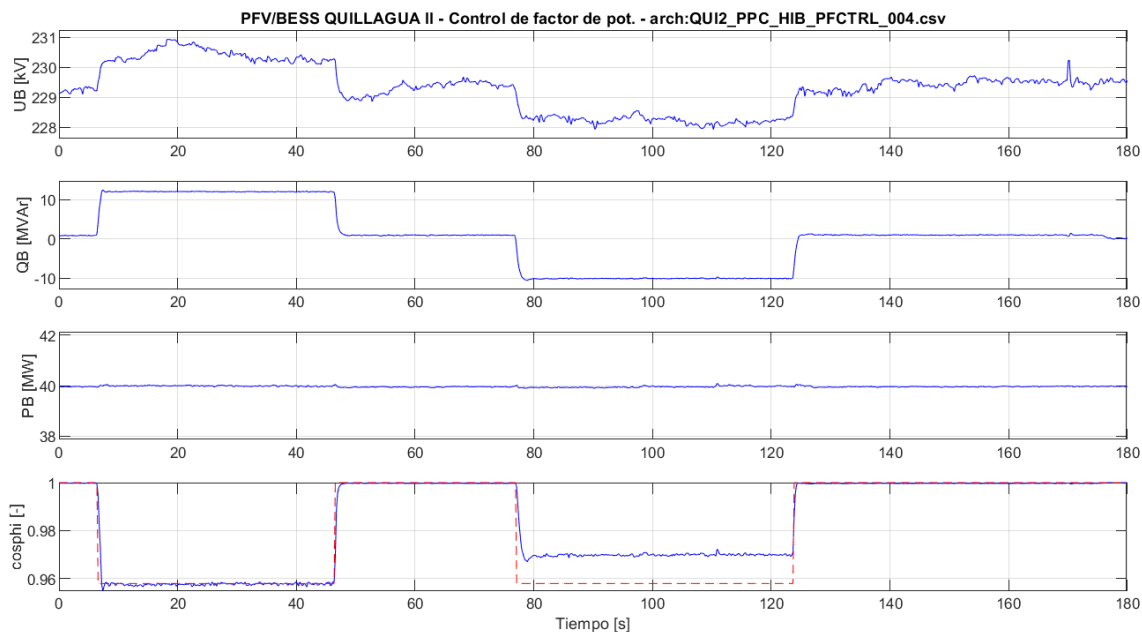


Figura 5-27: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 a ± 0.958 . Arch: QUI2_PPC_HIB_PFCTRL_004.

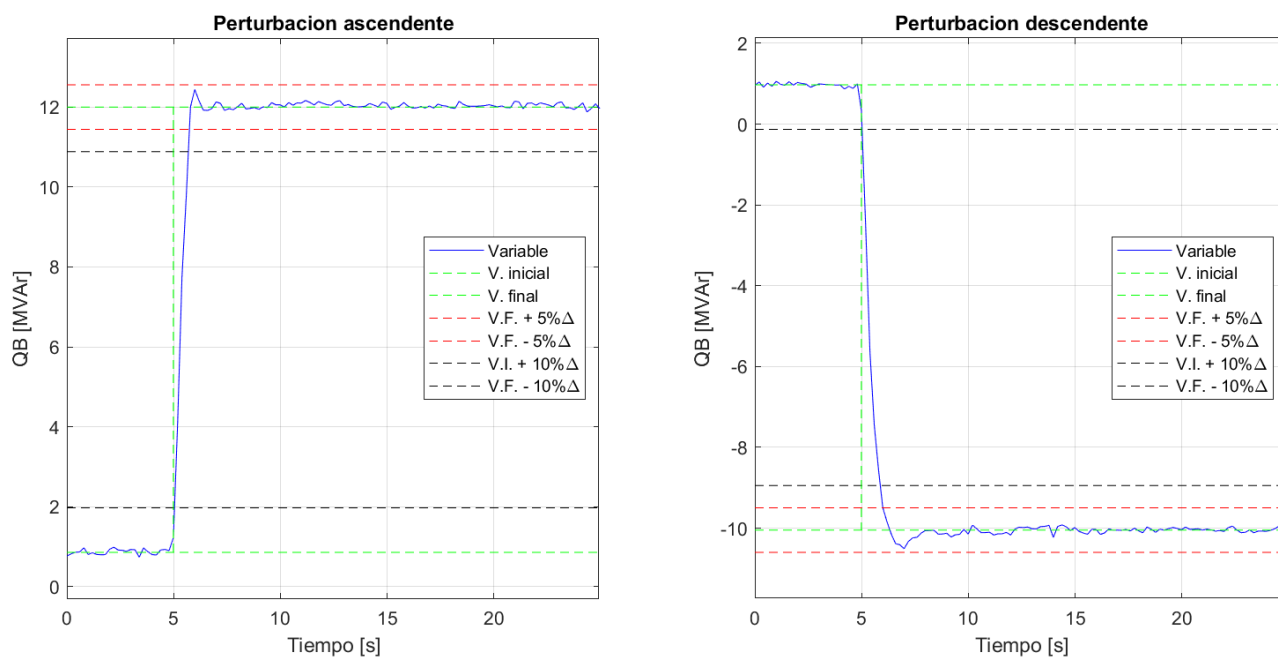


Figura 5-28: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 a ± 0.958 . Arch: QUI2_PPC_HIB_PFCTRL_004.

Generación directa y descarga – $P_B = 70$ MW, $P_{PV} = 55$ MW, $P_{BESS} = 15$ MW

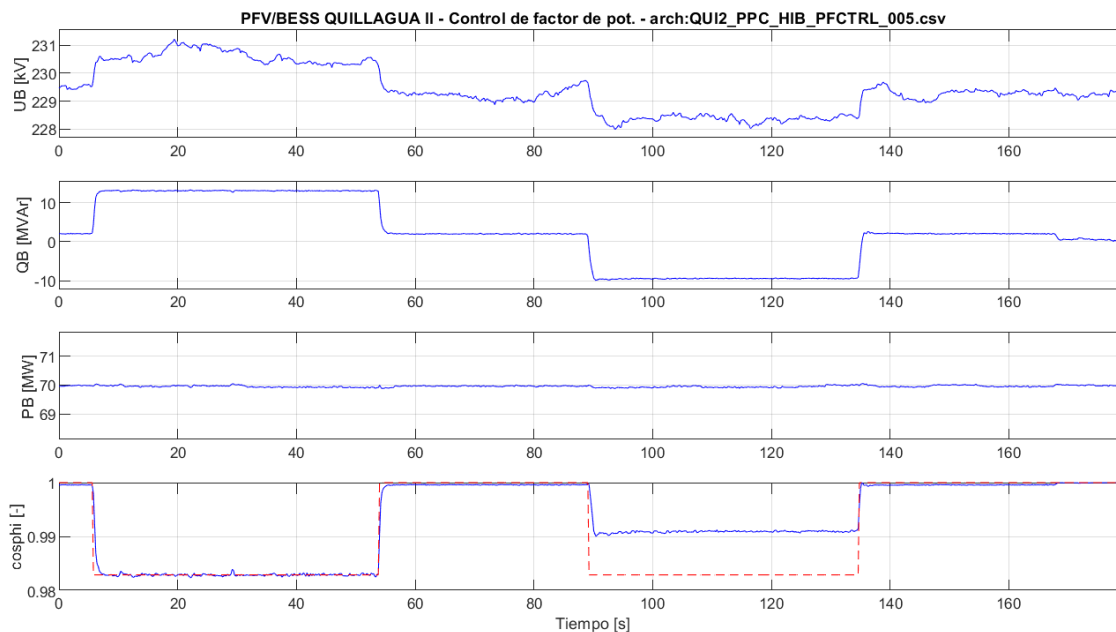


Figura 5-29: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 a ± 0.983 . Arch: QUI2_PPC_HIB_PFCTRL_005.

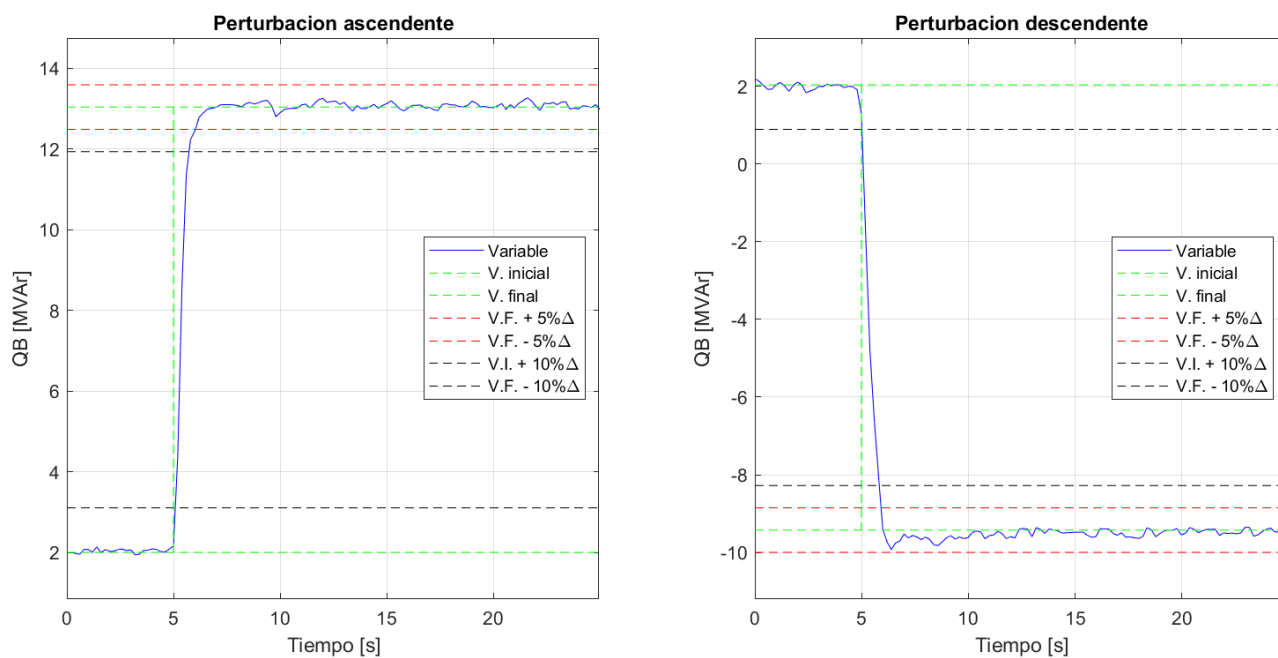


Figura 5-30: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 a ± 0.983 . Arch: QUI2_PPC_HIB_PFCTRL_005.

Generación directa y descarga – $P_B = 105 \text{ MW}$, $P_{PV} = 55 \text{ MW}$, $P_{BESS} = 50 \text{ MW}$

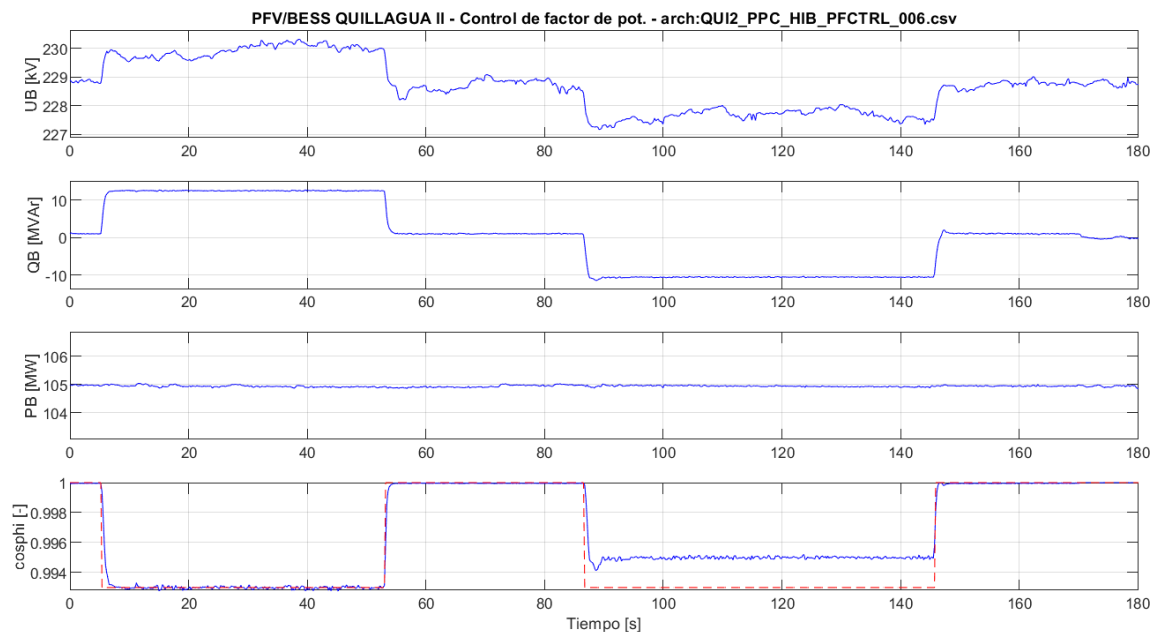


Figura 5-31: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 a ± 0.993 . Arch: QUI2_PPC_HIB_PFCTRL_006.

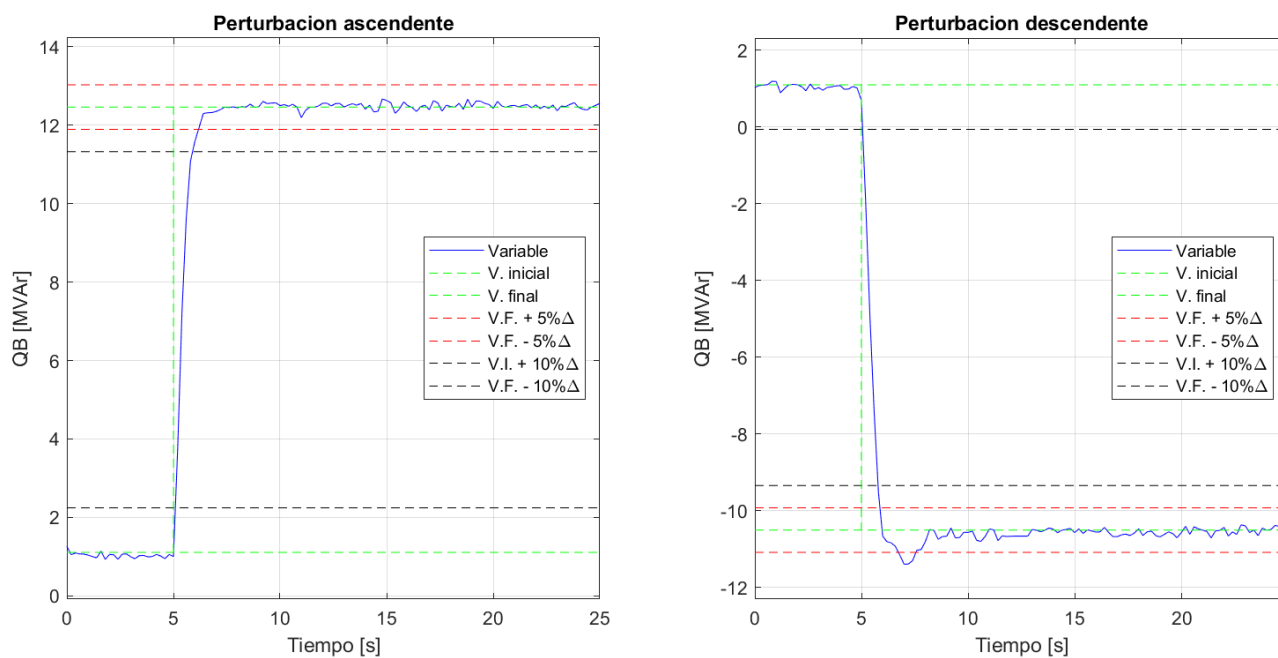


Figura 5-32: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 a ± 0.993 . Arch: QUI2_PPC_HIB_PFCTRL_006.

5.6.2 PFV (generación directa)

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 20$ MW, BESS F/S

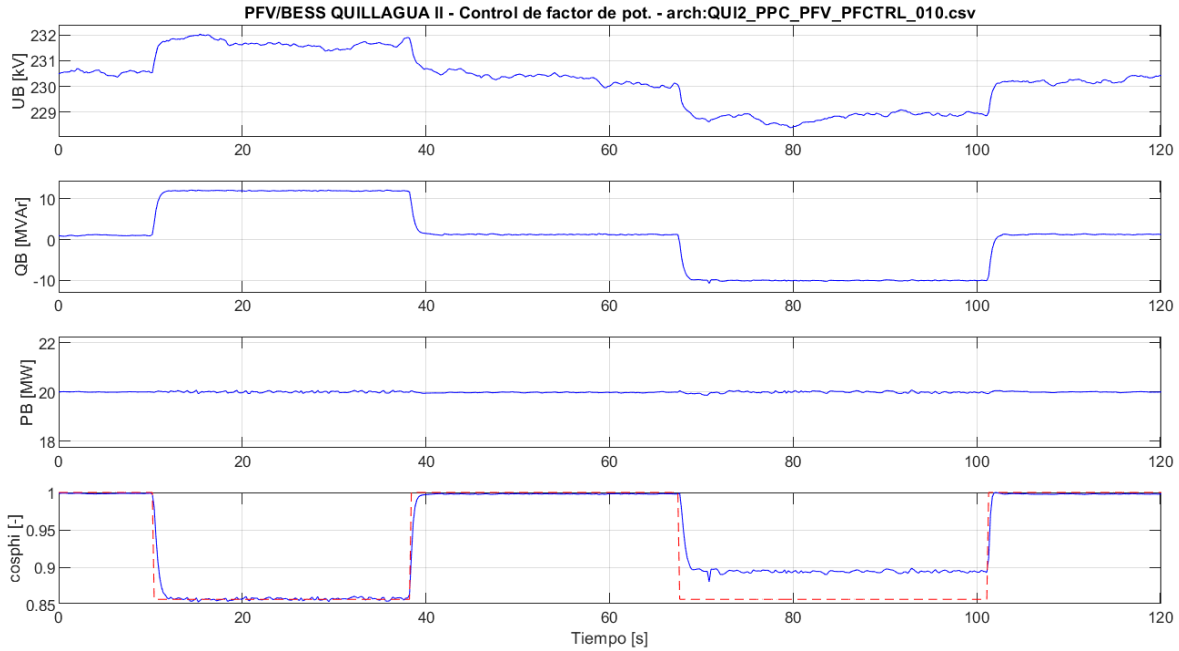


Figura 5-33: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.857 . Arch: QUI2_PPC_PFV_PFCTRL_010.

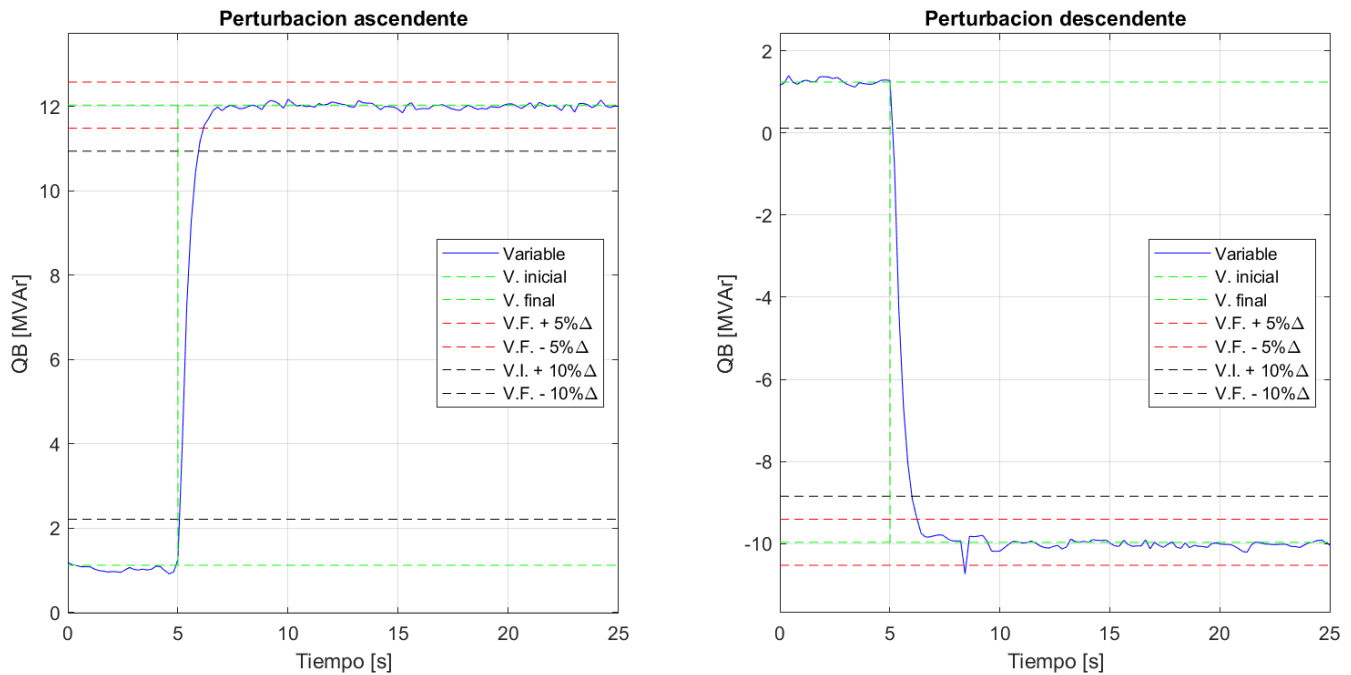


Figura 5-34: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.857 . Arch: QUI2_PPC_PFV_PFCTRL_010.

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 45 \text{ MW}$, BESS F/S

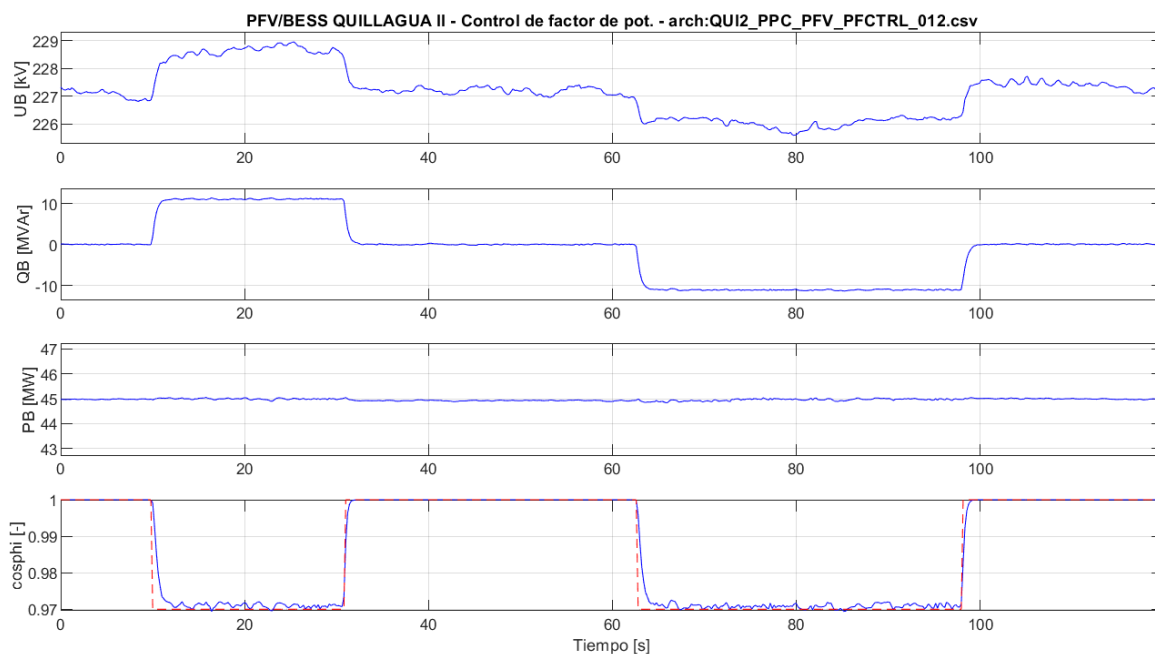


Figura 5-35: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.97 . Arch: QUI2_PPC_PFV_PFCTRL_012.

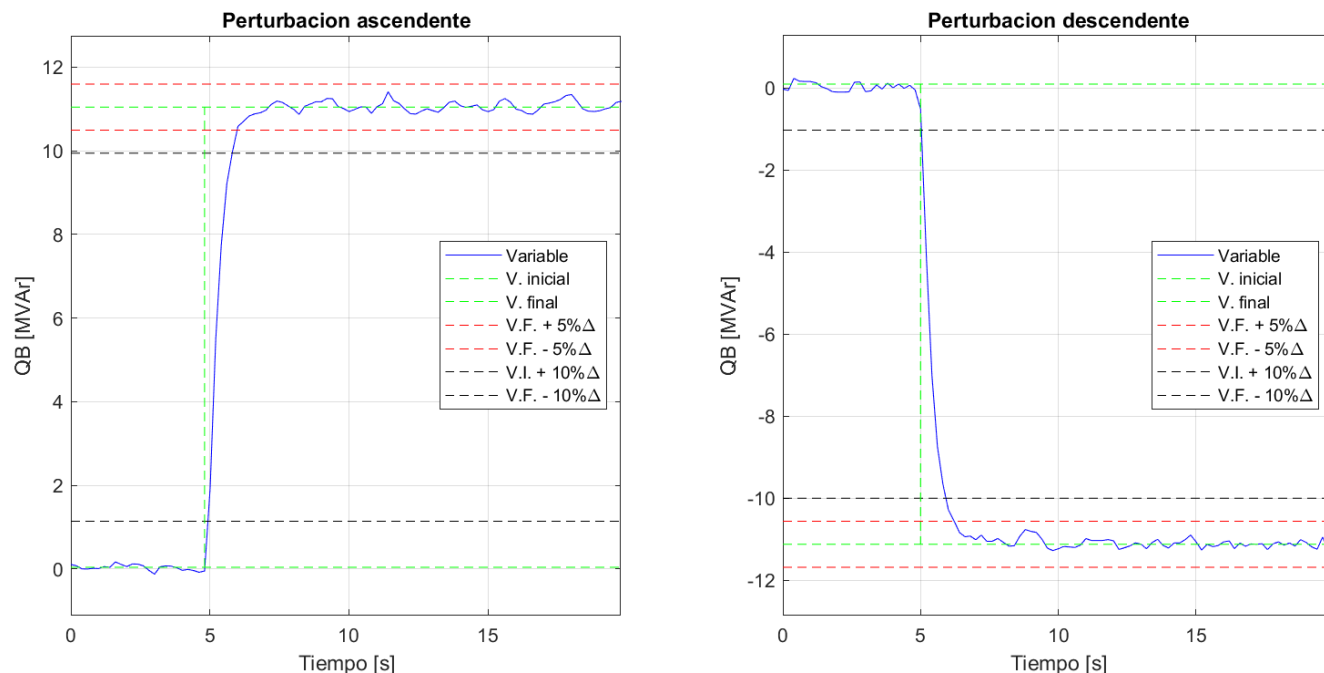


Figura 5-36: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.97 . Arch: QUI2_PPC_PFV_PFCTRL_012.

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 70$ MW, BESS F/S

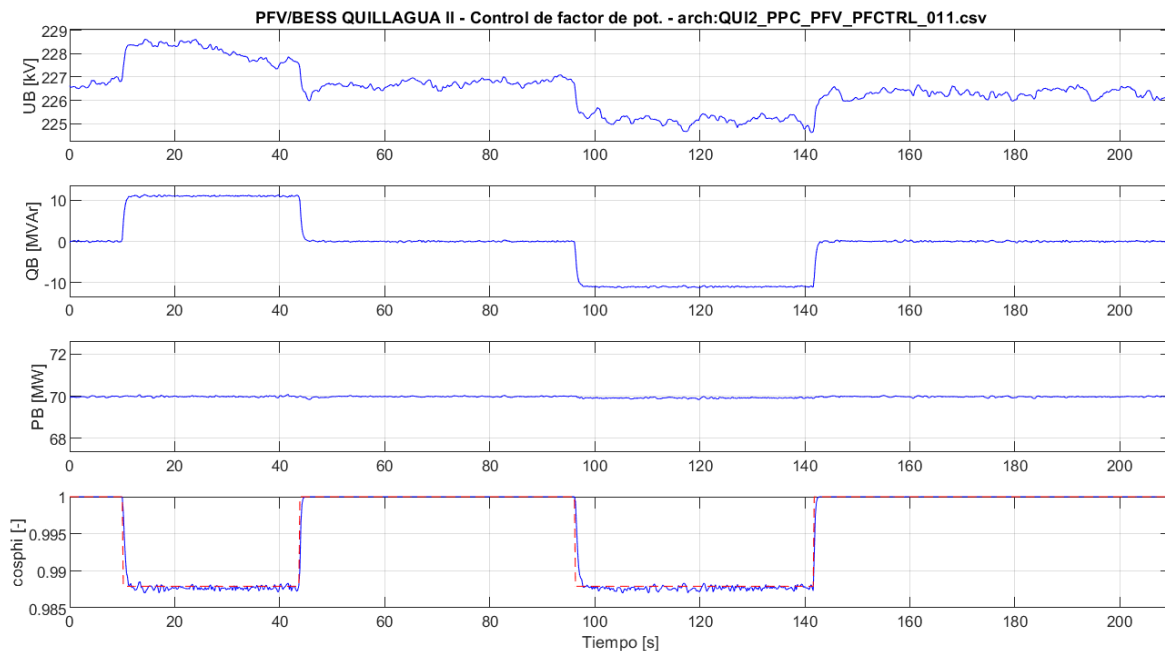


Figura 5-37: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.988 . Arch: QUI2_PPC_PFV_PFCTRL_011.

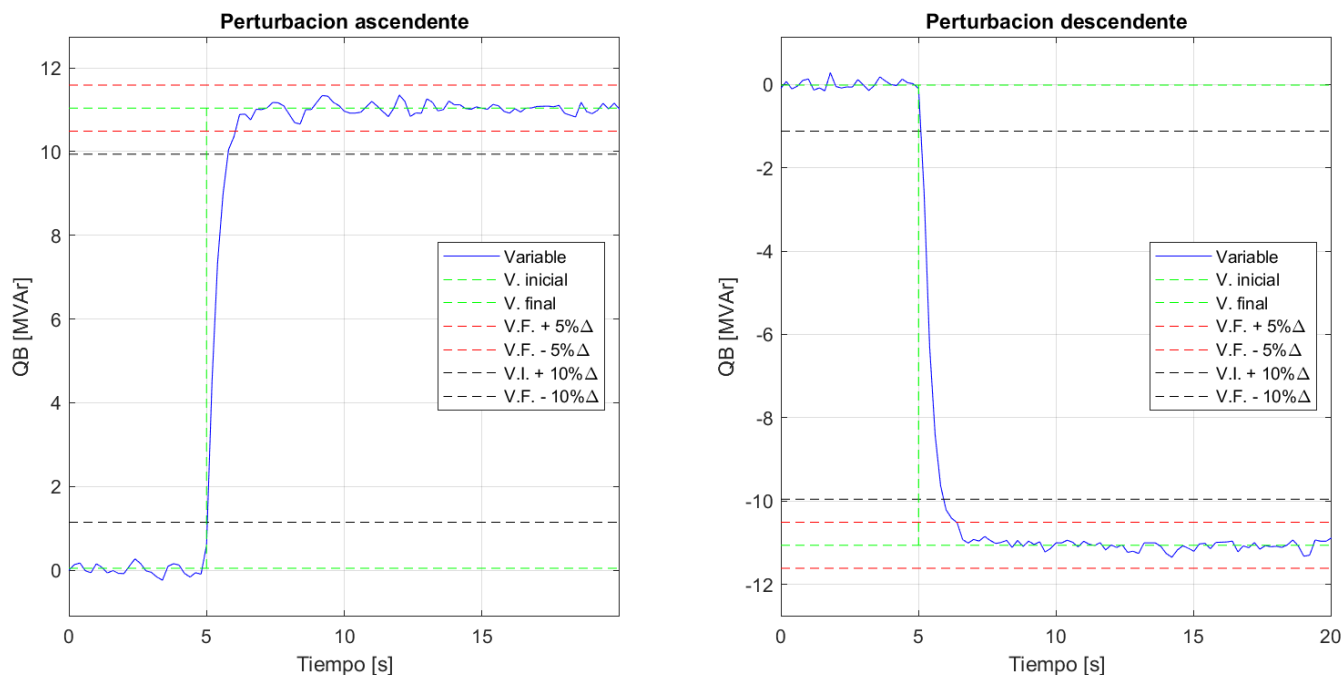


Figura 5-38: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.988 . Arch: QUI2_PPC_PFV_PFCTRL_011.

5.6.3 BESS (descarga)

Descarga – $P_B = P_{BESS} = 12$ MW, PFV F/S

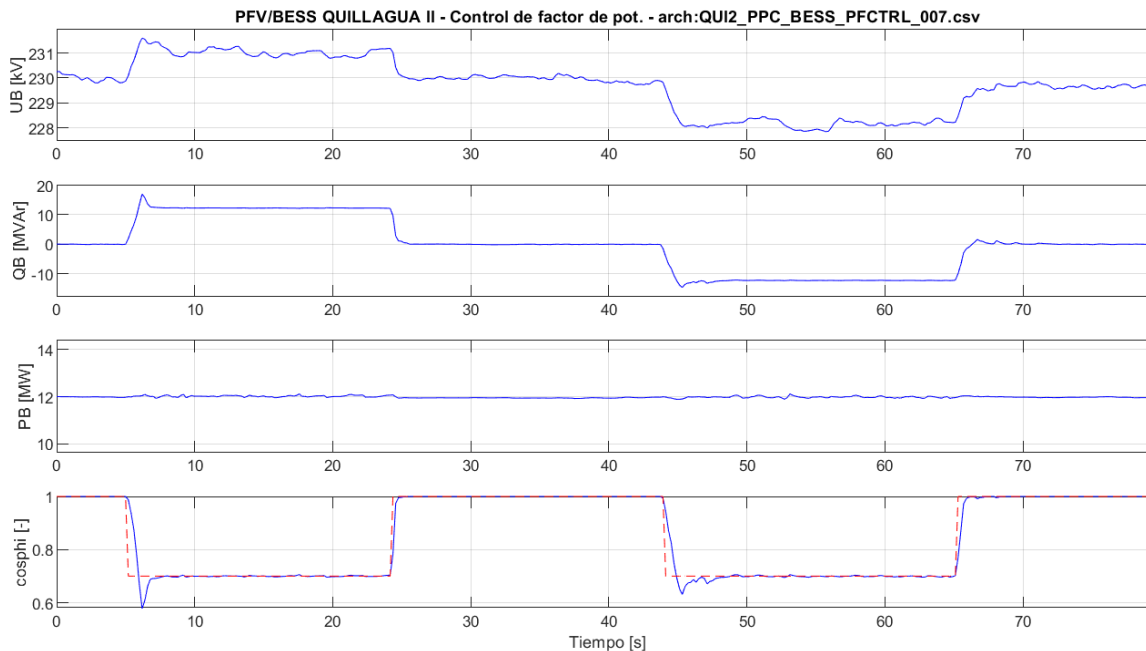


Figura 5-39: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.70 . Arch: QUI2_PPC_BESS_PFCTRL_007.

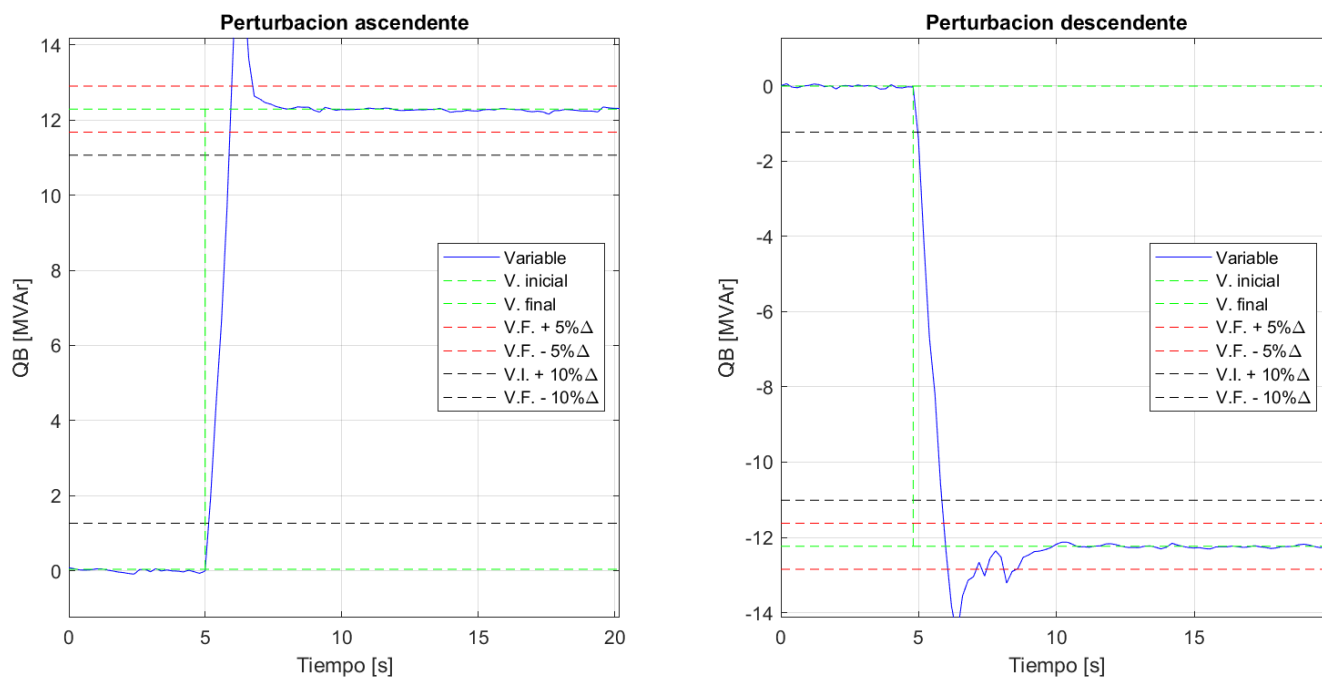


Figura 5-40: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.70 . Arch: QUI2_PPC_BESS_PFCTRL_007.

Descarga – $P_B = P_{BESS} = 55 \text{ MW}$, PFV F/S

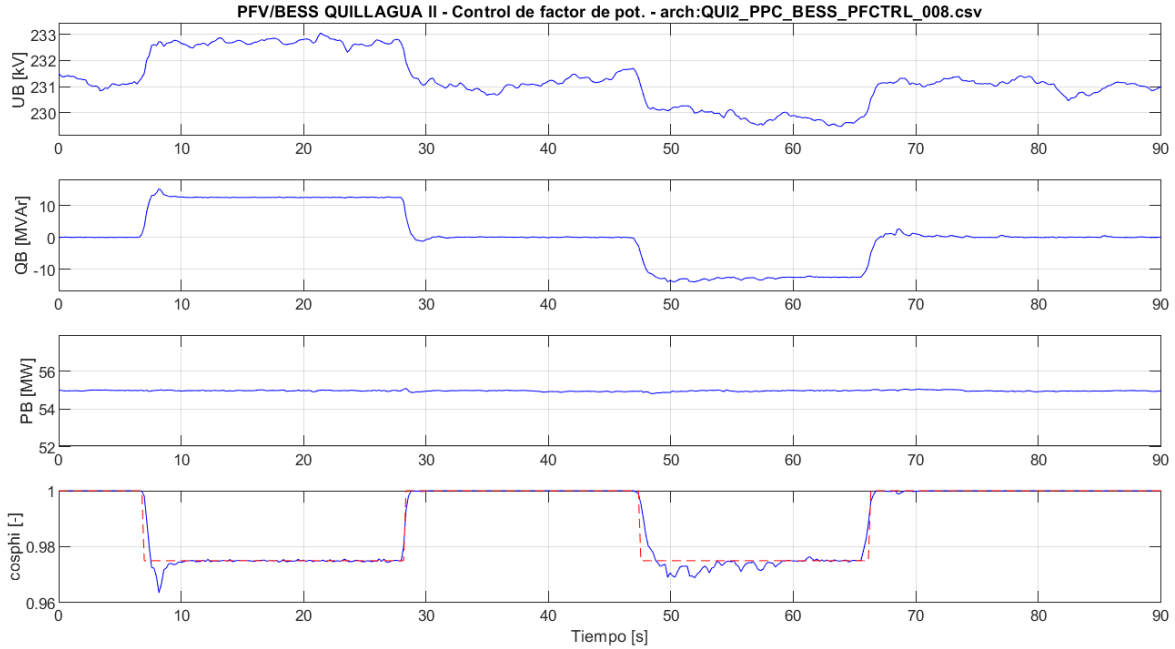


Figura 5-41: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.975 . Arch: QUI2_PPC_BESS_PFCTRL_008.

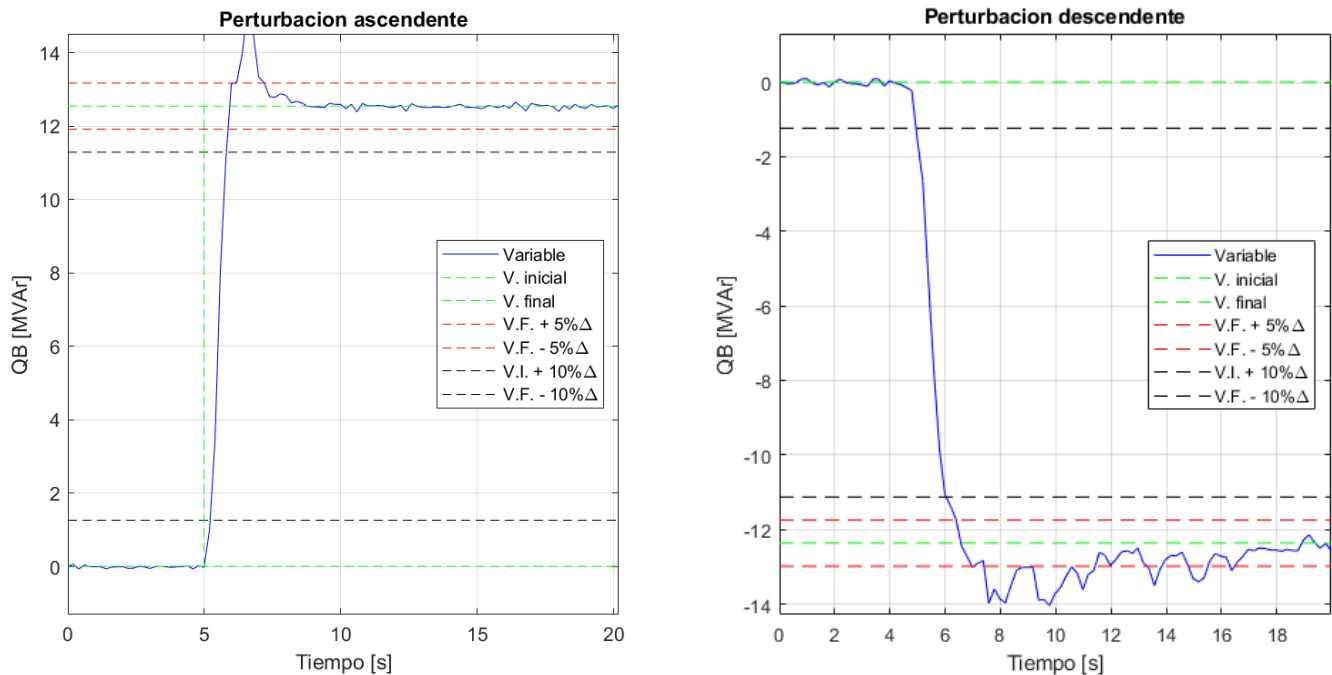


Figura 5-42: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.975 . Arch: QUI2_PPC_BESS_PFCTRL_008.

Descarga – $P_B = P_{BESS} = 105 \text{ MW}$, PFV F/S

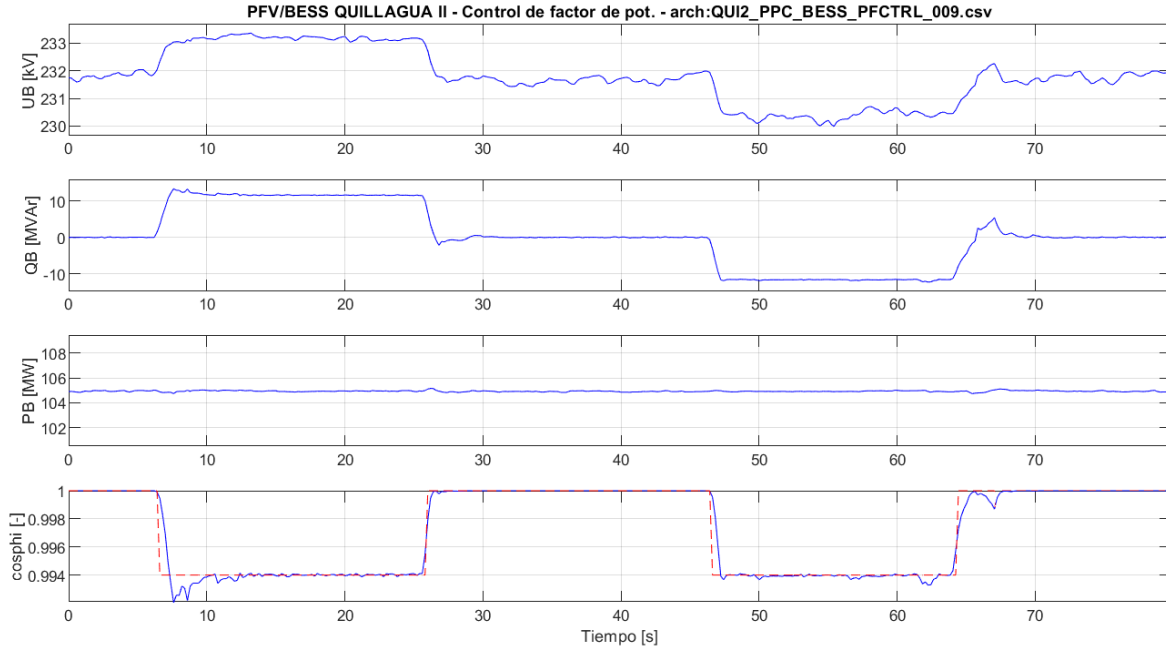


Figura 5-43: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.70 . Arch: QUI2_PPC_BESS_PFCTRL_009.

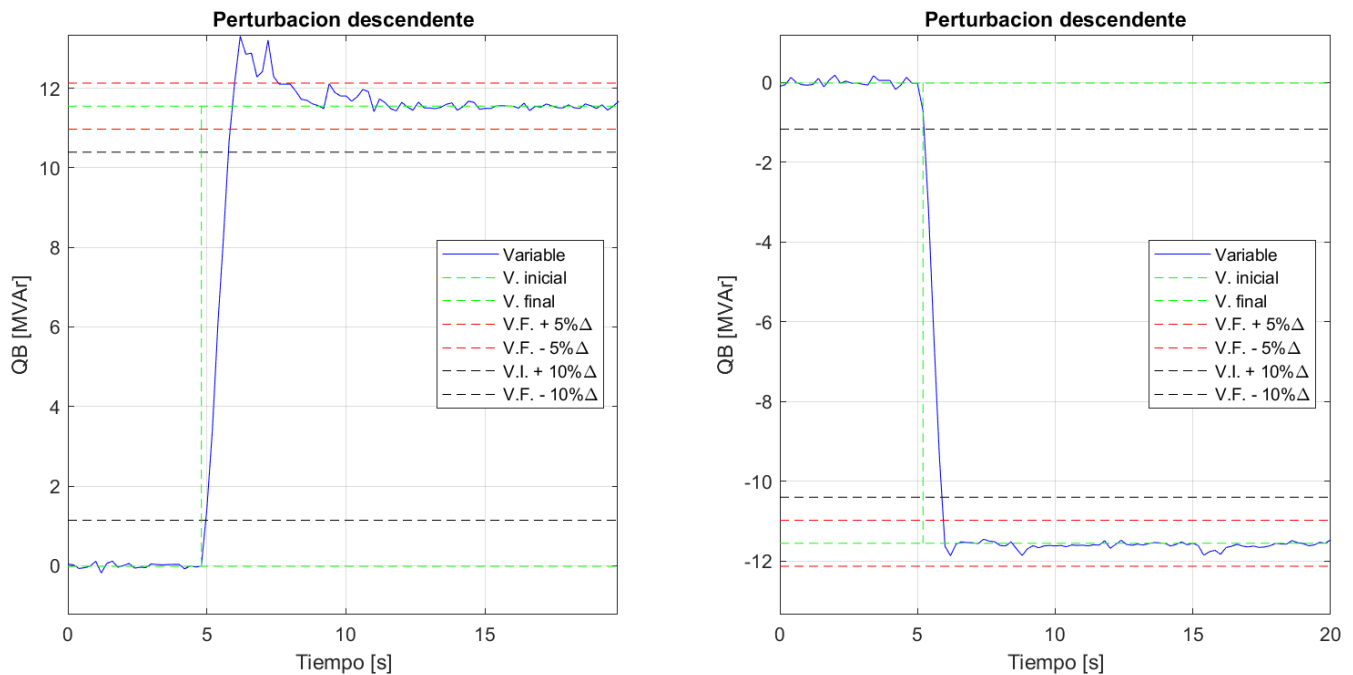


Figura 5-44: Ensayo sobre el controlador de factor de potencia del PPC. Consigna: 1.00 ± 0.994 . Arch: QUI2_PPC_BESS_PFCTRL_009.

5.7 Modo de control de tensión Q(V)

5.7.1 PFV y BESS

Generación directa y carga – $P_B = 1$ MW, $P_{PV} = 55$ MW, $P_{BESS} = -54$ MW

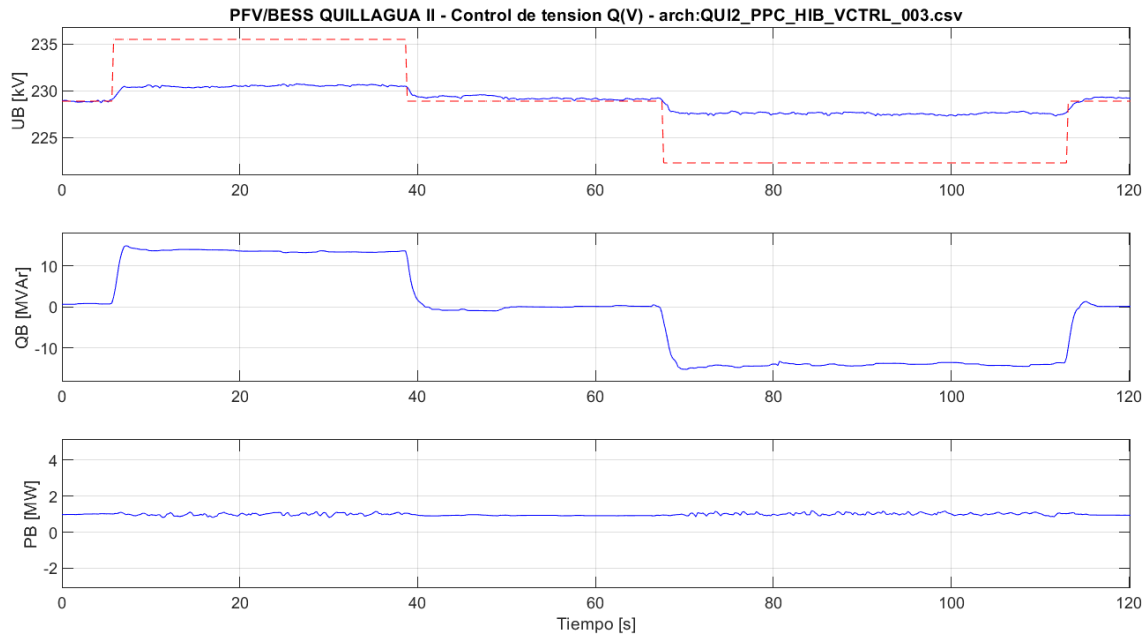


Figura 5-45: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 228,9kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_HIB_VCTRL_003.

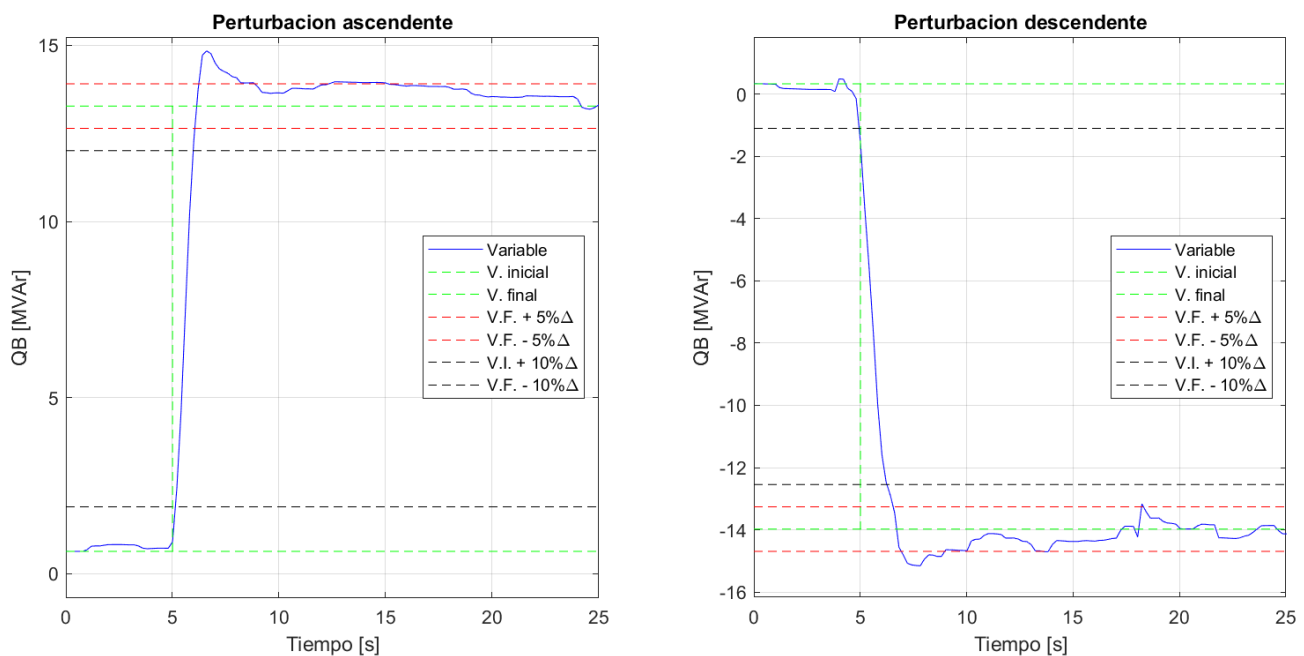


Figura 5-46: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 228,9kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_HIB_VCTRL_003.

Generación directa y carga – $P_B = 40$ MW, $P_{PV} = 55$ MW, $P_{BESS} = -15$ MW

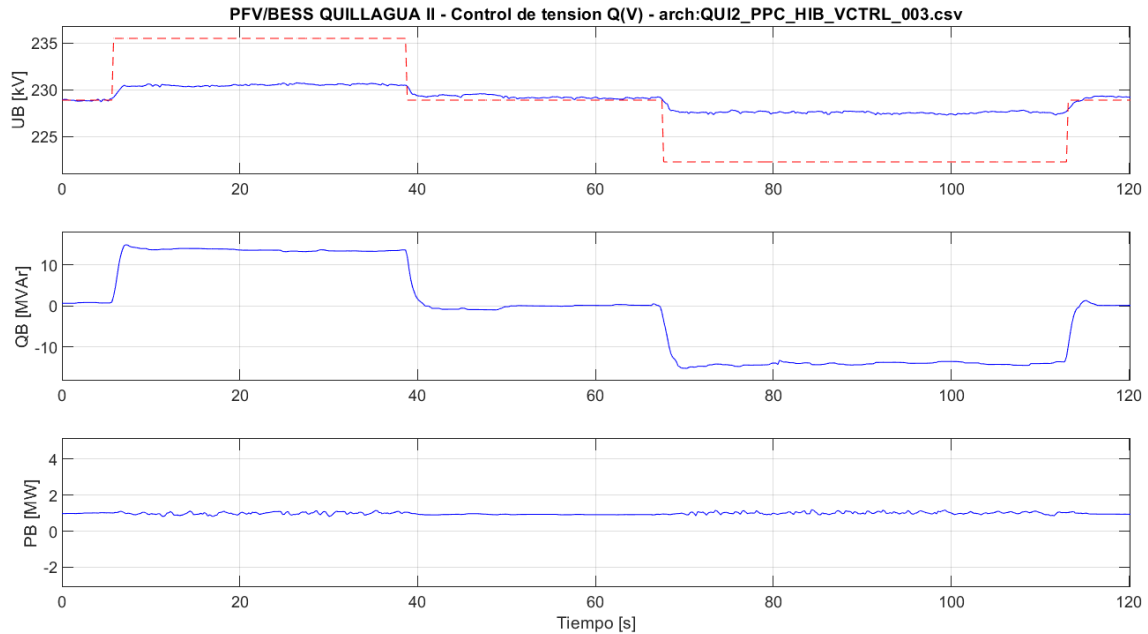


Figura 5-47: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 229,0kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_HIB_VCTRL_004.

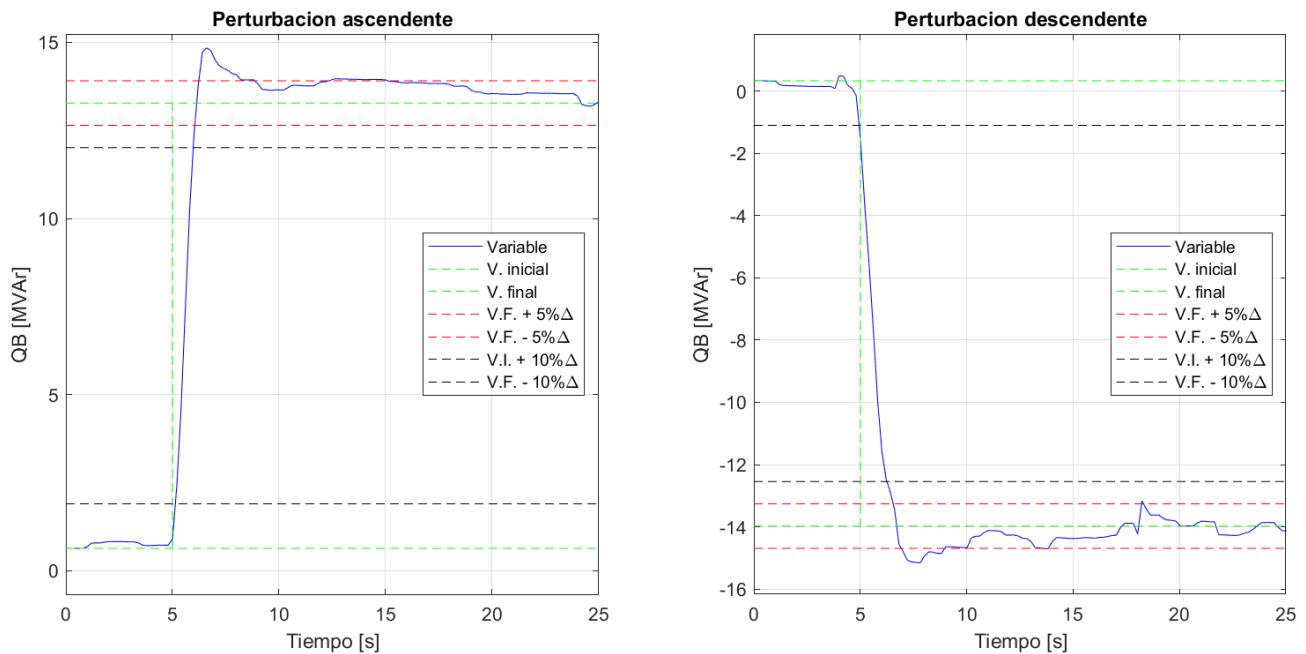


Figura 5-48: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 229,0kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_HIB_VCTRL_004.

Generación directa y descarga – $P_B = 70$ MW, $P_{PV} = 55$ MW, $P_{BESS} = 15$ MW

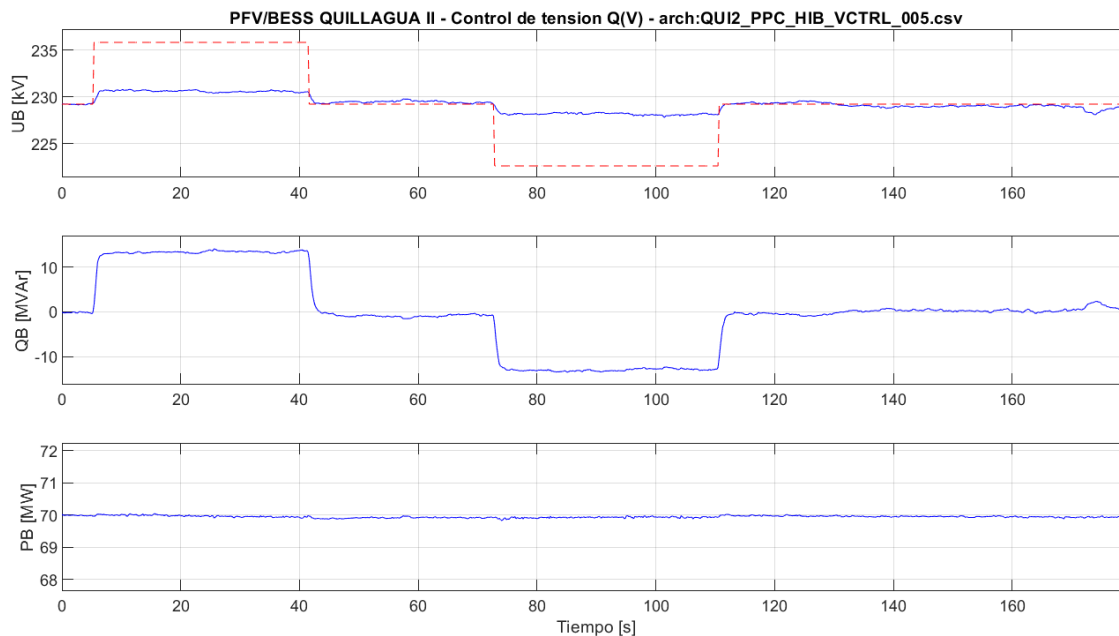


Figura 5-49: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $229,2\text{kV} \pm 6,6\text{kV}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_VCTRL_005.

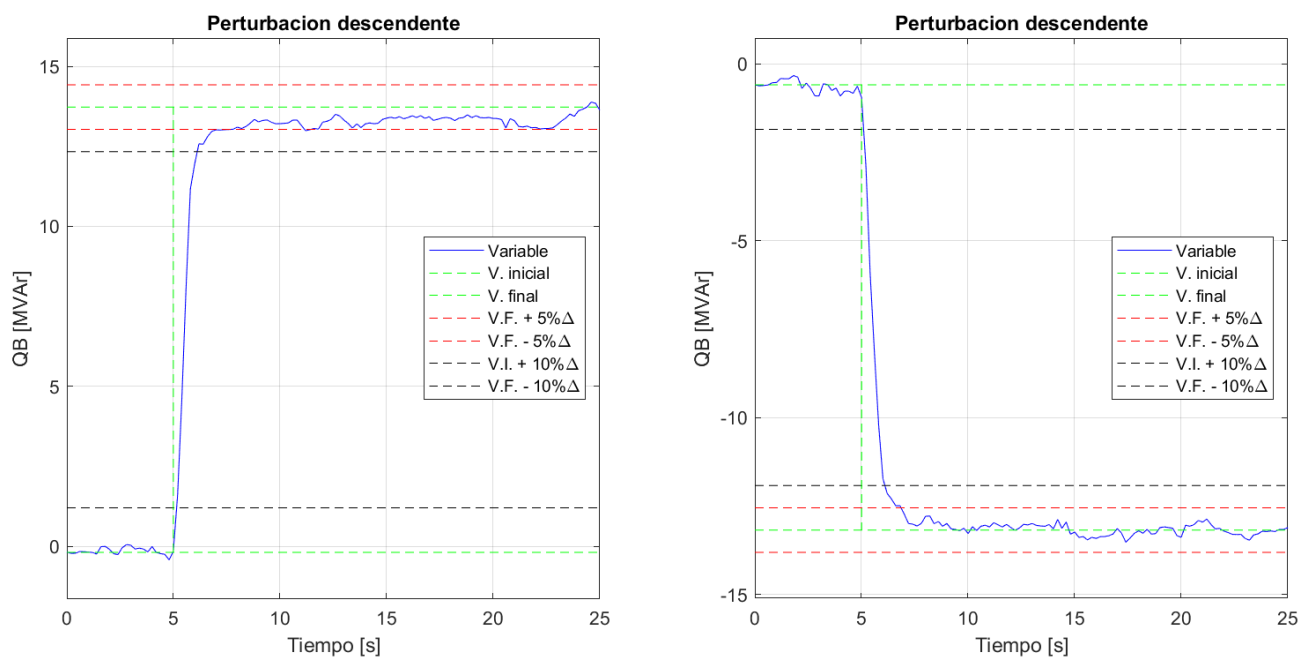


Figura 5-50: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $229,2\text{kV} \pm 6,6\text{kV}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_VCTRL_005.

Generación directa y descarga – $P_B = 105 \text{ MW}$, $P_{PV} = 55 \text{ MW}$, $P_{BESS} = 50 \text{ MW}$

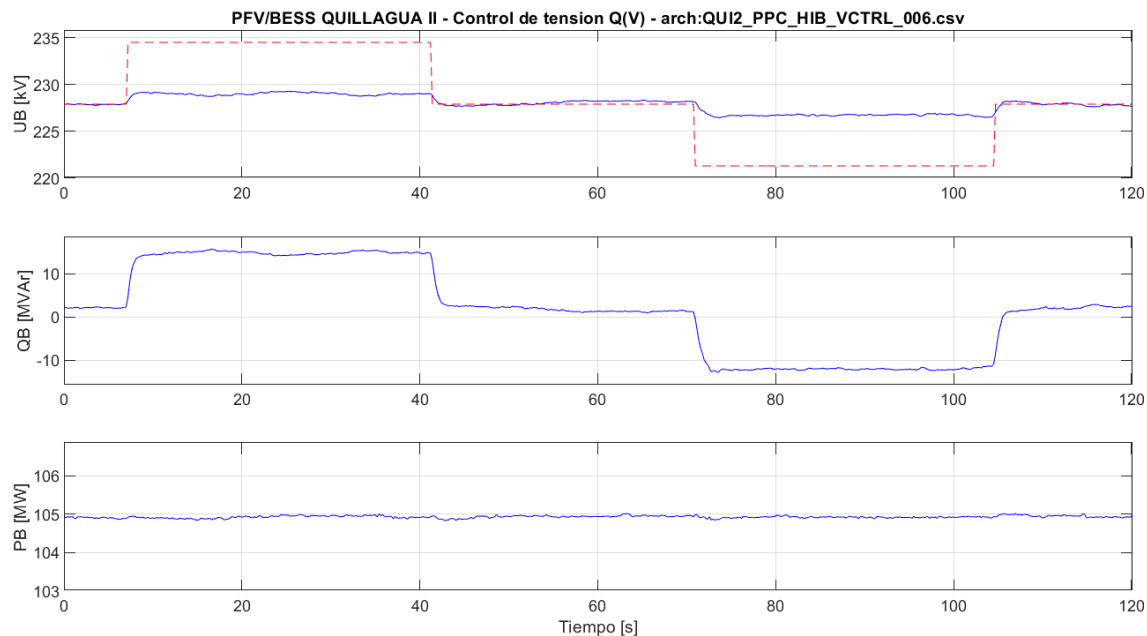


Figura 5-51: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $227,9\text{kV} \pm 6,6\text{kV}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_VCTRL_006.

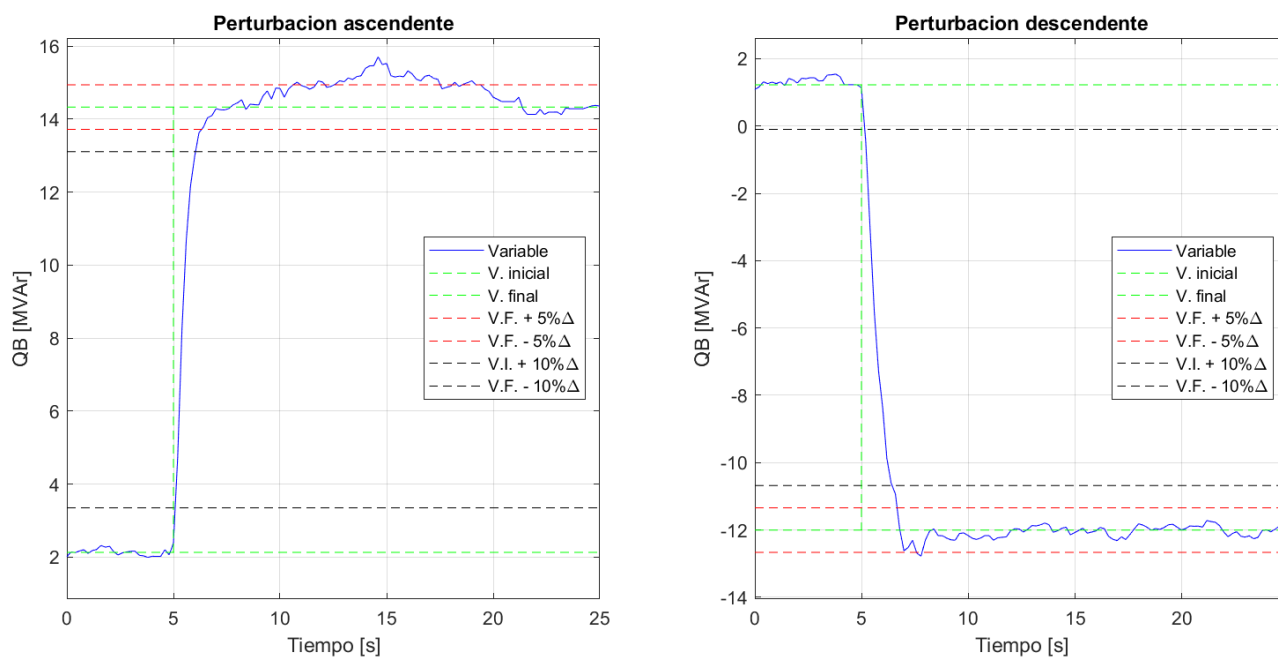


Figura 5-52: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $227,9\text{kV} \pm 6,6\text{kV}$. Arch: QUI2_PPC_HIB_VCTRL_006.

5.7.2 PFV (generación directa)

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 20$ MW, BESS F/S

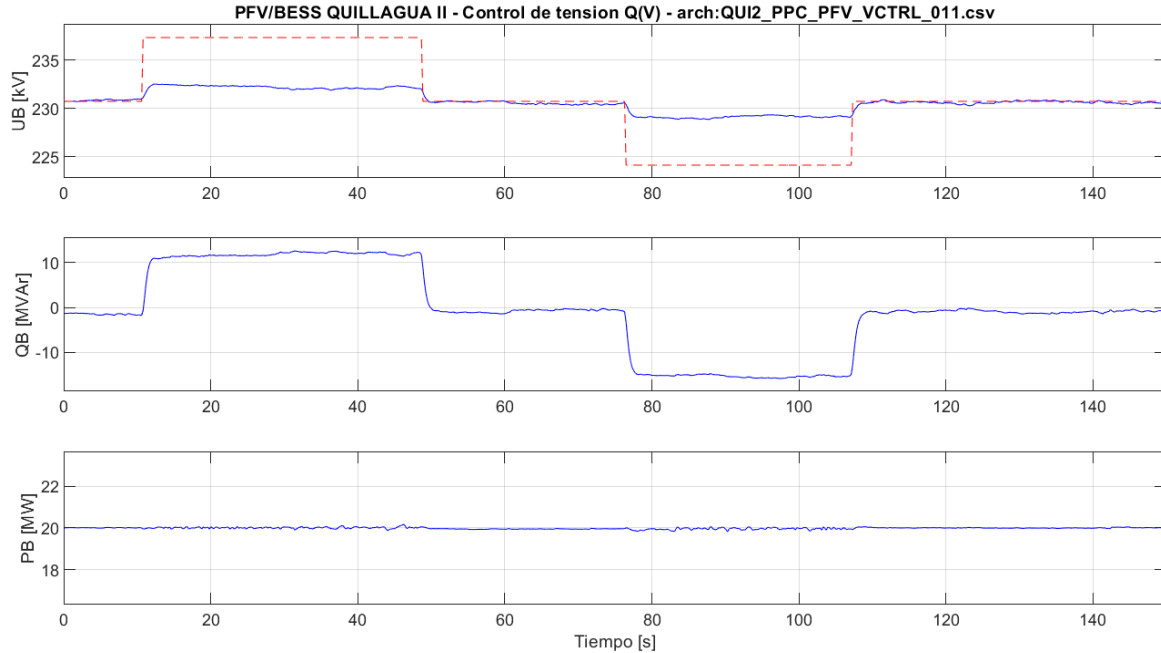


Figura 5-53: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 230,7kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_PFV_VCTRL_011.

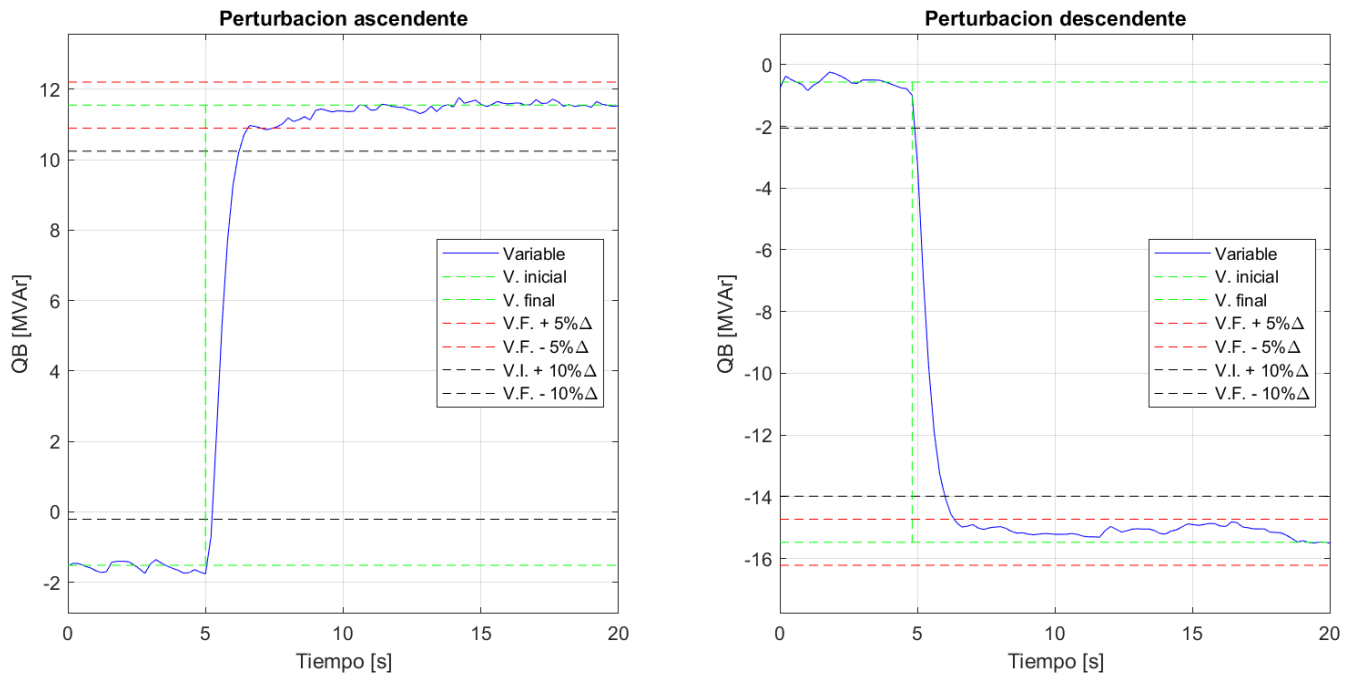


Figura 5-54: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 230,7kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_PFV_VCTRL_011.

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 45\text{MW}$, BESS F/S

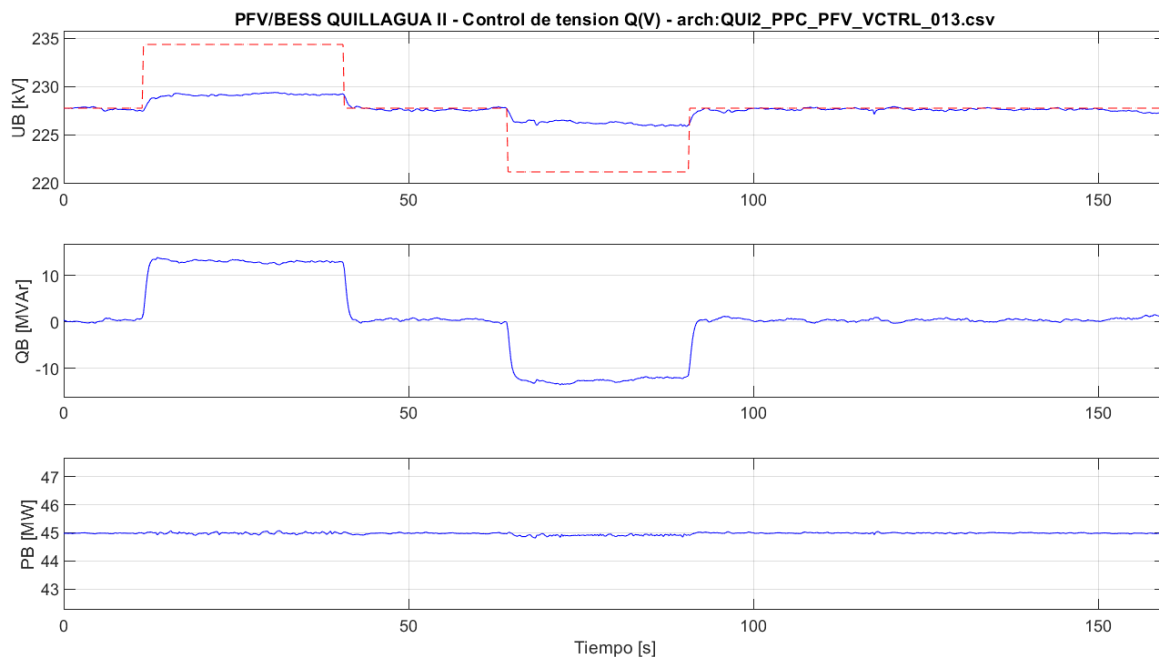


Figura 5-55: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $227,8\text{kV} \pm 6,6\text{kV}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_VCTRL_013.

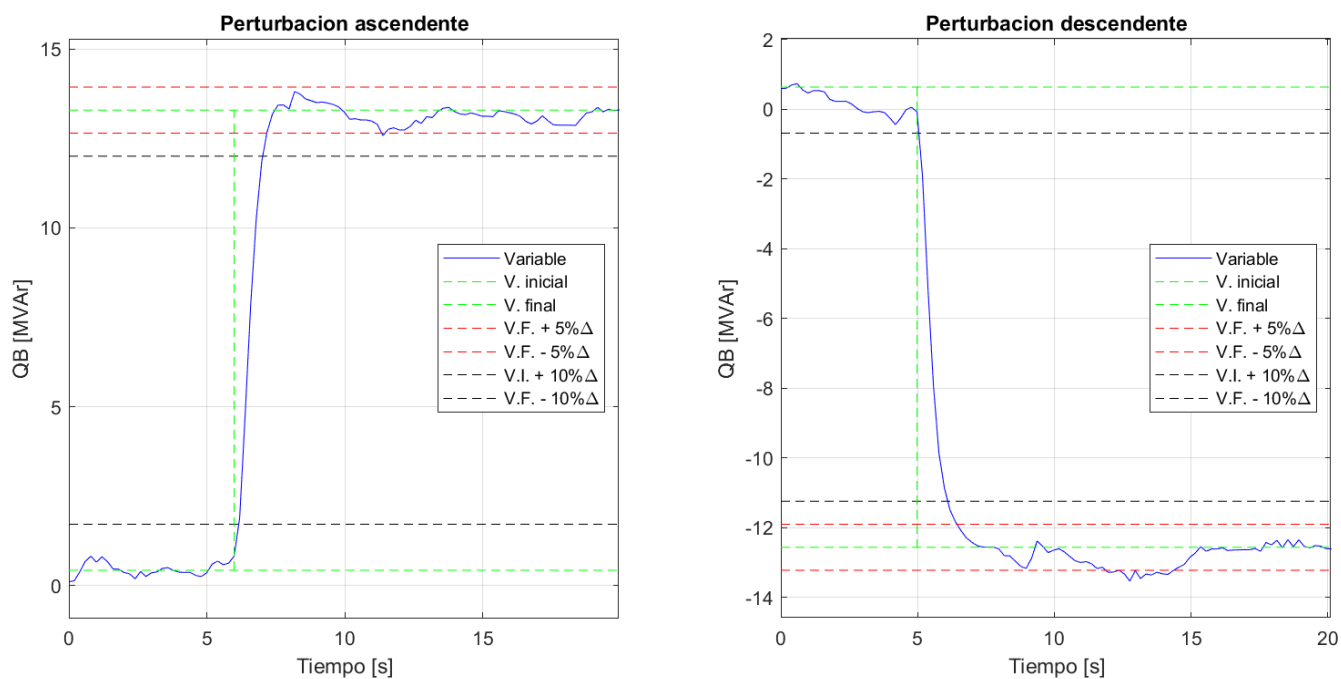


Figura 5-56: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $227,8\text{kV} \pm 6,6\text{kV}$. Arch: QUI2_PPC_PFV_VCTRL_013.

Generación directa – $P_B = P_{PV} = 70$ MW, BESS F/S

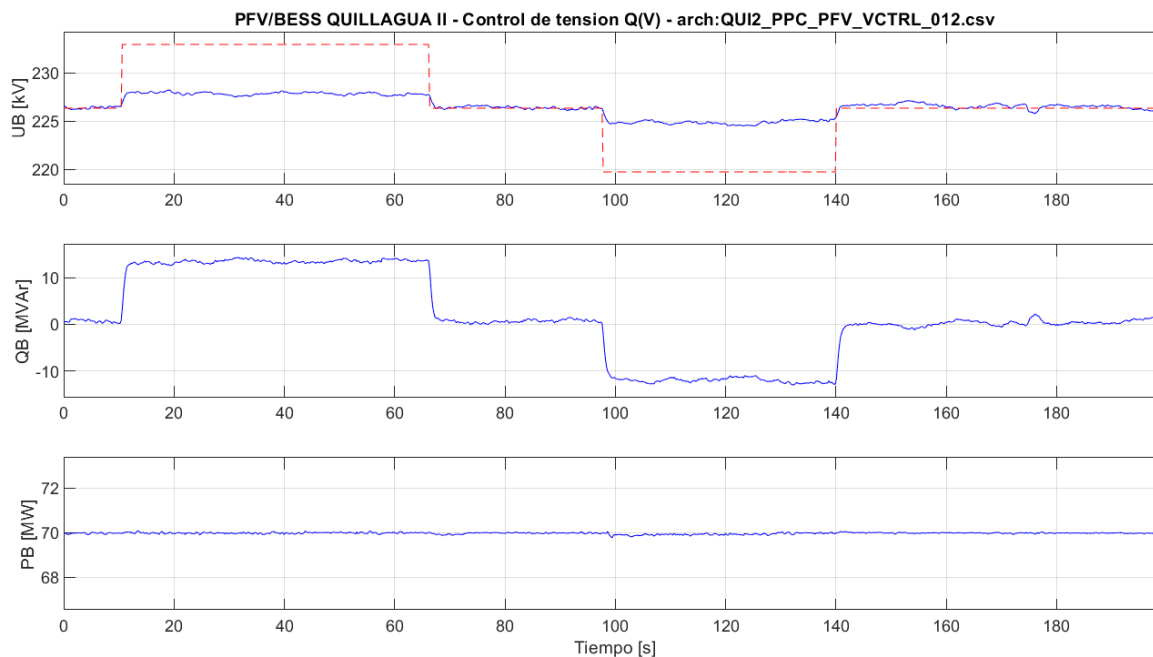


Figura 5-57: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 226,3kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_PFV_VCTRL_012.

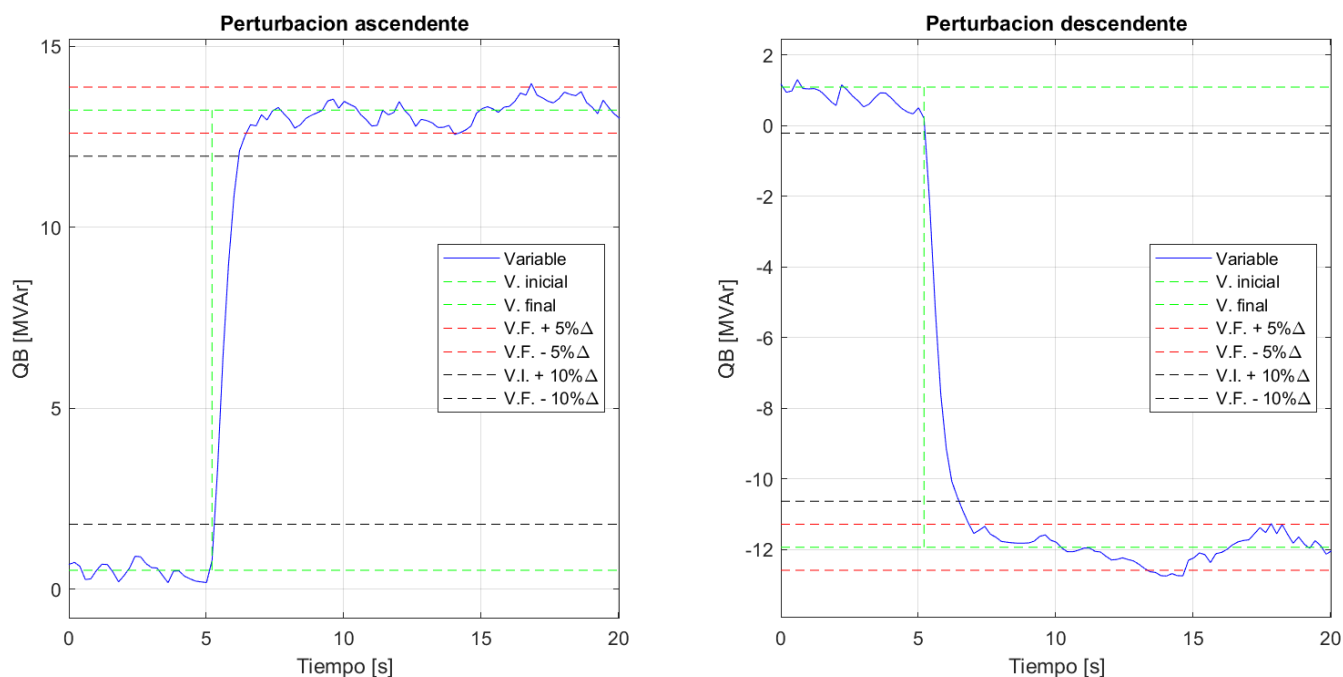


Figura 5-58: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 226,3kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_PFV_VCTRL_012.

5.7.3 BESS (descarga)

Descarga – $P_B = P_{PV} = 1$ MW, PFV F/S

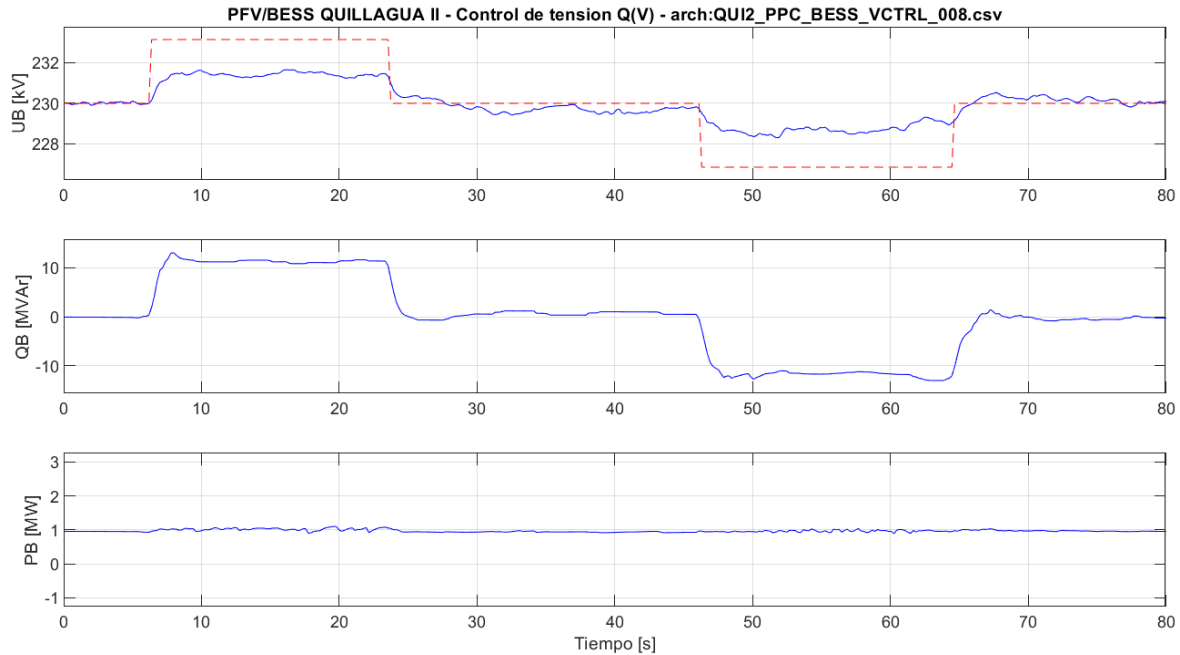


Figura 5-59: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 230,0kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_BESS_VCTRL_008.

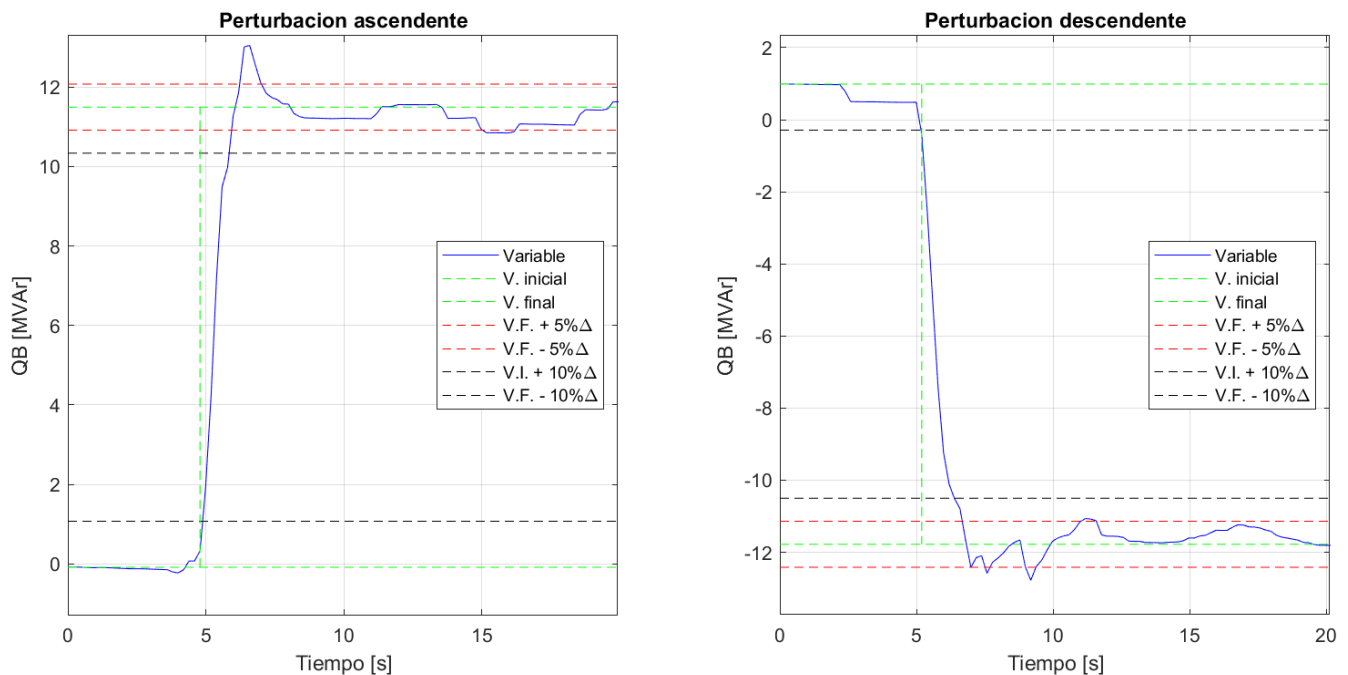


Figura 5-60: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 230,0kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_BESS_VCTRL_008.

Descarga – $P_B = P_{PV} = 55 \text{ MW}$, PFV F/S

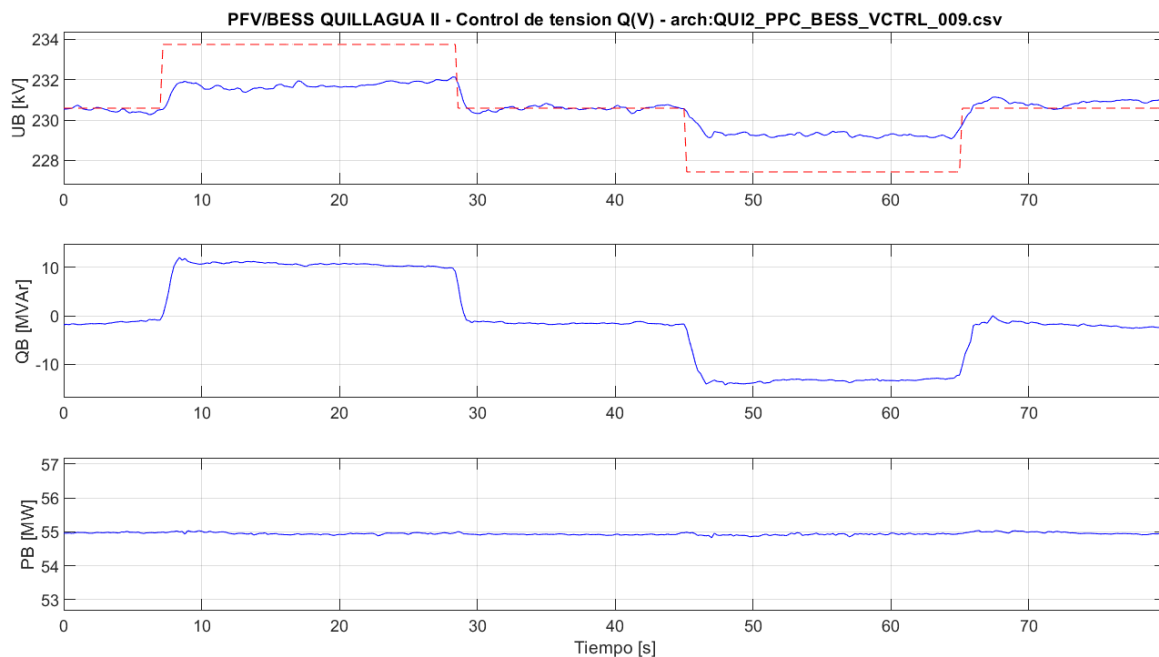


Figura 5-61: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $230,6 \text{ kV} \pm 6,6 \text{ kV}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_VCTRL_009.

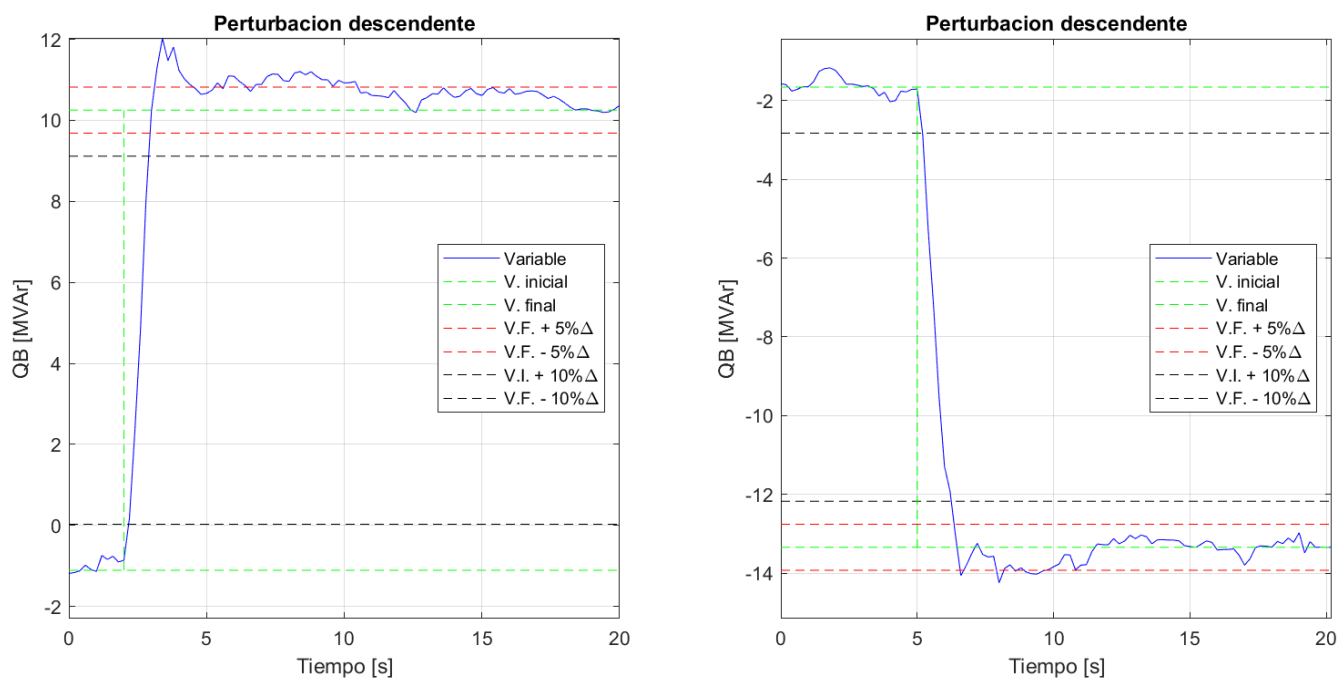


Figura 5-62: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $230,6 \text{ kV} \pm 6,6 \text{ kV}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_VCTRL_009.

Descarga – $P_B = P_{PV} = 105$ MW, PFV F/S

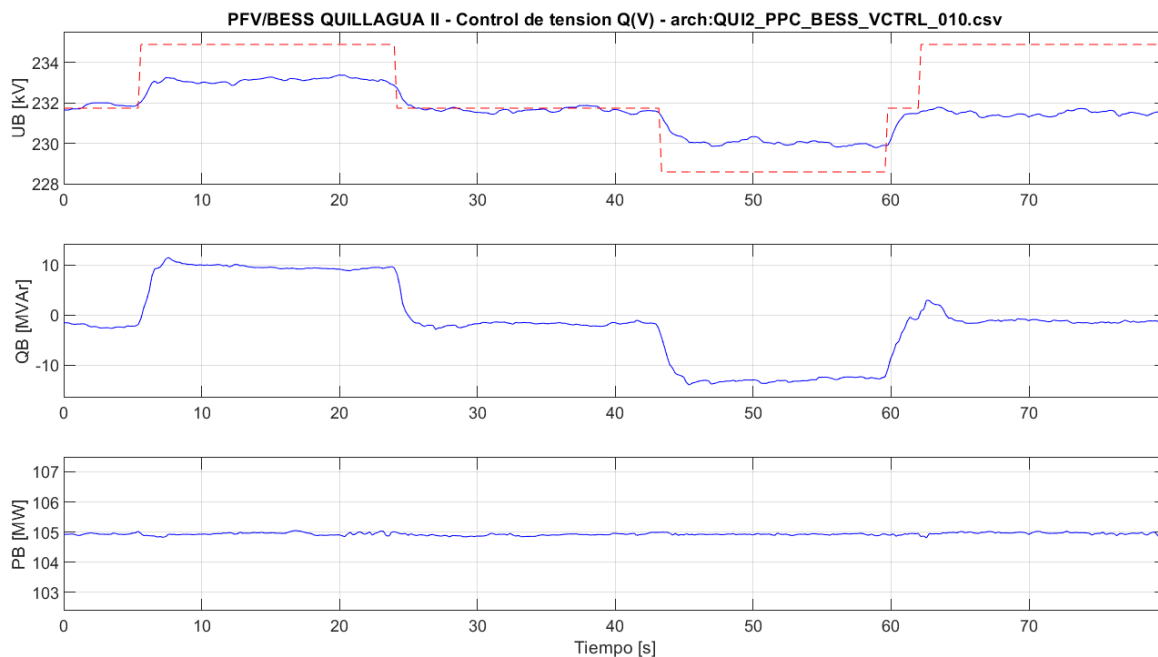


Figura 5-63: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $231,7\text{kV} \pm 6,6\text{kV}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_VCTRL_010.

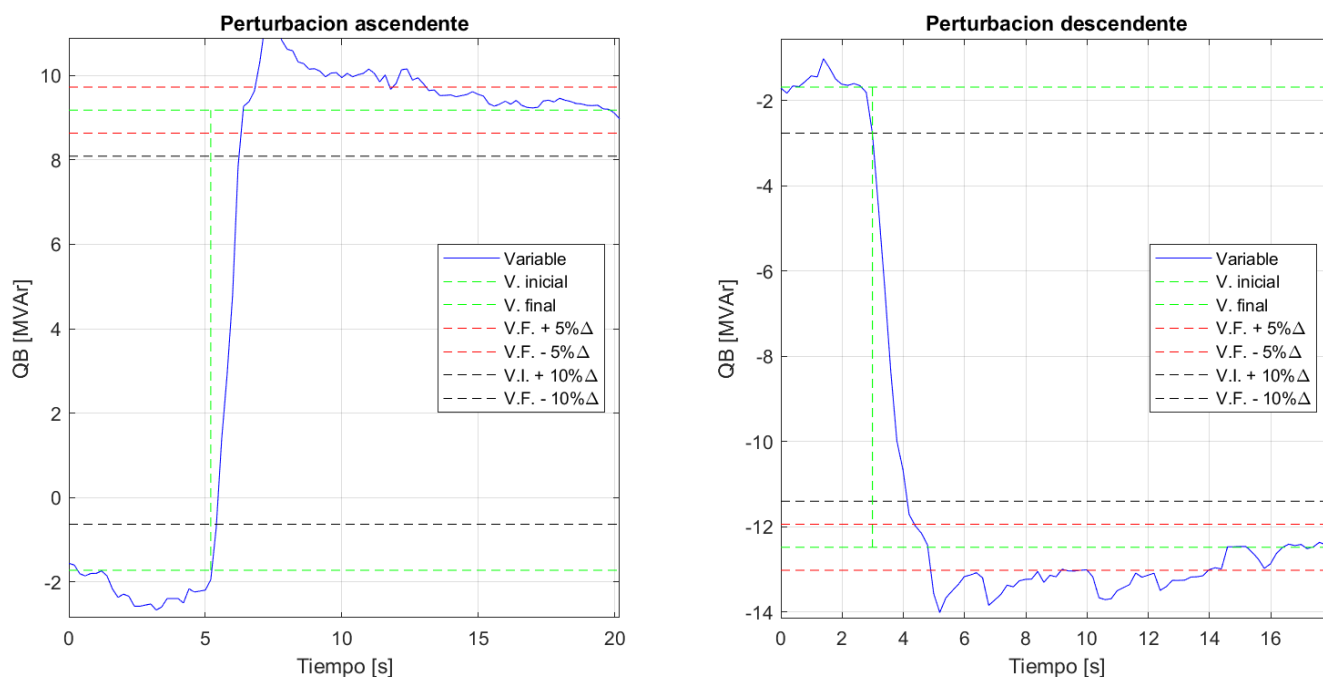


Figura 5-64: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: $231,7\text{kV} \pm 6,6\text{kV}$. Arch: QUI2_PPC_BESS_VCTRL_010.

5.7.4 PFV (Q @ Night)

$P_B = 0 \text{ MW}$, $P_{PV} = 0 \text{ MW}$, $P_{BESS} = F/S$

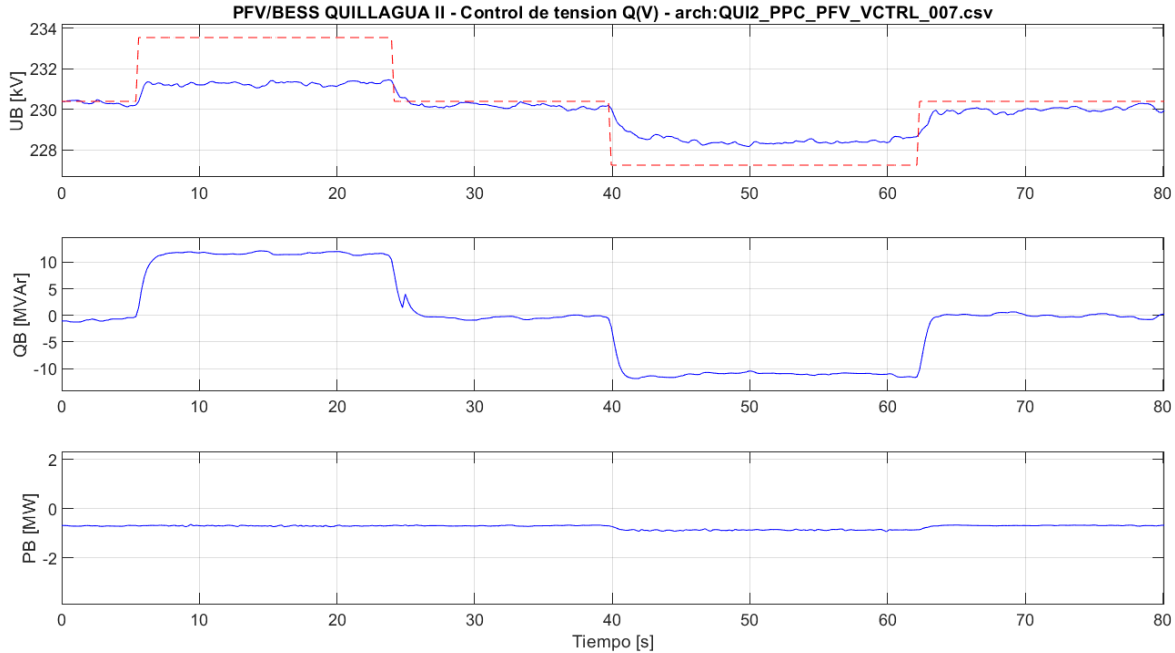


Figura 5-65: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 230,4kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_PFV_VCTRL_007.

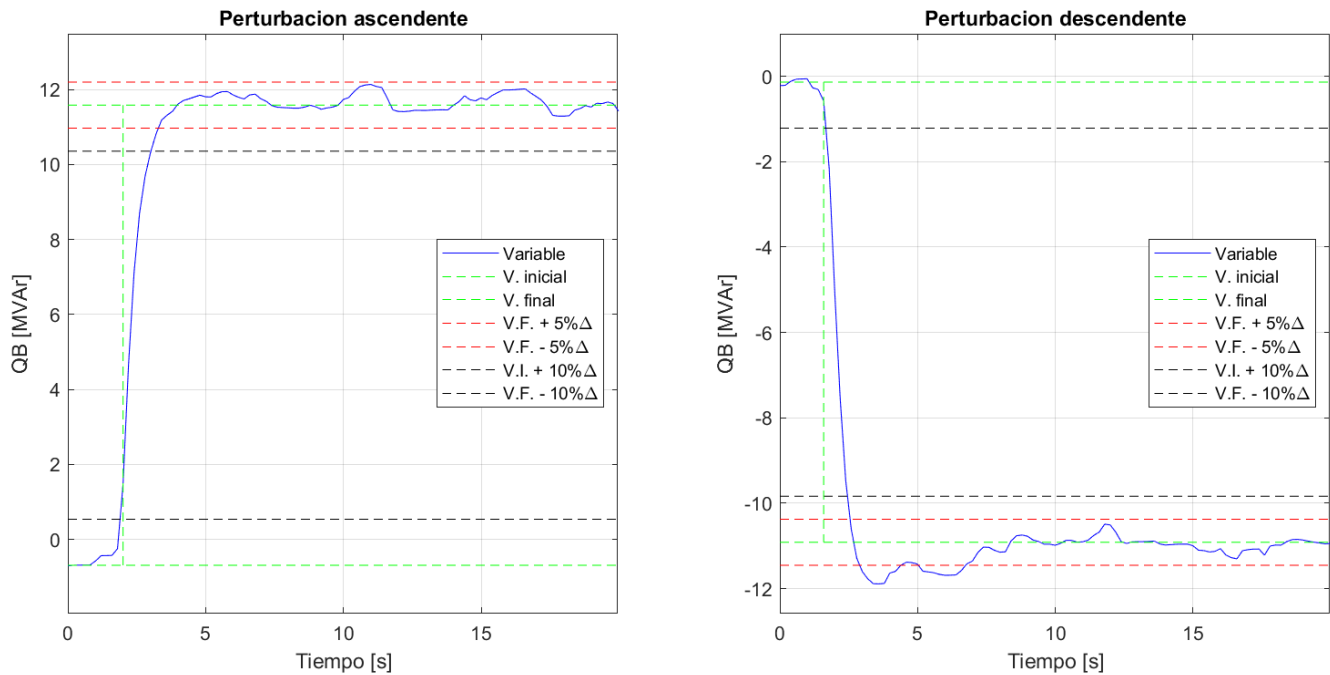


Figura 5-66: Ensayo sobre el controlador de tensión Q(V) del PPC. Consigna: 230,4kV $\pm$ 6,6kV. Arch: QUI2_PPC_PFV_VCTRL_007.

5.8 Parámetros de performance del controlador

A partir de mediciones realizadas sobre las respuestas dinámicas presentadas en las secciones 5.5, 5.5.3 y 5.7, se elabora una planilla de cálculo con un resumen de los parámetros de performance obtenidos para cada ensayo. Los resultados de dicha planilla son adjuntos al presente informe para facilitar su legibilidad.

Cada fila de la tabla generada constituye un ensayo de respuesta al escalón en la consigna de cada modo de control evaluado. Sus propiedades son las siguientes:

- Nivel de carga ensayado.
- Forma de operación evaluada.
- Modo de control.
- Perturbación aplicada.
- Fecha y hora del ensayo.
- Nombre del archivo, para facilitar su identificación.

Para cada ensayo se completan los siguientes resultados a partir de las mediciones obtenidas:

- Tiempo de retardo, t_a .⁵
- Tiempo de crecimiento, t_c .⁶
- Tiempo de establecimiento, t_e .
- Error de régimen permanente.
- Sobreoscilación máxima.

La variable utilizada para la determinación de los parámetros de desempeño dinámico es la potencia reactiva. No se utiliza el factor de potencia (para tal modo de control) por tratarse de una variable no lineal.

⁵ Retardo de tiempo (puro) existente entre el inicio de la acción de control (modificación de consigna a los inversores) y la aplicación de la perturbación

⁶ Retardo existente en que la respuesta del controlador crece desde el 10% hasta el 90% de la perturbación aplicada. Tiempo existente desde la aplicación de la perturbación hasta alcanzar un 95% del aporte de potencia reactiva.

6 CURVA DE CAPABILIDAD MÁXIMA

6.1 Curva de capacidad teórica

6.1.1 Caso de operación con PFV

Se determina por cálculo analítico la curva de capacidad de la Central Híbrida Quillagua II. Los resultados del análisis se presentan en forma gráfica en la Figura 6-1 para la operación diurna con PFV (BESS F/S), siendo determinada en el punto de interconexión en 220 kV. La curva de capacidad teórica (destacada en relleno color naranja) surge de la intersección de distintas curvas:

- Potencia aparente nominal del transformador principal.
- Potencia aparente nominal de los transformadores de bloque (sumadas).
- Potencia aparente nominal de los inversores (sumadas).
- Potencia nominal declarada.

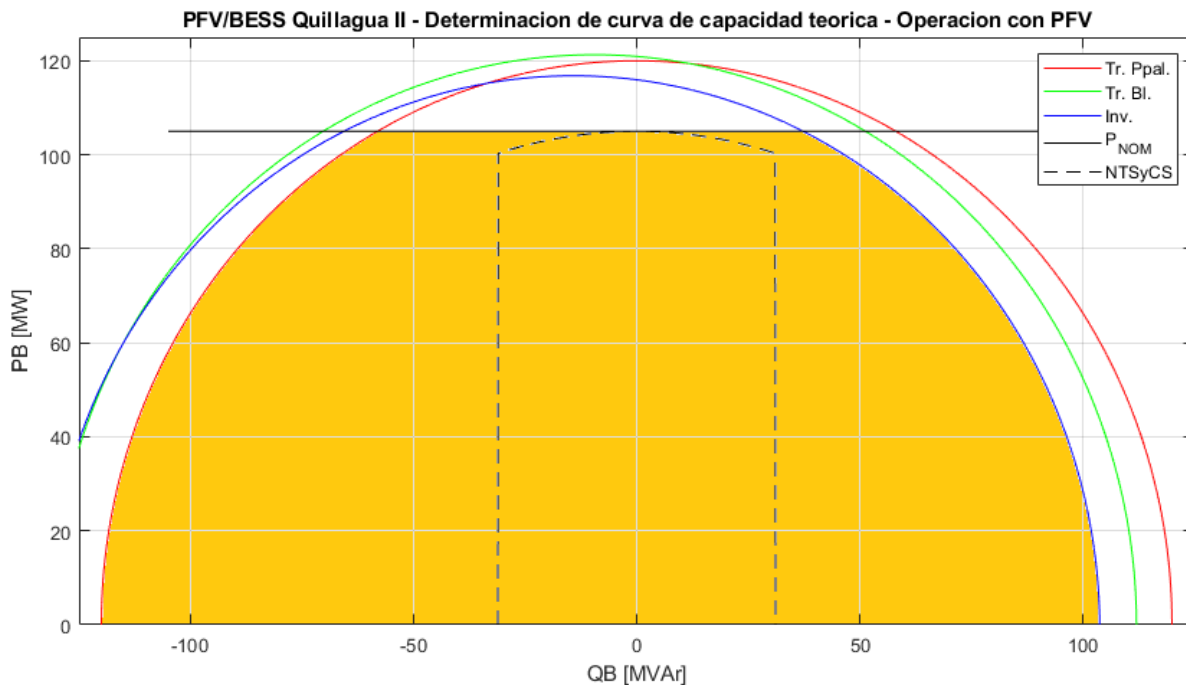


Figura 6-1: Curva de capacidad teórica para la Central Híbrida Quillagua II, en operación con PFV.

Las curvas de potencia aparente nominal no son concéntricas por la existencia de distintos niveles de tensión: 645V para los inversores, 23 kV para los transformadores de bloque y 220 kV para el transformador principal. Las pérdidas y la componente de magnetización de los transformadores desplazan el centro de cada una de

estas curvas. A los efectos de cuantificar los datos presentados en la curva de capacidad teórica, la Tabla 6-1 resume un listado de puntos para la operación en subexcitación y sobreexcitación.

% P _{NOM}	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia reactiva [MVar]
0	0,00	-120,00	103,80
25	26,25	-117,00	100,50
50	52,50	-107,9	90,86
75	78,75	-90,57	72,70
100	105,00	-58,00	37,06

Tabla 6-1: Puntos de la curva de capacidad teórica obtenida para la Central Quillagua II, en operación con PFV.

6.1.2 Caso de operación conjunto PFV y BESS

Se determina por cálculo analítico la curva de capacidad de la Central Híbrida Quillagua II. Los resultados del análisis se presentan en forma gráfica en la Figura 6-2 para la operación diurna típica: PFV y BESS, siendo determinada en el punto de interconexión en 220 kV. La curva de capacidad teórica (destacada en relleno color naranja) surge de la intersección de distintas curvas:

- Potencia aparente nominal del transformador principal.
- Potencia aparente nominal de los transformadores de bloque (sumadas).
- Potencia aparente nominal de los inversores y convertidores (sumadas).
- Potencia nominal declarada.

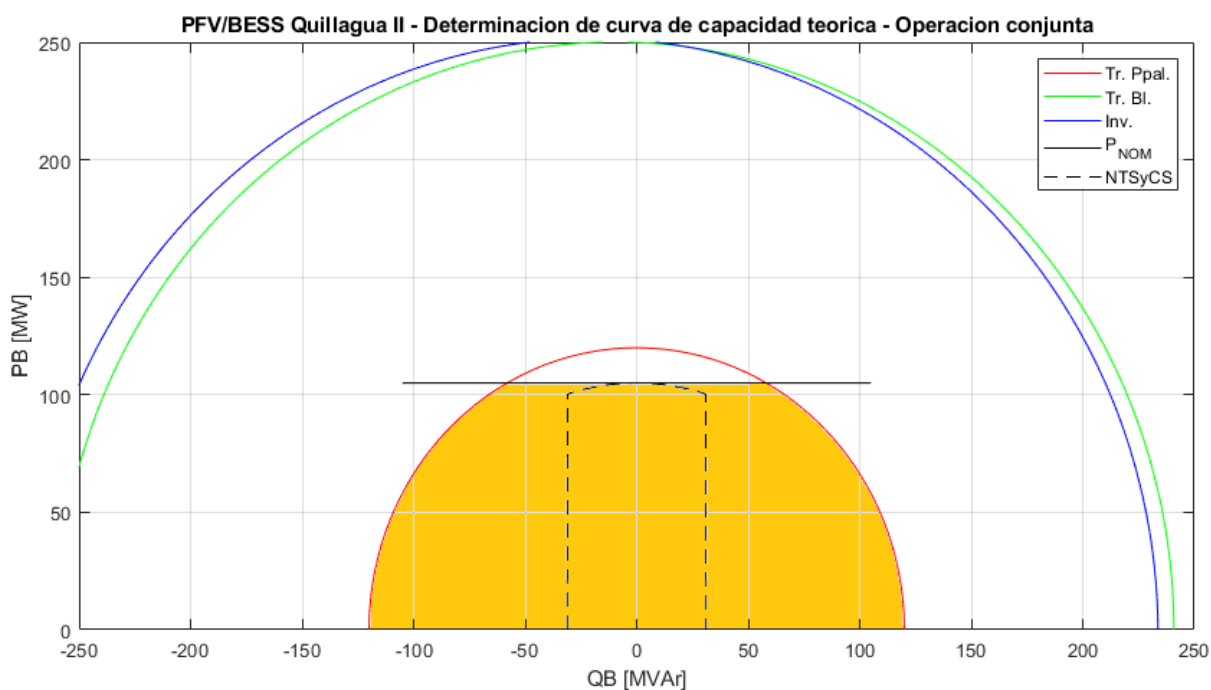


Figura 6-2: Curva de capacidad teórica para la Central Híbrida Quillagua II, en operación con PFV y BESS.

A los efectos de cuantificar los datos presentados en la curva de capacidad teórica, la Tabla 6-2 resume un listado de puntos para la operación en subexcitación y sobreexcitación.

% P _{NOM}	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia reactiva [MVar]
0	0,00	-120,00	120,00
25	26,25	-117,00	117,00
50	52,50	-107,9	107,9
75	78,75	-90,57	90,57
100	105,00	-58,00	58,00

Tabla 6-2: Puntos de la curva de capacidad teórica obtenida para la Central Quillagua II, en operación combinada PFV + BESS.

6.1.3 Caso de operación con BESS

En forma similar a la evaluación realizada en la sección anterior, a continuación, se presentan los resultados del análisis para la operación con BESS (con el PFV fuera de servicio) en la Figura 6-2. La curva de capacidad teórica (destacada en relleno color naranja) surge de la intersección de distintas curvas:

- Potencia aparente nominal del transformador principal.
- Potencia aparente nominal de los transformadores de bloque (sumadas).
- Potencia aparente nominal de los convertidores BESS (sumadas).
- Potencia nominal declarada.

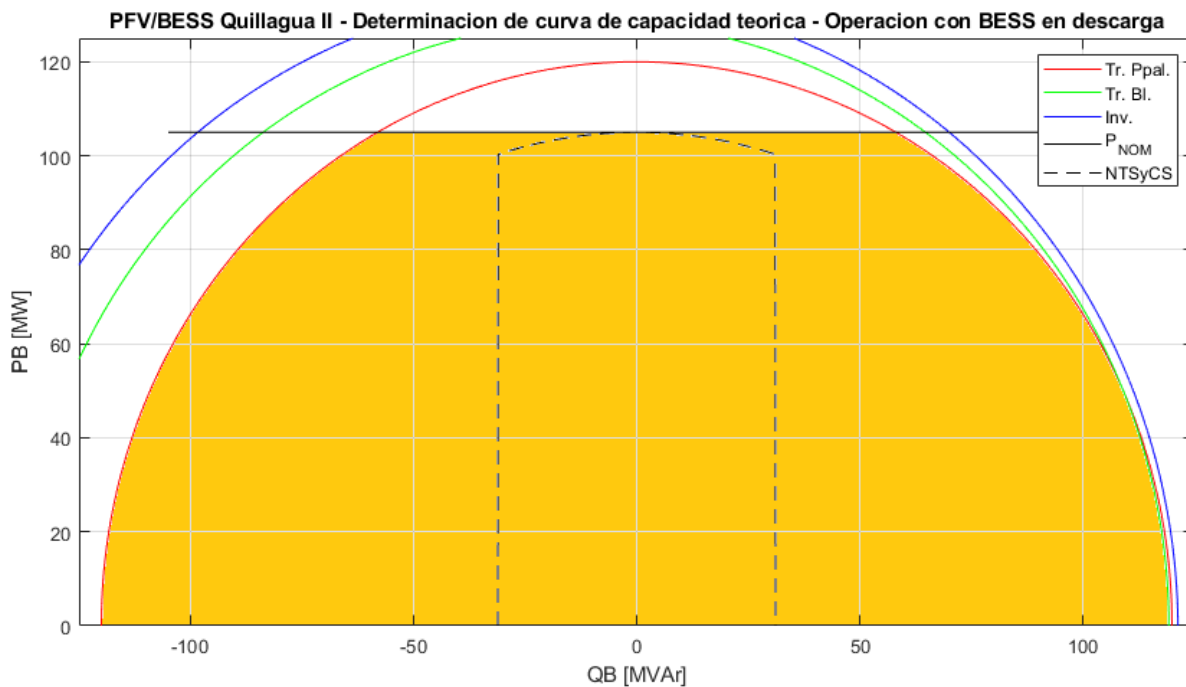


Figura 6-3: Curva de capacidad teórica para la Central Híbrida Quillagua II, en operación con BESS.

A los efectos de cuantificar los datos presentados en la curva de capacidad teórica, la Tabla 6-2 resume un listado de puntos para la operación en subexcitación y sobreexcitación.

% P_{NOM}	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Potencia reactiva [MVar]
0	0,00	-120,00	119,3
25	26,25	-117,00	116,5
50	52,50	-107,9	107,9
75	78,75	-90,57	90,57
100	105,00	-58,00	58,00

Tabla 6-3: Puntos de la curva de capacidad teórica obtenida para la Central Híbrida Quillagua II, en operación con BESS.

6.2 Evaluación por ensayos en sitio de la curva de capacidad máxima

6.2.1 Ensayo en sitio para condición diurna con PFV

La curva de capacidad máxima se planifica evaluar en su punto de interconexión durante la operación diurna sobre un total de ocho puntos: cuatro puntos corresponden a la absorción de potencia reactiva mientras que los restantes cuatro lo hacen a la inyección de potencia reactiva. En este modo la planta se encuentra operando en generación directa, según el nivel de potencia activa ensayado.

La Figura 6-4 muestra, sobre un diagrama PQ, la trayectoria relevada durante la campaña de ensayos. Superpuestas a ella se encuentran las curvas teóricas obtenidas para el caso de operación con PFV, tal como fuese presentado en la sección 6.1.1. Los puntos alcanzados, identificados como 1 a 8, son presentados por medio de su diagrama temporal desde la Figura 6-5 a Figura 6-12.

La operación en los puntos 1 a 8 implica la modificación intencional de los parámetros de limitación de potencia reactiva, presentados en la sección 2.9. Éstos se llevan a valores altos a los efectos de que no permitan la limitación de potencia reactiva por parte del sistema de control del parque durante las pruebas. La modificación es transitoria y se prolonga durante la duración de las pruebas, quedando luego en su ajuste original (equivalente al informado en la sección 2.9).

Los puntos 1 a 4 se alcanzan tras la imposibilidad de continuar con la generación de potencia reactiva como consecuencia del aumento en la tensión de la línea, que alcanza un valor promedio por encima de los 234 kV. Por su parte, los puntos 5 a 8 se dieron como consecuencia de la imposibilidad del sistema eléctrico interconectado de continuar con la provisión de potencia reactiva.

Durante la ejecución de las pruebas no fue posible ajustar la tensión de la red en los niveles de tensión indicados por la guía vigente: 0,90, 0,95, 1,00, 1,05 y 1,1pu.

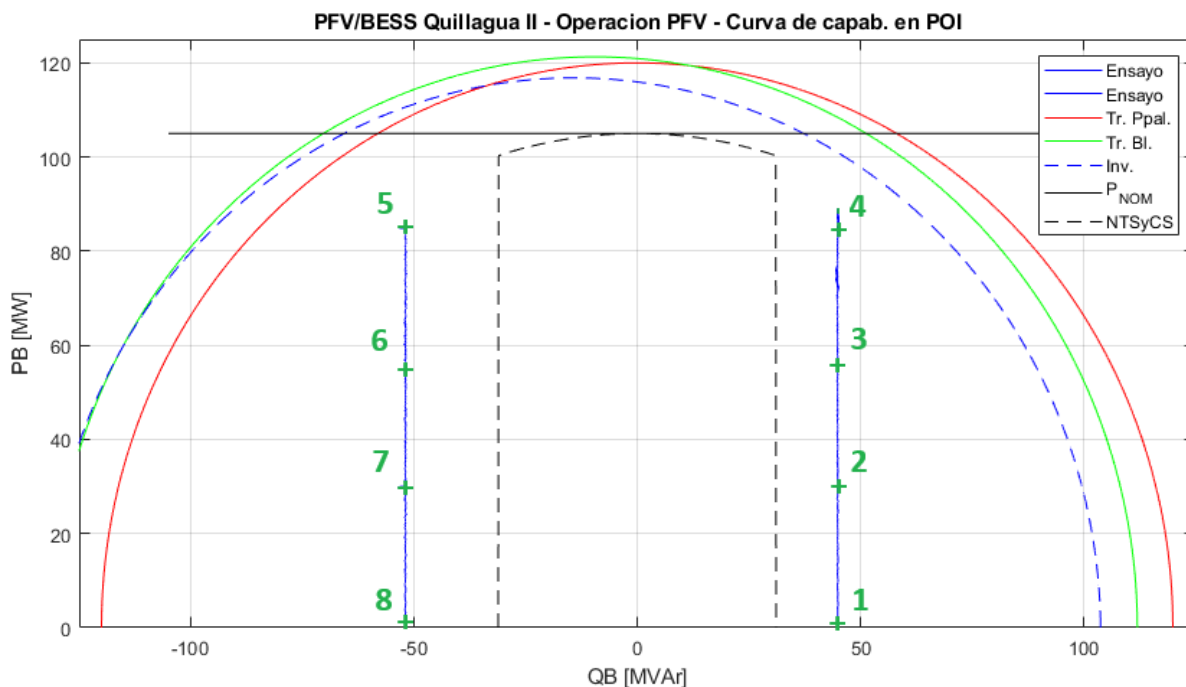


Figura 6-4: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central fotovoltaica, sobre plano PQ.

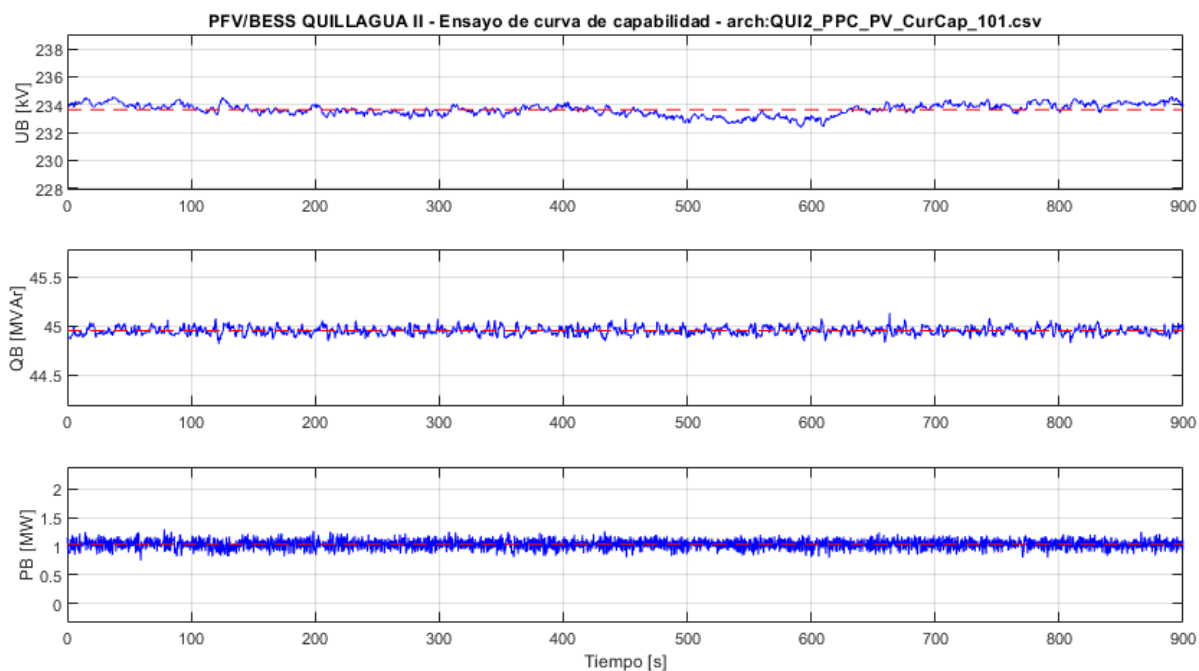


Figura 6-5: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, en operación con PFV. Diagrama temporal para Punto 1.

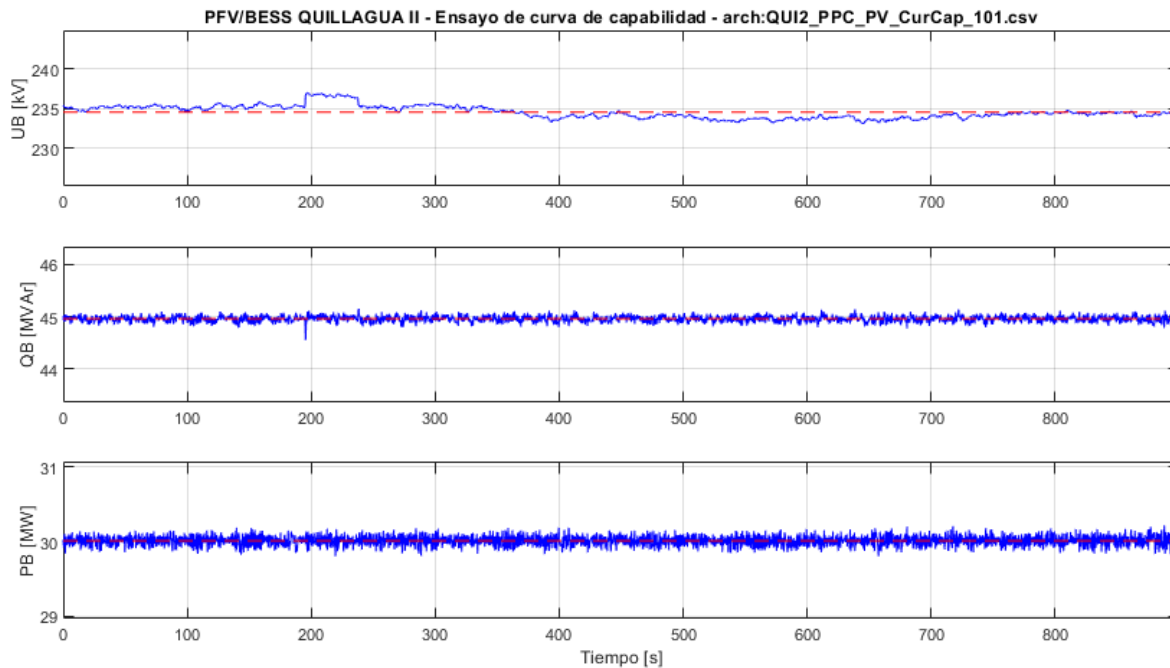


Figura 6-6: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, en operación con PFV. Diagrama temporal para Punto 2.

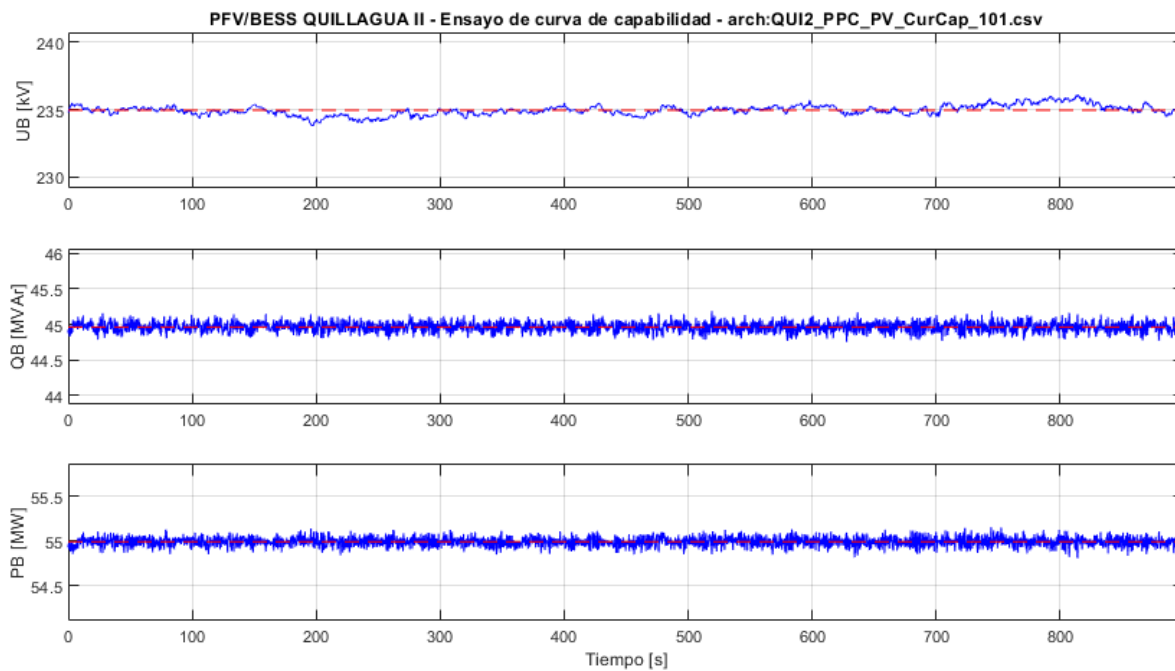


Figura 6-7: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, en operación con PFV. Diagrama temporal para Punto 3.

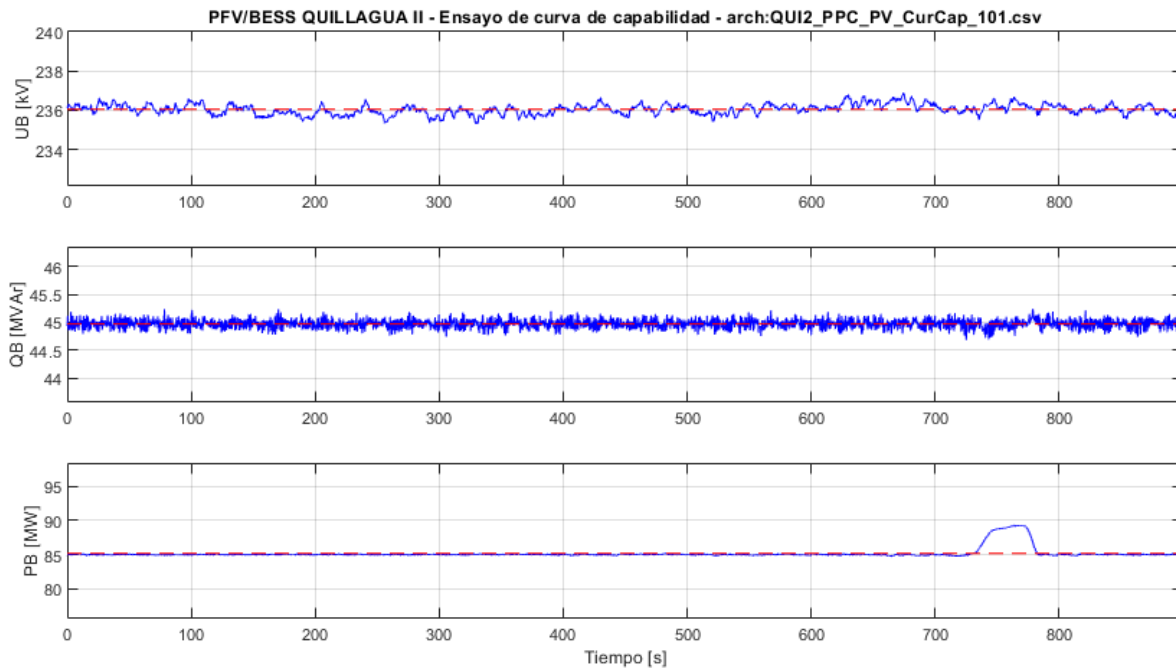


Figura 6-8: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, en operación con PFV. Diagrama temporal para Punto 4.

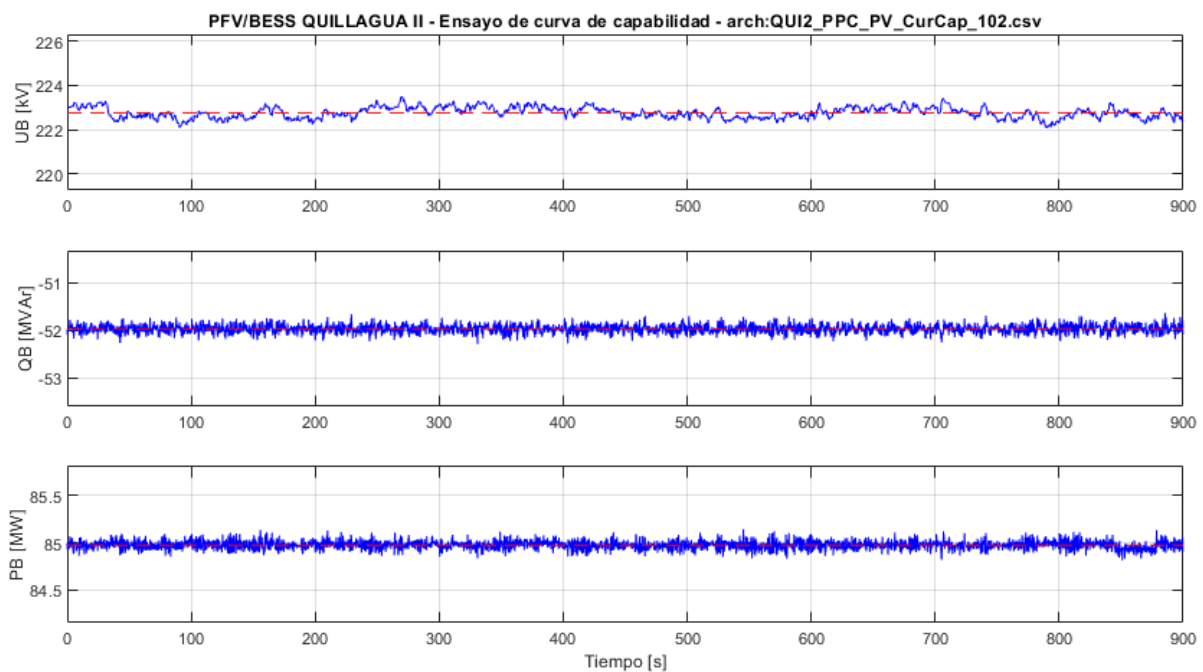


Figura 6-9: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, en operación con PFV. Diagrama temporal para Punto 5.

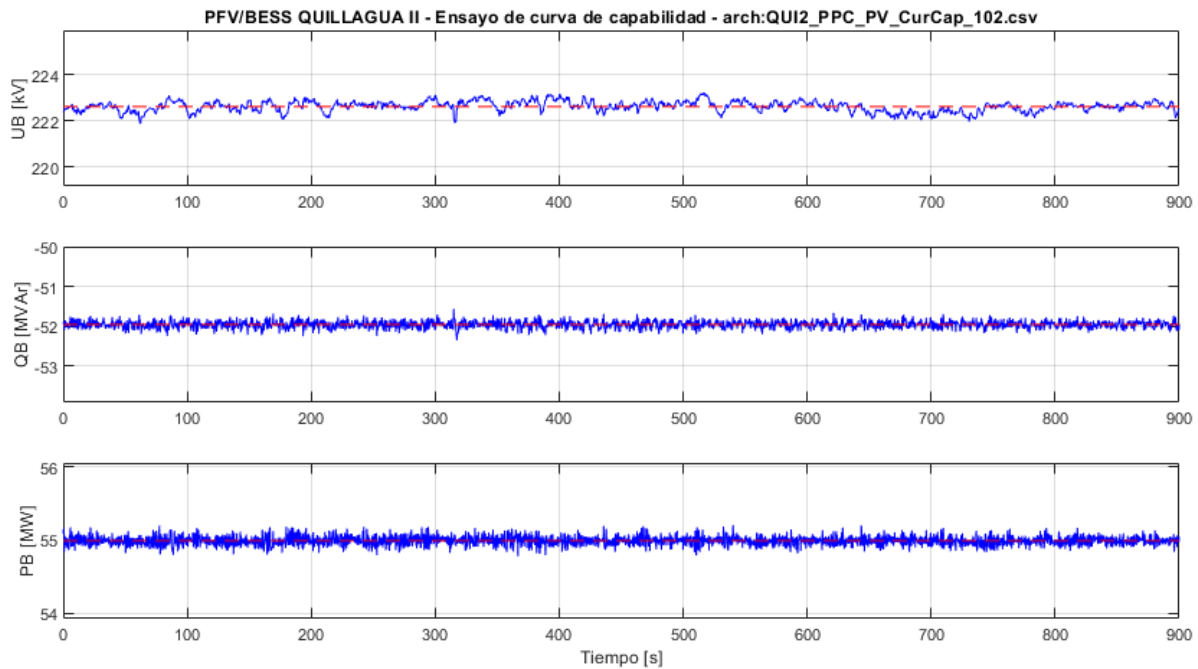


Figura 6-10: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, en operación con PFV. Diagrama temporal para Punto 6.

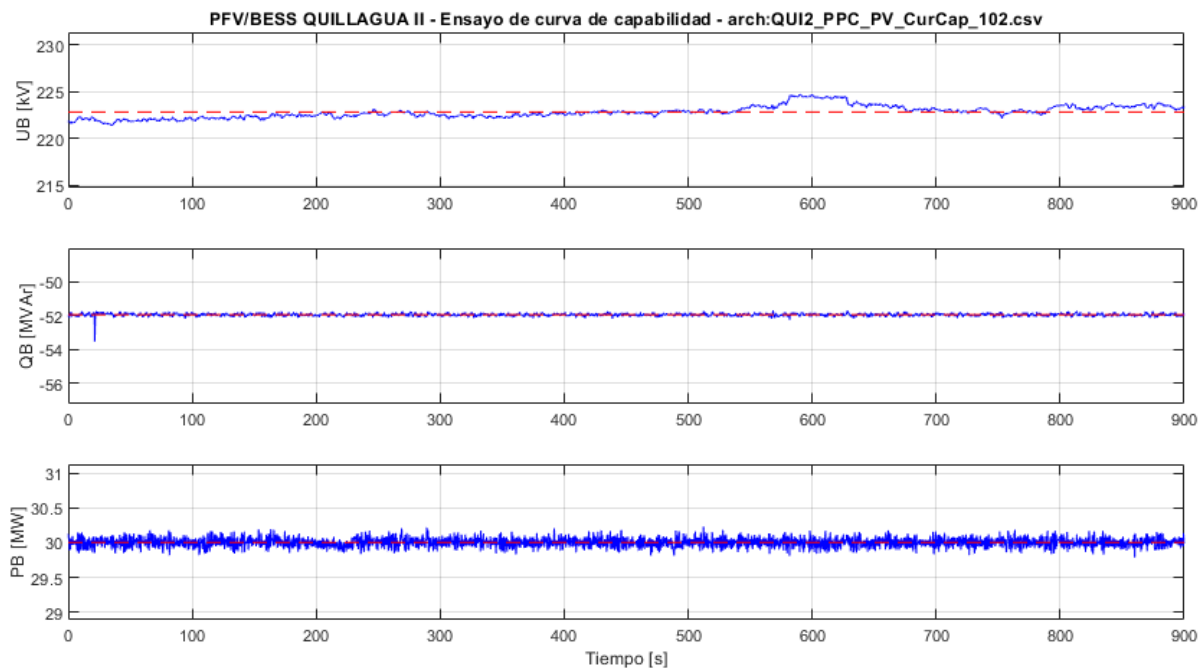


Figura 6-11: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, en operación con PFV. Diagrama temporal para Punto 7.

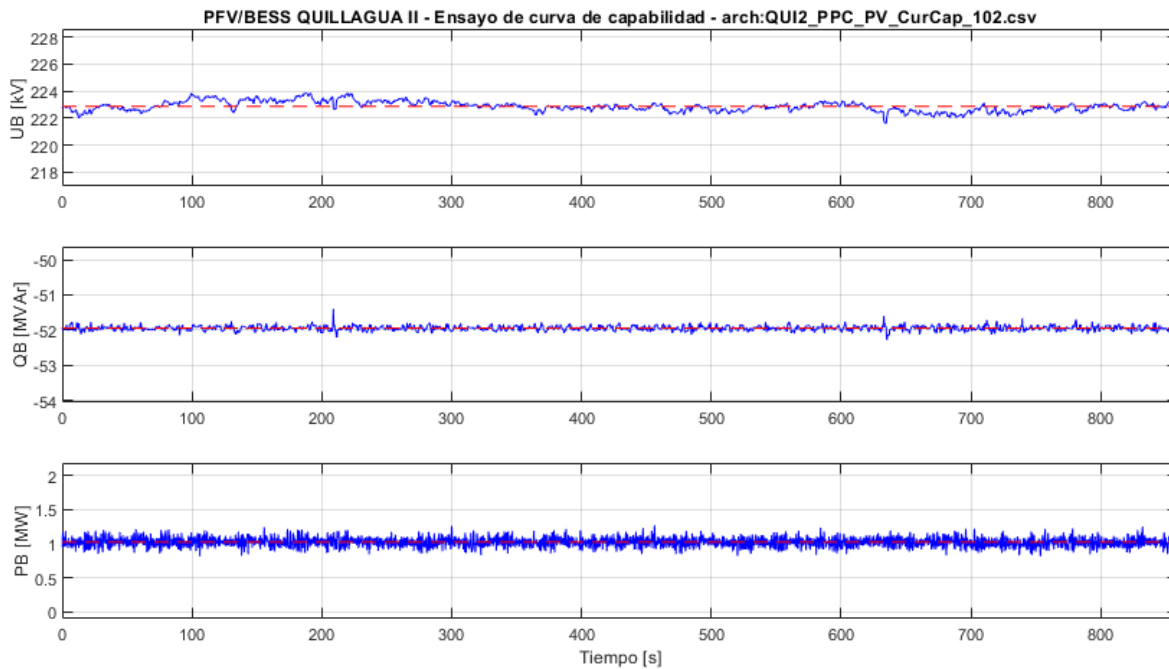


Figura 6-12: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, en operación con PFV. Diagrama temporal para Punto 8.

La Tabla 6-4 resume los valores promedio para cada variable durante la operación de la central híbrida Quillagua II en los puntos de trabajo en los que se evalúa la curva de capacidad. Se incluyen también los valores de setpoint consignados para el modo de control de potencia activa y reactiva.

Punto	UB [kV]	QB [MVar]	Q _{SETPOINT} [MVar]	PB [MW]	P _{SETPOINT} [MW]
1	233.64	44.94	+45.00	1.03	1.00
2	234.51	44.95	+45.00	30.01	30.00
3	234.94	44.96	+45.00	54.99	55.00
4	236.04	44.96	+45.00	85.15	85.00
5	222.76	-51.96	-52.00	84.97	85.00
6	222.61	-51.95	-52.00	54.99	55.00
7	222.82	-51.95	-52.00	30.00	30.00
8	222.87	-51.94	-52.00	1.02	1.00

Tabla 6-4: Valores medidos en régimen permanente para cada uno de los puntos de evaluación de la curva de capacidad. Operación con PFV.

6.2.2 Ensayo en sitio para condición diurna con PFV y BESS

La curva de capacidad máxima se planifica evaluar en su punto de interconexión durante la operación diurna sobre un total de ocho puntos: cuatro puntos corresponden a la absorción de potencia reactiva mientras que los restantes cuatro lo hacen a la inyección de potencia reactiva. En este modo la planta se encuentra operando en generación directa con carga o generación directa con descarga, según el nivel de potencia activa ensayado.

La Figura 6-13 muestra, sobre un diagrama PQ, la trayectoria relevada durante la campaña de ensayos. Superpuestas a ella se encuentran las curvas teóricas obtenidas para el caso de operación híbrida, tal como fuese presentado en la sección 6.1.2. Los puntos alcanzados, identificados como 1 a 8, son presentados por medio de su diagrama temporal desde la Figura 6-14 a la Figura 6-21.

La operación en los puntos 1 a 8 implica la modificación intencional de los parámetros de limitación de potencia reactiva, presentados en la sección 2.9. Éstos se llevan a valores altos a los efectos de que no permitan la limitación de potencia reactiva por parte del sistema de control del parque durante las pruebas. La modificación es transitoria y se prolonga durante la duración de las pruebas, quedando luego en su ajuste original (equivalente al informado en la sección 2.9).

Los puntos 1 a 4 se alcanzan tras la imposibilidad de continuar con la generación de potencia reactiva como consecuencia del aumento en la tensión de la línea, que alcanza un valor promedio por encima de los 234 kV. Por su parte, los puntos 5 a 8 se dieron como consecuencia de la imposibilidad del sistema eléctrico interconectado de continuar con la provisión de potencia reactiva.

Durante la ejecución de las pruebas no fue posible ajustar la tensión de la red en los niveles de tensión indicados por la guía vigente: 0,90, 0,95, 1,00, 1,05 y 1,1pu.

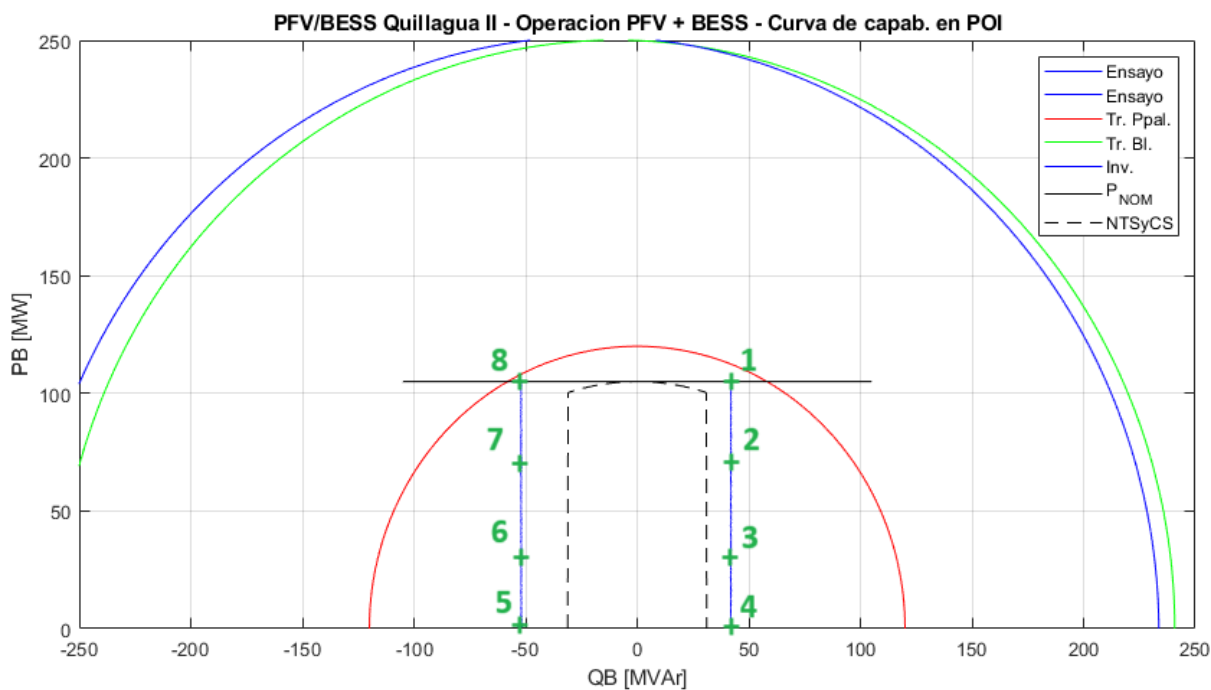


Figura 6-13: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida (PFV + BESS), sobre plano PQ.

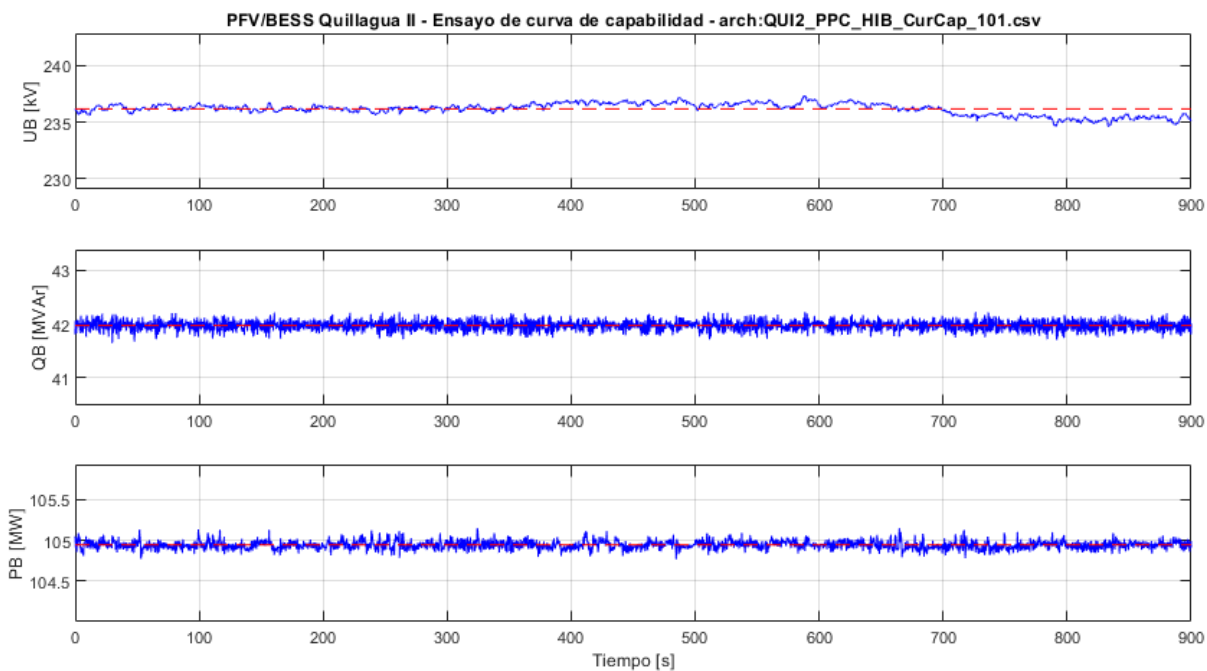


Figura 6-14: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con PFV y BESS. Diagrama temporal para Punto 1.

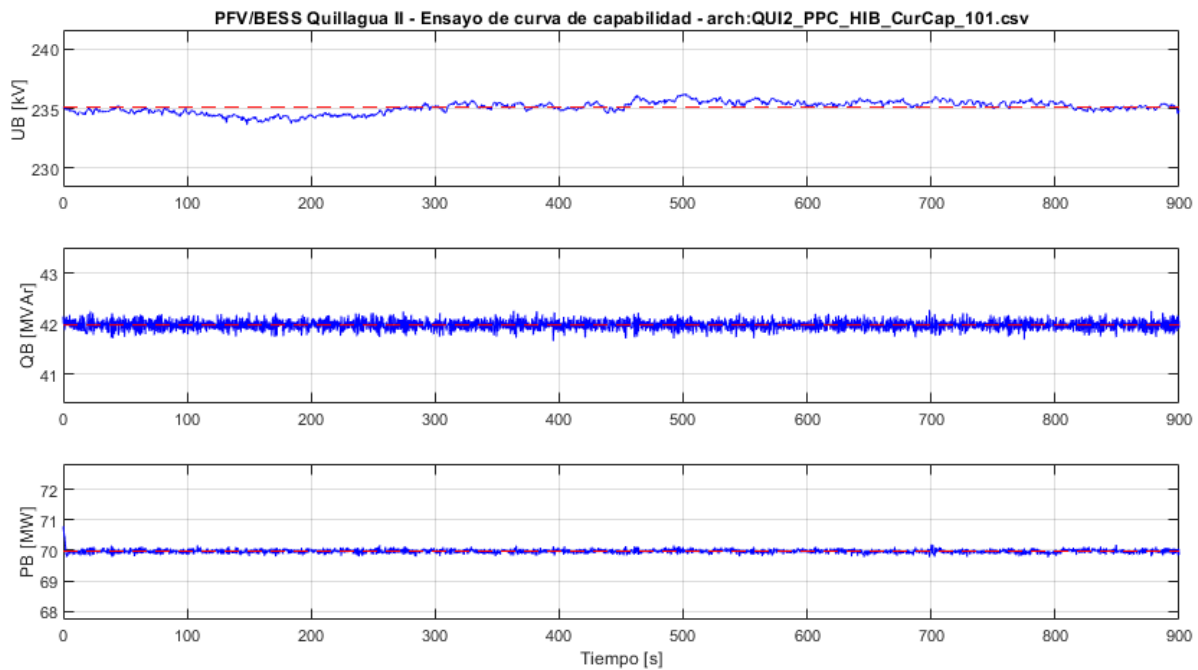


Figura 6-15: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con PFV y BESS. Diagrama temporal para Punto 2.

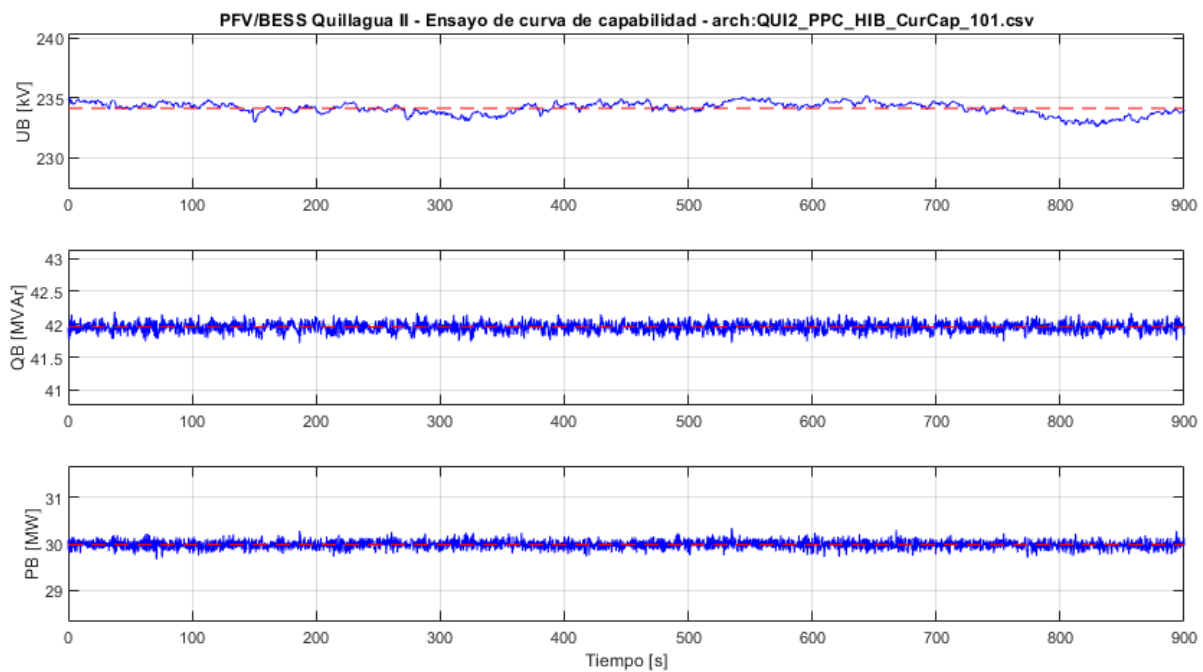


Figura 6-16: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con PFV y BESS. Diagrama temporal para Punto 3.

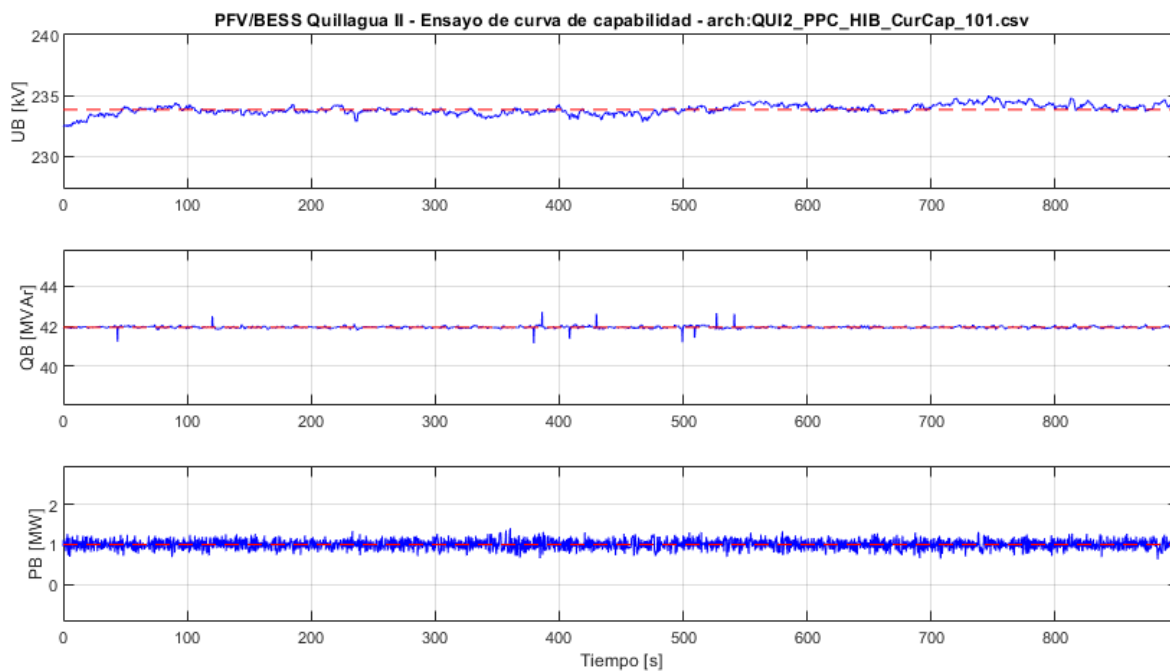


Figura 6-17: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con PFV y BESS. Diagrama temporal para Punto 4.

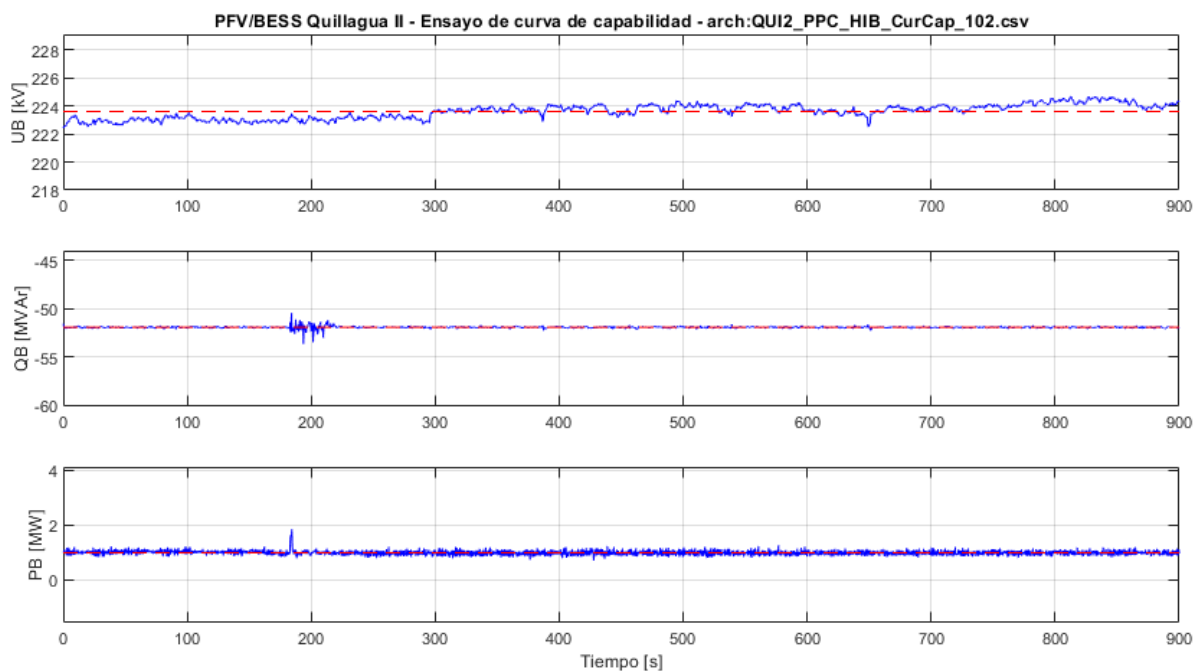


Figura 6-18: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con PFV y BESS. Diagrama temporal para Punto 5.

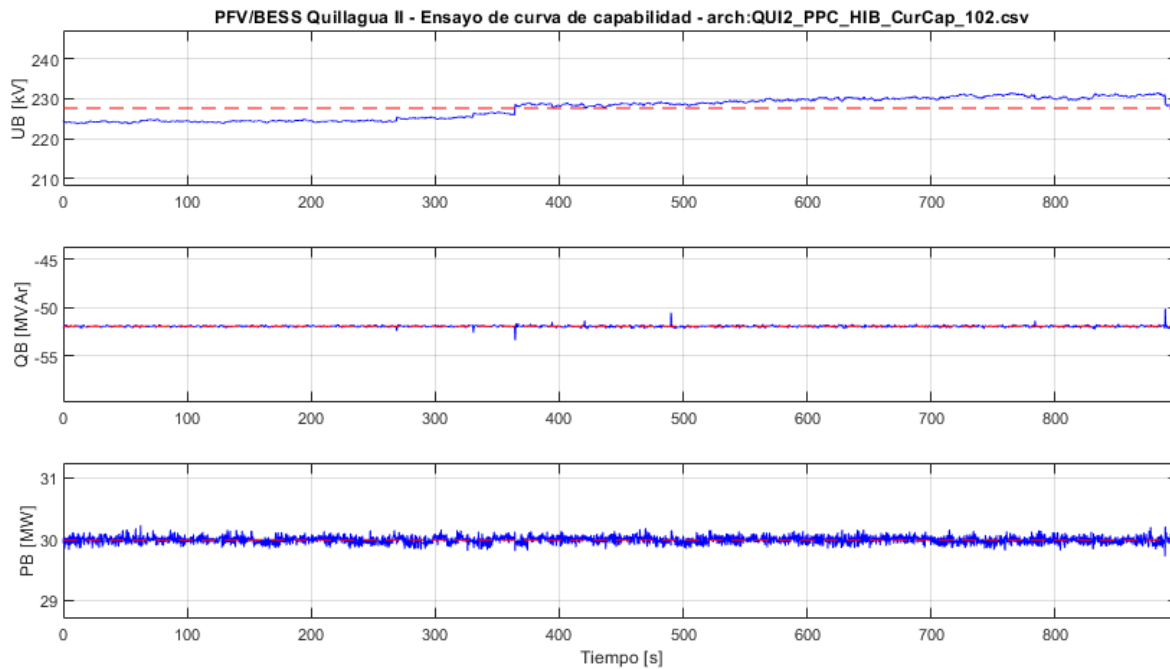


Figura 6-19: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con PFV y BESS. Diagrama temporal para Punto 6.

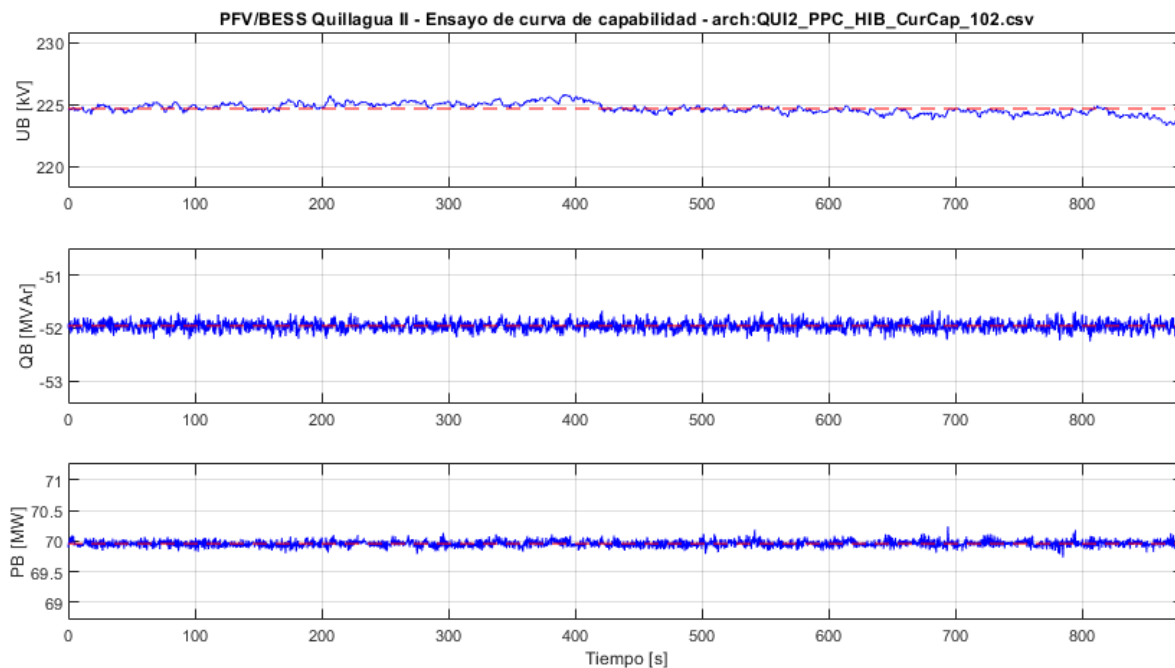


Figura 6-20: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con PFV y BESS. Diagrama temporal para Punto 7.

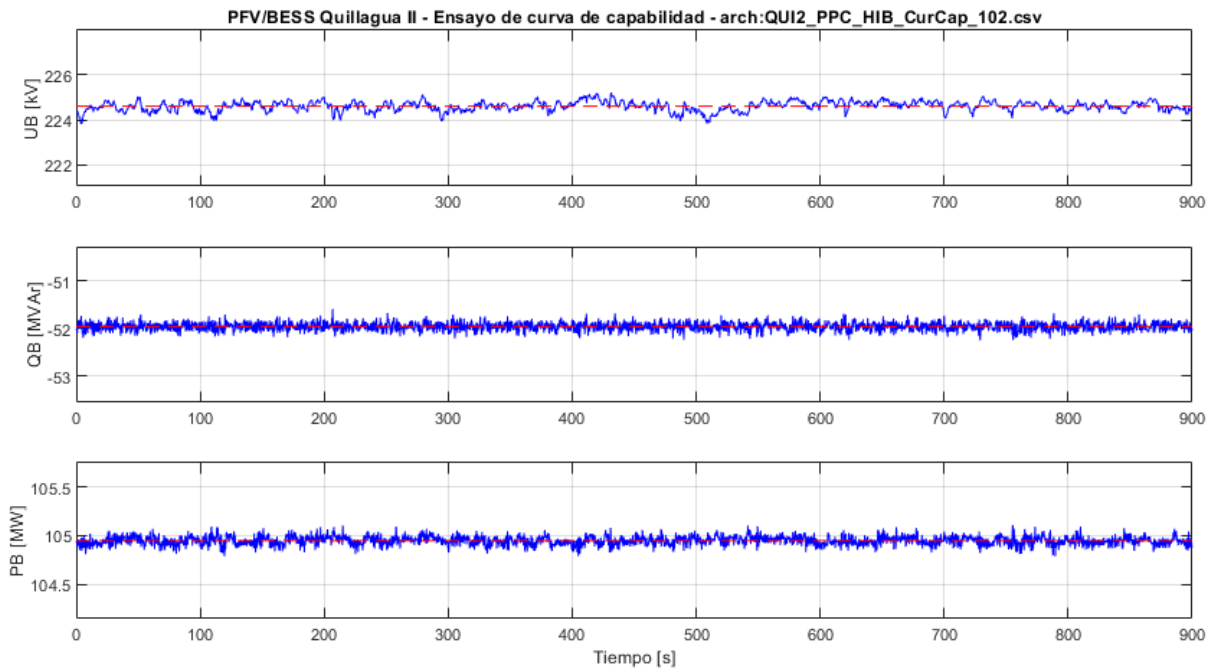


Figura 6-21: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con PFV y BESS. Diagrama temporal para Punto 8.

La Tabla 6-5 resume los valores promedio para cada variable durante la operación de la central híbrida Quillagua II en los puntos de trabajo en los que se evalúa la curva de capacidad. Se incluyen también los valores de setpoint consignados para el modo de control de potencia activa y reactiva.

Punto	UB [kV]	QB [MVar]	Q _{SETPOINT} [MVar]	PB [MW]	P _{SETPOINT} [MW]
1	236.17	41.97	+42.00	104.94	105.00
2	235.11	41.97	+42.00	69.96	70.00
3	234.12	41.95	+42.00	29.98	30.00
4	233.80	41.94	+42.00	0.99	1.00
5	223.60	-51.94	-52.00	0.99	1.00
6	227.62	-51.95	-52.00	29.98	30.00
7	224.66	-51.95	-52.00	69.95	70.00
8	224.60	-51.96	-52.00	104.94	105.00

Tabla 6-5: Valores medidos en régimen permanente para cada uno de los puntos de evaluación de la curva de capacidad.

6.2.3 Ensayo en sitio para condición nocturna (BESS en descarga)

La curva de capacidad máxima se planifica evaluar en su punto de interconexión durante la operación nocturna sobre un total de ocho puntos: cuatro puntos corresponden a la absorción de potencia reactiva mientras que los restantes cuatro lo hacen a la inyección de potencia reactiva. En este modo la planta se encuentra operando con su BESS en descarga, el PFV se encuentra fuera de servicio.

La Figura 6-22 muestra, sobre un diagrama PQ, la trayectoria relevada durante la campaña de ensayos. Superpuestas a ella se encuentran las curvas teóricas obtenidas para el caso de operación con BESS, tal como fuese presentado en la sección 6.1.3. Los puntos alcanzados, identificados como 1 a 8, son presentados por medio de su diagrama temporal desde la Figura 6-23 a la Figura 6-30.

La operación en los puntos 1 a 8 implica la modificación intencional de los parámetros de limitación de potencia reactiva, presentados en la sección 2.9. Éstos se llevan a valores altos a los efectos de que no permitan la limitación de potencia reactiva por parte del sistema de control del parque durante las pruebas. La modificación es transitoria y se prolonga durante la duración de las pruebas, quedando luego en su ajuste original (equivalente al informado en la sección 2.9).

Los puntos 1 a 3 se alcanzan tras la imposibilidad de continuar con la generación de potencia reactiva como consecuencia del pedido de Centro de Control del CEN, en el que manifiestan dificultades para regular en forma segura la tensión si se continúa con la prueba. El punto 4 se origina como resultado de la limitación de la potencia aparente de los convertidores BESS (prioridad de inyección de potencia activa, actuando consecuentemente en una reducción de la potencia reactiva generada). Por su parte, los puntos 5 a 8 se dieron como consecuencia de la imposibilidad del sistema eléctrico interconectado de continuar con la provisión de potencia reactiva.

Durante la ejecución de las pruebas no fue posible ajustar la tensión de la red en los niveles de tensión indicados por la guía vigente: 0,90, 0,95, 1,00, 1,05 y 1,1pu.

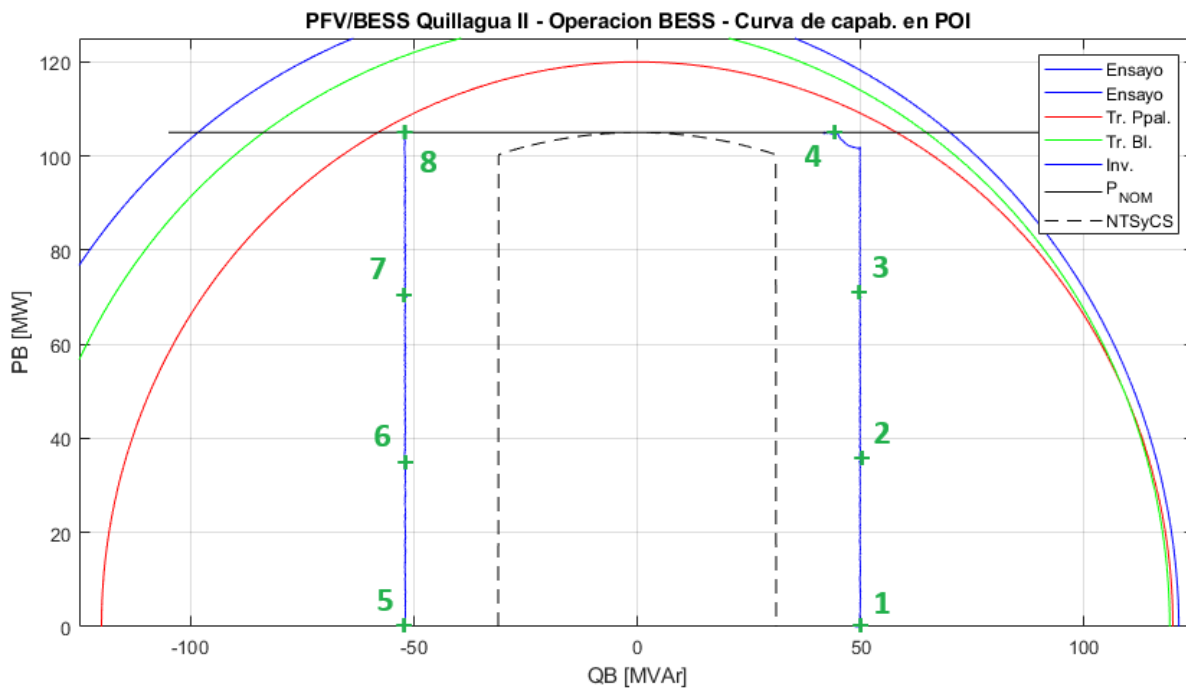


Figura 6-22: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con BESS en descarga, sobre plano PQ.

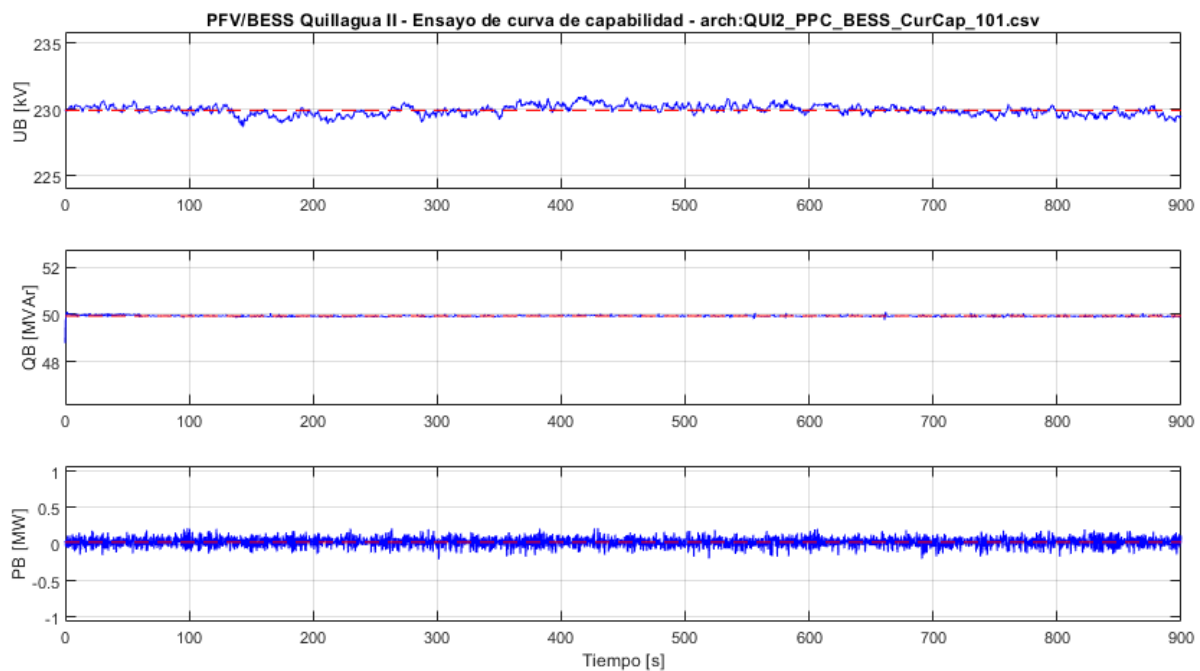


Figura 6-23: Ensayo de curva de capacidad a nivel de Central híbrida, operación con BESS en descarga. Diagrama temporal para Punto 1.

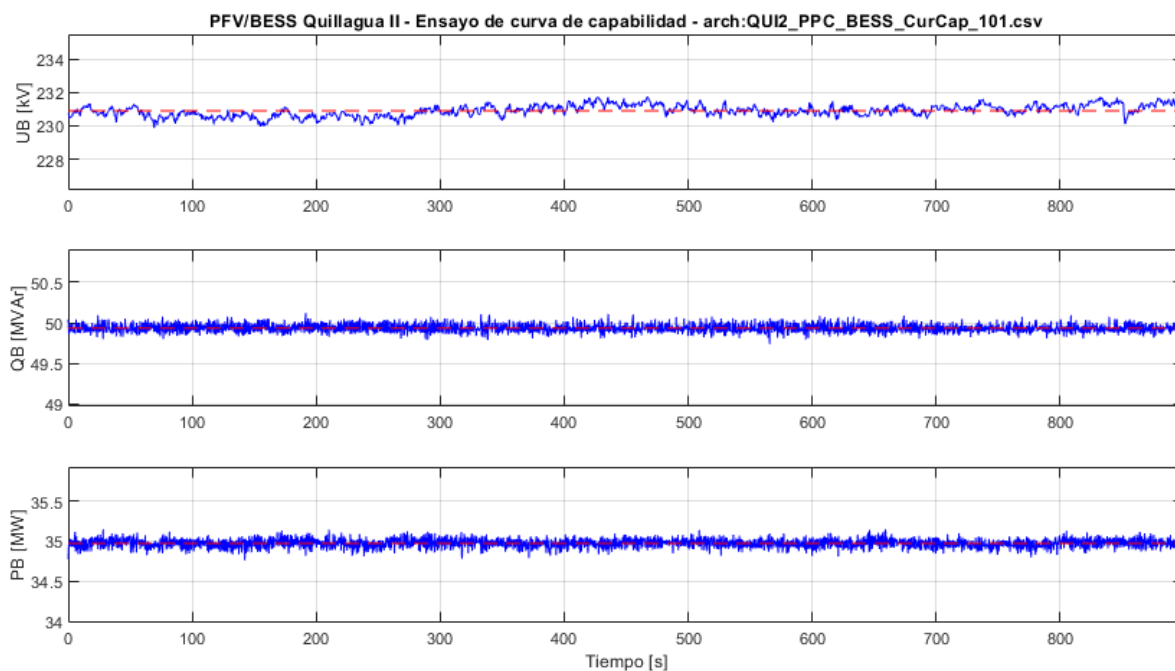


Figura 6-24: Ensayo de curva de capacidad a nivel de Central híbrida, operación con BESS en descarga. Diagrama temporal para Punto 2.

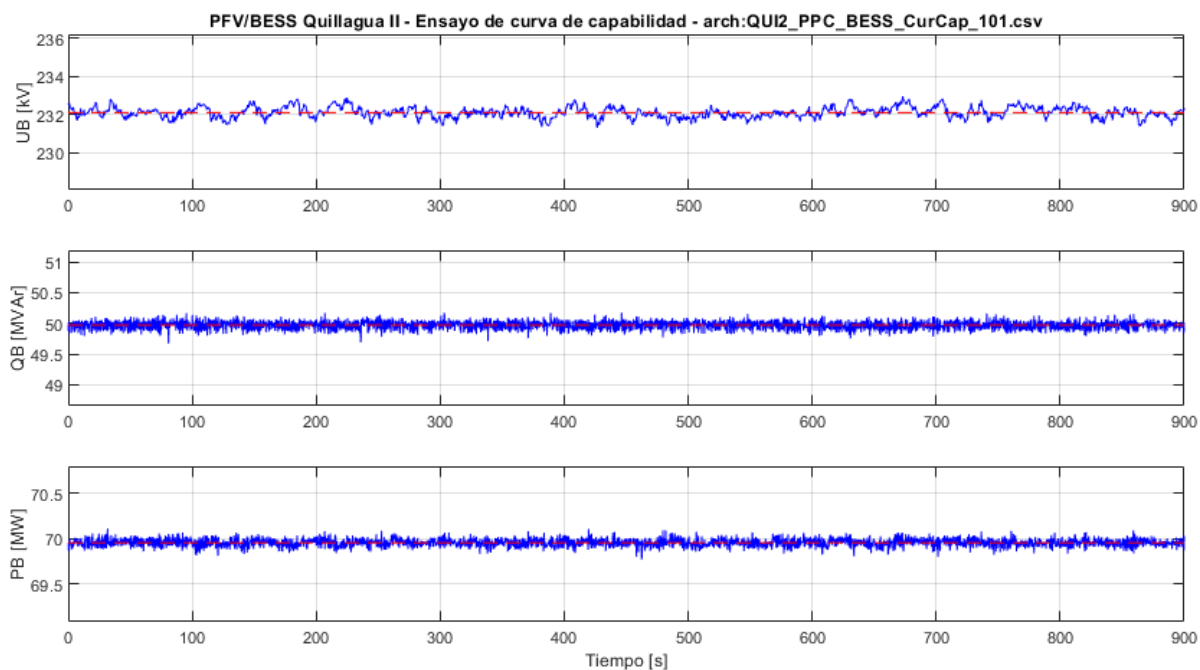


Figura 6-25: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con BESS en descarga. Diagrama temporal para Punto 3.

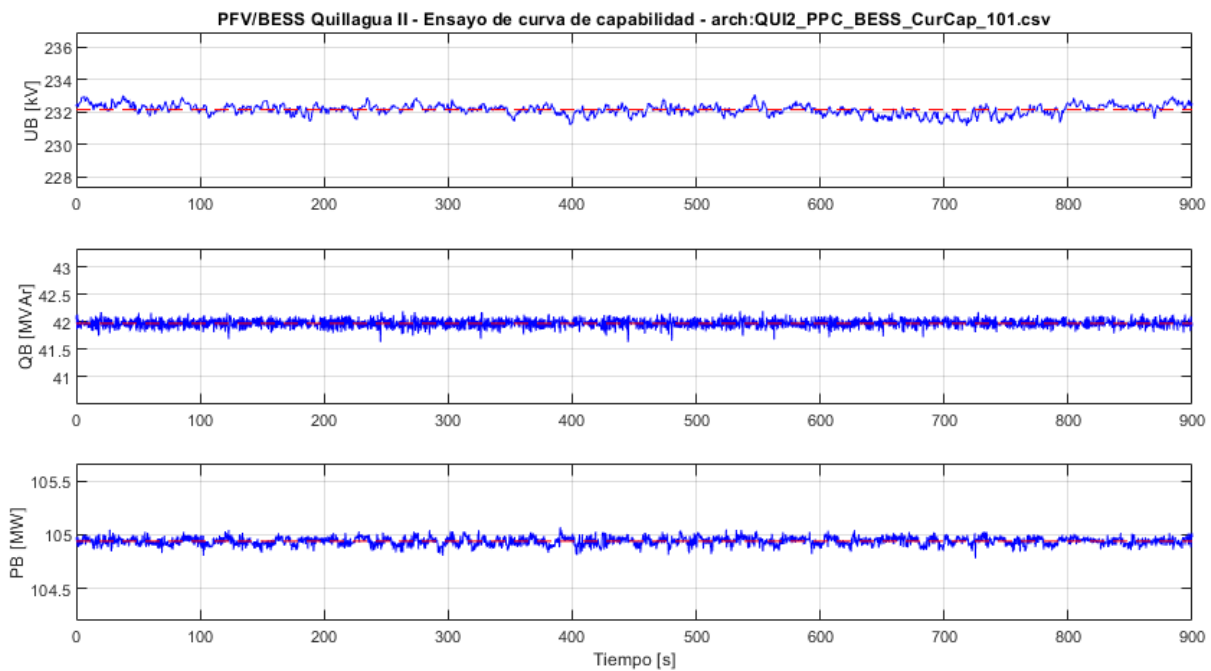


Figura 6-26: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con BESS en descarga. Diagrama temporal para Punto 4.

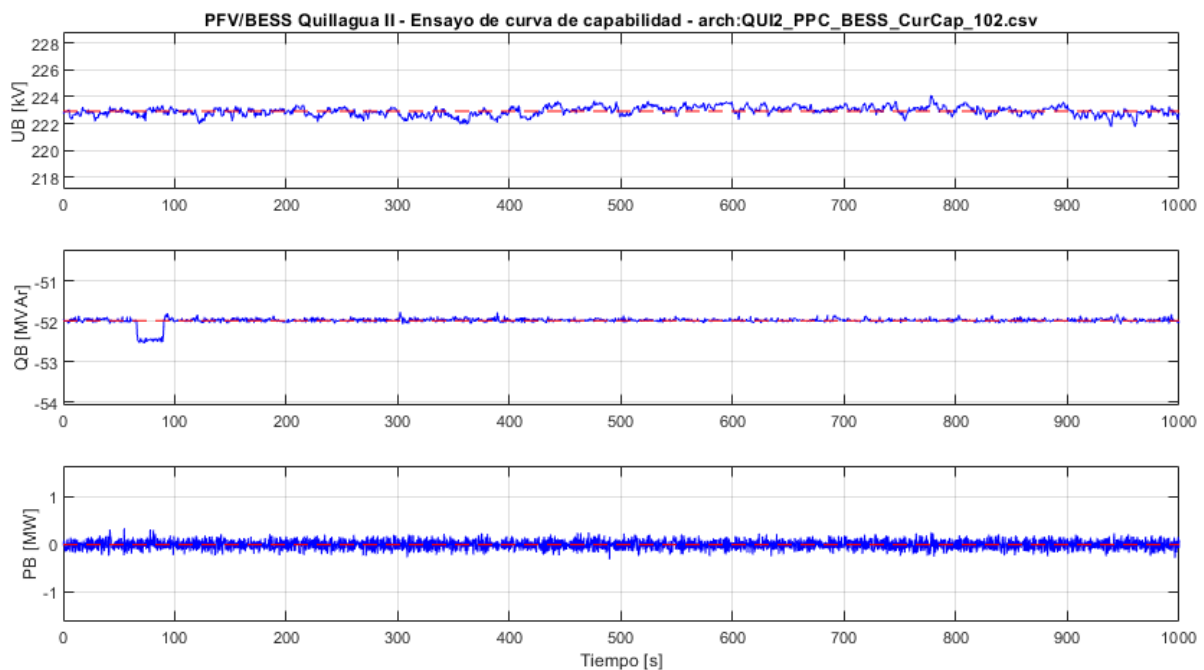


Figura 6-27: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con BESS en descarga. Diagrama temporal para Punto 5.

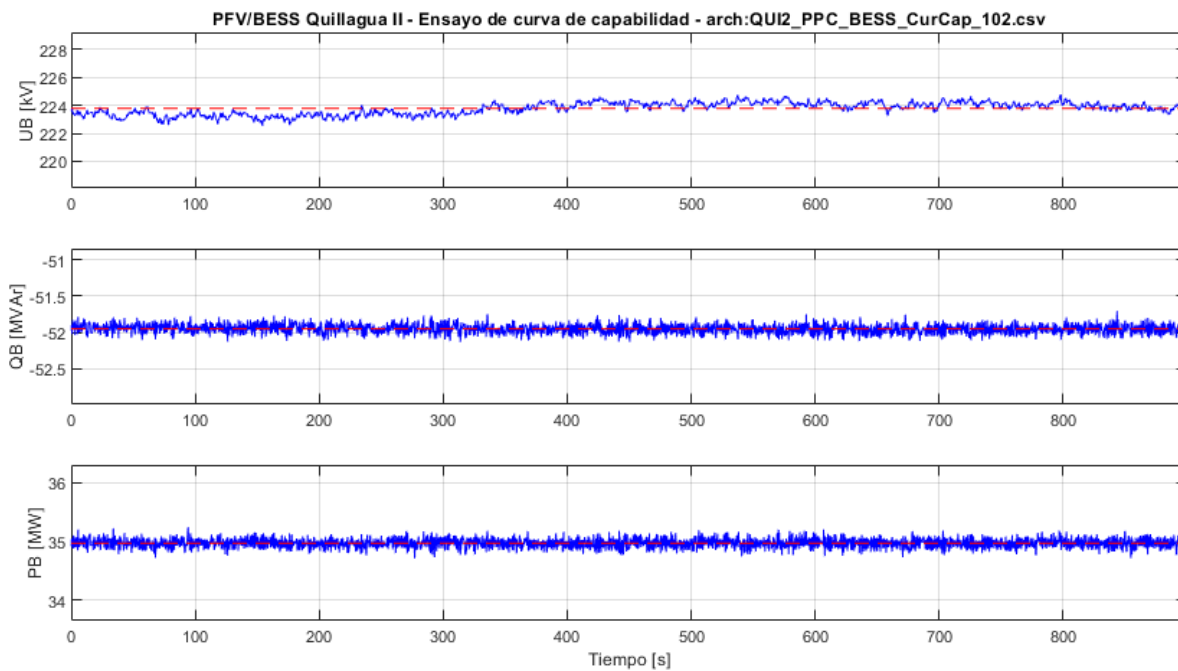


Figura 6-28: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con BESS en descarga. Diagrama temporal para Punto 6.

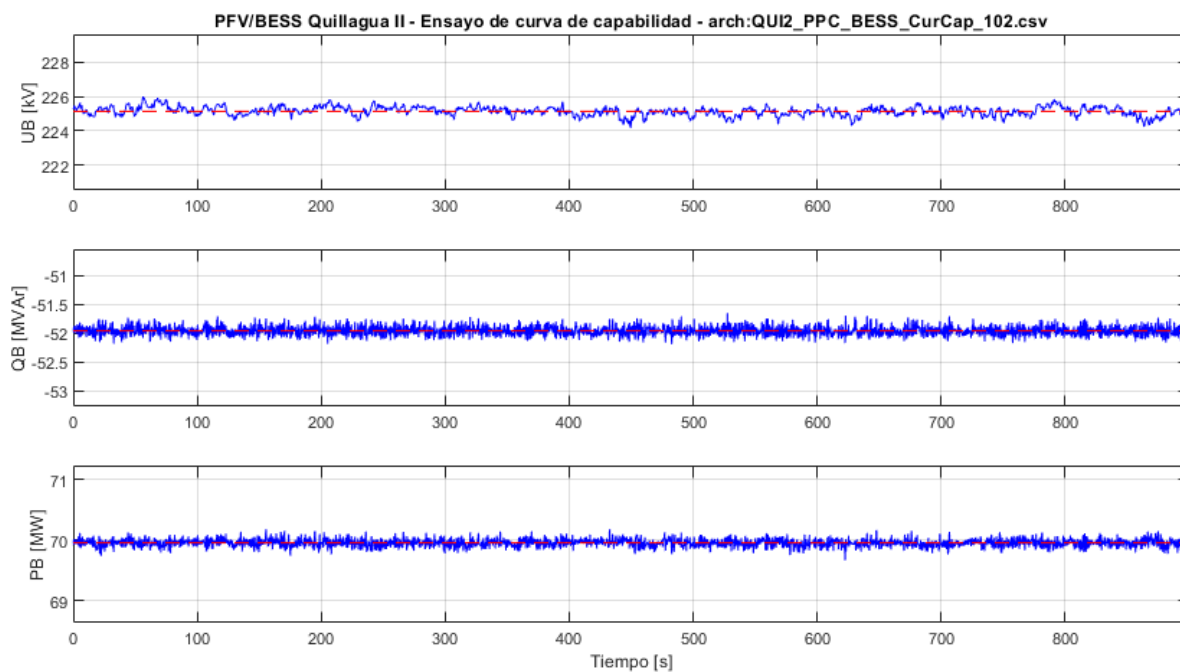


Figura 6-29: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con BESS en descarga. Diagrama temporal para Punto 7.

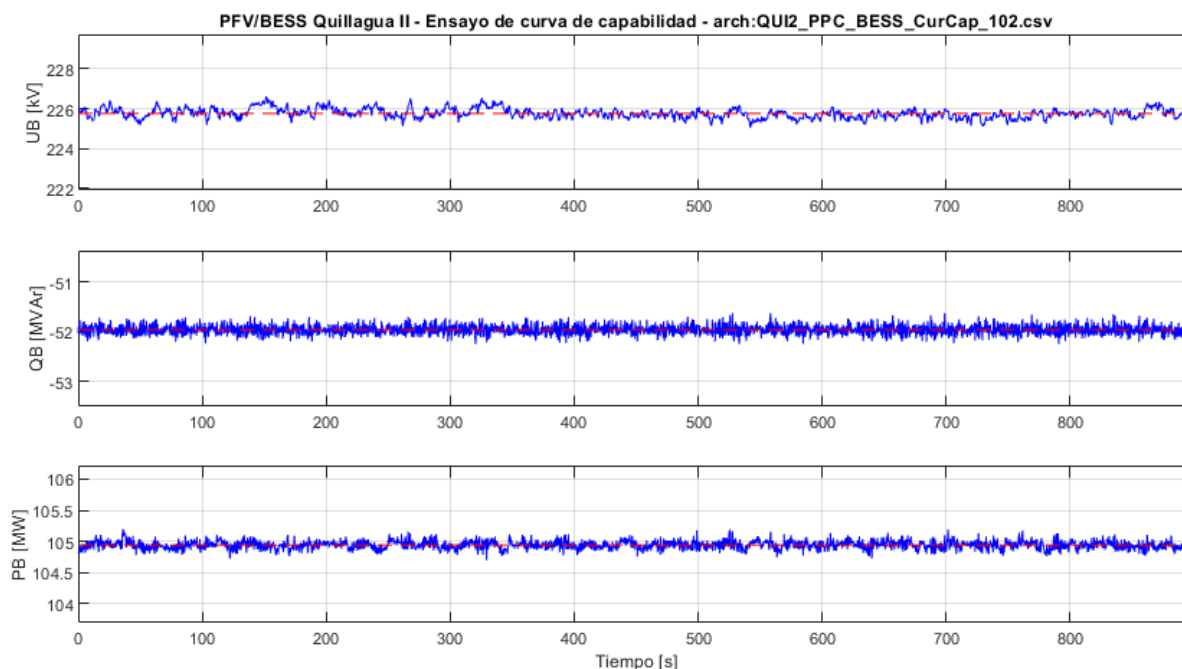


Figura 6-30: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central híbrida, operación con BESS en descarga. Diagrama temporal para Punto 8.

La Tabla 6-6 resume los valores promedio para cada variable durante la operación de la central híbrida Quillagua II en los puntos de trabajo en los que se evalúa la curva de capacidad. Se incluyen también los valores de setpoint consignados para el modo de control de potencia activa y reactiva.

Punto	UB [kV]	QB [MVar]	Q _{SETPOINT} [MVar]	PB [MW]	P _{SETPOINT} [MW]
1	229.93	49.93	50.00	0.028393	0.00
2	230.90	49.93	50.00	34.9728	35.00
3	232.10	49.96	50.00	69.9541	70.00
4	232.14	41.97	50.00	104.9392	105.00
5	222.92	-51.98	-52.00	-0.013911	0.00
6	223.77	-51.95	-52.00	34.9708	35.00
7	225.13	-51.96	-52.00	69.9564	70.00
8	225.75	-51.96	-52.00	104.9428	105.00

Tabla 6-6: Valores medidos en régimen permanente para cada uno de los puntos de evaluación de la curva de capacidad.

6.2.4 Ensayo en sitio para condición nocturna (PFV en modo Q @ Night)

La curva de capacidad máxima se planifica evaluar en su punto de interconexión durante la operación nocturna del PFV (con el BESS fuera de servicio) sobre dos puntos: uno en absorción de potencia reactiva y el restante en inyección de potencia reactiva. En este modo la planta consume potencia activa de la red con el fin de alimentar sus SS.AA. y compensar las pérdidas inherentes a la electrónica de potencia de los inversores fotovoltaicos. No es posible ajustar la generación de potencia activa en esta forma de operación porque no se cuenta con recurso primario para ello.

La Figura 6-22 muestra, sobre un diagrama PQ, la trayectoria relevada durante la campaña de ensayos. Superpuestas a ella se encuentran las curvas teóricas obtenidas para el caso de operación con PFV, tal como fuese presentado en la sección 6.1.1. Los puntos alcanzados, identificados como 1 y 2, son presentados por medio de su diagrama temporal en la Figura 6-32 y Figura 6-33.

El punto 2 se alcanza tras la imposibilidad de continuar con la generación de potencia reactiva como consecuencia del aumento en la tensión de la línea, que alcanza un valor por encima de los 235 kV. Por su parte, el punto 1 se da como consecuencia de la imposibilidad del sistema eléctrico interconectado de continuar con la provisión de potencia reactiva.

Durante la ejecución de las pruebas no fue posible ajustar la tensión de la red en los niveles de tensión indicados por la guía vigente: 0,90, 0,95, 1,00, 1,05 y 1,1pu.

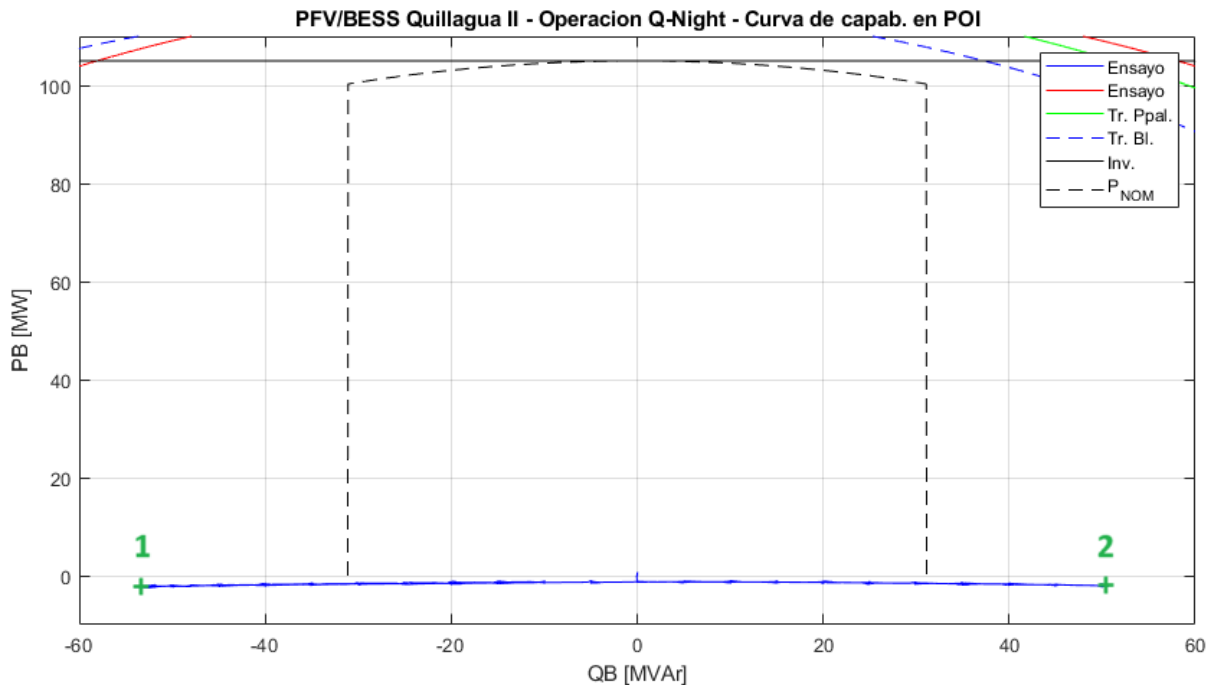


Figura 6-31: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central con PFV en modo de operación nocturna, sobre plano PQ.

La Tabla 6-7 resume los valores promedio para cada variable durante la operación de la central híbrida Quillagua II en los puntos de trabajo en los que se evalúa la curva de capacidad. Se incluyen también los valores de setpoint consignados para el modo de control de potencia activa y reactiva.

Punto	Hora	Irradiación [W/m2]	UB [kV]	QB [MVar]	Q _{SETPOINT} [MVar]	PB [MW]	P _{SETPOINT} [MW]
1	05:06 AM	0	222.94	-51.94	-52.00	-2.12	N/A
2	05:37 AM	0	235.31	49.94	50.00	-2.01	N/A

Tabla 6-7: Valores medidos en régimen permanente para cada uno de los puntos de evaluación de la curva de capacidad.

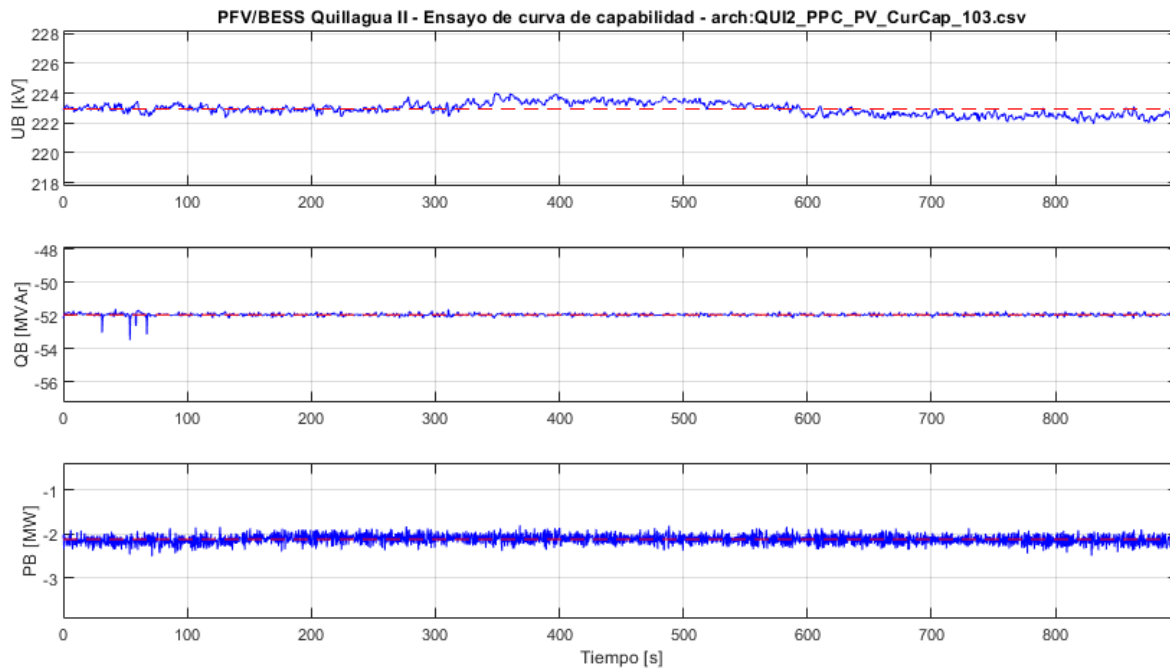


Figura 6-32: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central con PFV en modo de operación nocturna. Diagrama temporal para Punto 1.

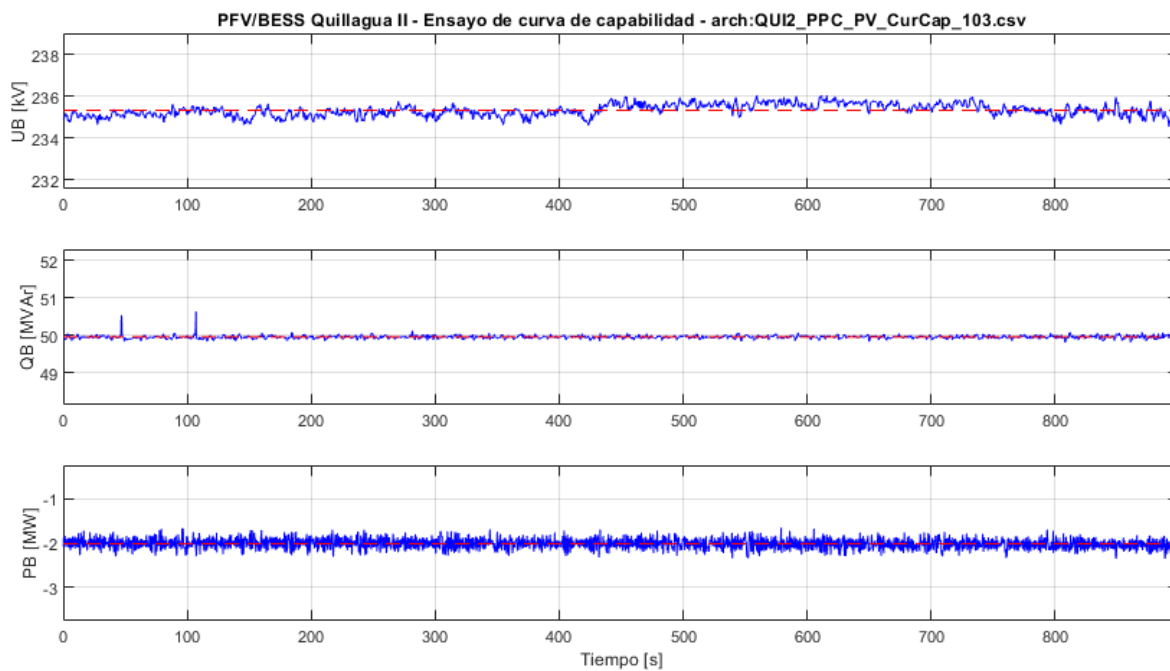


Figura 6-33: Ensayo de curva de capacidad a nivel de central con PFV en modo de operación nocturna. Diagrama temporal para Punto 2.

6.3 Curvas de capacidad definitivas

Ante la imposibilidad de determinación por medio de ensayos de la curva de capacidad del parque para distintas tensiones (0,90, 0,95, 1,00, 1,05 y 1,10 pu)⁷, se reproducen a continuación las distintas curvas de capacidad obtenidas por medio de simulación.

Los modelos utilizados son los provistos en el nuevo informe de validación de la central híbrida Quillagua II. En dicha base de datos se encuentran parametrizados todos los elementos de la red correspondientes al parque fotovoltaico y la central de almacenamiento: transformador principal, transformadores de bloque, sistema colector de media tensión, unidades inversoras y convertidores BESS.

Las curvas son evaluadas sobre las tres posibles formas de operación de la central:

- PFV, con el BESS fuera de servicio.
- Operación simultánea del PFV y el BESS.
- BESS, con el PFV fuera de servicio.

El sistema de control automático de tensión de la barra de 23kV, detallado en la 2.7, permite la operación satisfactoria del parque en los distintos niveles de tensión. Se aclara que el cambiador de tap del transformador principal es bajo carga y regula la tensión de la barra de 23kV en forma automática, sin acción requerida por parte del operador. El rango de regulación es de $\pm 10\%$.

Para la evaluación de las curvas de capacidad a distintas tensiones no se lleva a cabo ninguna modificación sobre los taps de los transformadores de bloque de las unidades inversoras y convertidores, en virtud de que estos son de tipo fuera de carga.

Las curvas de capacidad definitivas son determinadas a partir de los ensayos realizados en sitio, en donde por restricciones en el sistema de transmisión no fue posible alcanzar los puntos de operación teóricos máximos y mínimos.

Las curvas obtenidas para las tres posibles formas de operación resultan, a los fines prácticos, idénticas. Sus valores numéricos son informados en la planilla adjunta, según el formato requerido por el CEN.

⁷ Ajenas a la central bajo análisis y que son producto de las limitaciones naturales del sistema de transmisión.

6.3.1 Operación con PFV

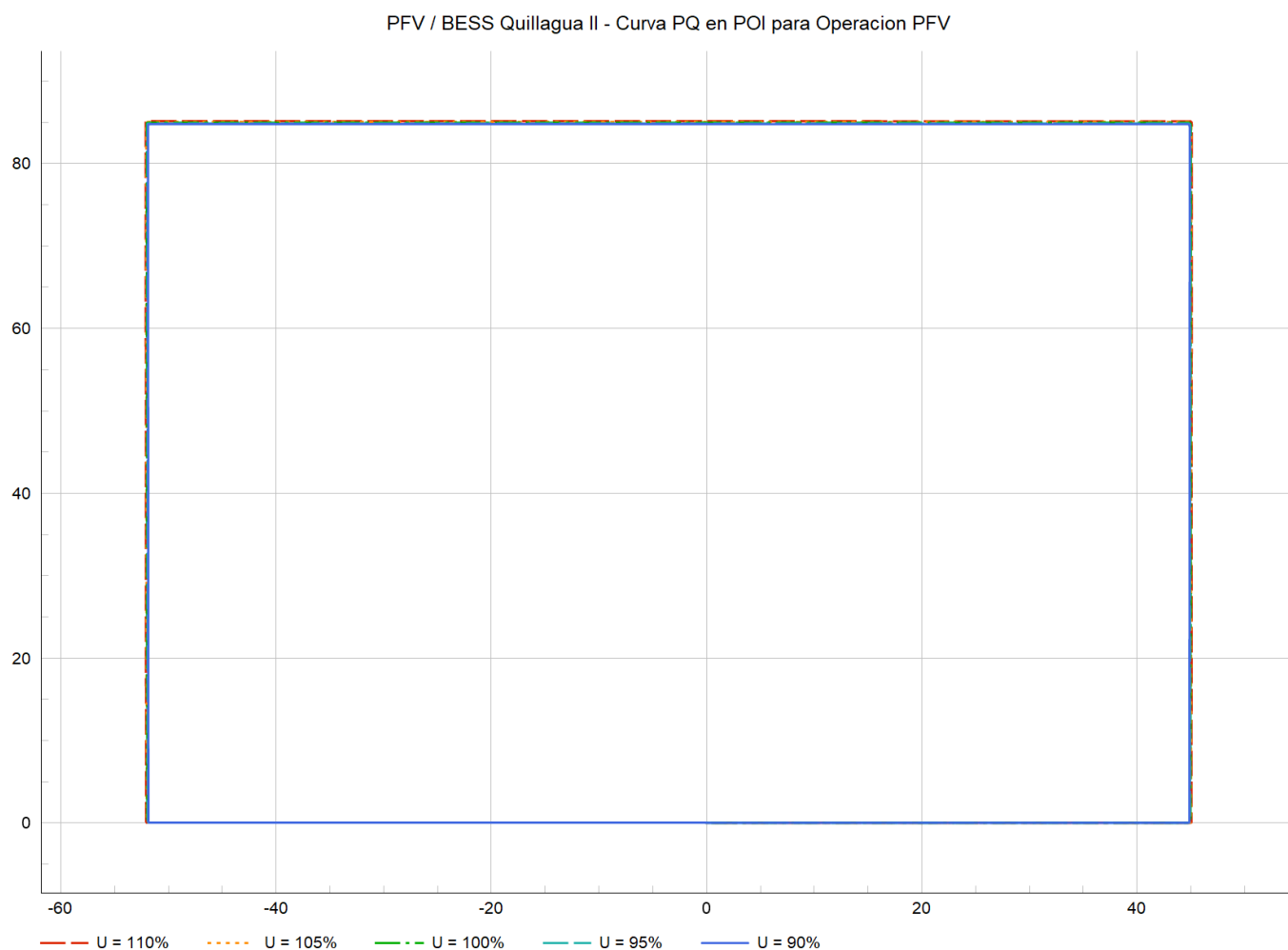


Figura 6-34: Curva de capacidad para el PFV / BESS Quillagua II, en configuración PFV.

6.3.2 Operación con PFV y BESS

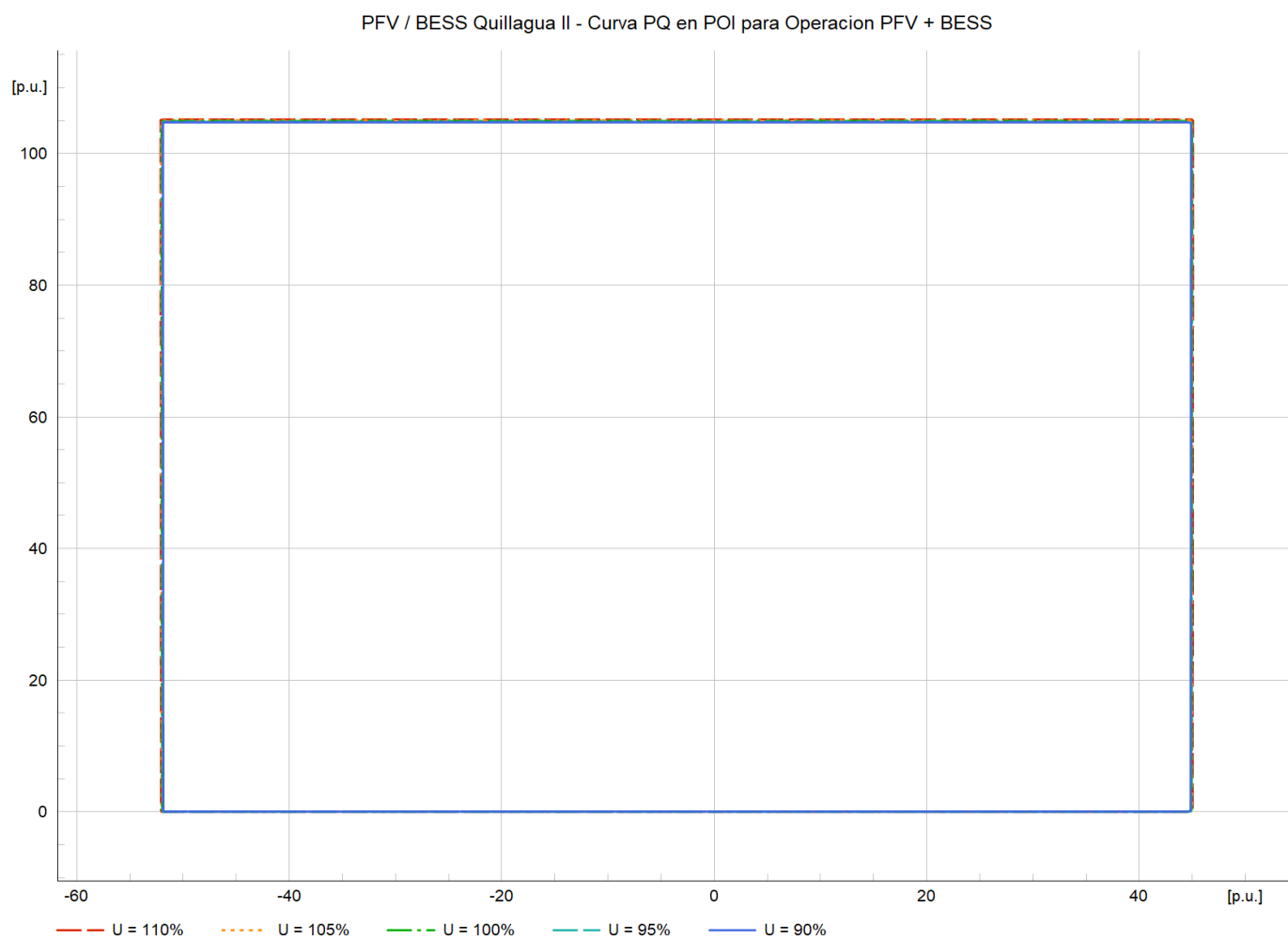


Figura 6-35: Curva de capacidad para el PFV / BESS Quillagua II, en configuración PFV + BESS.

6.3.3 Operación con BESS

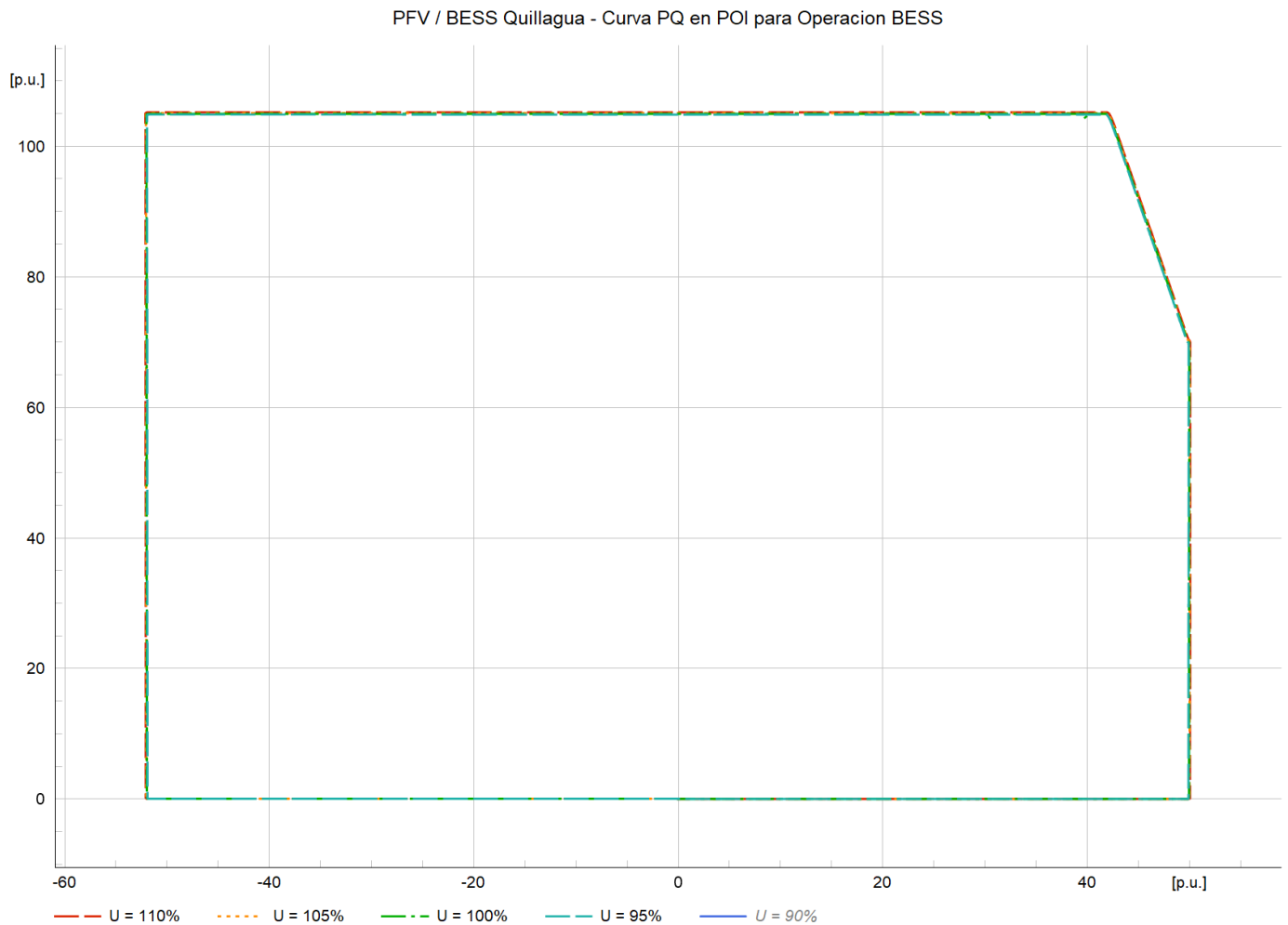


Figura 6-36: Curva de capacidad para el PFV / BESS Quillagua II, en configuración BESS.

7 CONCLUSIONES

- Se llevaron a cabo ensayos de verificación del servicio complementario de control de tensión sobre la central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento Quillagua II. Los lineamientos de dichas pruebas son tomados a partir de la guía de ensayos sobre el control de tensión, emitida por el CEN.
- La central cuenta con tres modos de control para el servicio complementario de tensión: potencia reactiva, factor de potencia y tensión Q(V). Todos estos modos fueron evaluados a distintos niveles de potencia y en las distintas formas de operación de la planta, en los que se verifica su adecuado funcionamiento y respuesta dinámica.
- Los inversores de la central fotovoltaica cuentan con la posibilidad de compensar la potencia reactiva en operación nocturna. La operación nocturna incluye tanto la provisión como absorción de potencia reactiva. Bajo dicha condición, el PPC puede operar controlando potencia reactiva o tensión Q(V).
- Se presenta la curva de capacidad teórica del parque a partir de la información recopilada en planta. Esta se presenta para tres casos de operación: PFV (con el BESS fuera de servicio), PFV + BESS y BESS (con el PFV fuera de servicio)
- Se realizan ensayos sobre la curva de capacidad de la central con el objetivo de verificar la posibilidad de provisión y absorción de potencia reactiva en todo el rango admisible de la planta. En dicha prueba no fue posible alcanzar los valores máximos y mínimos teóricos como consecuencia de congestiones en el sistema de transmisión y la operación de la tensión de línea por fuera de márgenes seguros.
- En función de las limitaciones prácticas encontradas durante los ensayos, se informan en el presente informe las curvas de capacidad prácticas – obtenidas por simulación – para los distintos niveles de tensión exigidos por la guía de verificación vigente.
- En función de lo anteriormente expresado, se certifica que la central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento Quillagua II cumple con los requisitos exigidos para proveer el servicio complementario de control de tensión en sus distintas formas de operación.

8 REFERENCIAS

- [1] 'Guía de Verificación de Servicios Complementarios Control de Tensión'. *Gerencia de Control de Operación*. Versión 2, febrero 2025.
- [2] 'Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio'. *Comisión Nacional de Energía*. Marzo 2025.

9 ANEXOS

Los datos de la planta provistos en la introducción (sección 1) son complementados con la información que se presenta en las próximas secciones.

9.1 Datos de las baterías



1. Project Background Introduction

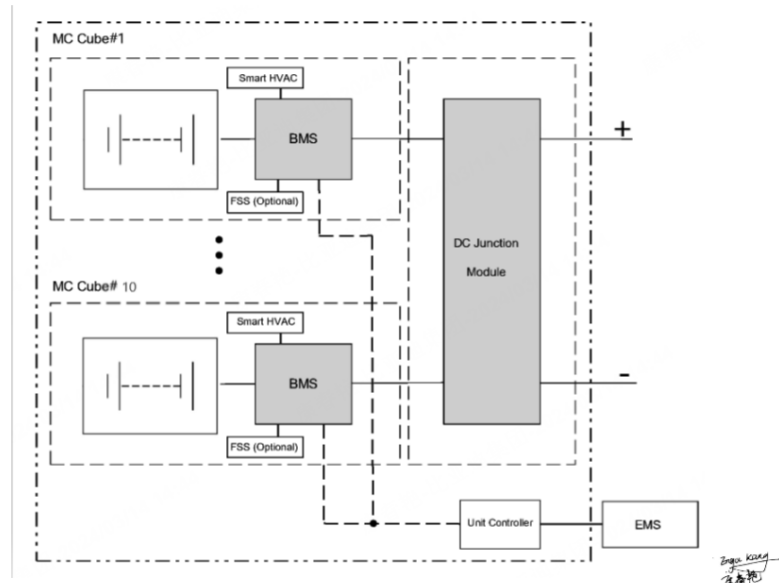
The ESS system can be used to cooperate with renewable energy power generation system. By configuring the ESS system, the output power of generation system can be smoothed to stabilize the power quality. Besides, the function of peak shaving, peak regulation, frequency regulation, etc. contributes to the upgrading of traditional grid. And the ESS can be used to meet the requirements of power supply for special load. This project will adopt the BYD 10+1 System MC CUBE (cooperating with buyer's or other supplier's DCDC converter or PCS) to achieve the functions mentioned above.

2. Configuration of MC Cube

The BYD 10+1 System MC CUBE includes:

- Ten MC Cube Units: Each MC Cube Unit includes Batteries, BMS, HVAC, Fire Detection Component, sampling line and etc.
- One Junction Module: Include DC Junction Part, Power Distribution Part, Control Part and, etc.
- One Platform: With Eight MC Cube Units and One Junction Module composing a complete 10+1 MC Cube

The main structure of 10+1 MC Cube is as shown below:



2.1 Charge and Discharge Functions

- (1) Charge: When the buyer dictates the charge instruction to MC Cube control system

BYD Auto Industry Co. Ltd

BYD

1

Figura 9-1: Hoja de datos de las baterías del BESS Quillagua II.



- by SCADA or EMS or PCS system, MC Cube will be charged at a certain power, and the energy will be stored in the MC Cube.
- (2) Discharge: When the buyer dictates the discharge function to ESS control system by SCADA or EMS or PCS system, MC Cube will be discharged at a certain power, and the energy will be transferred to the grid.

2.2 MC Cube Unit and 10+1 MC Cube

Each MC Cube is with 10 MC Cube Units in parallel with switch-disconnector, contactor, fuse, detective unit, sampling line, battery management systems, control unit, etc.

Each MC Cube Unit has 16 layers blade battery in series, each layer has 26 blade battery cells, total 416 cells in series for each MC Cube Unit.

ITEM	MC Cube Unit	10+1 MC Cube
Battery Cell Model	LFP	LFP
Cooling Method	Smart air cooling	Smart air cooling
Single Cell Rated Voltage (V)	3.2	3.2
Working voltage range (V)	/	
Number of Battery Cells per Battery Unit	416	416*10
Number of Battery Unit	/	10
Cell Energy per MC CUBE Unit (kWh)/ @BOL Nameplate	536	5365
DC Usable Energy (kWh) @FAT	515	5099
DC Usable Energy(kWh)@SAT(As defined in MC_Cube_System_SAT_Report BYD for 10+1 MC Cube))	500	4946
Working voltage range (V)	/	1081.6~1497.6
Communication mode	/	Interface: Ethernet(2) Protocol: Mod Bus TCP/IP
Auxiliary system	/	39kVA.@380V/50Hz The BYD components that depend on auxiliary services should compliance with 380V/50Hz. The auxiliary services should be feed by Greenergy.
Grounding Interface	/	With a diameter of not less than 2/0 AWG is recommended (Grounding cable is not provided by BYD)
Working Mode	/	On-grid
Operation Cycle	/	1 Cycle per day, maximum 2 cycles in one day, and BESS degradation curve should refer to <i>Appendix E Limited</i>

BYD Auto Industry Co. Ltd

BYD

2

Figura 9-2: Hoja de datos de las baterías del BESS Quillagua II (continuación).

9.2 Inversores fotovoltaicos

La planta fotovoltaica está compuesta por 33 inversores fotovoltaicos, fabricados por Ingeteam, modelo Ingecon SUN 3825 C645. La potencia nominal de los mismos es de 3575kVA (@ 30°C, 1000 m.s.n.m.), siendo su tensión de salida nominal 645V (línea-línea).

Los inversores se agrupan en pares por cada centro de transformación. En cada centro de transformación existe un transformador de bloque (7,15MVA, 23kV/0.645kV/0.645kV) de doble bobinado secundario. En cada bobinado secundario se conecta un inversor. Las especificaciones del transformador de bloque son presentadas en la sección 9.4.

La hoja de datos del inversor fotovoltaico se presenta en la Fig. 9-5, Fig. 9-6 y Fig. 9-7. Su curva de capacidad, medida en sus terminales de salida (645V), se muestra en la Fig. 9-8. A partir de la hoja de datos del inversor es posible indicar que el rango de potencia bruta para la operación de estos inversores fotovoltaicos es la siguiente:

Parámetro	Valor
Potencia bruta mínima	0 kW
Potencia bruta máxima	3575 kW

Tabla 9-1: Rango de potencia bruta para el inversor Ingeteam.

INGECON

SUN

3Power Serie C
1.500 V_{dc}

**INVERSOR
SOLAR CON UNA
ESTABILIDAD
TÉRMICA SUPERIOR
Y UNA MAYOR
DENSIDAD DE
POTENCIA**

Hasta 3,8 MVA con tecnología de 1.500 V

Mayor densidad de potencia

Este inversor solar, único en su categoría, alcanza una densidad de potencia de 492 kVA/m³, proporcionando hasta 3.825 kVA en un único bloque de potencia.

Electrónica de potencia de última generación

El INGECON® SUN 3Power serie C presenta una novedosa unidad de control que despliega un control del inversor más sofisticado y eficiente, gracias al uso de un procesador de señales digitales de última generación.

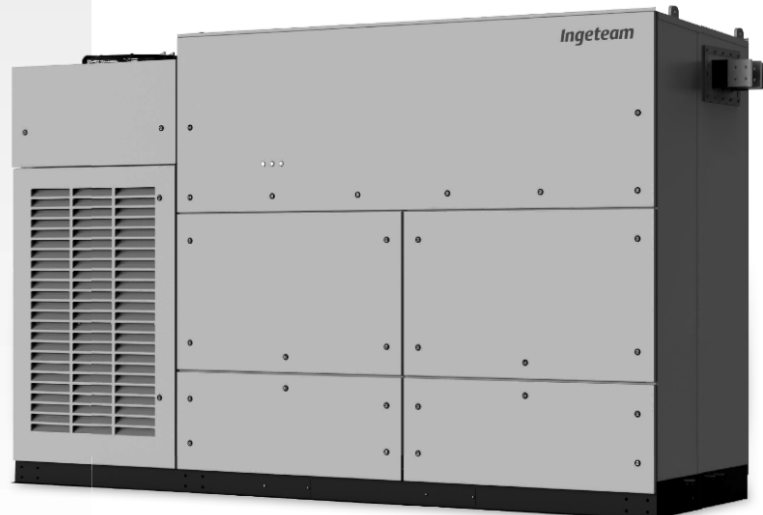
Liquid Cooling System (LCS)

Ingeteam ha suministrado en todo el mundo +52 GW de convertidores eólicos refrigerados por agua. Este sistema ofrece una estabilidad térmica superior y un uso de componentes más optimizado. El LCS ha sido diseñado para refrigerar los IGBTs, las fases y el compartimento IP65. Tiene menores componentes móviles, así que consume una menor cantidad de energía y necesita menos mantenimiento.

El LCS es un circuito cerrado suministrado totalmente lleno y purgado, equipado con conectores rápidos y un sistema anti-goteo, eliminando todo riesgo al ingreso de partículas. Ha sido diseñado para evitar sifones de forma que sea fácil de purgar en caso necesario. El líquido refrigerante es una mezcla de agua y glicol biodegradable. No es necesario vaciar el sistema de refrigeración LCS para cambiar las fases ni los sensores.

Protección IP65

La mayor parte del inversor tiene un grado de protección IP65. El aire de dicho compartimento se refrigera mediante un segundo sistema de refrigeración por agua con su propio intercambiador aire-agua. Este compartimento contiene la electrónica de potencia y de control, los fusibles DC, las protecciones DC y AC, las fases y las pletinas.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingetteam.com

Ingeteam

Fig. 9-1: Hoja de datos del inversor Ingeteam 3825TL C645.

INGECON

SUN

3Power Serie C 1.500 Vdc

Monitorización y comunicación

Integra una entrada dual de Ethernet para comunicarse con el SCADA y el control de planta (PPC: power plant controller). Además, presenta comunicación Wi-Fi como punto de acceso para comunicarse con el inversor durante las tareas de puesta en marcha y O&M. Los sistemas de monitorización avanzada de Ingeteam INGECON® SUN Manager e INGECON® SUN Monitor también están disponibles sin coste adicional. La aplicación móvil del INGECON® SUN Monitor (disponible en la App Store y en Play Store) convierte la monitorización de la planta FV en una experiencia más cómoda y sencilla para el usuario.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

Soporte de red avanzado



Low Voltage Ride Through



Fast Frequency Regulation



Reactive Power at Night



Voltage Droop Control



Active Power Reserve Without Batteries



Grid Following & Grid Forming



Black Start Capability



Automatic Voltage Regulation

PROTECCIONES

- Polarización inversa DC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Vigilante de aislamiento DC.
- Hasta 24 pares de porta-fusibles.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo II.
- Interruptor DC motorizado para desconectar el inversor del campo FV.
- Seccionador magneto-térmico AC motorizado.
- Protección del hardware vía firmware.
- Protección adicional para la electrónica de potencia, gracias a un circuito cerrado de ventilación.

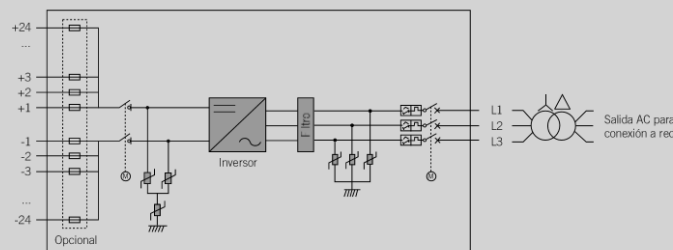
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit para alimentar servicios auxiliares.
- Kit de puesta a tierra.
- Kit para trabajar hasta -30 °C de temperatura ambiente.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC, tipo I+II.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas AC, tipo I+II.
- Fusibles DC.
- Monitorización de las corrientes de agrupación de la entrada DC.
- Kit despolarizador nocturno (previene el PID: Potential Induced Degradation).

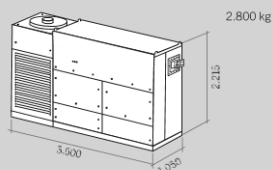
LIQUID COOLING SYSTEM

- LCS para refrigerar los IGBTs.
- Uso de componentes más optimizado: mayor estabilidad térmica.
- Menos componentes móviles: menor consumo de potencia y menor mantenimiento.
- No hay riesgo de entrada de partículas.
- Índice anti-corrosión C5H con componentes de acero inoxidable.
- El LCS es usado en múltiples sectores. Es muy fiable y sus componentes se someten a muchos tests de validación.
- Conectores rápidos con sistema anti-goteo.
- Líquido refrigerante con glicol biodegradable.
- No es preciso vaciar el LCS para cambiar las fases ni los sensores.

INGECON® SUN 3825TL



Dimensiones y peso (mm y kg)



Ingeteam

Fig. 9-2: Hoja de datos del inversor Ingeteam 3825TL C645 (continuación).

INGECON		SUN		3Power Serie C 1.500 V _{dc}			
INGECON® SUN 3825TL							
	C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
Valores de Entrada (DC)							
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	3.144 - 4.188 kWp	3.222 - 4.293 kWp	3.301 - 4.398 kWp	3.379 - 4.502 kWp	3.458 - 4.607 kWp	3.537 - 4.712 kWp	3.615 - 4.816 kWp
Rango de tensión MPPT ⁽²⁾	853 - 1.300 V	874 - 1.300 V	895 - 1.300 V	916 - 1.300 V	937 - 1.300 V	958 - 1.300 V	979 - 1.300 V
Tensión máxima ⁽³⁾	1.500 V						
Corriente máxima	3.965 A						
Nº entradas con porta-fusibles	Hasta 24						
Dimensiones de los fusibles	Hasta 630 A / 1.500 V / gPV / 100 kA (L/R 5mS) (opcional)						
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre						
Bloques de potencia	1						
MPPT	1						
Protecciones de Entrada							
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II (opcional tipo I+II)						
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado						
Otras protecciones	Hasta 24 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-isa						
Valores de salida (AC)							
Potencia @35 °C / @50 °C	3.326 kVA / 2.858 kVA	3.409 kVA / 2.929 kVA	3.492 kVA / 3.001 kVA	3.575 kVA / 3.072 kVA	3.658 kVA / 3.144 kVA	3.741 kVA / 3.215 kVA	3.824 kVA / 3.287 kVA
Corriente @35 °C / @50 °C	3.200 A / 2.750 A						
Tensión nominal ⁽⁴⁾	600 V Sistema IT	615 V IT System	630 V Sistema IT	645 V Sistema IT	660 V Sistema IT	675 V Sistema IT	690 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz						
Factor de Potencia ⁽⁵⁾	1						
Factor de Potencia ajustable	Si, 0-1 (leading / lagging)						
THD (Distorsión Armónica Total) ⁽⁶⁾	<3 %						
Protecciones de Salida							
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II (opcional tipo I+II)						
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado						
Protección anti-isa	Si, con desconexión automática						
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC						
Prestaciones							
Eficiencia máxima	98,9 %						
Eficiencia	98,5 %						
Máx. consumo servicios aux.	7.600 W						
Consumo nocturno o en stand-by ⁽⁷⁾	185 W						
Consumo medio diario	2.500 W						
Datos Generales							
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +60 °C						
Humedad relativa (sin condensación)	0-100 % (Outdoor)						
Grado de protección	IP65 ⁽⁸⁾						
Protección anti-corrosión	Protegido contra la corrosión externa						
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)						
Sistema de refrigeración	Sistema de refrigeración líquida y ventilación forzada con control térmico (suministro de 400V 3 fases + neutro, 50/60 Hz)						
Rango de caudal de aire	0 - 18.000 m³/h						
Caudal de aire promedio	12.000 m³/h						
Emisión acústica (100 % / 50 % carga)	57 dB(A) a 10m / 49,7 dB(A) a 10m						
Marcado	CE						
Normativa EMC y de seguridad	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Normativa de conexión a red	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12-2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code						
Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC. ⁽²⁾ V _{mppt,min} es para condiciones nominales (V _{ac} =1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flicantes. ⁽³⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas. ⁽⁴⁾ Otras tensiones y potencias AC disponibles. ⁽⁵⁾ Para P _{ac} >25 % de la potencia. ⁽⁶⁾ Para P _{ac} >25 % de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible. ⁽⁸⁾ Excepto para el tipo I+II y el intercambiador de calor aire-agua, que son IP54.							

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC. ⁽²⁾ V_{mppt,min} es para condiciones nominales (V_{ac}=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flotantes. ⁽³⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas. ⁽⁴⁾ Otras tensiones y potencias AC disponibles. ⁽⁵⁾ Para P_{ac}>25 % de la potencia. ⁽⁶⁾ Para P_{ac}>25 % de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible. ⁽⁸⁾ Excepción por el filtro LC y el intercambiador de calor aire-agua, que son IP54.

Ingeteam

Fig. 9-3: Hoja de datos del inversor Ingeteam 3825TL C645 (continuación).

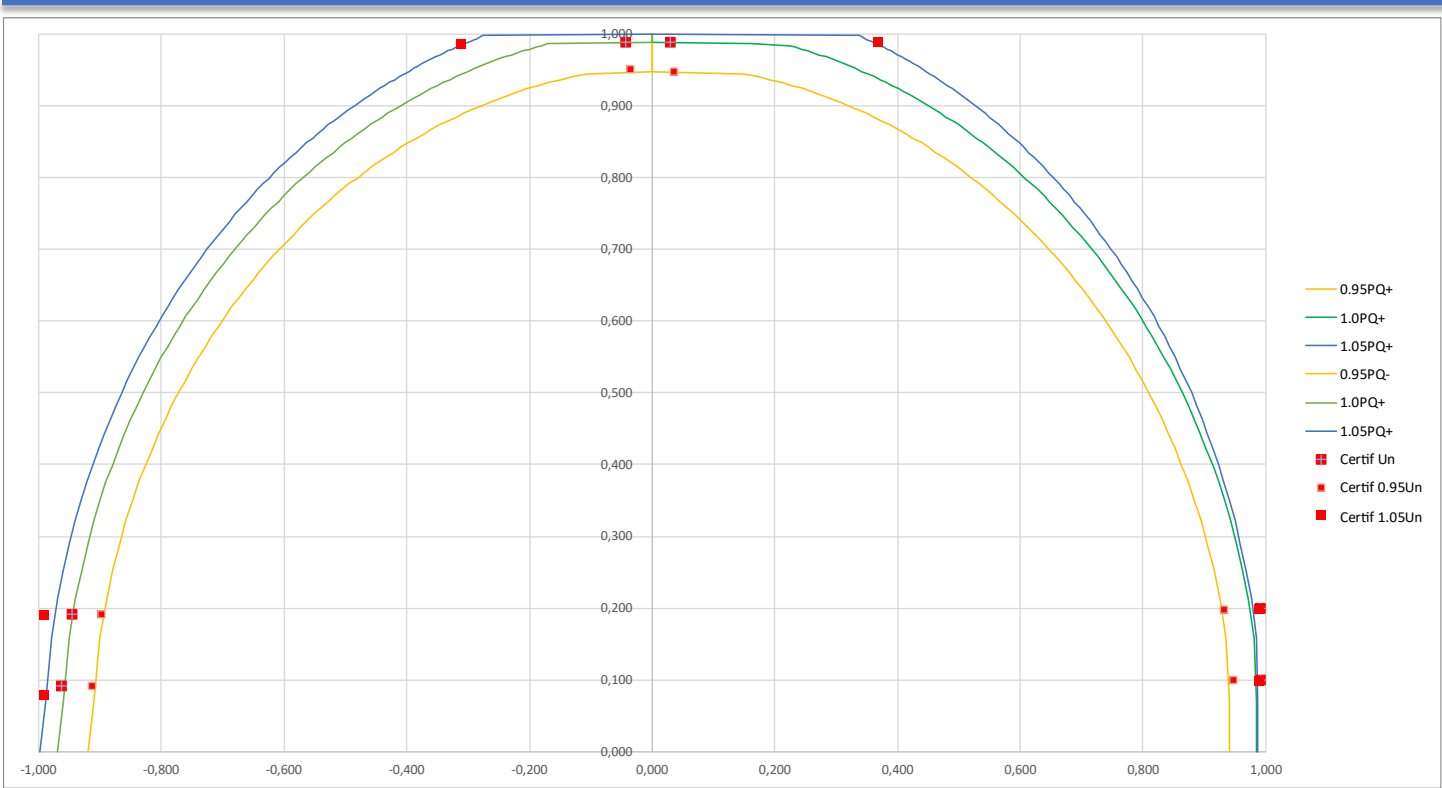


Fig. 9-4: Curva de capacidad de los inversores Ingeteam 3825TL C645.

9.3 Convertidores BESS

La planta de almacenamiento está compuesta por 46 convertidores, fabricados por Ingeteam, modelo Sun Storage 3930TL HV C630. La potencia nominal de los mismos es de 2946kVA (@ 30°C, 1000 m.s.n.m.), siendo su tensión de salida nominal 630V (línea-línea).

Los convertidores se agrupan en pares por cada centro de transformación. En cada centro de transformación existe un transformador de bloque (5,6MVA, 23kV/0.63kV/0.63kV) de doble bobinado secundario. En cada bobinado secundario se conecta un convertidor. Las especificaciones del transformador de bloque son presentadas en la sección 9.4.

La hoja de datos del convertidor se presenta en la Fig. 9-5, Fig. 9-6 y Fig. 9-7. Su curva de capacidad, medida en sus terminales de salida (630V), se muestra en la Fig. 9-8. A partir de la hoja de datos del convertidor es posible indicar que el rango de potencia bruta para la operación de estos inversores fotovoltaicos es la siguiente:

Parámetro	Valor
Potencia bruta mínima (carga de baterías)	2798 kW
Potencia bruta máxima (descarga de baterías)	-2946 kW

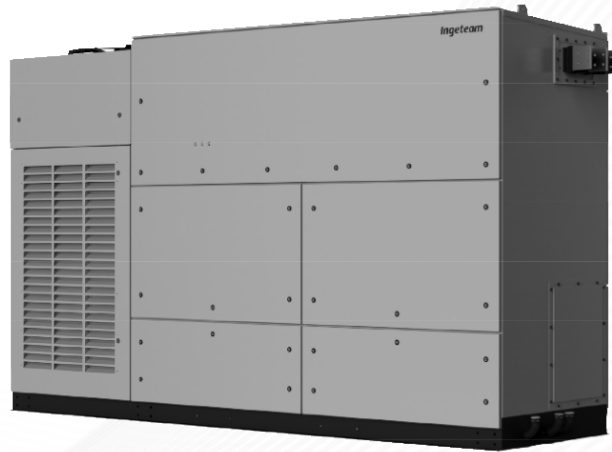
Tabla 9-2: Rango de potencia bruta para el convertidor BESS Ingeteam.

El valor informado para ambas potencias es el referido a 35°C. Dichas variables se reducen a 2288 y -2542 kW para temperatura de operación en 50°, respectivamente.

INGECON

SUN STORAGE

3Power HV C Series
1,500 Vdc



UP TO 3.93 MVA AT 1,500 V

THREE-PHASE TRANSFORMERLESS BATTERY INVERTER WITH AN EXTRA THERMAL STABILITY AND A GREATER POWER DENSITY

The INGECON® SUN STORAGE 3Power HV C Series is a three-phase bidirectional battery inverter that can be used in grid-connected and stand-alone systems. This one-of-a-kind battery inverter achieves a market-leading power density of 499 kW/m³, as it provides up to 3,928 kVA in just one power stack.

Latest generation electronics

The INGECON® SUN STORAGE 3Power HV C Series battery inverter features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor.

Liquid Cooling System (LCS)

Ingeteam has already supplied +54 GW of liquid -cooled wind power converters worldwide. It offers a greater thermal stability and a more optimized component usage. The LCS has been designed to refrigerate the IGBTs, the power phases and the IP65 compartment. It features less moving components, so it consumes a lower amount of power and it requires less maintenance works.

The LCS is a closed circuit supplied totally filled and purged, equipped with fast connectors with an anti-dripping system, so it offers zero risk of particle entrance. It has been designed to avoid siphons in order to easily purge it if necessary. The coolant used is a biodegradable glycol water mixture. There is no need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

IP65 protection

A secondary liquid cooling system is used to refrigerate the air inside the IP65-protected compartment. A water-air heat exchanger is used for that. This compartment contains the power and control electronics, the DC fuses, the DC and AC protections, the busbars and the power phases.

Ingeteam

Fig. 9-5: Hoja de datos del convertidor Ingeteam SUN STORAGE 3930TL HV C630.

INGECON

SUN STORAGE

3Power HV C Series
1,500 Vdc

UP TO 3.93 MVA AT 1,500 V

Three-phase transformerless battery inverter with an extra thermal stability and a greater power density

Power converter stands both, grid-following and grid forming operating modes:

Real power related functionalities

Renewable resources integration:

- Ramp limits.
- Power smoothing / firming / curtailment.
- Time shifting.
- Micro grids.

Grid support / Ancillary services:

- Frequency regulation.
- Synthetic inertia.
- Black start.
- Frequency control / protection.
- Virtual "Synchronous Machine".

Investment deferral:

- Peak shaving.
- Load shifting / Load following.
- Real power response improvement of conventional power plants.

Power efficiency:

- Time shifting.
- Price arbitrage.
- Real power response improvement of conventional power plants.
- Peak shaving.

Safety and quality:

- "Un-interruptible" Power.
- Grid code compliance.
- Transmission congestion relief / Power quality-reliability.

Reactive power related functionalities

- Voltage control (Q/V).
- Voltage control / protection.
- Fixed power factor (QPF).
- Fixed reactive power output (Qref).
- Limitation of response of Reactive Power.

Standard 5 year warranty, extendable upon request.

Protections

- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 24 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, liquid cooled, IP65 rated and air cooled by a closed loop.

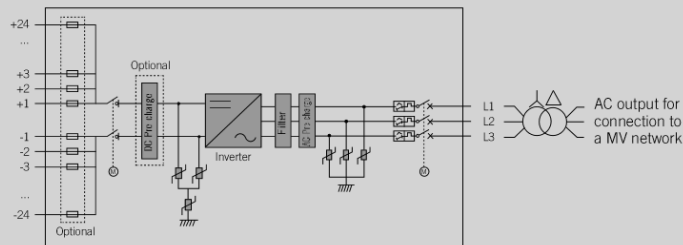
Optional Accessories

- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- AC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the DC currents.
- Grounding kit.

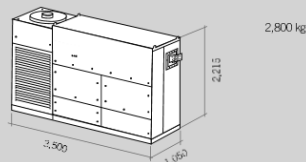
Liquid cooling system

- LCS to refrigerate the IGBTs.
- More optimized component usage: greater thermal stability.
- Less moving components: lower power consumption and less maintenance works.
- No risk of particle entrance.
- Anti-corrosion protection with stainless steel components
- LCS is used in many industries. Thus, it is very reliable, as its components are subject to many validation tests.
- Fast connectors with anti-dripping system.
- Biodegradable glycol water mixture.
- No need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

INGECON® SUN STORAGE 3930TL



Size and weight (mm and kg)



Ingeteam

www.ingetteam.com

Fig. 9-6: Hoja de datos del convertidor Ingeteam SUN STORAGE 3930TL HV C630 (continuación).

INGECON **SUN STORAGE** 3Power HV C Series 1,500 Vdc

INGECON® SUN STORAGE 3930TL HV

	C630	C645	C660	C675	C690
INPUT (DC)					
Battery voltage range for off-grid mode	896 - 1,500 V	917 - 1,500 V	938 - 1,500 V	958 - 1,500 V	979 - 1,500 V
Battery voltage for grid-tied mode ⁽¹⁾	983 - 1,500 V	1,006 - 1,500 V	1,029 - 1,500 V	1,052 - 1,500 V	1,075 - 1,500 V
Maximum voltage	1,500 V				
Maximum current	3,357 A				
N° inputs with fuse-holders	Up to 24				
Fuse dimensions	Up to 630 A / 1,500 V / aR / 100 kA (L/R=5mS) (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
INPUT PROTECTIONS					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection				
OUTPUT (AC)					
Discharge power @1,500 Vdc (35 °C / 50 °C)	2,946 kVA / 2,542 kVA	3,016 kVA / 2,435 kVA	3,087 kVA / 2,492 kVA	3,157 kVA / 2,549 kVA	3,227 kVA / 2,605 kVA
Discharge current @1,500 Vdc (35 °C / 50 °C)	2,700 A / 2,180 A				
Charge power @1,500 Vdc (35 °C / 50 °C)	2,798 kVA / 2,288 kVA	2,435 kVA / 2,866 kVA	2,492 kVA / 2,932 kVA	2,549 kVA / 2,999 kVA	2,605 kVA / 3,065 kVA
Charge current @1,500 Vdc (35 °C / 50 °C)	2,564 A / 2,071 A				
Rated voltage ⁽²⁾	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽³⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁴⁾	<3%				
OUTPUT PROTECTIONS					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
FEATURES					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	7,600 W				
Stand-by or night consumption ⁽⁵⁾	185 W				
Average power consumption per day	2,500 W				
GENERAL INFORMATION					
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP65 ⁽⁶⁾				
Corrosion protection	External corrosion protection				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's BESS sales department)				
Cooling system	Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)				
Air flow range	0 - 18,000 m³/h				
Average air flow	12,000 m³/h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<57 dB(A) at 10m / <49.7 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, CEI 0-16, NTS Spain, VDE-AR-N 4120, VDE-AR-N 4110, Arrêté du 9 juin 2020, Terna A68), G99, South African Grid Code, Mexican Grid code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, IEC61727, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai), Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

Specifications included in this datasheet could change without notice. Please contact Ingeteam's sales department in case of any queries.

Notes

- (1) Minimum voltage DC (VDC, min) for Vgrid,max = 1.1 p.u. and Power Factor=1. If Vgrid,max is higher than this value, the minimum voltage should be corrected as VDC, min * Vgrid,max / 1.1. For other DC voltage ranges, please contact Ingeteam's BESS sales department
(2) Other AC voltages and powers available upon request
(3) For P_{av} > 25% of the rated power
(4) For P_{av} > 25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4
(5) Consumption from Battery
(6) Except for the LC filter and the air water heat exchanger, that are IP54.

Ingeteam

www.ingetteam.com

Fig. 9-7: Hoja de datos del convertidor Ingeteam SUN STORAGE 3930TL HV C630 (continuación).

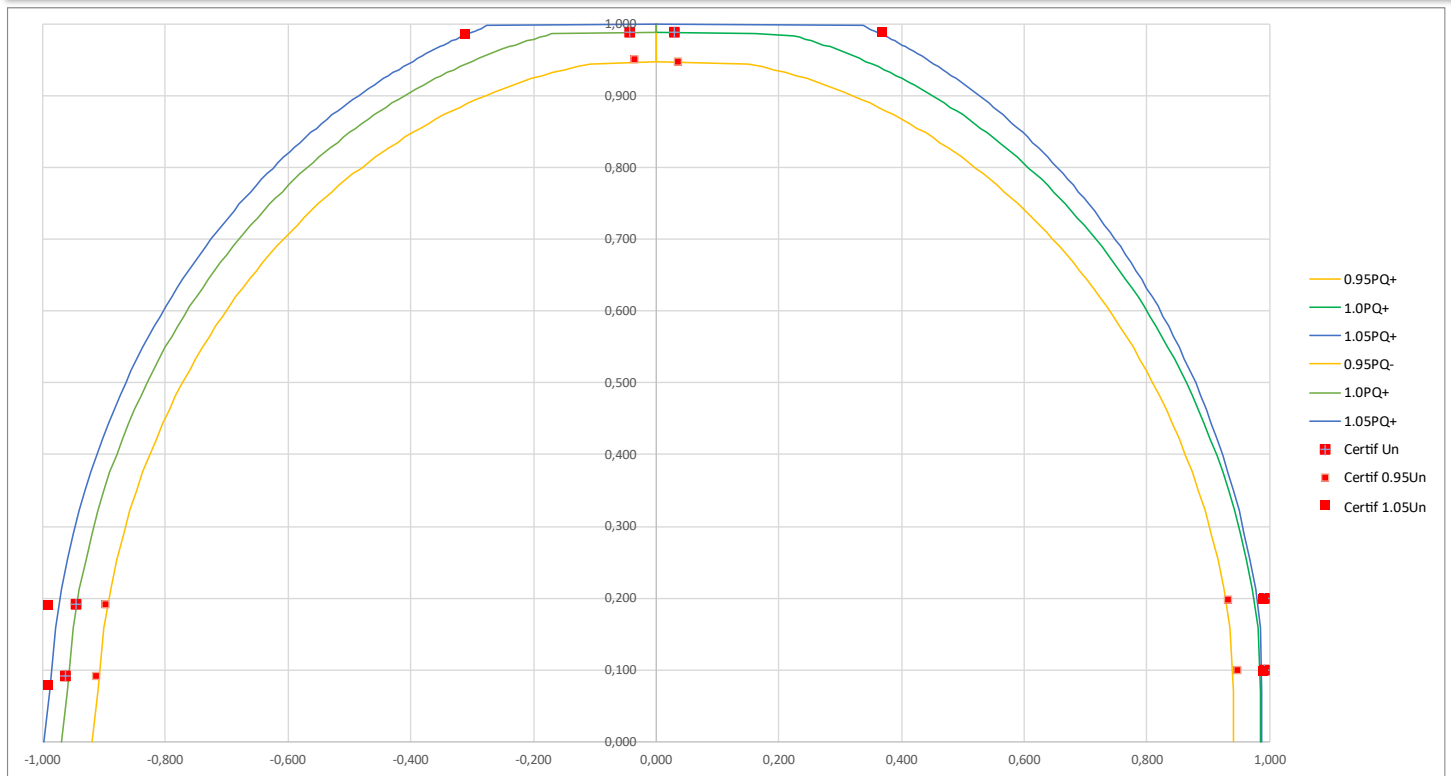


Fig. 9-8: Curva de capacidad de los convertidores Ingeteam SUN STORAGE 3930TL HV C630.

9.4 Transformadores de bloque

La Fig. 9-9 muestra la hoja de datos del transformador de bloque utilizado por los BESS de la central Quillagua II. Se cuenta con veintitrés centros de transformación, en el que en cada uno de ellos se encuentra dispuesto un transformador de bloque.

序号 NO.	项目 ITEM	初级绕组 PRIMARY	次级绕组 SECONDARY		备注 COMMENTS
1	额定容量 Power rating (kVA)	5600	2800	2800	
2	额定频率 Frequency (Hz)	50			
3	相数 Number of Phases	3			
4	联结 connection	Δ	Y	Y	
5	额定电压 Rated Voltage (V)	23000	630	630	
6	额定电流 Rated Current (A)	140.6	2566	2566	

TAP	Voltage (V)	Current (A)
1	24150	133.9
2	23575	137.1
3	23000	140.6
4	22425	144.2
5	21850	148.0

9	接线箱防护等级 Protection Level of terminal box	IP54	
10	绝缘等级 Insulating class	混合绝缘系统 Semi-hybrid	
11	绝缘水平 Insulation level	LI:	初级: Primary: 200 kV 次级 Secondary: 40 kV
12	100%效率(75°C) efficiency	>99.4%	
13	短路阻抗(% ,75°C)(HV-LV1)/(HV-LV2) Short-circuit Impedance	7% $\pm$ 10%	
14	空载电流 The no-load current (%)	<0.5%	

Fig. 9-9: Hoja de datos del transformador de bloque de los convertidores BESS.

Por su parte, la Fig. 9-9 muestra la hoja de datos del transformador de bloque disponible en la central fotovoltaica. Ella cuenta con diecisiete centros de transformación, en el que en cada uno de ellos se encuentra dispuesto un transformador bloque.

3.技术参数 TECHNICAL INFORMATION

序号 NO.	项目 ITEM	初级绕组 PRIMARY	次级绕组 SECONDARY		备注 COMMENTS
1	额定容量 Power rating (kVA)	7150	3575	3575	
2	额定频率 Frequency (Hz)	50			
3	相数 Number of Phases	3			
4	联结 connection	Δ	Y	Y	
5	额定电压 Rated Voltage (V)	30000	645	645	
6	额定电流 Rated Current (A)	137.6	3200	3200	

TAP	Voltage (V)	Current (A)
1	31500	131.0
2	30750	134.2
3	30000	137.6
4	29250	141.1
5	28500	144.8

9	接线箱防护等级 Protection Level of terminal box	NA	
10	绝缘等级 Insulating class	混合绝缘系统 Semi-hybrid	
11	绝缘水平 Insulation level	LI:	初级: Primary: 170 kV 次级 Secondary: 40 kV
12	100%欧盟效率(75°C) efficiency	$\geq 99.582\%$	
13	短路阻抗(% ,75°C)(HV-LV1) Short-circuit Impedance	$8\% \pm 10\%$	

Fig. 9-10: Hoja de datos del transformador de bloque para los inversores fotovoltaicos.

9.5 Transformadores de SS.AA. para BESS

La Fig. 9-11 muestra las especificaciones técnicas para los transformadores de SS.AA. de los sistemas de almacenamiento. Existe un transformador por cada colector de media tensión, totalizando 8 unidades.



ULUSOY

electric

An Eaton Brand

YT2061-750-23-0,4-CU-CU-Dyn 11-H-0

Technical Specifications

UE-PRJ-FR-14

Date:

11.01.2024

Characteristic Specifications

1.	Product Type	Indoor/Outdoor, Hermetically Sealed Liquid Immersed Transformer			
2.	Rated Power	kVA	750		
3.	Rated Voltages	kV	23 / 0,4		
4.	Tapping Range & No of Taps (HV, Off-Load Tap Changer)	5 Taps +2x%2,5 / -2x%2,5 21,85-22,425-23-23,575-24,15- kV			
5.	Number of Phases	3			
6.	Frequency	Hz	50		
7.	Connection Group	Dyn 11			
8.	Insulation Class	Class A			
9.	HV Insulation Level (Um/AC/LI)	kV	24 / 50 / 125		
	LV Insulation Level (Um/AC/LI)	kV	1,1 / 3 / -		
10.	Altitude	m	1000		
11.	Max. Ambient Temperature	°C	40		
12.	Temperature Rise				
	i)Windings	K	65		
	ii)Oil	K	60		
13.	Short Circuit Withstand Duration	sec	2		

Performance Specifications

14.	Manufacturing Standart	IEC 60076-1				
15.	No-Load Losses	Watt	1371	+	15%	Tolerance
16.	Load Losses (@75 °C @nom. pos.)	Watt	8471	+	15%	Tolerance
17.	Total Losses (@75 °C @nom. pos.)	Watt	9842	+	10%	Tolerance
18.	Uk (@75 °C @nom. pos.)	%	6	+/-	10%	Tolerance
19.	Efficiency	Load(%)	100	75	50	25
		Cos Φ= 1.0	0,9870	0,9892	0,9908	0,9900
		Cos Φ=0.8	0,9839	0,9865	0,9885	0,9875
20.	Peak Efficiency Index (PEI)	%	99,091%			

Fig. 9-11: Especificaciones de los transformadores de servicios auxiliares para BESS.

9.6 Transformador principal

La Fig. 9-12 muestra los datos de placa del transformador principal de la central Quillagua II. Este transformador es compartido entre el parque fotovoltaico y la central de almacenamiento.

SIEMENS energy

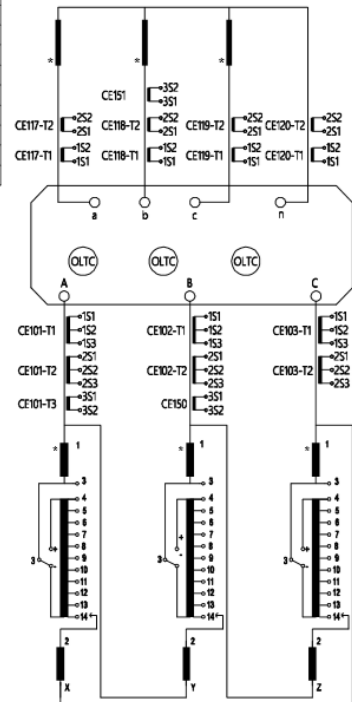
Tranformador de potencia inmerso en liquido

Tipo de transformador		TDPN8154D		Serial No.		189701		Año de fabricación		2024		Norma		IEC60076							
Type of core		3/0		Frecuencia Nominal		50Hz		Duración corto circuito		3 s		Design seismic capability		ETG-1.020							
Rated power		120MVA		Número de fases		3		Design altitude		1000m		Método de enfriamiento ONAN(87.5%)/ONAF(100%)									
Símbolo conexión				Dyn1		Pérdida sin carga		55.4kW		Corriente sin carga		0.053%		Temperatura ambiente máx.		40°C					
Posición		Voltaje (V)				Corriente (A)				Tensión impedancia (%)		Pérdida carga (kW)		Aumento temp. del aceite superior			60K				
-		HV		LV		HV		LV		HV-LV		HV-LV		Aumento temperatura del devanado				65K			
1		242000		23000		286.3		3012.3		13.10		316.12		Tipo de aceite aislante		Petro China 45U					
11		220000		23000		314.9		3012.3		12.53		323.88		Masa de aceite aislante		55.6 t					
21		198000		23000		349.9		3012.3		12.36		391.35		Masa no acoplada		81.0 t					
Nivel de aislación (kV)				HV / LV / LVN		LI050 AC460 / LI170 AC70 / LI170 AC70										Transporte de masa con aceite				153.2 t	
Corriente de cortocircuito máx. del sistema				HV/LV		50 kA/ 31.5 kA										Masa total con aceite				179.3 t	

Transformador de corriente según la norma IEC61869						
Ítem	Cantidad	Relación	Potencia nominal	Clase de precisión	Taps	
CE101-103-T1	3	400,600/1A	30VA	5P20	1S1-1S2,1S1-1S3	
CE101-103-T2	3	400,600/1A	15VA	0.2F5S	2S1-2S2,2S1-2S3	
CE101-T3	1	400/1A	15VA	0.2F5S	3S1-3S2	
CE117-119-T1	3	4000/1A	30VA	5P20	1S1-1S2	
CE117-119-T2	3	4000/1A	15VA	0.2F5S	2S1-2S2	
CE120-T1	1	4000/1A	30VA	5P30	1S1-1S2	
CE120-T2	1	4000/1A	30VA	5P30	2S1-2S2	
CE150	1	400/2A	15VA	c1.3	3S1-3S2	
CE151	1	4000/2A	15VA	c1.3	3S1-3S2	

Atención: ¡Alto voltaje en los terminales C.T. en circuito secundario abierto!

Diagrama de Conexión		Pos.	Conexión de TAP	Cambio de estado	Voltaje (V)	Corriente (A)
HV	Max. →	1	14	3-4	242000	286.3
		2	13		239800	288.9
		3	12		237600	291.6
		4	11		235400	294.3
		5	10		233200	297.1
		6	9		231000	299.9
		7	8		228800	302.8
		8	7		226600	305.7
		9	6		224400	308.7
		10	5		222200	311.8
		11A	4		220000	314.9
		11B	3			
		11C	14			
		12	13			
		13	12		217800	318.1
LV	Rated →	14	11	14-3	215600	321.3
		15	10		213400	324.7
		16	9		211200	328.0
		17	8		209000	331.5
		18	7		206800	335.0
		19	6		204600	338.6
		20	5		202400	342.3
		21	4		200200	346.1
		Min. →	21		198000	349.9
					23000	3012.3



Siemens Energy Transformer (Wuhan) Co., Ltd.

Made in Wuhan, China

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Fig. 9-12: Datos de placa del transformador principal de la central híbrida Quillagua II.

9.7 Protecciones eléctricas

9.7.1 Inversores fotovoltaicos

La Tabla 9-5 y Tabla 9-6 muestran los ajustes de las protecciones de tensión y frecuencia programadas en los inversores fotovoltaicos, respectivamente. Los parámetros aquí reportados son obtenidos a partir de un informe emitido por Ingeteam, que se resume en la Fig. 9-13.

Función	Parámetro	Valor
Sobretensión (59)	VacH3 Limit	135%
	VacH3 Time	20 ms
	VacH2 Limit	130%
	VacH2 Time	300 ms
	VacH1 Limit	115%
	VacH1 Time	4,0 s
Subtensión (27)	VacL1 Limit	90%
	VacL1 Time	20 s
	VacL2 Limit	80%
	VacL2 Time	1,50 s
	VacL3 Limit	Deshab.
	VacL3 Time	Deshab.

Tabla 9-3: Ajustes de protecciones de tensión del inversor fotovoltaico.

Función	Parámetro	Valor
Sobrefrecuencia (81O)	facH Limit	52Hz
	facH Time	100 ms
Subfrecuencia (81U)	facL1 Limit	47,5Hz
	facL1 Time	5 s
	facL2 Limit	47,0Hz
	facL2 Time	100 ms

Tabla 9-4: Ajustes de protecciones de frecuencia del inversor fotovoltaico.

Las protecciones de sobrecorriente del convertidor se implementan por medio de su interruptor de baja tensión. Las fotografías de la Fig. 9-14 muestran los valores ajustados en sitio junto con los datos nominales del interruptor. La corriente nominal del interruptor es de 3200A.

Title	Value
VacH3 Limit (%Vnom)	135.0
VacH2 Limit (%Vnom)	130.0
VacH1 Limit (%Vnom)	115.0
VacL1 Limit (%Vnom)	90.0
VacL2 Limit (%Vnom)	80.0
VacL3 Limit (%Vnom)	0.0
VacH3 Time (milliseconds)	20
VacH2 Time (milliseconds)	300
VacH1 Time (milliseconds)	4000
VacL1 Time (milliseconds)	20000
VacL2 Time (milliseconds)	1500
VacL3 Time (milliseconds)	0

Title	Value
FacH3 Limit (Fac-Fnom: Hz)	2.00
FacH2 Limit (Fac-Fnom: Hz)	2.00
FacH1 Limit (Fac-Fnom: Hz)	2.00
FacL1 Limit (Fac-Fnom: Hz)	-2.50
FacL2 Limit (Fac-Fnom: Hz)	-3.00
FacL3 Limit (Fac-Fnom: Hz)	-3.00
FacH3 Time (milliseconds)	100
FacH2 Time (milliseconds)	100
FacH1 Time (milliseconds)	100
FacL1 Time (milliseconds)	5000
FacL2 Time (milliseconds)	100
FacL3 Time (milliseconds)	100

Fig. 9-13: Ajustes de protecciones de tensión y frecuencia en inversores fotovoltaicos.

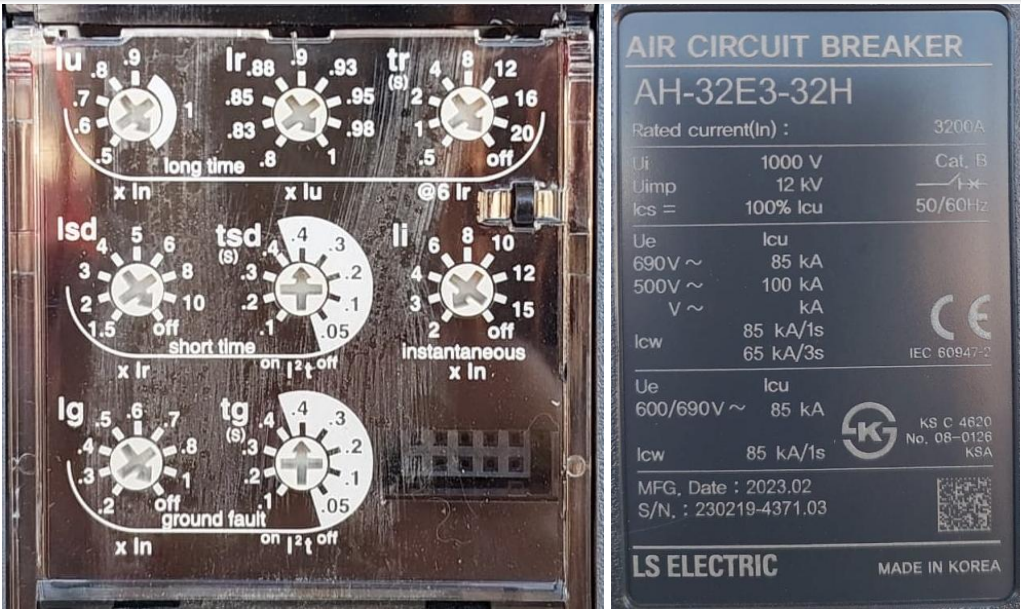


Fig. 9-14: Ajustes de protección de sobrecorriente de interruptor de BT de los inversores fotovoltaicos.

9.7.2 Convertidores BESS

La Tabla 9-5 y Tabla 9-6 muestran los ajustes de las protecciones de tensión y frecuencia programadas en los convertidores BESS, respectivamente. Los parámetros aquí reportados son obtenidos a partir de un informe emitido por Ingeteam, que se resume en la Fig. 9-15. Sus ajustes son idénticos a los de los inversores fotovoltaicos.

Función	Parámetro	Valor
Sobretensión (59)	VacH3 Limit	135%
	VacH3 Time	20 ms
	VacH2 Limit	130%
	VacH2 Time	300 ms
	VacH1 Limit	115%
	VacH1 Time	4,0 s
Subtensión (27)	VacL1 Limit	90%
	VacL1 Time	20 s
	VacL2 Limit	80%
	VacL2 Time	1,50 s
	VacL3 Limit	Deshab.
	VacL3 Time	Deshab.

Tabla 9-5: Ajustes de protecciones de tensión del convertidor BESS.

Función	Parámetro	Valor
Sobrefrecuencia (81O)	facH Limit	52Hz
	facH Time	100 ms
Subfrecuencia (81U)	facL1 Limit	47,5Hz
	facL1 Time	5 s
	facL2 Limit	47,0Hz
	facL2 Time	100 ms

Tabla 9-6: Ajustes de protecciones de frecuencia del convertidor BESS.

Las protecciones de sobrecorriente del convertidor se implementan por medio de su interruptor de baja tensión. Las fotografías de la Fig. 9-16 muestran los valores ajustados en sitio junto con los datos nominales del interruptor. La corriente nominal del interruptor es de 3200A.

Title	Value
VacH3 Limit (%Vnom)	135.0
VacH2 Limit (%Vnom)	130.0
VacH1 Limit (%Vnom)	115.0
VacL1 Limit (%Vnom)	90.0
VacL2 Limit (%Vnom)	80.0
VacL3 Limit (%Vnom)	0.0
VacH3 Time (milliseconds)	20
VacH2 Time (milliseconds)	300
VacH1 Time (milliseconds)	4000
VacL1 Time (milliseconds)	20000
VacL2 Time (milliseconds)	1500
VacL3 Time (milliseconds)	0

Title	Value
FacH3 Limit (Fac-Fnom: Hz)	2.00
FacH2 Limit (Fac-Fnom: Hz)	2.00
FacH1 Limit (Fac-Fnom: Hz)	2.00
FacL1 Limit (Fac-Fnom: Hz)	-2.50
FacL2 Limit (Fac-Fnom: Hz)	-3.00
FacL3 Limit (Fac-Fnom: Hz)	-3.00
FacH3 Time (milliseconds)	100
FacH2 Time (milliseconds)	100
FacH1 Time (milliseconds)	100
FacL1 Time (milliseconds)	5000
FacL2 Time (milliseconds)	100
FacL3 Time (milliseconds)	100

Fig. 9-15: Ajustes de protecciones de tensión y frecuencia en convertidores BESS.

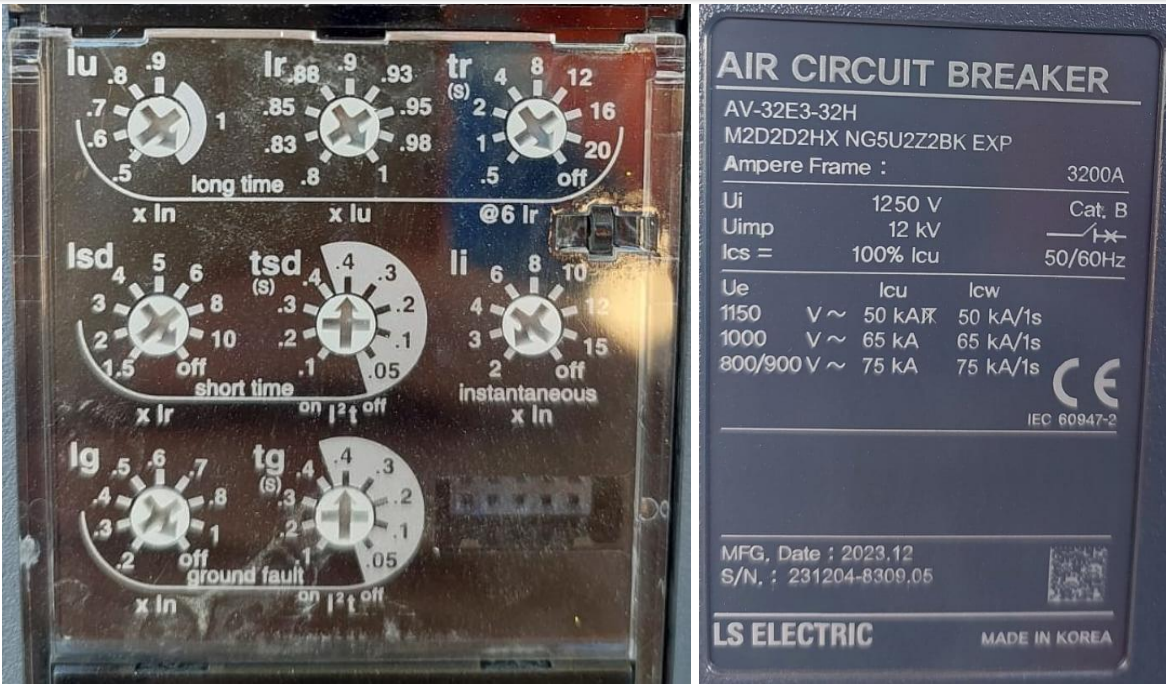


Fig. 9-16: Ajustes de protección de sobrecorriente de interruptor de BT de los convertidores BESS.

9.7.3 Celdas de media tensión

La Tabla 9-7 y la Tabla 9-8 muestran los ajustes de las protecciones de tensión y frecuencia programadas en los relés de protección de las dos celdas de incoming en 23 kV.

Función	Parámetro	Celda 1	Celda 2
Sobretensión (59)	Umbral (L-L)	138,00 V	138,00 V
	Retardo	2,00 s	2,00 s
Subtensión (27)	Umbral (L-L)	92,00 V	92,00 V
	Retardo	2,00 s	2,00 s

Tabla 9-7: Ajustes de protecciones de tensión en celdas de 23 kV.

Función	Parámetro	Celda 1	Celda 2
Sobrefrecuencia (810)	Umbral	52,00 Hz	52,00 Hz
	Retardo	0,10 s	0,10 s

Tabla 9-8: Ajustes de protecciones de frecuencia en celdas de 23 kV.

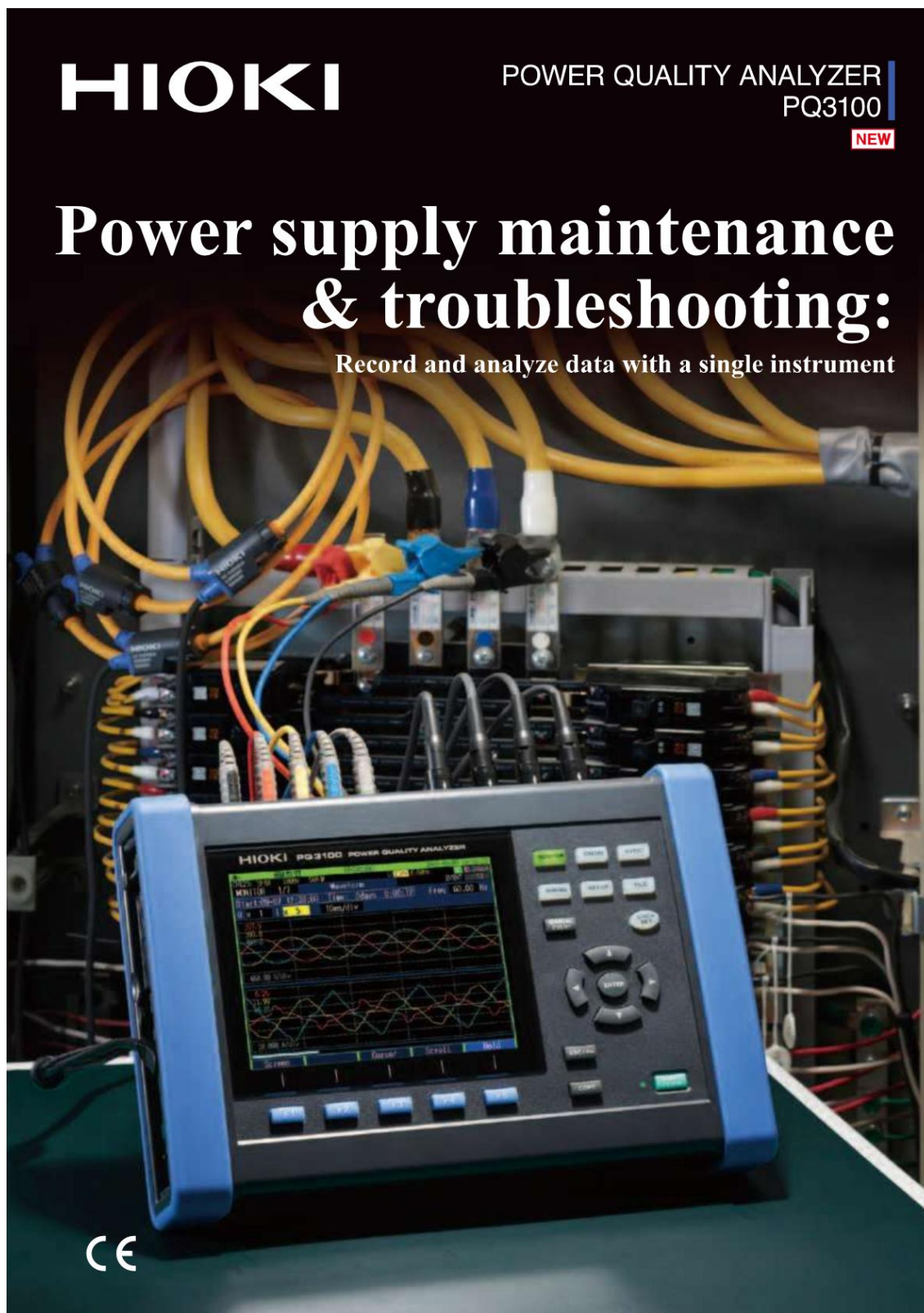
El transformador de potencial utilizado es de relación 23kV/115V.

9.8 Control conjunto de planta

	Standard version	Premium version
Power Analyzer		
Energy metering accuracy	0.5 s / 0.2 s / 0.2 s	
Voltage metering accuracy	0.2% / 0.1% / 0.1%	
Current metering accuracy	0.2% / 0.2% / 0.1%	
Frequency metering accuracy	10 mHz ⁽¹⁾	
Power metering accuracy	0.5% / 0.2% / 0.2%	
THD metering accuracy	Class 0.5 s	
Voltage and current harmonics metering	1.40 / 1.63 / 1.63	
Input voltage metering range	0..480 V @50 Hz / 0..347 V @60 Hz	
Input current metering range	0.5 A	
Other measurements	Unbalances / Rotation sequence / Positive, negative and homopolar sequences	
Production quality registration (PQ)	Optional	
Redundancy	Optional	
Power Supply		
Voltage supply	85 Vac..264 Vac, 50 Hz..60 Hz	
Typical consumption ⁽²⁾	75 W	225 W
Maximum consumption ⁽²⁾	90 W	270 W
UPS capacity ⁽³⁾	15 Wh / 288 Wh	
Redundancy	Optional	
Communication		
Standard protocols	Modbus / TCP (client and server), FTP (client and server), NTP (client and server)	
Compatible protocols	Modbus / RTU (Master and slave), 101 (Slave), 104 (Slave), DNP3 (Slave), OPC UA (Server)	
Outer connectivity	10 / 100BaseT(X), 100BaseFX with patch panels	
Managed communication	Optional	Yes, with SNMP v1/2/3, VLAN, DHCP, Flow control, NTP, MAC filter
Redundancy	Optional	
Compatibility		
Inverters	IS 3Play, IS PowerMax, ISS PowerMax	
Utilities	Main industry protocols	
Batteries	Main manufacturers	
SCADA	Main industry protocols	
Reactive power compensation systems	Modbus or hard-wired interface	
On-line Tap Changer	Modbus or hard-wired interface	
Weather Stations	Modbus interface	
O&M Functions		
Datalogger	4 GB Compact Flash memory	
Equipment start up / stop	General start up or stop of the inverters, BESS and capacitor banks	
Power plant surveillance	Monitoring of the status of every single element inside the plant	
Others	Web server	
CPU		
Typical processing time	< 10 ms	
Clock	Internal RTC synchronizable through NTP	
Surveillance system	Watchdog, working times surveillance, CPU temperature and input/output status	
Redundancy	Optional	
General Data		
Dimensions (H/W/D)	1,005 / 860 / 360 mm	2,000 / 800 / 800 mm
Weight ⁽²⁾	120 kg	460 kg
Protection class	IP65	
Impact resistance	IK10	
Overvoltage protection	Type 2	
Installation	Wall	Ground
Operating temperature	-20 to 50 °C / -4 to 122 °F	
Storage temperature	-25 to 60 °C / -13 to 140 °F	
Relative humidity (non-condensing)	10 - 90%	
Maximum altitude ⁽⁴⁾	2,000 m	
Marking	CE	
Standards	IEC 61000-4-30, IEC 62586-1, IEC 61131-3, IEC 60204-1, IEC 61439	

Notes: ⁽¹⁾ For voltages greater than 30% of the nominal voltage. ⁽²⁾ Values measured with the highest possible number of hardware elements inside. ⁽³⁾ If the installation does not feature an energy storage system, the autonomy will be 2 seconds. ⁽⁴⁾ For other configurations, please contact Ingeteam's solar sales department. ⁽⁵⁾ For installations beyond the maximum altitude, please contact Ingeteam's solar sales department.

9.9 Analizador de redes Hioki PQ3100



Basic specifications	
Input channels	Voltage: 4 channels, Current: 4 channels
Input terminal profile	Voltage: Plug-in terminals (safety terminals) Current: Dedicated connector (HIOKI PL14)
Measurement circuits	Any of the following plus Ch. 4 additional input: Single-phase 2-wire: 1P2W Single-phase 3-wire: 1P3W Single-phase 3-wire/1-voltage measurement: 1P3W1U Three-phase 3-wire/2-power measurement: 3P3W2M Three-phase 3-wire/3-power measurement: 3P3W3M Three-phase 4-wire: 3P4W
Input methods	Voltage: Isolated input (U1/U2/U3/U4 and N-terminal common differential input, U1/U2/U3/U4 and N not isolated) Current: Isolated input via current sensors
Input resistance	Voltage inputs: 5 M Ω Current inputs: 200 k Ω
Maximum input voltage	Voltage inputs: 1000 V AC/DC, 2200 Vpeak
Maximum rated voltage to earth	1000 V AC (CAT III), 600 V AC (CAT IV) Anticipated transient overvoltage: 8000 V
Measurement method	Digital sampling and zero-cross synchronous computation
Sampling frequency	200 kHz
A/D converter resolution	16bit
Display range	Voltage: 2 V to 1300 V Current: 0.4% to 130% of range Power: 0.0% to 130% of range Measurement parameters other than above: 0% to 130% of range
Effective measurement range	Voltage: AC: 10 V to 1000 V, peak $\pm$ 2200 V DC: 5 V to 1000 V Current: 5% to 120% of range, peak $\pm$ 400% of range Power: 5% to 120% of range (with voltage and current that both fall within effective measurement range)

Accuracy specifications	
Conditions of accuracy guarantee	Guaranteed accuracy period: 1 year Post-adjustment accuracy guaranteed period: 1 year Guaranteed accuracy temperature and humidity range: 23°C $\pm$ 5°C, 80% RH or less Warmup time: 30 m or more Power supply frequency range: 50 Hz/60 Hz $\pm$ 2 Hz Defined for power factor of 1, common-mode voltage of 0 V, and after zero-adjustment. The following additional conditions apply for AC measurement: Input of at least 10 Vrms to reference channel (U1) With measurement frequency set to 50 Hz: 40 Hz to 58 Hz With measurement frequency set to 60 Hz: 51 Hz to 70 Hz
Temperature coefficient	0.1% f.s./°C
Effects of common-mode voltage	0.2% f.s. or less (1000 Vrms AC, 50 Hz/60 Hz, between voltage input and enclosure)
Effects of External magnetic fields	1.5% f.s. or less (in magnetic field of 400 A rms AC/m, 50 Hz/60 Hz)

Measurement items	
Transient overvoltage, RMS voltage refreshed each half-cycle, Voltage waveform peak, Voltage DC value, Voltage CF value, RMS voltage (phase), RMS voltage (line to line), Swell, Dip, Interruption, RMS current refreshed each half-cycle, Current waveform peak, Current DC value, Current CF value, RMS current, Inrush current, Frequency cycle, Frequency (200ms), 10-sec Frequency, Active power, Active energy, Energy cost, Reactive power, Reactive energy, Apparent power, Apparent energy, Power factor /Displacement power factor, Voltage unbalance factor (negative-phase, zero-phase), Current unbalance factor (negative-phase, zero-phase), Harmonic voltage, Harmonic current, Harmonic power, Inter-harmonic voltage, Inter-harmonic current, Harmonic voltage phase angle, Harmonic current phase angle, Harmonic voltage-current phase angle, Total harmonic voltage distortion factor, Total harmonic current distortion factor, K Factor	

Measurement specifications	
Transient overvoltage	
Detected from waveform obtained by eliminating the fundamental component (50 Hz/60 Hz) from the sampled waveform.	
Measurement range:	$\pm$ 2,200 kVpeak
Measurement bandwidth:	5 kHz (-3dB) to 40 kHz (-3dB)
Measurement accuracy:	$\pm$ 5.0% rdg. $\pm$ 1.0% f.s.
Frequency cycle	
Calculated as the reciprocal of the accumulated whole-cycle time during one U1 cycle.	
Measurement accuracy:	$\pm$ 0.200 Hz or less (for input from 50 V to 1100 V)

RMS voltage/ RMS current refreshed each half-cycle	
Calculated as the RMS value of sampling data for 1 waveform overlapped every half-cycle.	
Measurement accuracy:	Voltage With 10 V to 660 V input: $\pm$ 0.3% of nominal voltage Other than above: $\pm$ 0.2% rdg. $\pm$ 0.1% f.s. Current $\pm$ 0.2% rdg. $\pm$ 0.1% f.s. + current sensor accuracy
Swell, Dip, Interruption	
Detected when the RMS voltage refreshed each half-cycle value exceeds the threshold.	
Measurement accuracy:	Same as RMS voltage refreshed each half-cycle
Fluctuation:	Saves RMS voltage and current refreshed each half cycle for 0.5 s before and 29.5 s after the event IN point.
Inrush current	
Calculated as the current RMS value for current waveform data sampled every half-cycle. Maximum current RMS value from above measurement.	
Measurement accuracy:	$\pm$ 0.3% rdg. $\pm$ 0.3% f.s. + current sensor accuracy
Fluctuation:	Saves inrush current RMS value data for 0.5 s before and 29.5 s after the event IN point.
10-sec frequency	
Calculated as the reciprocal of the accumulated whole-cycle time during the specified 10 s U1 (reference channel) period.	
Measurement accuracy:	$\pm$ 0.010 Hz or less
Frequency (200ms)	
Calculated as the reciprocal of the accumulated whole-cycle time within 200 ms relative to U1.	
Measurement accuracy:	$\pm$ 0.020 Hz or less
Voltage waveform peak/ Current waveform peak	
Maximum and minimum sampling points in 200 ms aggregation	
Measurement range:	Voltage $\pm$ 2200.0 Vpk Current Result of adding the crest factor to the current range
Measurement accuracy:	Voltage During input of 10% to 150% of nominal voltage: 5% of nominal voltage Other than above: 2% f.s. Current With at least 50% f.s. input: 5 % rdg. + current sensor accuracy Other than above: 2% f.s. + current sensor accuracy
RMS voltage, RMS current	
Measured during 200 ms aggregation in accordance with IEC 61000-4-30.	
Measurement accuracy:	Voltage With 10 V to 660 V input: $\pm$ 0.2% of nominal voltage Other than above: $\pm$ 0.1%rdg. $\pm$ 0.1% f.s. Current $\pm$ 0.1% rdg. $\pm$ 0.1% f.s. + current sensor accuracy
Voltage DC value, Current DC value	
Average value during 200 ms aggregation	
Measurement accuracy:	Voltage $\pm$ 0.3% rdg. $\pm$ 0.1% f.s. Current $\pm$ 0.5% rdg. $\pm$ 0.5% f.s. + current sensor accuracy
Voltage CF value, Current CF value	
Calculated from the voltage RMS value and the voltage waveform peak value.	
Measurement range:	Voltage 224.001 Current 408.00
Measurement accuracy:	No defined accuracy
Active power/ Apparent power/ Reactive power	
Active power:	Measured every 200 ms.
Apparent power:	RMS value calculation: Calculated from the voltage RMS value and current RMS value. Fundamental wave calculation: Calculated from the fundamental wave active power and fundamental wave reactive power.
Reactive power:	RMS value calculation: Calculated from the apparent power S and active power P. Fundamental wave calculation: Calculated from the fundamental wave voltage and current.
Measurement accuracy:	DC: $\pm$ 0.5% rdg. $\pm$ 0.5% f.s. + current sensor accuracy AC: $\pm$ 0.2% rdg. $\pm$ 0.1% f.s. + current sensor accuracy Power factor effects: 1.0% rdg. or less (40 Hz to 70 Hz with a power factor of 0.5)
Apparent power	$\pm$ 1 dgt. for calculations derived from the various measurement values
Reactive power	During RMS value calculation: $\pm$ 1 dgt. for calculations derived from the various measurement values During fundamental wave calculation: For fundamental wave frequency of 45 Hz to 66 Hz $\pm$ 0.3% rdg. $\pm$ 0.1% f.s. + current sensor specifications (reactive factor of 1) Reactive factor effects: 1.0% rdg. or less (40 Hz to 70 Hz with reactive factor of 0.5)

Active energy, Reactive energy, Apparent energy	
Measures energy from start of recording.	
Active energy:	Integrated separately by consumption and regeneration from active power.
Reactive energy:	Integrated separately by lag and lead from reactive power.
Apparent energy:	Integrated from apparent power.
Measurement accuracy:	
Active energy: Active power measurement accuracy ± 10 dgt.	
Reactive energy: Reactive power measurement accuracy ± 10 dgt.	
Apparent energy: Apparent power measurement accuracy ± 10 dgt.	
Cumulative time accuracy: ± 10 ppm	
Energy cost	
Calculated by multiplying the active energy (consumption) WP+ by the electricity unit cost (per kWh).	
Measurement accuracy: ± 1 dgt. for calculations derived from the various measurement values	
Power factor, Displacement power factor	
Power factor: Calculated from apparent power S and active power P	
Displacement power factor: Calculated from fundamental wave active power and reactive power.	
Harmonic voltage, Harmonic current	
Uses IEC61000-4-7 Ed2.1:2009. From 1 to 50th order.	
Measurement range:	
Harmonic voltage:	RMS: 600.00 V, Content percentage: 100.00 %
Harmonic current:	Based on current sensor in use, Content percentage: 500.00 %
Measurement accuracy:	
Harmonic voltage:	
Order 0	Same as voltage DC value
Order 1	Same as voltage RMS value
Order 2 to 50th	1% of nominal input voltage or greater: $\pm 10.0\%$ rdg. Less than 1% of nominal input voltage: $\pm 0.05\%$ of nominal input voltage
Harmonic current:	
Order 0	Same as current DC value
Order 1 to 20th	$\pm 0.5\%$ rdg. $\pm 0.2\%$ f.s. + current sensor accuracy
Order 21 to 30th	$\pm 1.0\%$ rdg. $\pm 0.3\%$ f.s. + current sensor accuracy
Order 31 to 40th	$\pm 2.0\%$ rdg. $\pm 0.3\%$ f.s. + current sensor accuracy
Order 41 to 50th	$\pm 3.0\%$ rdg. $\pm 0.3\%$ f.s. + current sensor accuracy
Harmonic power	
Indicates the harmonic power for each channel and the sum value for multiple channels	
Measurement accuracy:	
Order 0	$\pm 0.5\%$ rdg. $\pm 0.5\%$ f.s. + current sensor accuracy
Order 1 to 20th	$\pm 0.5\%$ rdg. $\pm 0.2\%$ f.s. + current sensor accuracy
Order 21 to 30th	$\pm 1.0\%$ rdg. $\pm 0.3\%$ f.s. + current sensor accuracy
Order 31 to 40th	$\pm 2.0\%$ rdg. $\pm 0.3\%$ f.s. + current sensor accuracy
Order 41 to 50th	$\pm 3.0\%$ rdg. $\pm 0.3\%$ f.s. + current sensor accuracy
Inter-harmonic voltage, Inter-harmonic current	
After harmonic analysis, harmonic voltage and current are summed and displayed as inter-harmonic contents with the harmonic contents according to harmonic order From 0.5 to 49.5th order	
Measurement accuracy:	
Inter-harmonic voltage (harmonic input defined for a nominal input voltage of 100 V to 440 V)	
At least 1% of harmonic input nominal voltage: $\pm 10.0\%$ rdg.	
<1% of harmonic input nominal voltage: $\pm 0.05\%$ of nominal voltage	
Inter-harmonic current:	
No defined accuracy	
Harmonic voltage phase angle, Harmonic current phase angle	
In accordance with IEC61000-4-7 Ed2.1:2009.	
Measurement range: 0.00° to $\pm 180.00^\circ$	
Harmonic voltage-current phase angle	
In accordance with IEC61000-4-7 Ed2.1:2009	
Measurement range: 0.00° to $\pm 180.00^\circ$	
Measurement accuracy: Order 1 to 3rd: $\pm 2^\circ$	
Order 4 to 50th: $\pm (0.05^\circ \times k+2^\circ)$ (k: Harmonic order)	
However, add current sensor accuracy.	
Defined when the harmonic voltage for each order is 1% of the nominal voltage and the current level is 1% f.s. or greater.	
Total harmonic voltage distortion factor, Total harmonic current distortion factor	
In accordance with IEC61000-4-7 Ed2.1:2009	
THD-F: Total harmonic distortion factor for the fundamental wave	
THD-R: Total harmonic distortion factor for the total harmonic including the fundamental wave	
Measurement range: 0.00 to 100.00% (Voltage), 0.00 to 500.00% (Current)	
Voltage unbalance factor (negative-phase, zero-phase)	
Calculated using various components of the three-phase fundamental wave for three-phase 3-wire (3P3W2M, 3P3W3M) and three-phase 4-wire connections	
Measurement range: Component is V and unbalance factor is 0.00% to 100.00%	

Current unbalance factor (negative-phase, zero-phase)			
Calculated using various components of the three-phase fundamental wave for three-phase 3-wire (3P3W2M, 3P3W3M) and three-phase 4-wire connections			
Measurement range: Component is A and unbalance factor is 0.00% to 100.00%			
K Factor (multiplication factor)			
Calculated using the harmonic RMS current of the 2nd to 50th orders			
Measurement range: 0.00 to 500.00			
RMS value-frequency characteristics			
Frequency	Voltage	Current	Power
40 Hz to 70 Hz	Defined for RMS voltage	Defined for RMS current	Defined for Active power
70 Hz to 1 kHz	$\pm 3\%$ rdg. $\pm 0.2\%$ f.s.	$\pm 3\%$ rdg. $\pm 0.2\%$ f.s.	$\pm 3\%$ rdg. $\pm 0.2\%$ f.s.
1 kHz to 10 kHz	$\pm 10\%$ rdg. $\pm 0.2\%$ f.s.	$\pm 10\%$ rdg. $\pm 0.2\%$ f.s.	$\pm 10\%$ rdg. $\pm 0.2\%$ f.s.
40 kHz	-3 dB	-3 dB	

Measurement setting specifications

Wiring	Displays wiring diagram and measured values for: Ch. 1/2/3: 1P2W, 1P3W, 1P3W1U, 3P3W2M, 3P3W3M, or 3P4W Ch. 4: On or off		
Voltage range	1000.0 V		
Current sensors and current ranges	CT17126: 50 A / 5 A / 500 mA CT17131: 100 A / 50 A / 5 A CT17136: 500 A / 50 A / 5 A CT17116: 5 A / 500 mA / 50 mA CT17731: 100 A / 10 A CT17736: 500 A / 50 A CT17742: 2000 A / 1000 A / 500 A CT17044/CT17045/CT17046: 5000 A / 500 A / 50 A		
Power range			
(Determined automatically based on current range in use.)			
Wiring	1P2W	1P3W 1P3W1U 3P3W2M 3P3W3M	3P4W
Current range			
500.00 mA	500.00 W	1.0000 kW	1.5000 kW
5.0000 A	5.0000 kW	10.000 kW	15.000 kW
50.000 A	50.000 kW	100.00 kW	150.00 kW
500.00 A	500.00 kW	1.0000 MW	1.5000 MW
5000.0 A	5.0000 MW	10.000 MW	15.000 MW
10.000 A	10.000 kW	20.000 kW	30.000 kW
100.00 A	100.00 kW	200.00 kW	300.00 kW
1000.0 A	1.0000 MW	2.0000 MW	3.0000 MW
2000.0 A	2.0000 MW	4.0000 MW	6.0000 MW

CT ratio	0.01 to 9999.99
VT ratio	0.01 to 9999.99
Declared input voltage	100/ 101/ 110/ 115/ 120/ 127/ 200/ 202/ 208/ 220/ 230/ 240/ 277/ 347/ 380/ 400/ 415/ 440/ 480/ 600/ User-defined (50 V to 800 V in increments of 1 V)
Frequency	50 Hz/ 60 Hz
Sensor recognition	Automatic recognition of current sensors
Calculation method selection	Urms: Phase voltage or line voltage PF/Q/S: RMS value calculation or fundamental wave calculation THD: THD-F or THD-R
Energy cost	*Phase voltage/line voltage setting changes do not apply to RMS voltage refreshed each half-cycle values or transient measured values on the MONITOR screen.
	Unit cost: 0.00000 to 99999.9 (per kWh) Currency unit: 3 alphanumeric characters

10

Recording settings	
Storage location	SD memory card
Display of remaining storage space (in time)	Calculates and displays remaining time based on the available space left on the SD memory card and in internal memory, the recording interval, and the recording parameters. This information is also updated during trend measurement.
Recording interval	200 or 600 ms; 1, 2, 5, 10, 15, or 30 s; 1, 2, 5, 10, 15, or 30 m; 1 or 2 h; 150 or 180 cycles *The following functionality is not available during 200/600 ms operation: Saving of harmonic data (except total harmonic distortion and K factor) Event recording COPY key operation during recording
Recording parameters	With or without harmonics Records maximum, minimum, and average values in binary format.
Saving of screenshots	Off or on Saves the displayed screen at the recording interval as a BMP file. Minimum interval: 5 m
Methods for starting recording	Precise time, manual, time specification, or repeated
Methods for stopping recording	Manual, time specification, timer, or repeated Maximum recording/measurement time: 1 year
Recording time period	Allows user to set the time period for which to record data during repeated recording.
File/folder names	Automatic or user-specified (using 5 single-byte characters)

Event settings	
Event hysteresis	0% to 10% (for all parameters except frequency) Hysteresis for frequency is fixed at 0.1 Hz or otherwise set as a percentage of the threshold value.
Timer event count	Off; 1, 2, 5, 10, 15, or 30 m; 1 or 2 h Generates events at the selected interval.
Event waveform	Instantaneous waveform for approx. 200 ms aggregation (12.5 kS/s)
Pre-event waveform	Off (0 s), 200 ms, 1 s Allows user to set the recording time for the instantaneous waveform before event occurrence.
Post-event waveform	Off (0 s), 200 ms, 400 ms, 1 s, 5 s, 10 s Allows user to set the recording time for the instantaneous waveform after the event.

Event specifications	
Event detection method	
Events can be detected at a recording interval of 1 s or greater. See the measurement specifications for a description of detection methods for each event type's measured values.	
External events: Events are detected by detecting signal input to the EVENT IN terminal.	
Manual events: Events are detected based on MANUAL EVENT key presses.	
Synchronized saving of events	
Event waveform:	
The instantaneous waveform when the event occurs is recorded for 200 ms.	
Pre-event waveform:	
The instantaneous waveform before the event occurs is recorded for up to 1 s.	
Post-event waveform:	
The instantaneous waveform after the event is recorded for up to 10 s.	
Fluctuation data:	
RMS value fluctuation data is recorded every half-cycle for the equivalent of 0.5 s before the event and 29.5 s after the event.	

System settings	
Beep tone	On or off
LCD backlight	Auto-off (2 m) or on
Display languages	Japanese, English, Chinese (traditional or simplified), Korean, German, French, Italian, Spanish, Turkish
Phase naming convention	R/S/T, A/B/C, L1/L2/L3, or U/V/W

Other functionality	
Verification and warning function	Over-range, peak-over, event indicator
Setting verification function	Allows the user to check the current settings by pressing the [QUICK SET] key during recording.
Screenshot	Saves the contents of the screen when the COPY key is pressed to the SD memory card. Data format: Compressed BMP
Key lock	Disables all key operation except the POWER key.
SD memory card eject	Pressing the F key on the FILE screen during recording with a recording interval of 2 s or greater displays a confirmation and allows the SD memory card to be ejected.
System reset	Reverts the instrument's settings to their default values.
Automatic detection of current sensors	When selected on the settings screen, automatically detects connected Hioki PL14 connector-compatible sensors.
Behavior in event of power outage	If a Z1003 Battery Pack with remaining power is installed in the instrument, the instrument automatically switches to battery power and continues recording. If not, measurement operation stops, but settings up to that point are backed up, and the instrument will start recording again when power is restored. However, integration values and related data will be reset, and integration will start again when power is restored.

Interface specifications	
SD memory card	
Compatible cards: Z4001, Z4003	
LAN Interface	
Connector:	RJ-45 connector x 1
Electrical specifications:	IEEE 802.3 compliant
Transmission method:	100Base-TX
Protocol:	TCP/IP (with DHCP function)
Functionality:	Allows remote operation of the instrument from an Internet browser.
USB interface	
Connector:	Series B receptacle x 1
Version/mode:	USB 2.0 (Full Speed, High Speed), mass storage class
RS-232C interface	
Connector:	D-sub 9-pin connector x 1
Communication method:	RS-232C, EIA RS-232D, CCITT V.24, and JIS X5101 compliant Full duplex, start stop synchronization, data length of 8, no parity, 1 stop bit
Communications speed:	19,200 bps / 38,400 bps
Functionality:	Allows measurement and measurement data retrieval using communications commands.

External control interface	
Connector:	
4-pin screwless terminal block	
External event input: [IN], [GND1]	
External event output: [OUT], [GND2]	
Event input:	
Shorts between the [GND1] and [IN] terminals (active-low) and the falling edge of pulse signals are recognized as event input.	
Not isolated ([GND1] is common with the instrument's GND.)	
Maximum rated terminal-to-terminal voltage: 45 V DC	
Voltage input (high: 2 V to 45 V; low: 0 V to 0.5 V)	
High interval: At least 100 ms; low interval: at least 100 ms	
Event output:	
Open collector, 30 V/5 mA max. (photocoupler-isolated)	
TTL low output at event generation between [GND2] and [OUT] terminals	
Short pulse: Starts/stops measurement at width of approx. 10 ms; outputs pulse at event IN point.	
Long pulse: Outputs pulse at event IN point only at width of approx. 2.5 s.	

General Specifications	
Operating environment	Indoors, altitude up to 3000 m Pollution degree 2
Operating temperature and humidity	-20 to 50°C (-4 to 122°F), 80% RH or less (non-condensating)
Storage temperature and humidity	-20 to 50°C (-22 to 122°F), 80% RH or less (non-condensating)
Dust and water resistance	IP30 (EN 60529)
Applicable standards	Safety: EN 61010 EMC: EN 61326 Class A
Standard compliance	Harmonics: IEC 61000-4-7 IEC 61000-2-4 Class 3 Power quality: IEC 61000-4-30 Class S EN 50160 IEEE 1159
Power supply	[Z1002 AC Adapter] 100 V to 240 V AC, 50 Hz/60 Hz Anticipated transient overvoltage: 2500 V Maximum rated power: 80 VA (including AC adapter) [Z1003 Battery Pack] Charging time: Max. 5 h 30 m Continuous operating time: Approx. 8 h
Maximum recording interval	1 year
Maximum number of recordable events	9999
Clock functionality	Auto calendar, automatic leap year detection, 24-hour clock
Real-time clock accuracy	±0.5 s per day (with instrument on and within operating temperature range)
Display	6.5-inch TFT color LCD Display refresh: 0.5 s
Dimensions	300 mm (11.81 in) W x 211 mm (8.31 in) H x 68 mm (2.68 in) D (excluding protrusions)
mass	2.5 kg (88.2 oz) (including battery pack)
Product warranty period	3 year
Accessories	Instruction manual, Measurement guide, VOLTAGE CORD L1000-05, spiral tubes, AC ADAPTER Z1002, strap, USB cable, BATTERY PACK Z1003, PQ ONE (software, CD)



Centro de Servicio Autorizado Fluke

Certificado de Calibración

Laboratorio de Calibración de Magnitudes Eléctricas

N° Certificado: LC-31052

FLUKE

Calibration

Trazabilidad a Fluke Corp.- NIST- SI

Fecha de Emisión: 14-mayo-2024

INSTRUMENTO:	HIOKI PQ3100 ANALIZADOR DE CALIDAD DE ENERGIA
N° DE SERIE:	220225325
N° INVENTARIO:	220225325
PROPIETARIO:	ESTUDIOS ELECTROMAGNETICOS SPA
DIRECCION:	O' HIGGINS 770, OF. 33
CIUDAD:	CONCEPCION
FECHA DE CALIBRACION:	14-05-2024
ORDEN DE TRABAJO:	22074
SOFTWARE DE CALIBRACION:	MET/CAL PLUS V8.3.2
PROCEDIMIENTO DE CALIBRACION:	HIOKI PQ3100 CI7045: CAL VER /5560A
TEMPERATURA:	23 °C
HUMEDAD:	39 %
ESTADO:	FOUND-LEFT
RESULTADO:	PASS
CALIBRADO POR:	Fabián Panes L.

INTRONICA :Certifica que este instrumento, ha sido calibrado siguiendo los procedimientos entregados por el fabricante para este modelo, para tal efecto, se han utilizado Standards de calibración (patrones) , que cuentan con certificados vigentes y trazables a FLUKE Corporation y al Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) de los Estados Unidos de Norteamérica.
Este certificado no puede ser reproducido, excepto en su totalidad y con la previa autorización escrita del Laboratorio de Calibración INTRONICA


Fabián Panes L.
Técnico Especialista

Sello


Roberto Caballero R.
Jefe de Laboratorio

Nueva de Lyon 072 of. 1201. Providencia, Santiago, Chile
Tel.: (56 2) 2927 4400 - Directo Laboratorio: (56 2) 29274460
servicio@intronica.com - www.intronica.com

N° Certificado: LC-31052

Página 1 de 6

Fig. 9-17: Certificado de calibración de instrumental utilizado.

9.10 Analizador de redes Elspec G4430

BlackBox G4400

Designed for Your Needs

A comprehensive energy management and power monitoring program is the key to success for any energy provider/consumer, regardless their size. The BlackBox G4400 series, the most advanced power meter in the market today, is equipped with the revolutionary PQZIP patent algorithm for continuous waveform recording. It enables you to predict, prevent and troubleshoot an incidence easily, without the need to set any trigger or threshold in order to capture specific event.



Utilities

(Transmission, distribution, generation)

- Optimizes protective equipment configuration and substation automation solutions
- Ensures a reliable & consistent supply of energy
- Evaluates the performance of breakers and relays
- Identifies and manage peak demand
- Real time power quality monitoring to meet any international standard
- Produces detailed & comprehensive statistical records

Energy Consumer

(Critical power, industrial, commercial, government etc.)

- Measures & analyzes system efficiency, provides solutions and increases profits
- Negotiating capabilities with power providers
- Detect electric bill inconsistencies
- Avoid PQ compliance issues
- Real time PQ monitoring and analysis

Elspec's Unique Technology

PQZIP Compression Technology

The PQZIP Patent compression algorithm enables the meter to continuously store waveform signals over a long period of time, whether an event of interest was identified. This technology is unique to Elspec and ensures precise and accurate characterization of electrical system dynamics.

PQZIP Compression features:

- ✓ Continuous waveform recording
- ✓ Supreme Trend Resolution
- ✓ Extended Harmonic Recording
- ✓ Threshold free setup
- ✓ Easy deployment

Parameter	Resolution
Waveform	20µsec
RMS	½ Cycle
THD	½ Cycle
TDD	½ Cycle
Unbalance	½ Cycle
K Factor	½ Cycle
Crest Factor	½ Cycle
Powers	1 Cycle
Harmonics	1 Cycle
Frequency	1 Cycle

G4K Specifications

This section includes common specifications for the G4K:

INPUT CHARACTERISTICS:

VOLTAGE INPUTS	G4410	G4420	G4430
Number of Inputs	AC: 4 (3 Phase & Neutral)	AC: 4 (3 Phase & Neutral)	AC: 4 (3 Phase & Neutral)
Maximum Input Voltage (V_{RMS})	1KV	1KV	1KV
Nominal Voltage Range (V_{RMS})	110 to 690V	110 to 690V	110 to 690V
Maximum Peak Measurement Voltage (V_{PK})	8kV	8kV	8kV
Input Impedance	10M Ω ¹	10M Ω ¹	10M Ω ¹
Bandwidth	6.25kHz	12.5kHz	25kHz
Nominal Frequency	42.5 to 69Hz	42.5 to 69Hz	42.5 to 69Hz
CURRENT INPUTS	G4410	G4420	G4430
Number of Inputs	AC: 4 (3 Phase & Neutral)	AC: 4 (3 Phase & Neutral)	AC: 4 (3 Phase & Neutral)
Nominal Full Scale (I_{RMS})	5A	5A	5A
Maximum Peak Measurement (I_{PK})	50A	50A	50A
Range	0 to 50A	0 to 50A	0 to 50A
Burden	0.1mVA @ 5A	0.1mVA @ 5A	0.1mVA @ 5A
Bandwidth	6.25kHz	6.25kHz	6.25kHz
SAMPLING SYSTEM	G4410	G4420	G4430
Maximum Sampling Rate for Each Channel Simultaneously:			
Voltage	256 Samples/Cycle	512 Samples/Cycle	1024/512 Samples/Cycle
Current	256 Samples/Cycle	256 Samples/Cycle	256/512 Samples/Cycle
Type of Analog to Digital Converter	16/20 ² Bit	16/20 ² Bit	16/20 ² Bit
Resolution	Dual Range Gain of 2 x 16 Bit on 8 Channels		
PLL Synchronization	1024 Samples on 10/12 Cycles According IEC61000-4-7		

¹ Units which were produced after 03/2018 (older units input impedance is 3 M Ω)

² Effective Bit

POWER & ENERGY	MEASUREMENT RANGE	RESOLUTION	ACCURACY
Active Power	$\pm 5\text{kW} \times \text{CT Ratio} \times \text{PT Ratio}$	10mW	$\pm 0.2\%$
Reactive Power	$\pm 5\text{kVar} \times \text{CT Ratio} \times \text{PT Ratio}$	10mVAR	$\pm 0.2\%$
Apparent Power	$\pm 5\text{kVA} \times \text{CT Ratio} \times \text{PT Ratio}$	10mVA	$\pm 0.2\%$
Active Energy	$\pm 5\text{kWh} \times \text{CT Ratio} \times \text{PT Ratio}$	10mWh	$\pm 0.2\%$
Reactive Energy	$\pm 5\text{kVarh} \times \text{CT Ratio} \times \text{PT Ratio}$	10mVARh	$\pm 0.2\%$
Apparent Energy	$\pm 5\text{kVAh} \times \text{CT Ratio} \times \text{PT Ratio}$	10mVAh	$\pm 0.2\%$
True Power Factor	$\pm 1 (\text{CAP} \text{IND})$	10 μ	$\pm 0.2\%$
Displacement Power Factor	$\pm 1 (\text{CAP} \text{IND})$	10 μ	$\pm 0.2\%$
FLICKERING	MEASUREMENT RANGE	RESOLUTION	ACCURACY
$P_{\text{SST}}, P_{\text{ST}} 10 \text{ Minutes}, S_{\text{PLT}}, P_{\text{LT}} 2 \text{ Hours}, L_{\text{PLT}}$	0 to 20	0.01	$\pm 5\%$
P_{STINST}	0 to 20	0.01	$\pm 8\%$
UNBALANCE	MEASUREMENT RANGE	RESOLUTION	ACCURACY
Volts (Negative & Zero Seq.) Ratio	0 to 100%	0.1%	0.15%
Current (Negative & Zero Seq.) Ratio	0 to 100%	0.1%	0.5%
TRANSIENT CAPTURE			ACCURACY
Minimum Detection Duration			78.1 μs (G4410)
			39 μs (G4420)
			19.5 μs (G4430)

MEASUREMENT RANGE, RESOLUTION, ACCURACY:

VOLT/AMPS/HERTZ	MEASUREMENT RANGE	RESOLUTION	ACCURACY
V _{RMS} (AC & DC)	0 to 900V	0.01V	±0.1% of Nominal Voltage ¹
A _{RMS}	1 to 5A	0.1mA	±0.1% of Nominal Current
V _{Pk}	8KV	10mV	±0.1% from Reading
Voltage Crest Factor	1<	0.01	Better than 0.5%
Current Crest Factor	1<	0.01	Better than 0.5%
Hz to 50Hz Nominal	42.5 to 62Hz	10mHz	±5mHz
Hz to 60Hz Nominal	51 to 69Hz	10mHz	±5mHz
K-Factor	0<	0.01	±0.25%
DIPS, SWELLS & INTERRUPTIONS	MEASUREMENT RANGE	RESOLUTION	ACCURACY
V _{RMS} ^{1/2} (AC & DC)	0 to 900V	0.01V	±0.2% of Nominal Voltage
Duration	HHH,MM,SS,MMM	Half Cycle	One Cycle
Threshold Levels	Programmable Thresholds & Hysteresis in Percentage of Nominal Voltage Event Detection Based Upon 1/2 Cycle RMS Voltages Captures Dips, Swells, Interruptions & Rapid Voltage Changes		
VOLTAGE HARMONICS	MEASUREMENT RANGE	RESOLUTION	ACCURACY
Harmonic Order	1 to 50 Grouping: Harmonic Subgroups According to IEC61000-4-7		
Inter-Harmonic Order	1 to 50 Grouping: Inter-Harmonic Subgroups According to IEC61000-4-7		
THD _(n=50)	0 to 100%	0.01%	±0.25%
THD Even	0 to 100%	0.01%	±0.25%
THD Odd	0 to 100%	0.01%	±0.25%
Hz (Spectrum)	0 to 3174Hz	fSys 10/12	±5%
Phase Angle	-180 to +180°	0.01°	±0.01°

¹ For Nominal Voltage 80 to 690V