

Cliente: AES Andes

País: Chile

Proyecto: Verificación de SSCC - P.F. Andes Solar II-A

Descripción: Informe final de ensayos

Código de Proyecto: EE-2019-185

Código de Informe: EE-EN-2022-0120

Revisión: B



Este documento EE-EN-2022-0120-RB fue preparado para AES Andes por Estudios Eléctricos SA.
Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Claudio Celman

Coordinador Dpto. Ensayos e Ingeniería
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Andrés Capalbo

Coordinador Dpto. Ensayos e Ingeniería
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani

Gerente Dpto. Ensayos e Ingeniería
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 96 páginas y ha sido guardado por última vez el 9/3/2022 por Marcelo Calviz. Sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev.	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	11/02/2022	Primera versión.	MC	CC	PR
B	02/03/2022	Correcciones por parte del cliente	MC	CC	PR

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



Índice

1	INTRODUCCIÓN	5
1.1	Descripción del personal participante	5
1.2	Nomenclatura.....	6
2	REQUERIMIENTO NORMATIVO.....	7
2.1	Control de tensión.....	7
2.1.1	Definición	7
2.1.2	Requerimientos asociados a la prestación	7
3	PREPARACIÓN DE LOS ENSAYOS.....	10
3.1	Procedimiento de pruebas.....	10
3.2	Instrumental utilizado para la adquisición de datos	11
3.2.1	Mediciones a nivel inversor.....	11
3.2.2	Mediciones a nivel planta	13
3.3	Registro de señales con equipos de planta	15
3.4	Metodología general de los ensayos.....	16
4	ENSAYOS DEL CONTROL DE TENSIÓN/POTENCIA REACTIVA DEL PARQUE	18
4.1	Ensayos a nivel inversor	18
4.1.1	Respuesta dinámica del control local de potencia reactiva - $\text{sen}(\phi)$	19
4.2	Ensayos a nivel planta	26
4.2.1	Respuesta dinámica del control de potencia reactiva del PPC	27
4.2.2	Respuesta dinámica del control tensión del PPC	33
4.2.3	Respuesta dinámica del control de tensión Q(V) del PPC	39
4.2.4	Respuesta dinámica del control de factor de potencia del PPC.....	45
4.3	Análisis.....	50
4.3.1	Pruebas a nivel inversor	50
4.3.2	Pruebas a nivel planta	50
5	ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DEL DIAGRAMA PQ TEÓRICO MÁXIMO	51
5.1	Registros temporales de los puntos operativos alcanzados	54
5.1.1	Tensión en POI 1.00 p.u.	56
5.1.2	Tensión en POI 1.05 p.u.	58
5.1.3	Análisis.....	60
5.2	Curvas de capacidad finales	62



5.2.1 Tensión en POI 0.90 p.u.	63
5.2.2 Tensión en POI 0.95 p.u.	64
5.2.3 Tensión en POI 1.00 p.u.	65
5.2.4 Tensión en POI 1.05 p.u.	66
5.2.5 Tensión en POI 1.10 p.u.	67
5.2.6 Resumen de valores a informar	68
5.2.7 Ensayos de Curva PQ para tensión en terminales 1.0 pu	69
5.2.8 Ensayos de Curva PQ para tensión en terminales 1.05 pu	70
6 ENSAYOS DE VERIFICACION DEL CONTROL TERCARIO DE FRECUENCIA	71
6.1 Incremento de carga del parque	71
6.1.1 Toma de carga desde mínimo técnico a potencia máxima disponible a 8 MW/min	72
6.1.2 Toma de carga desde mínimo técnico a potencia máxima disponible a 20 MW/min	73
6.2 Bajada de carga del parque	75
6.2.1 Bajada de carga desde potencia máxima disponible a mínimo técnico a - 8 MW/min	75
6.2.2 Bajada de carga desde potencia máxima disponible a mínimo técnico a -20 MW/min	76
7 MEDIDAS COMPLEMENTARIAS	78
8 ANÁLISIS Y CONCLUSIÓN.....	83
9 ANEXOS	85
9.1 Datos característicos de los inversores	85
9.2 Protecciones de los inversores.....	86
9.3 Datos característicos del transformador de bloque	87
9.4 Foto de placa del transformador elevador	88
9.5 Foto de placa del transformador de servicios auxiliares	89
9.6 Valores característicos de la central certificados por el CEN	90
9.7 Archivos adjuntos entregados.....	90
9.8 Acta de pruebas SSSC - P.F. Andes Solar IIA	93



1 INTRODUCCIÓN

El presente documento resume los resultados de las pruebas realizadas y las conclusiones obtenidas durante los ensayos de “*Verificación de Servicios Complementarios*”, particularmente los servicios de **Control de Tensión** y **Control Terciario de Frecuencia** (reserva en giro) del **Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A**, con el objeto de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Servicios Complementarios vigente. Las verificaciones anteriormente señaladas se realizaron siguiendo los lineamientos estipulados en las “*Guías de Verificación de Servicios Complementarios*” expedidas por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Los ensayos realizados se encuentran descritos en el documento técnico “*EE-EN-2021-1551-RC_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Andes_Solar_IIA*” elaborado por Estudios Eléctricos S.A. y aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A, ubicado en la Región de Antofagasta, se compone de veintiún (21) inversores marca GPTECH modelo 3MWD3-V620 de 4368 kVA de potencia aparente nominal cada uno, totalizando una potencia instalada de 91.728 MVA.

La red colectora de media tensión del parque está conformada por cables subterráneos y dividida en siete (7) circuitos que acometen a la sala eléctrica del parque. Desde allí una línea de doble circuito en 23 kV de aproximadamente 0.9 km permite la vinculación del parque al SEN mediante el devanado terciario del transformador elevador N°3 345/220/23 kV de la S/E Andes.

El control conjunto de planta, también marca GPTECH, posee modos de control de potencia reactiva, factor de potencia, tensión, Q(V), potencia activa y regulación de frecuencia.

El parque no posee implementado el modo de operación nocturno, también conocido como modo “*Q-Night*”.

1.1 Descripción del personal participante

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Jaime Prieto	19 al 21 de enero de 2022

Tabla 1.1: Personal EE participante de los ensayos



1.2 Nomenclatura

<i>Tag</i>	<i>Descripción</i>
ETERM	Tensión en bornes del inversor
PELEC	Potencia eléctrica activa en bornes del inversor
QELEC	Potencia eléctrica reactiva en bornes del inversor
UBUS	Tensión en el punto de interconexión
PBUS	Potencia eléctrica activa en el punto de interconexión
QBUS	Potencia eléctrica reactiva en el punto de interconexión
FREC	Frecuencia eléctrica
PPC	Control conjunto de planta
POI	Punto de interconexión del parque (barra de alta tensión del transformador de salida de la central)
AT	Alta tensión (220 kV)
BT	Baja tensión (0.62 kV)
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SSCC	Servicios Complementarios
EE	Estudios Eléctricos
CT	Control de tensión
CTF	Control terciario de frecuencia
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
Pmax	Potencia activa neta máxima en el POI (80 MW)
Pmin	Potencia activa neta correspondiente al mínimo técnico en el POI (0 MW según carta CEN)
Pdisp	Potencia activa máxima disponible durante los ensayos (70 MW)
P1_{inv}	Despacho del inversor al 10% de la potencia nominal
P3_{inv}	Despacho del inversor al 50% de la potencia nominal
P5_{inv}	Despacho del inversor al 90% de la potencia nominal
P1_{ppc}	Despacho del parque a mínimo técnico (Pmin)
P2_{ppc}	Despacho del parque a $(P5_{ppc} + 2 * P1_{ppc}) / 3$
P3_{ppc}	Despacho del parque a $(P5_{ppc} + P1_{ppc}) / 2$
P4_{ppc}	Despacho del parque a $(2 * P5_{ppc} + P1_{ppc}) / 3$
P5_{ppc}	Despacho del parque a potencia máxima (Pdisp)

Tabla 1.2 - Nomenclatura empleada



2 REQUERIMIENTO NORMATIVO

2.1 Control de tensión

El objetivo de esta sección es citar los requerimientos mínimos que debe cumplir cada una de las instalaciones interconectadas al SEN para verificar las capacidades para prestar el servicio de control de tensión según la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC), y el Anexo Técnico “Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC”.

2.1.1 Definición

Este servicio corresponde a acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del Sistema Eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

2.1.2 Requerimientos asociados a la prestación

Dependiendo de la naturaleza del equipamiento/unidad que preste este servicio complementario se distinguen diferentes tipos de requerimientos:

a) Unidades generadoras sincrónicas

- **Control de régimen permanente y dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del controlador de tensión de una unidad generadora sobre la salida de la excitatriz, a través de la modificación de la corriente de campo, para contribuir a mantener la tensión de operación de una barra de referencia, en régimen permanente y ante la ocurrencia de contingencia, de acuerdo con la consigna previamente establecida por el Coordinador.

b) Parques eólicos y fotovoltaicos

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la entrega de una cantidad fija de potencia reactiva, de acuerdo con una consigna previamente establecida por el Centro de Despacho y Control, y dentro de las capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.



- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del regulador de tensión de un parque eólico o solar sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, para contribuir a mantener la tensión de operación en los niveles admisibles establecidos en la NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante contingencias, de acuerdo con la consigna de tensión previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-8 y 3-9 de la NTSyCS vigente. Este tipo de control se diferenciará en uno de tipo rápido y otro lento, diferenciándose en cuanto a su tiempo de respuesta, que en el primer caso no podrá ser superior a 1 segundo, mientras que para el lento no podrá exceder los 20 segundos. Será el Coordinador por medio del quién definirá si se requiere que alguna instalación preste este tipo de servicio. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.

c) Elementos de compensación reactiva

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de condensadores o reactores fijos y/o desconectables, entre otros, para contribuir a mantener la tensión de operación de las barras del Sistema dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.
- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores sincrónicos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión (SVC, STATCOM, etc.), entre otros, para contribuir a mantener la tensión de operación de las barras del Sistema dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.



Las unidades generadoras sincrónicas y parques eólicos/fotovoltaicos deberán operar de forma estable y permanente, entregando o absorbiendo reactivos, de acuerdo con los límites establecidos en sus diagramas PQ, considerando las exigencias descritas en la NTSyCS. En el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, esto podrá ser realizado mediante un control por consigna de tensión sobre la barra de inyección al Sistema, ajustando el factor de potencia del parque o mediante un control de inyección de potencia reactiva.

El Sistema de excitación de una máquina sincrónica deberá cumplir con que el error en estado estacionario de la tensión de generación deberá ser inferior a 0.25% para cualquier cambio en la carga del generador, según el artículo 3-12 literal b) de la NTSyCS.

Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a Centrales Eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] con dos o más unidades generadoras deberán tener un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando, según el artículo 3-13 de la NTSyCS.

Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador, según el artículo 3-13 de la NTSyCS.

Este servicio podría ser prestado por otras instalaciones, en la medida que cumplan con los requisitos y exigencias técnicas definidos por el Coordinador.



3 PREPARACIÓN DE LOS ENSAYOS

3.1 Procedimiento de pruebas

El procedimiento implementado fue diseñado en base al informe técnico de determinación de curvas PQ teóricas máximas de la Planta Fotovoltaica Andes Solar II-A “**EE-EN-2021-1441-RC_Diagrama_PQ_Teórico_Máximo_PF_Andes_Solar_IIA**”.

Dicho procedimiento de pruebas se informa en el documento técnico “**EE-EN-2021-1551-RC_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Andes_Solar_IIA**” elaborado por Estudios Eléctricos S.A. y aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional. En dichos documentos se analiza la factibilidad de llegar a los límites de absorción e inyección de reactivos de la planta y se define el plan de acción de trabajo.

Las pruebas realizadas en la Planta Fotovoltaica Andes Solar II-A se llevan a cabo de acuerdo con el procedimiento ya mencionado. Algunas de las pruebas realizadas sufrieron variaciones en terreno y/o no se llevaron a cabo. Las pruebas que no se pudieron realizar se indican a continuación:

- **Relevamiento de curvas PQ:** Se solicitó constante colaboración al Centro de Despacho de Carga del Coordinador para bajar/subir tensión en barra S/E Andes 220 kV. El Centro de Despacho de Carga del CEN no accedió a mover la tensión en barra por condiciones operativas desfavorables del SEN. Debido a esto, no se logró medir los puntos en las condiciones exigidas por la guía de verificación. Sólo se consiguió llevar el parque a los extremos de su capacidad de absorción/inyección de reactivos en torno al nivel de tensión en que se encontraba el POI durante las pruebas (1.00 p.u. a 1.04 p.u.).



3.2 Instrumental utilizado para la adquisición de datos

3.2.1 Mediciones a nivel inversor

Para realizar los ensayos a nivel inversor se utilizó un equipo de adquisición de datos (propiedad de EE). Las principales características del adquirente se presentan en la Tabla 3.1.

Denominación	Canales	Tasa de muestreo	Bits de resolución	Nº serie
Adquisidor de datos	16	10 kHz	16 bits	EEEQ2009137

Tabla 3.1 – Característica de los equipos de adquisición

Se midió tensión y corriente en bornes del inversor y, adicionalmente, el adquirente calcula indirectamente la potencia activa, reactiva en bornes y la frecuencia eléctrica. El punto de conexión se indica en el esquema de la Figura 3.1.

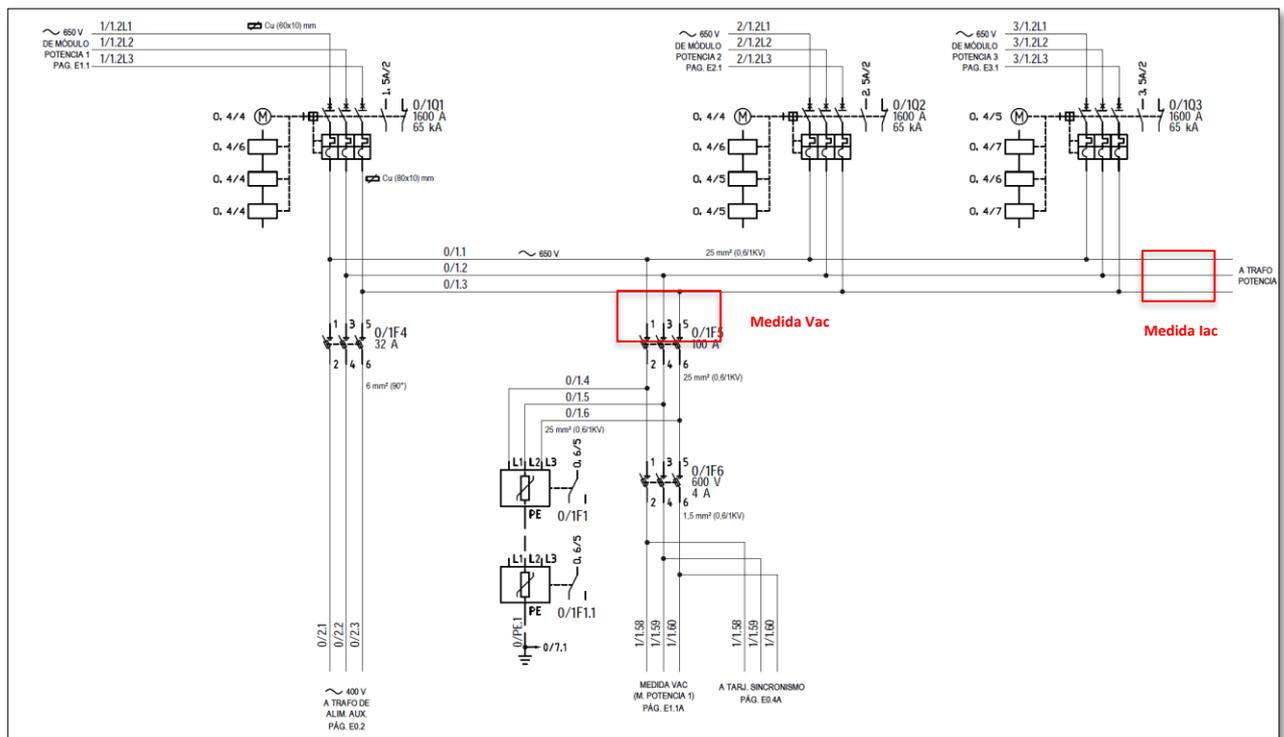


Figura 3.1: Punto de conexión a nivel inversor

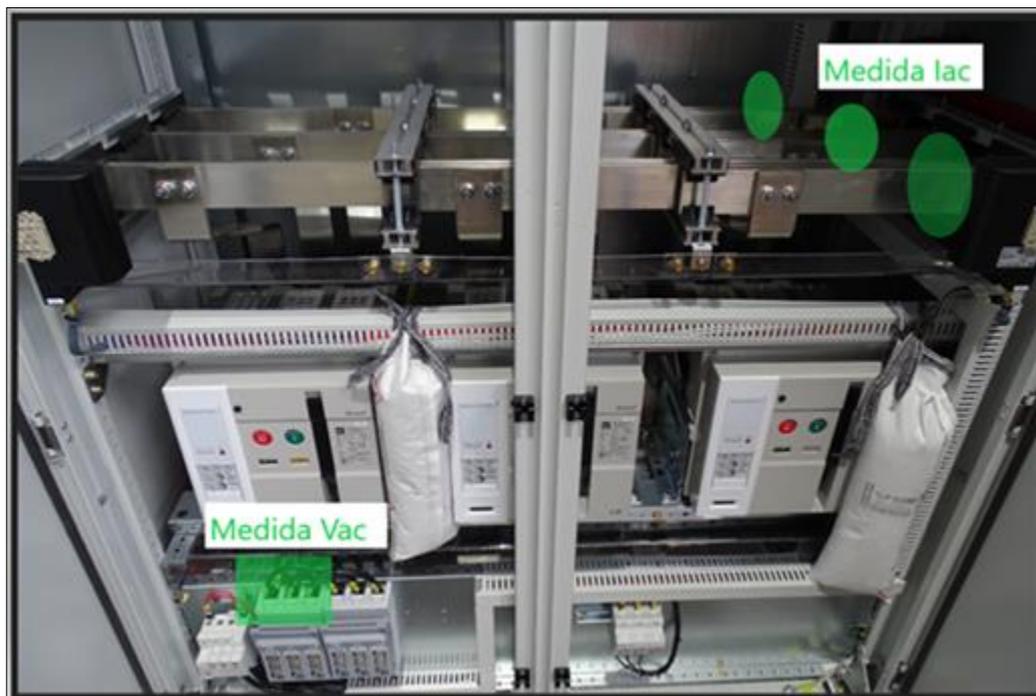


Figura 3.2: Fotografía de módulo de cabecera de inversor

En el recuadro “Medida Vac” de la Figura 3.2 se realiza la medición de la tensión entre dos fases. Para la medición de la corriente se enlaza los conductores de la fase restante, provenientes de los tres módulos del inversor (recuadro “Medida Iac”).



3.2.2 Mediciones a nivel planta

Para realizar los ensayos a nivel planta se utilizó un medidor de calidad de energía marca Janitza, de la serie UMG (propiedad de EE). Una fotografía referencial de la serie se presenta en la Figura 3.3.



Figura 3.3: Fotografía del Janitza UMG510

El equipo medidor de energía se conectó en los circuitos secundarios del transformador de corriente TCET3-2 y del transformador de potencial TPET3.

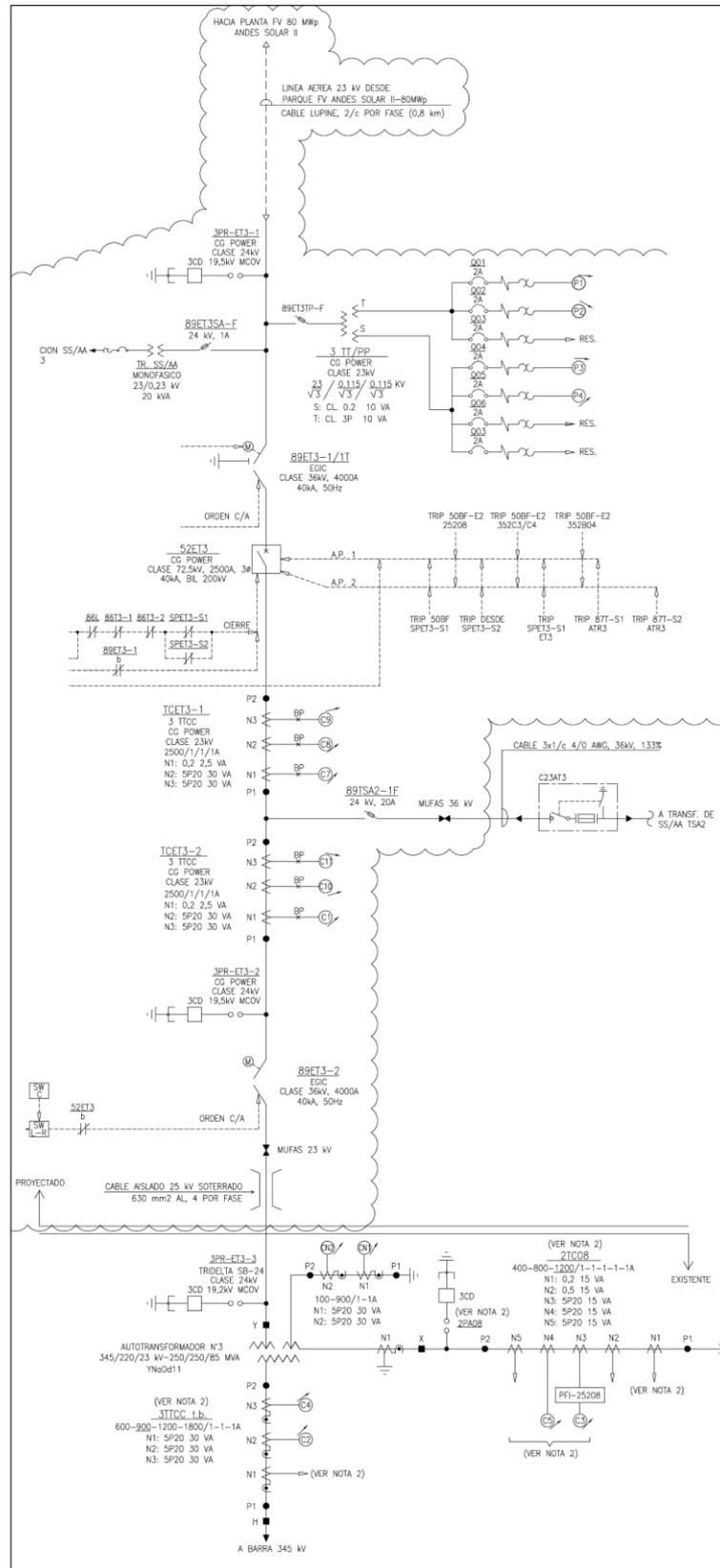


Figura 3.4: Paño ET3 Subestación Andes

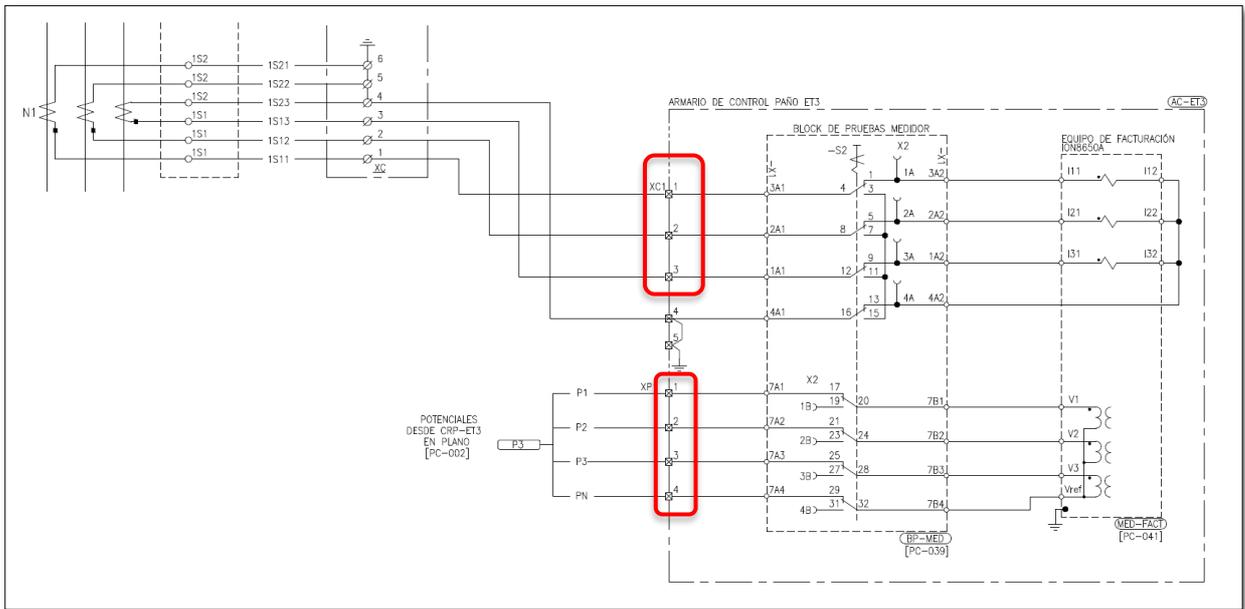


Figura 3.5: Circuito secundario de núcleo 1 del TCET3-2

En base a lo presentado en la Figura 3.5 se muestran los bornes de conexión utilizados en las instancias anteriores de ensayos en planta:

Conexión	Bornes
Tensión	XP1 1-4
Corriente	XC1 1-3

Tabla 3.2: Bornes de conexión utilizados a nivel POI

3.3 Registro de señales con equipos de planta

Adicionalmente, se registraron algunas señales de interés con el sistema de adquisición de planta. El mismo es marca GPTECH y posee una tasa de muestreo de aproximadamente 7 muestras por minuto. Los registros fueron exportados en formato 'csv'.

Las señales registradas fueron:

1. Radiación solar.
2. Velocidad del viento.
3. Temperatura ambiental.



3.4 Metodología general de los ensayos

Para realizar los ensayos descritos en el protocolo “**EE-EN-2021-1551-RC_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Andes_Solar_IIA**” se realizaron escalones en las referencias de los distintos lazos de control que implementan tanto el control local de los inversores como el control conjunto de planta. Lo anterior se logró mediante la interfaz de control tanto de los inversores como del propio controlador de planta, Figura 3.6 y Figura 3.7 respectivamente.

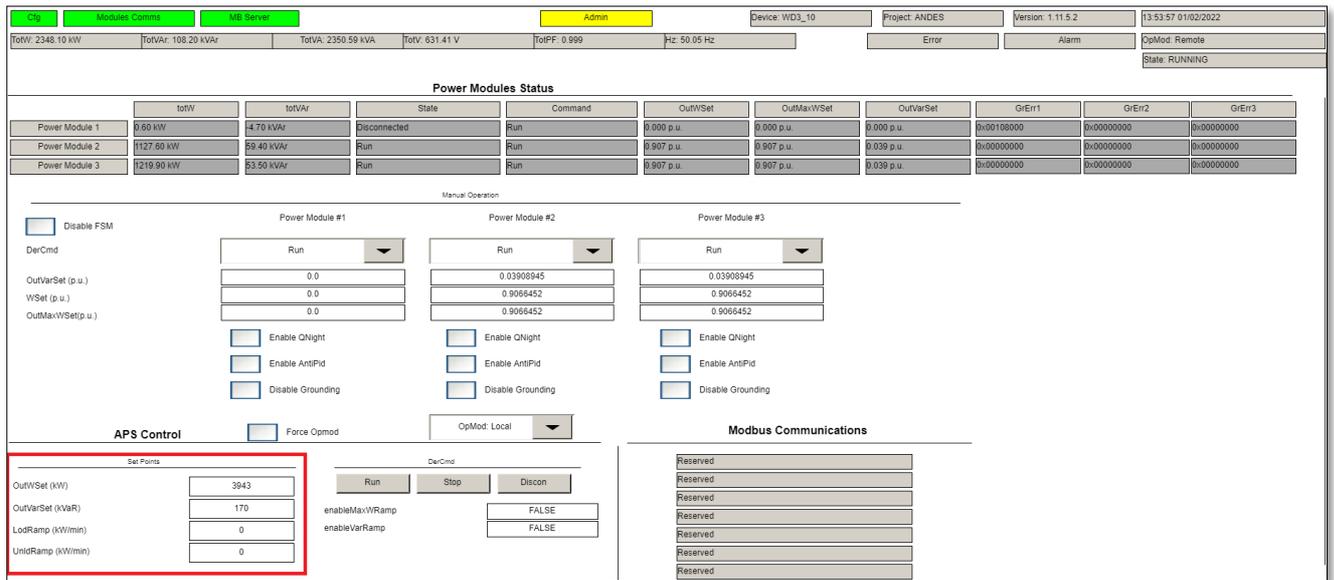


Figura 3.6: HMI del controlador local de los inversores



Power Plant Control

Estado PPC

PPC

Point Information

Potencia Activa (kW)	76.430,45	Potencia Reactiva (kVar)	-59,93	Frecuencia (Hz)	50,10
Tensión AC L-L (V)	23.405,00	Factor DE Potencia	1,00	Setting - PPC Operating Mode	0,00

Controls

Global PPC State

off PPC Operating Mode: Remoto (1=ON) / Local (0=OFF) / Manual (2) Si no funciona revisar HMI ForceOpMod

Orden	Valor actual	Nuevo valor

on Regulación Potencia Activa (MW)

Orden	Valor actual	Nuevo valor
SetPoint Potencia Activa (MW)	80	<input type="text" value="80,0000"/>

on Regulación Potencia Reactiva

Orden	Valor actual	Nuevo valor
Setpoint Potencia Reactiva (MVar)	0	<input type="text"/>

off Regulación por Factor de Potencia

Orden	Valor actual	Nuevo valor
Power Factor	1	<input type="text" value="1,0000"/>

on Control de Rampa de Potencia Activa

Orden	Valor actual	Nuevo valor
Setpoint Rampa Subida (MW/min)	8	<input type="text" value="8,0000"/>
Setpoint Rampa Bajada (MW/min)	8	<input type="text" value="8,0000"/>

off Control por Voltaje

Orden	Valor actual	Nuevo valor
Referencia de Voltaje (kV)	23	<input type="text" value="23,0000"/>
Banda Muerta Limite Superior (kV)	0	<input type="text"/>
Banda Muerta Limite Inferior (kV)	0	<input type="text"/>

Figura 3.7: HMI del control conjunto de planta



4 ENSAYOS DEL CONTROL DE TENSIÓN/POTENCIA REACTIVA DEL PARQUE

En esta sección se presentan los ensayos realizados con el objetivo de evaluar la respuesta dinámica de los elementos incorporados al control de tensión/potencia reactiva del parque y de los inversores.

4.1 Ensayos a nivel inversor

Para estos ensayos se seleccionaron los inversores 17 y 7, los cuales corresponden al “inversor cercano” y al “inversor lejano” de la S/E Andes respectivamente.

Los despachos de potencia activa ensayados fueron determinados en base a la potencia nominal del inversor, es decir, 3.8 MW. Los despachos se presentan en la Tabla 4.1.

Despachos de Potencia Activa	Valor [MW]
P1 _{inv}	0.38
P3 _{inv}	1.90
P5 _{inv}	3.42

Tabla 4.1: Despachos de potencia activa de los inversores – Ensayos dinámicos

Los ensayos consistieron en pruebas dinámicas de respuesta al escalón a los distintos modos de control implementados por el controlador local de los inversores. Vale la aclaración que el controlador local de los inversores posee solamente modo de control de potencia reactiva. La Tabla 4.2 resume los ensayos realizados para cada despacho de potencia activa de los inversores.

Despacho de Potencia Activa	Modos de control
P1 _{inv}	Q
P3 _{inv}	Q
P5 _{inv}	Q

Tabla 4.2 - Modos de control ensayados a nivel inversor según el despacho de potencia activa

Para estas pruebas se presentan las siguientes señales:

- Tensión, potencia reactiva y activa en bornes del inversor (señales ETERM, QELEC y PELEC)
- Tensión, potencia reactiva y activa en el POI (señales UBUS, QBUS y PBUS)



4.1.1 Respuesta dinámica del control local de potencia reactiva - $\text{sen}(\phi)$

Con el inversor operando en control local de potencia reactiva, es decir desvinculado del PPC, se aplicaron cambios de tipo escalón en la referencia correspondiente de amplitud $\pm 10\%$ de su potencia nominal¹ mediante el software de mantenimiento del inversor, cuya duración fue tal que permitiera el establecimiento de las principales magnitudes en bornes de la unidad.

Para generar variaciones de potencia reactiva en el inversor, la variable de referencia modificada del control local de potencia reactiva fue "**OutVarSet**". El valor se ingresó directamente en 'kVAR'.

¹ La potencia nominal de los inversores se considera igual a 3.8 MW.



Inversor 17 – Despacho P_{1inv}

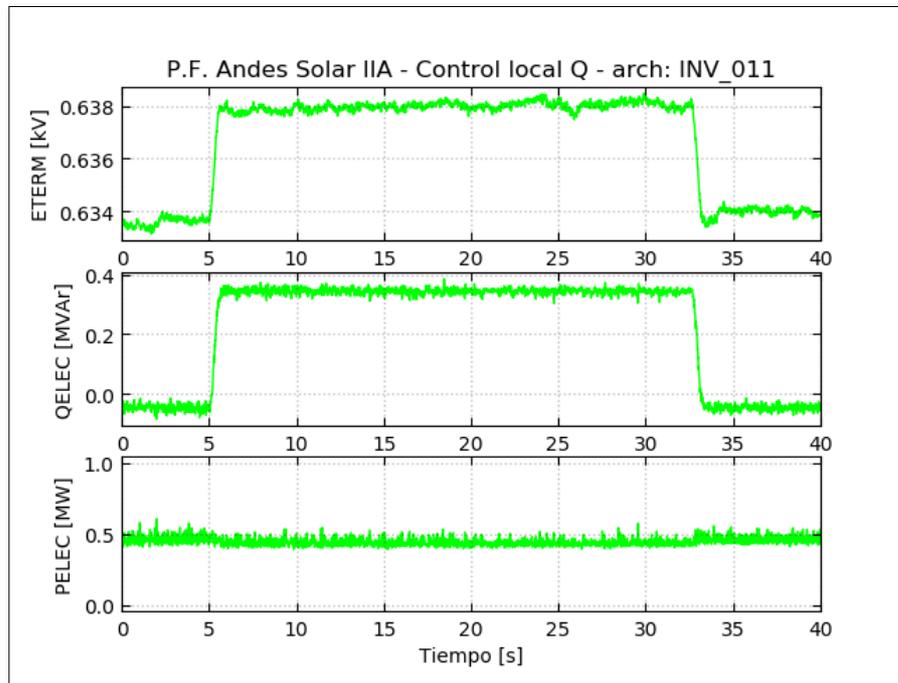


Figura 4.1: Controlador local de los inversores – Modo $\sin(\phi)$ – Señales a nivel inversor

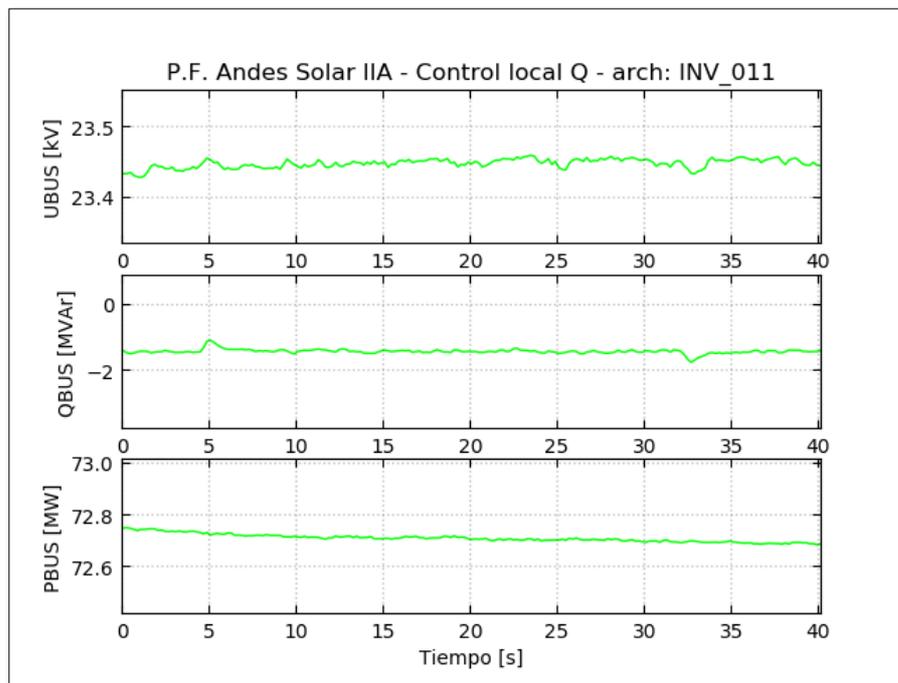


Figura 4.2: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 17 – Despacho P3_{inv}

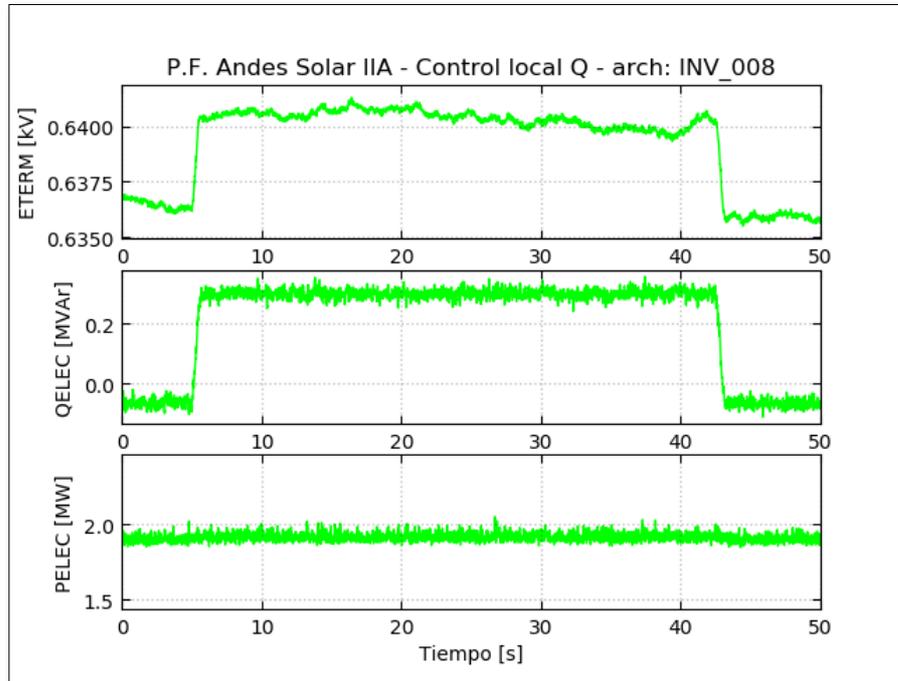


Figura 4.3: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inductor

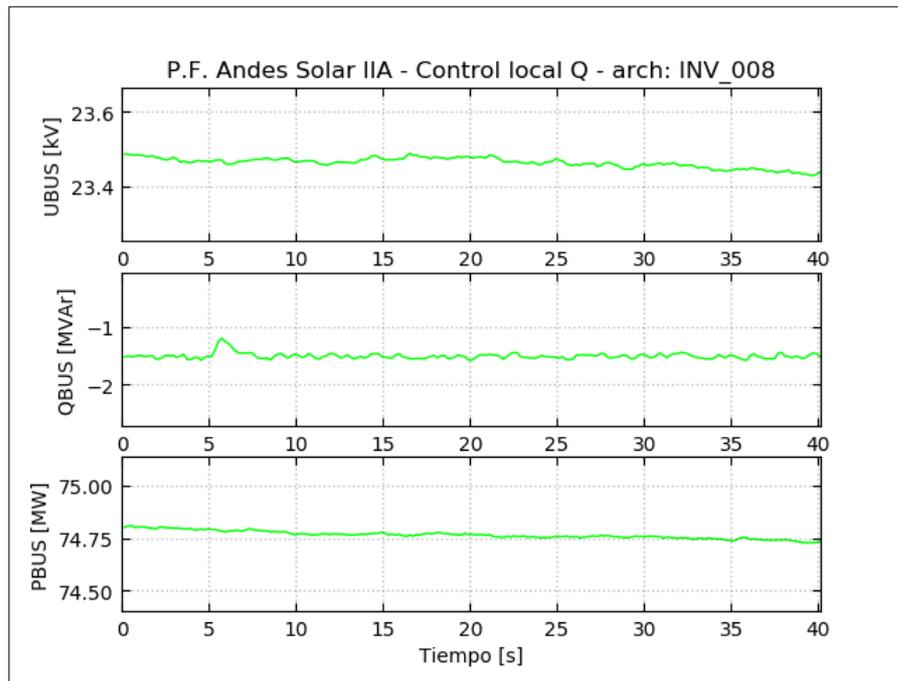


Figura 4.4: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inductor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 17 – Despacho P5_{inv}

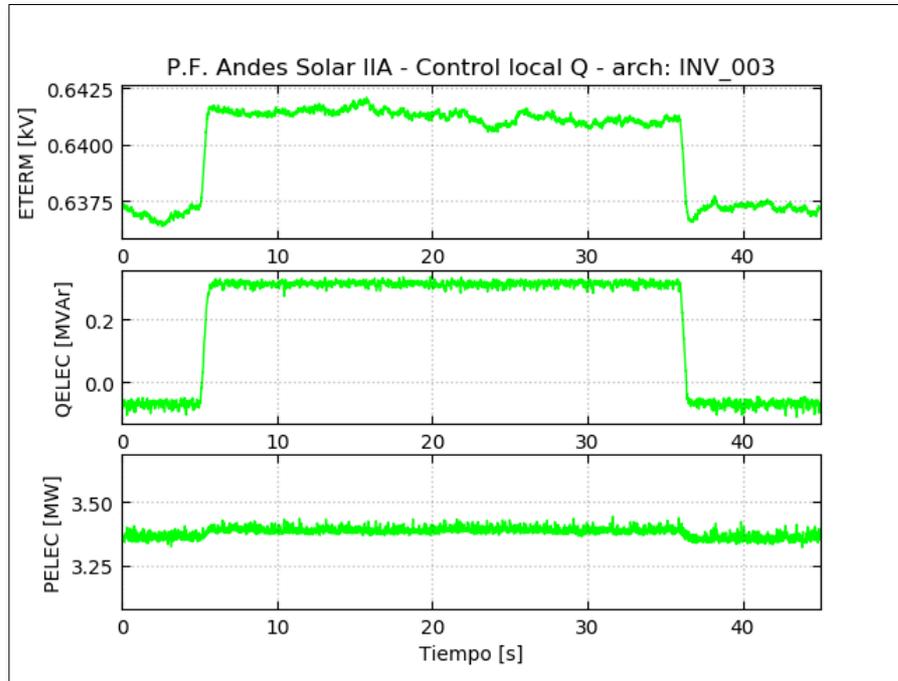


Figura 4.5: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inductor

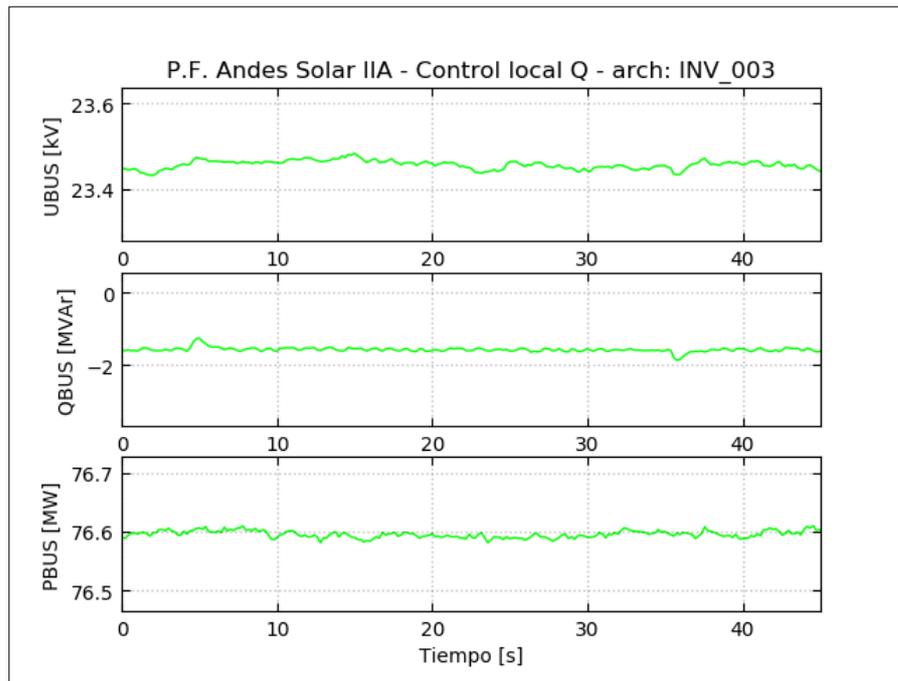


Figura 4.6: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inductor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 07 – Despacho $P_{1_{inv}}$

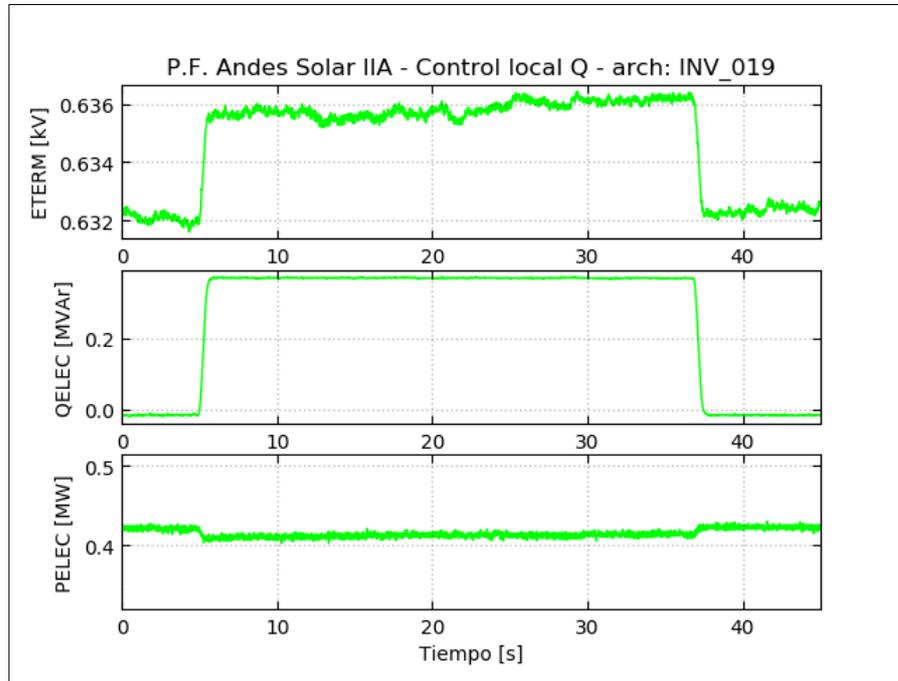


Figura 4.7: Controlador local de los inversores – Modo $\sin(\phi)$ – Señales a nivel inversor

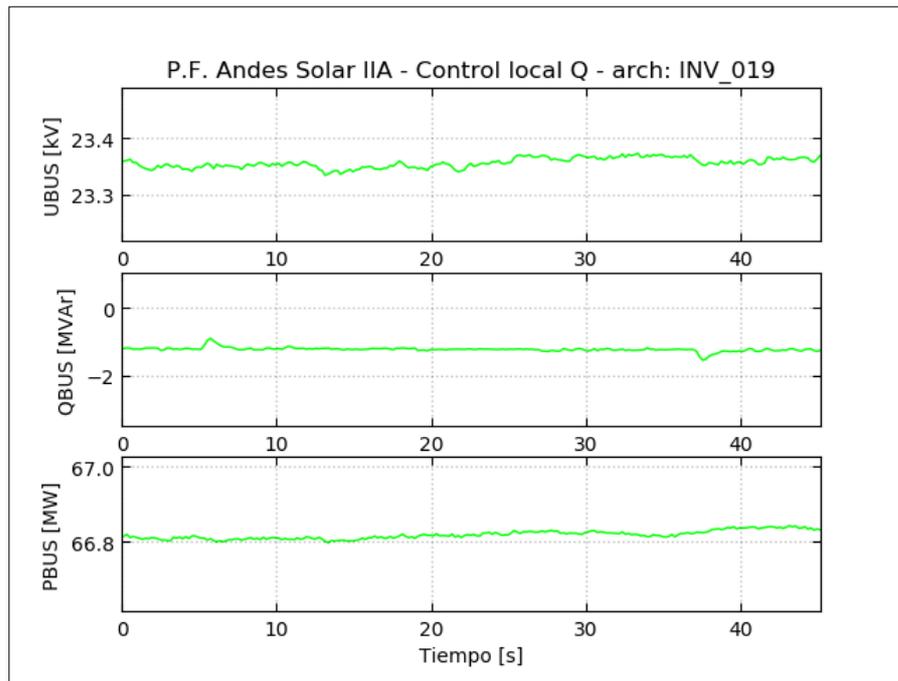


Figura 4.8: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 07 – Despacho $P_{3_{inv}}$

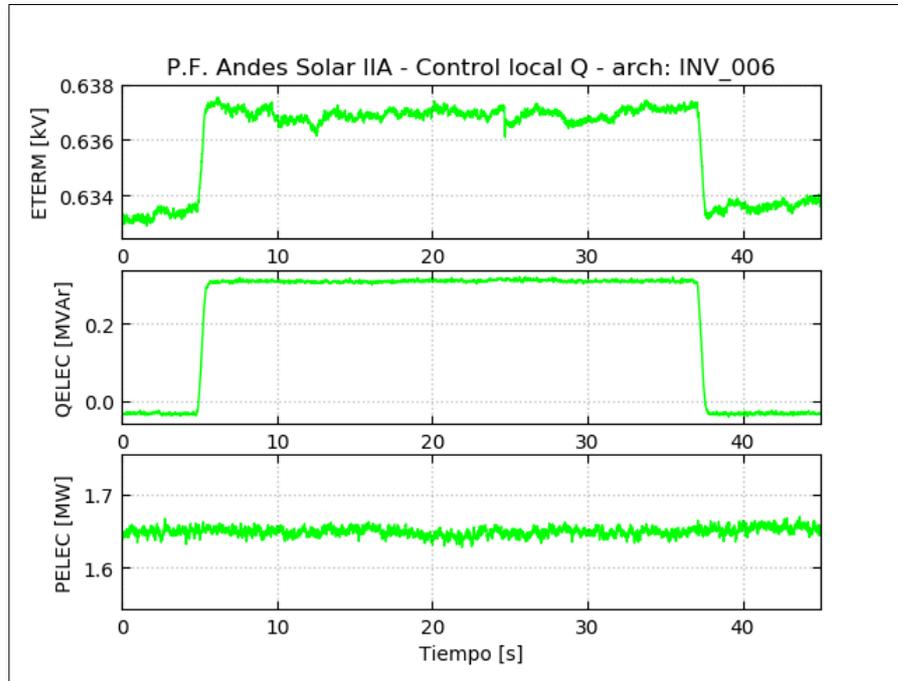


Figura 4.9: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inductor

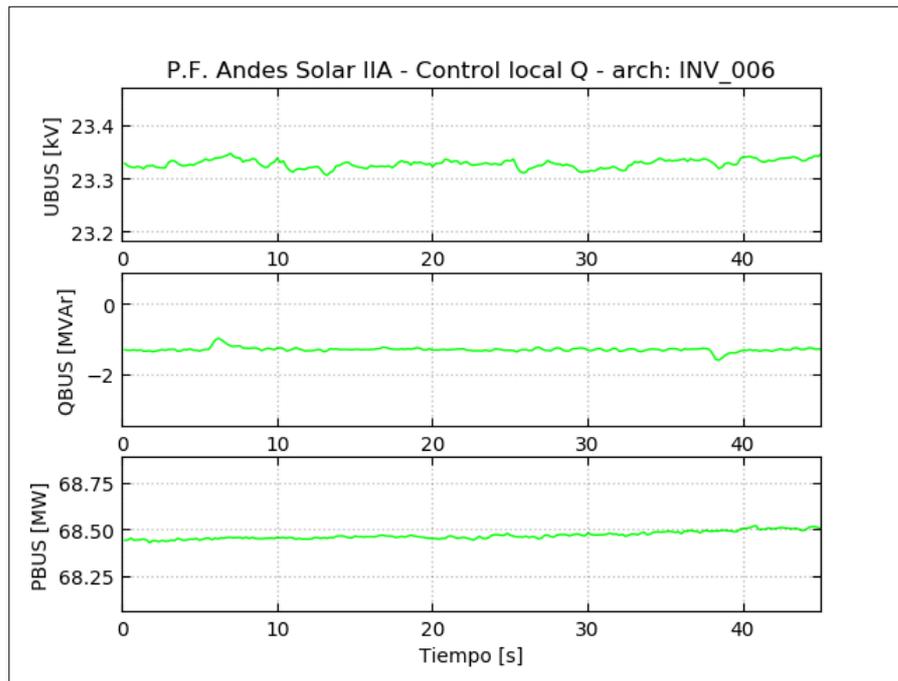


Figura 4.10: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inductor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 07 – Despacho P5_{inv}

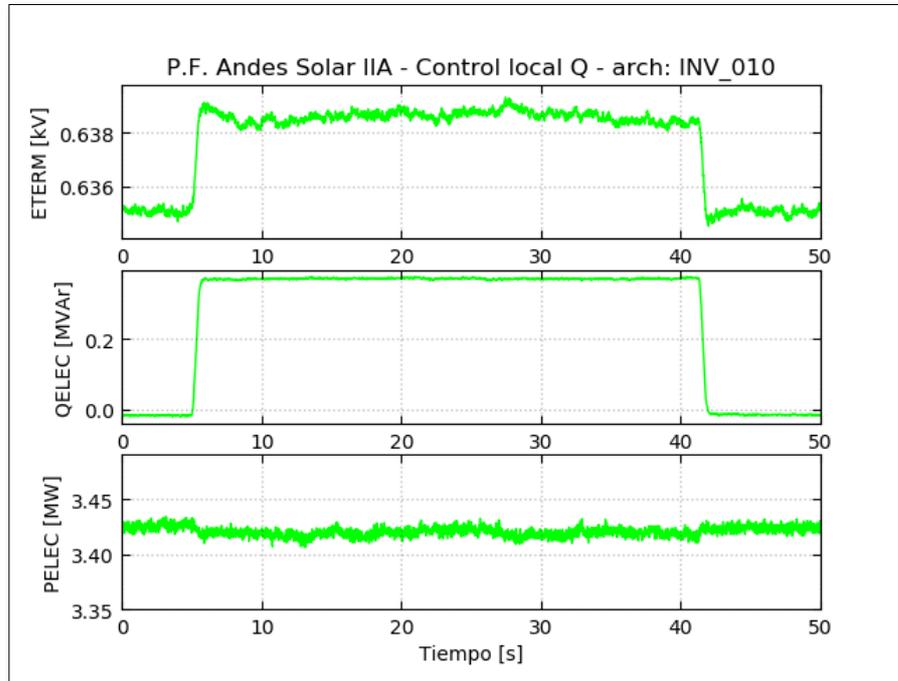


Figura 4.11: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inversor

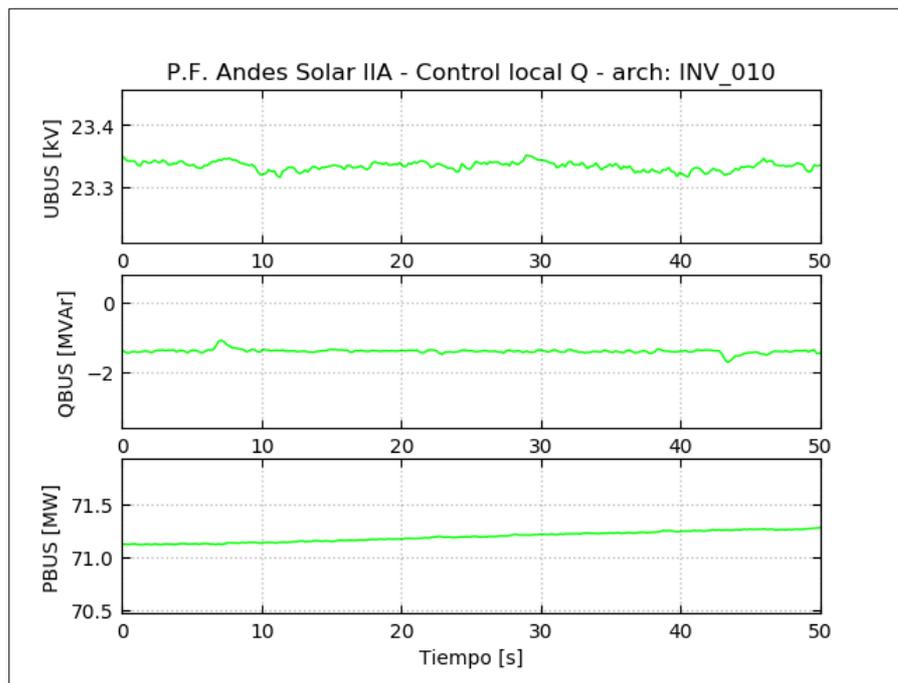


Figura 4.12: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



4.2 Ensayos a nivel planta

Los despachos de potencia activa se determinaron en base al mínimo técnico y a la potencia máxima **disponible** del parque durante las pruebas. Esta última resultó ser de 70 MW, y los despachos resultantes se presentan en la Tabla 4.1.

Despachos de Potencia Activa	Valor [MW]
P1 _{ppc}	0
P3 _{ppc}	40
P5 _{ppc}	72

Tabla 4.3: Despachos de potencia activa del parque – Ensayos dinámicos

Los ensayos consistieron en pruebas dinámicas de respuesta al escalón a los distintos modos de control implementados por el control conjunto de planta. La Tabla 4.2 resumen los ensayos realizados para cada despacho de potencia activa del parque.

Despacho de Potencia Activa	Modos de control
P1 _{ppc}	V, Q, Q(V), cos(ϕ)
P3 _{ppc}	V, Q, Q(V), cos(ϕ)
P5 _{ppc}	V, Q, Q(V), cos(ϕ)

Tabla 4.4 - Modos de control ensayados a nivel parque según el despacho de potencia activa

Para estas pruebas se presentan las siguientes señales:

- Tensión en el POI (señal UBUS)
- Potencia reactiva en el POI (señal QBUS)
- Potencia activa en el POI (señal PBUS)



4.2.1 Respuesta dinámica del control de potencia reactiva del PPC

Con el PPC operando en control de potencia reactiva, se aplicaron cambios de tipo escalón en la referencia correspondiente de amplitud $\pm 10\%$ de la potencia nominal² del parque mediante el software de mantenimiento del PPC, cuya duración fue tal que permitiera el establecimiento de las principales magnitudes en el POI.

PPC – Despacho P_{1ppc}

Se modificó la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 8 MVar.

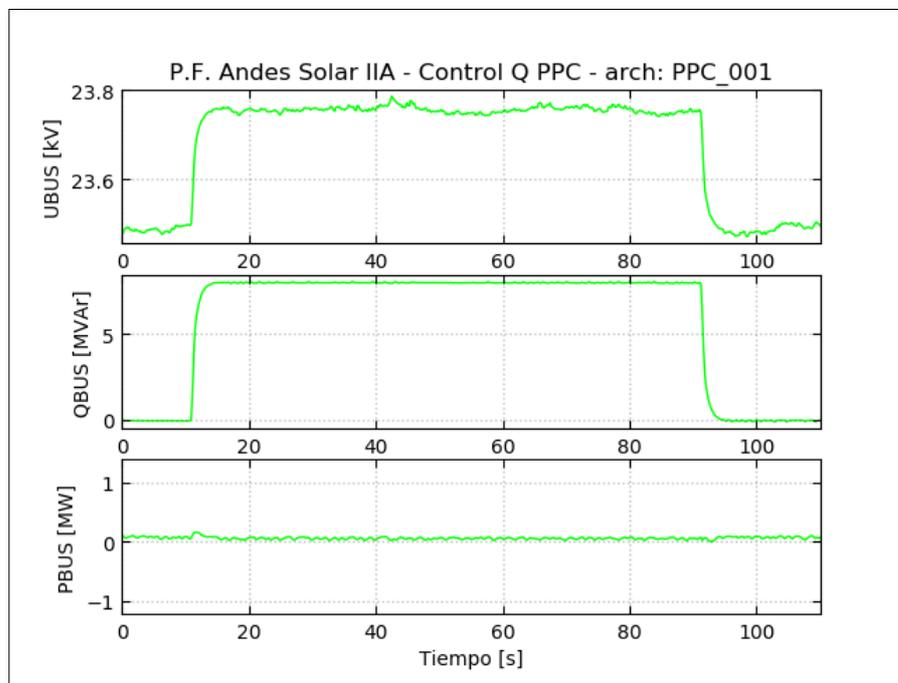


Figura 4.13: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

² La potencia nominal del parque se considera igual a 80 MW.

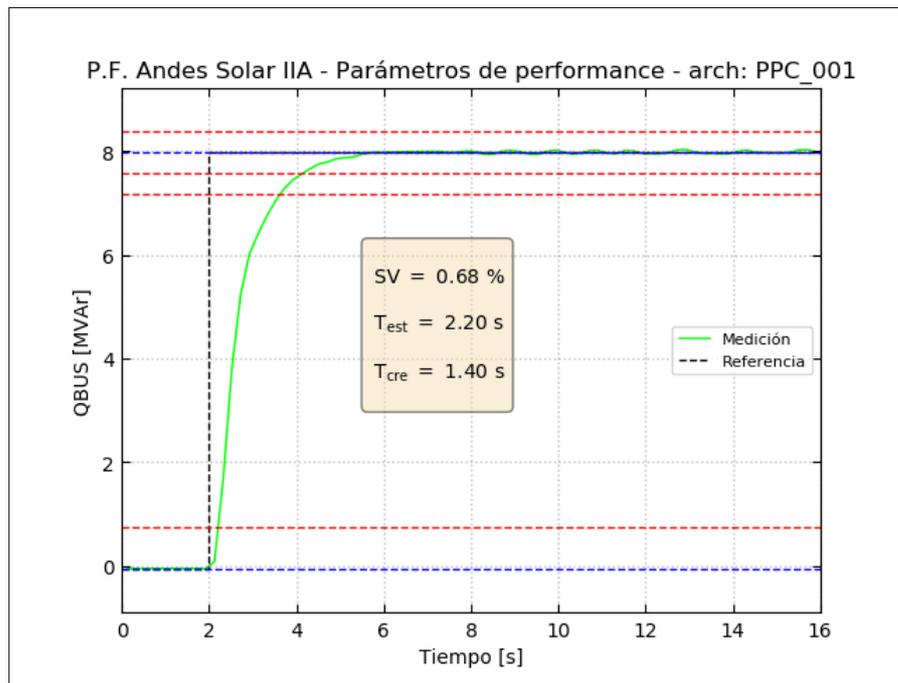


Figura 4.14: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.

PPC – Despacho P3_{ppc}

Se modificó la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de -0.5 MVAR a un valor final de 7.5 MVAR.

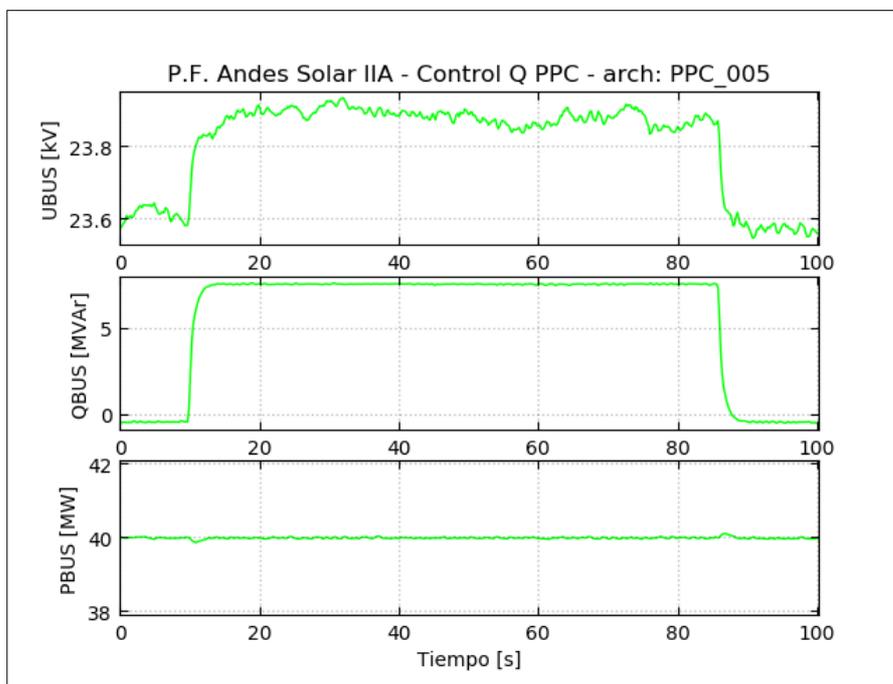


Figura 4.15: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

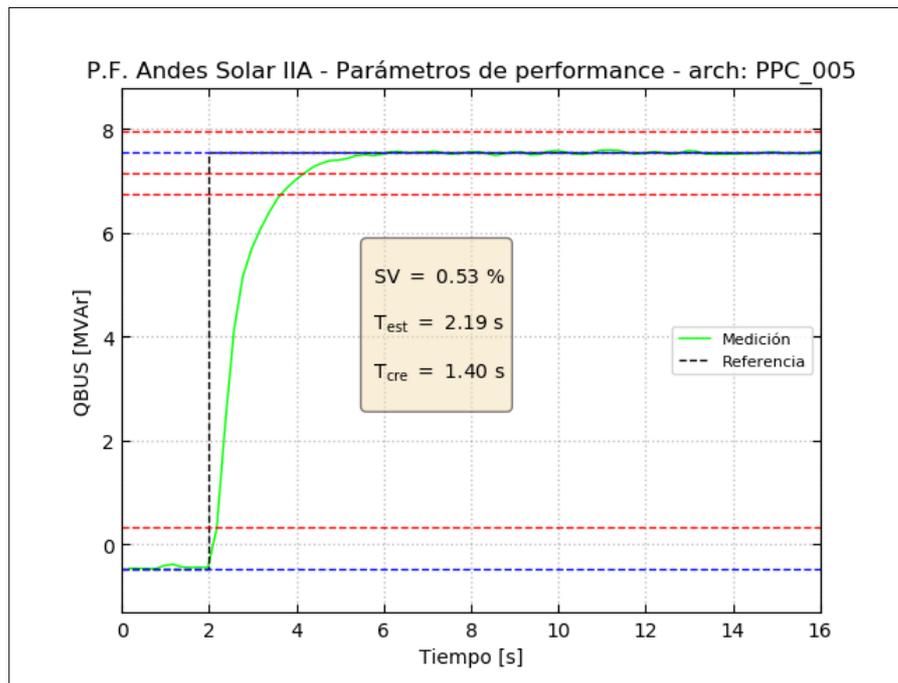


Figura 4.16: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.

PPC – Despacho P5_{ppc}

Se modificó la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de -1.5 MVAR a un valor final de 6.5 MVAR.

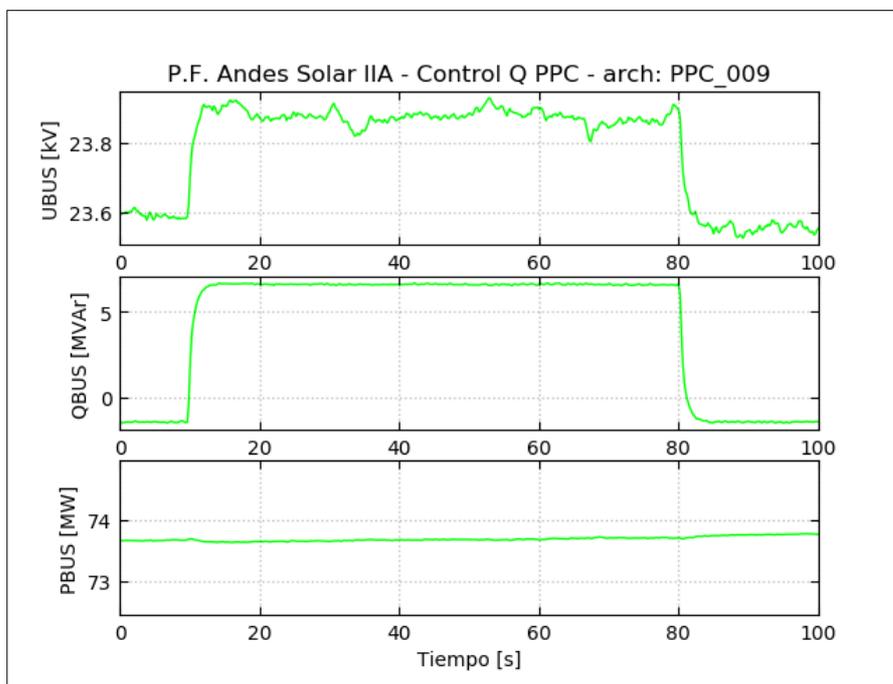


Figura 4.17: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

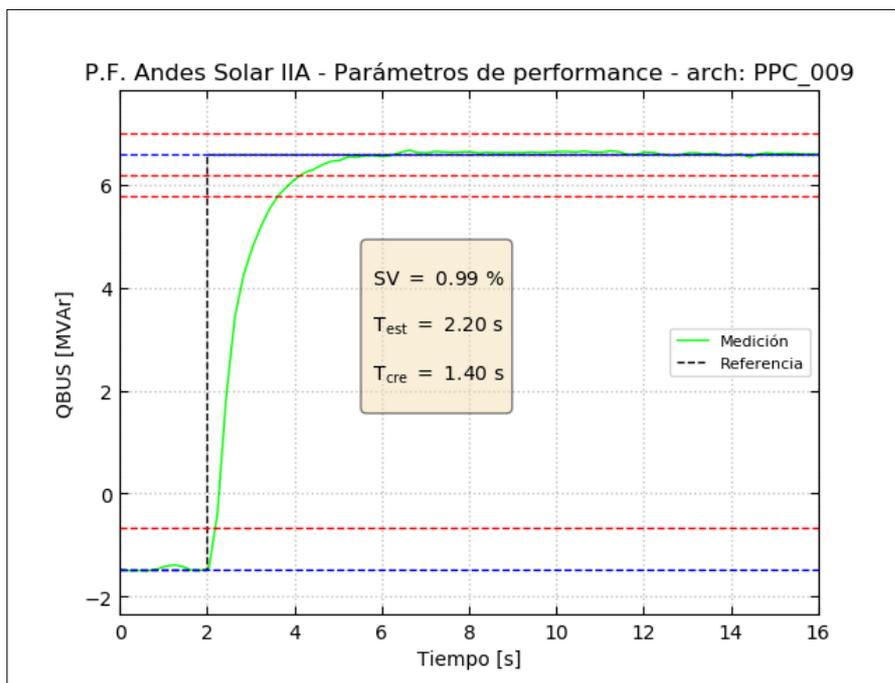


Figura 4.18: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



4.2.2 Respuesta dinámica del control tensión del PPC

Con el PPC operando en control de tensión, se aplican cambios de tipo escalón en la referencia de tensión de tal forma de producir un incremento del 3% de la tensión nominal³ del parque mediante el software de mantenimiento del PPC, cuya duración es tal que permite el establecimiento de las principales magnitudes en el POI.

PPC – Despacho P_{1ppc}

Se modificó la consigna de tensión desde un valor inicial de 23.5 kV a un valor final de 24.1 kV.

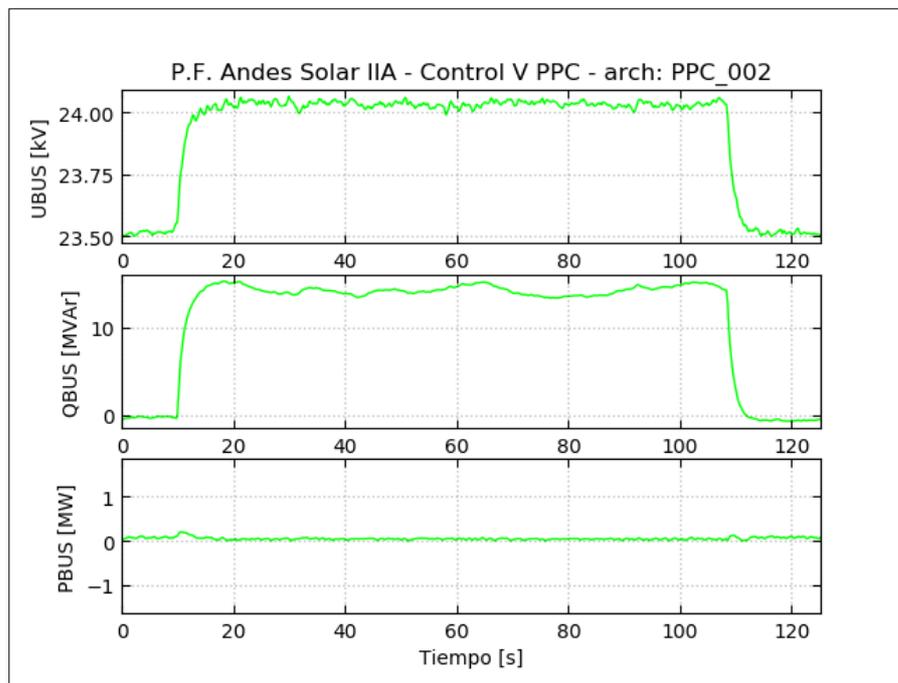


Figura 4.19: Control conjunto de planta – Modo V – Señales a nivel POI

³ La tensión nominal en el POI se considera igual a 23 kV.

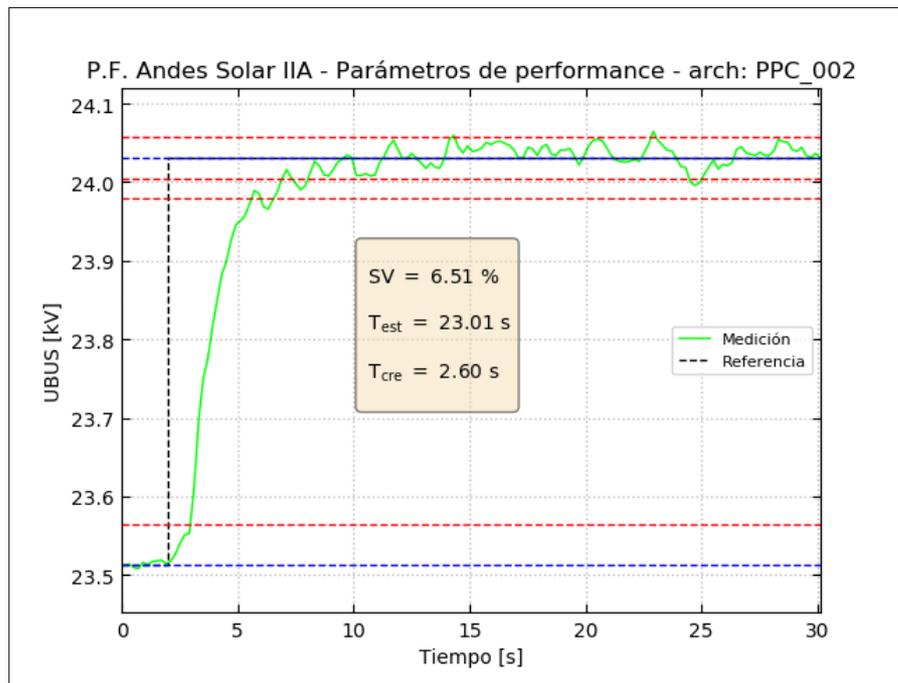


Figura 4.20: Control conjunto de planta – Modo V – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



PPC – Despacho P3_{ppc}

Se modificó la consigna de tensión desde un valor inicial de 23.6 kV a un valor final de 23.89 kV.

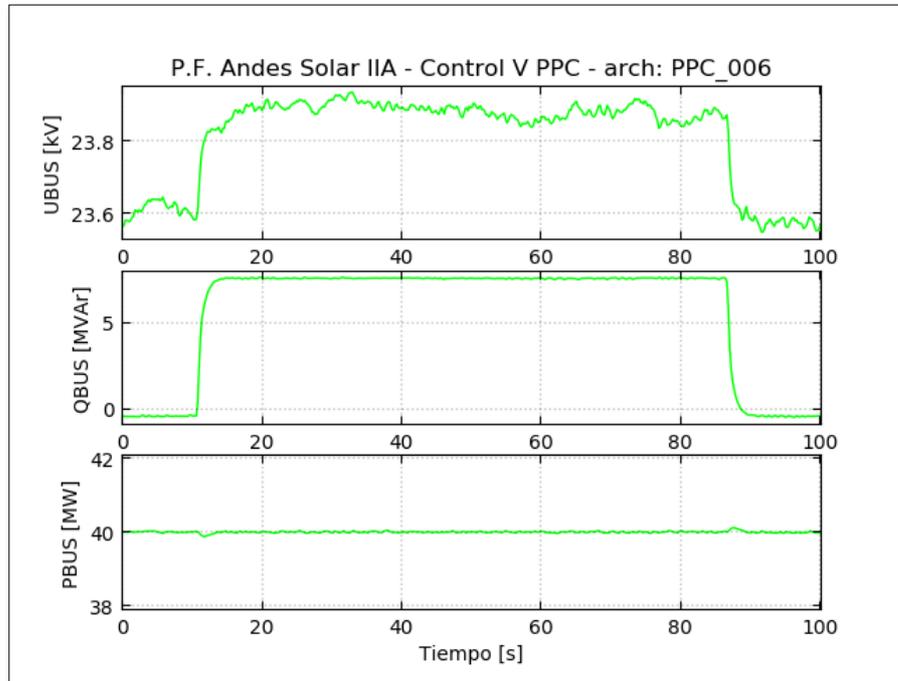


Figura 4.21: Control conjunto de planta – Modo V – Señales a nivel POI

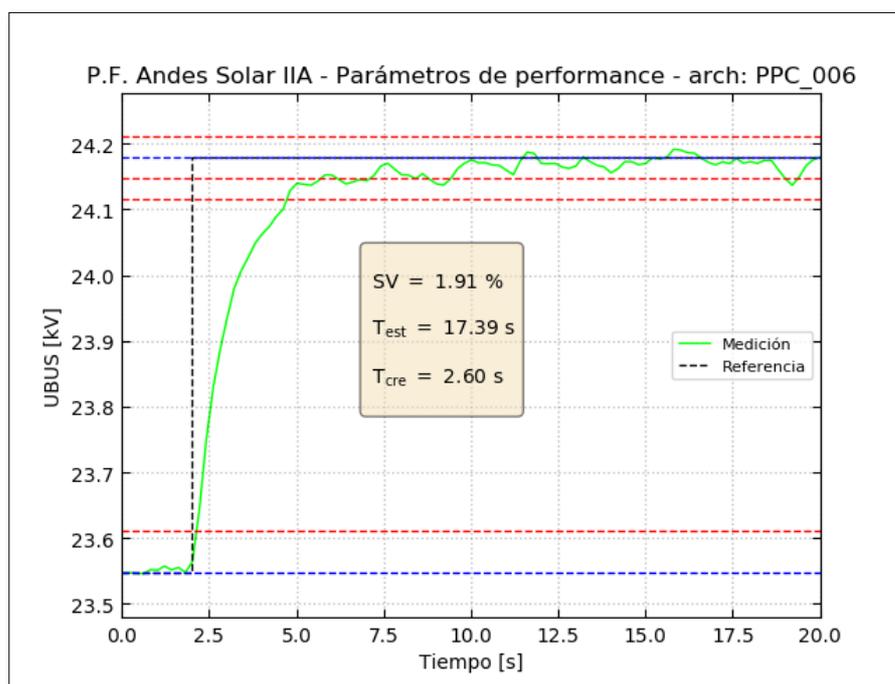


Figura 4.22: Control conjunto de planta – Modo V – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



PPC – Despacho P5_{ppc}

Se modificó la consigna de tensión desde un valor inicial de 23.5 kV a un valor final de 24.1 kV.

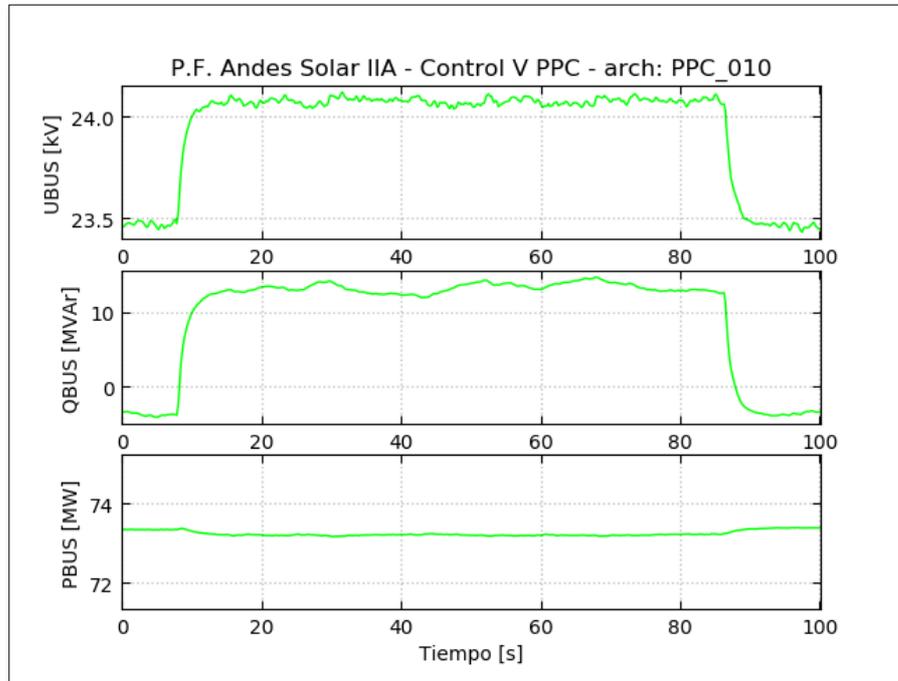


Figura 4.23: Control conjunto de planta – Modo V – Señales a nivel POI

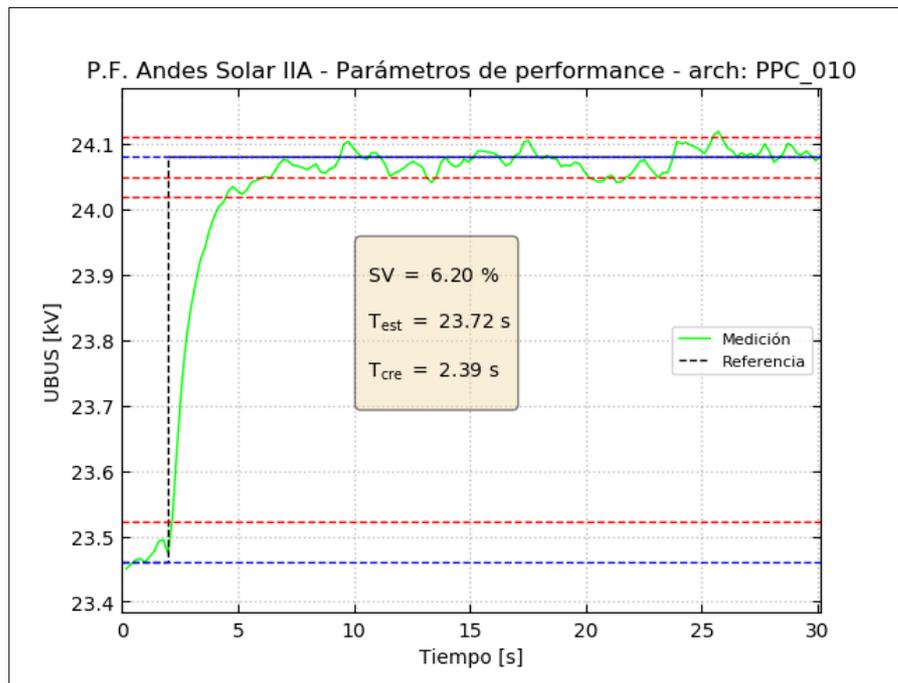


Figura 4.24: Control conjunto de planta – Modo V – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



4.2.3 Respuesta dinámica del control de tensión Q(V) del PPC

Con el PPC operando en control de tensión Q(V) y con una tensión simulada inicial de 23 kV, se aplican cambios de tipo escalón en la referencia de tensión vista por el control de tal forma de producir un incremento del 10% de la potencia nominal⁴ del parque mediante el software de mantenimiento del PPC, cuya duración es tal que permite el establecimiento de las principales magnitudes en el POI.

PPC – Despacho P_{1ppc}

Se modificó el valor de tensión simulada de un valor inicial de 23 kV a un valor final de 22.18 kV.

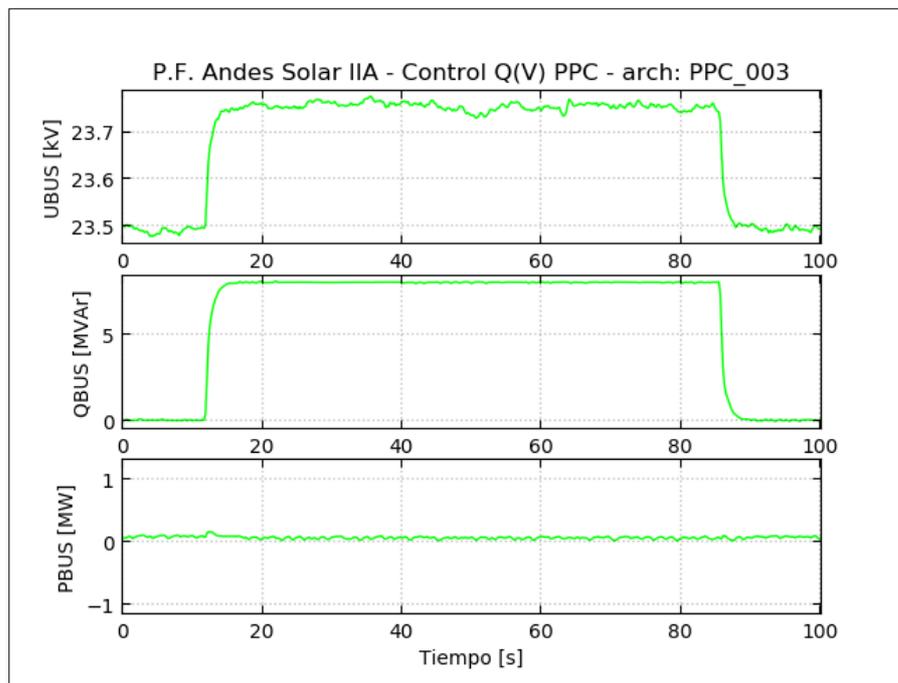


Figura 4.25: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

⁴ La potencia nominal del parque se considera igual a 80 MW.

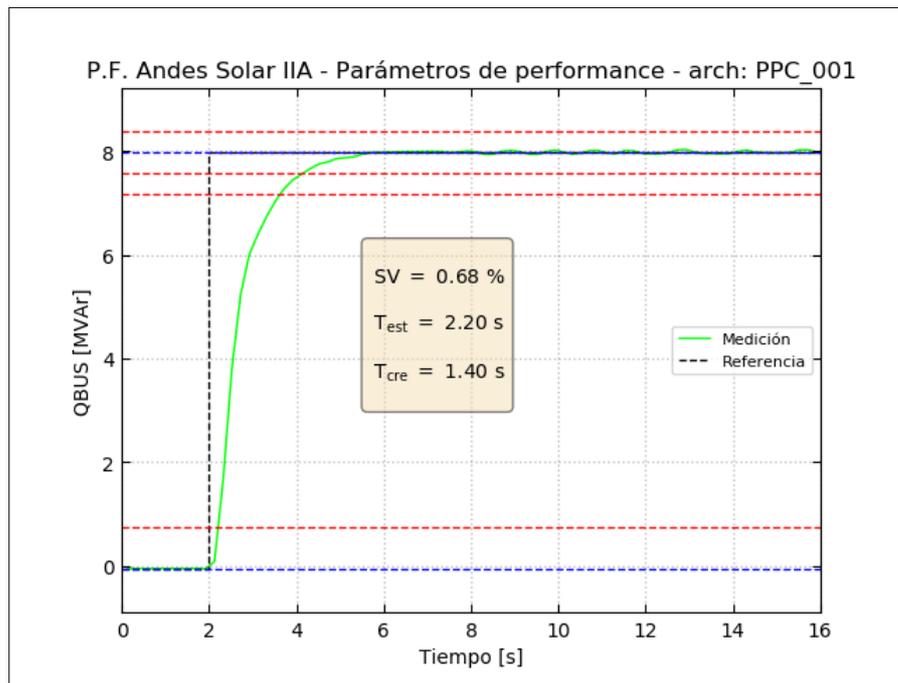


Figura 4.26: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



PPC – Despacho P3_{ppc}

Se modificó el valor de tensión simulada de un valor inicial de 23 kV a un valor final de 22.18 kV.

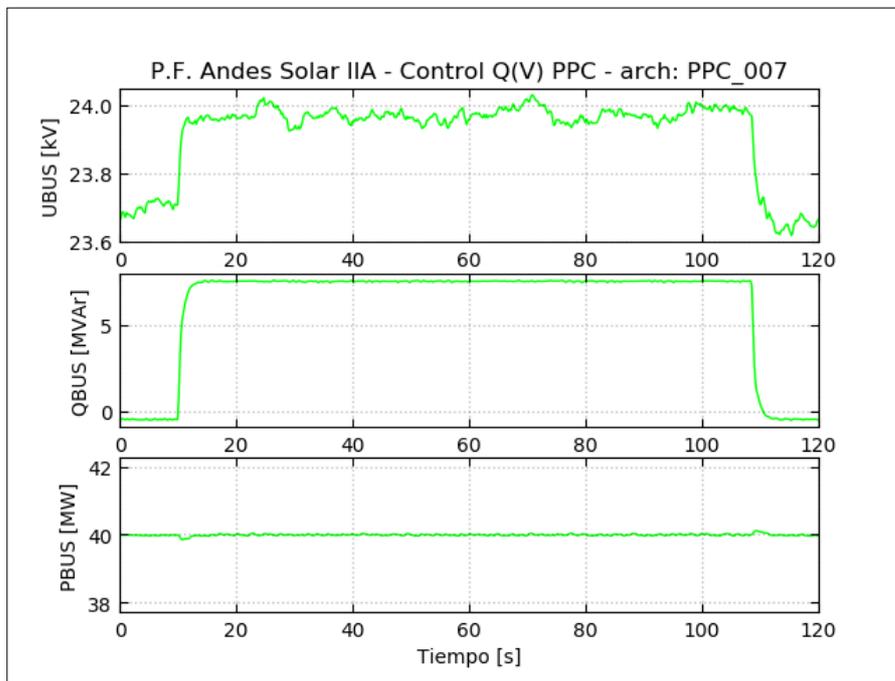


Figura 4.27: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

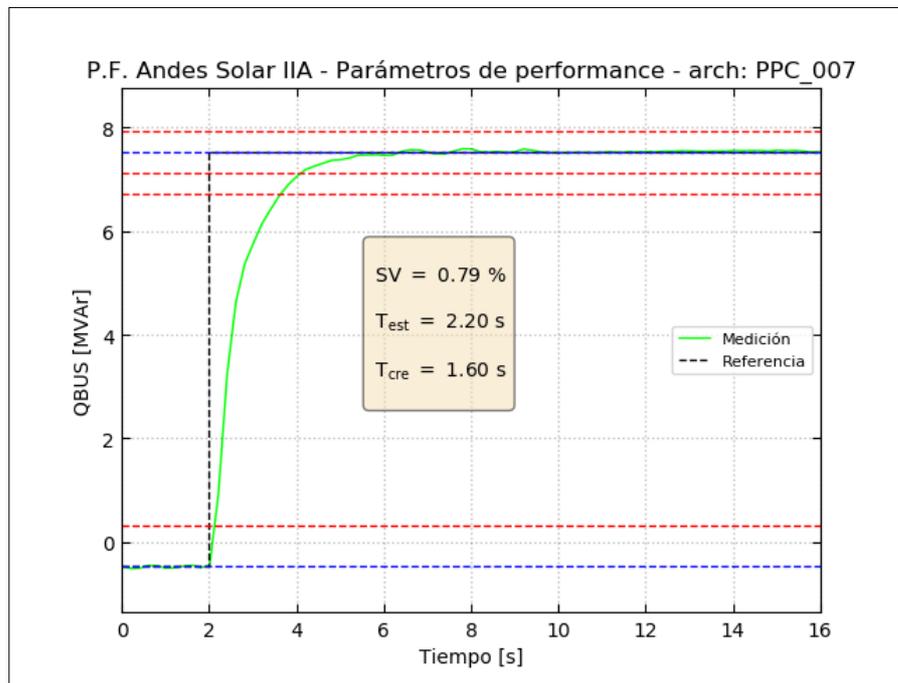


Figura 4.28: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



PPC – Despacho P5_{ppc}

Se modificó el valor de tensión simulada de un valor inicial de 23 kV a un valor final de 22.18 kV.

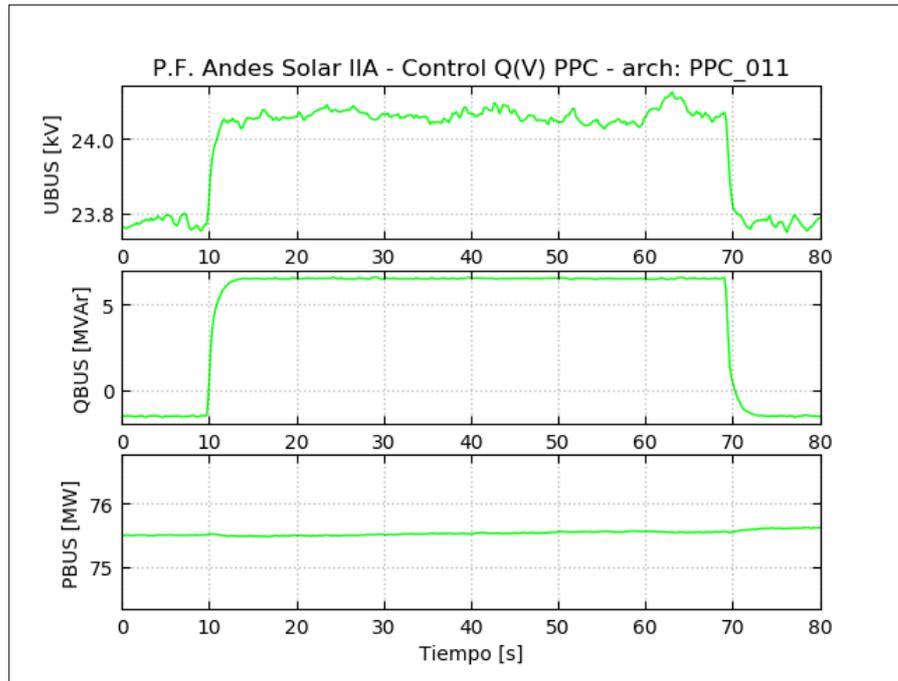


Figura 4.29: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

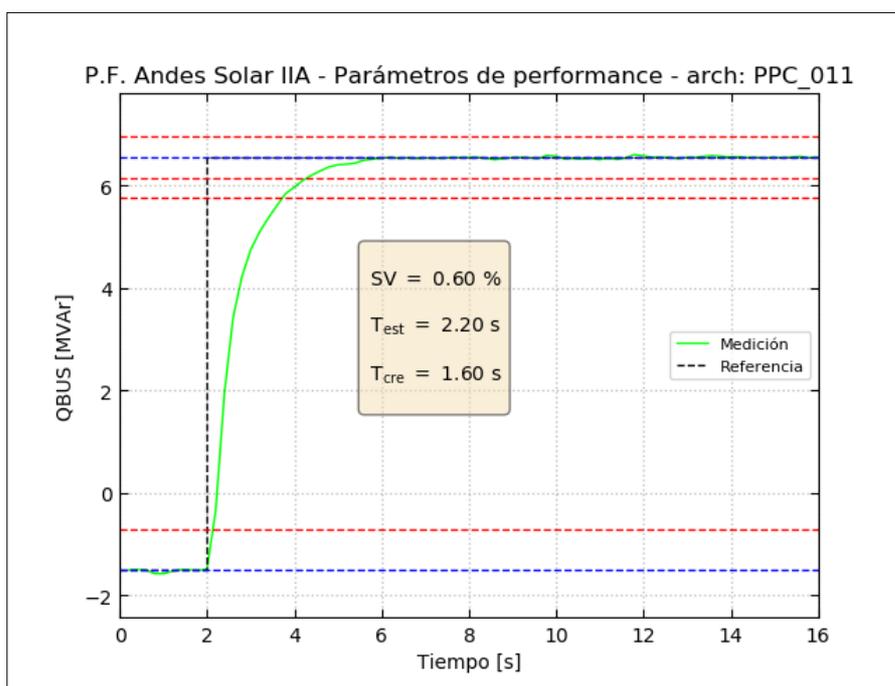


Figura 4.30: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



4.2.4 Respuesta dinámica del control de factor de potencia del PPC

Con el PPC operando en control de factor de potencia, se aplican cambios de tipo escalón en la referencia correspondiente de amplitud tal que genere una variación de $\pm 10\%$ en la potencia reactiva respecto de la potencia nominal⁵ del parque mediante el software de mantenimiento del PPC, cuya duración es tal que permite el establecimiento de las principales magnitudes en el POI.

PPC – Despacho P_{1ppc}

Debido a que el modo de control de factor de potencia solo permite consignar como valor mínimo ± 0.7 , fue necesario aumentar el despacho de potencia activa a 7.8 MW para poder probar dicho modo de control en un nivel de baja carga. Por lo tanto, se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.7.

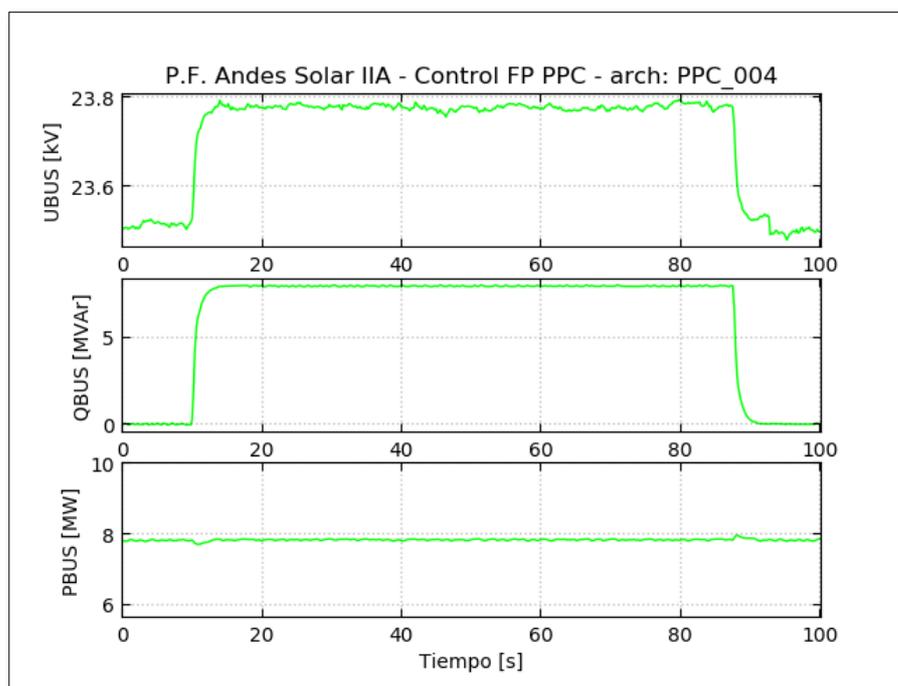


Figura 4.31: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

⁵ La potencia nominal del parque se considera igual a 80 MW.

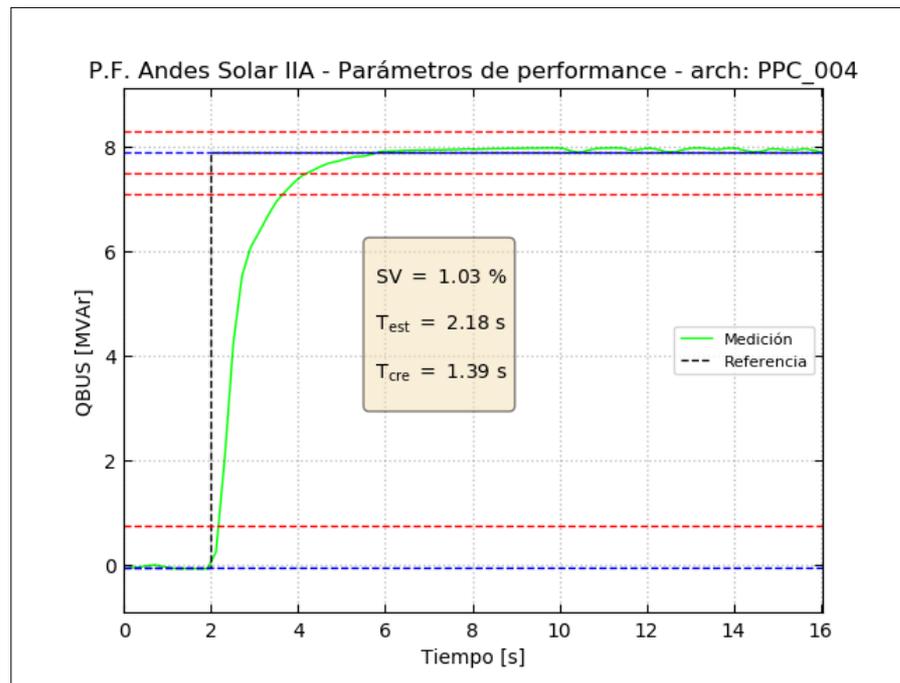


Figura 4.32: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



PPC – Despacho P3_{ppc}

Se modificó la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.98.

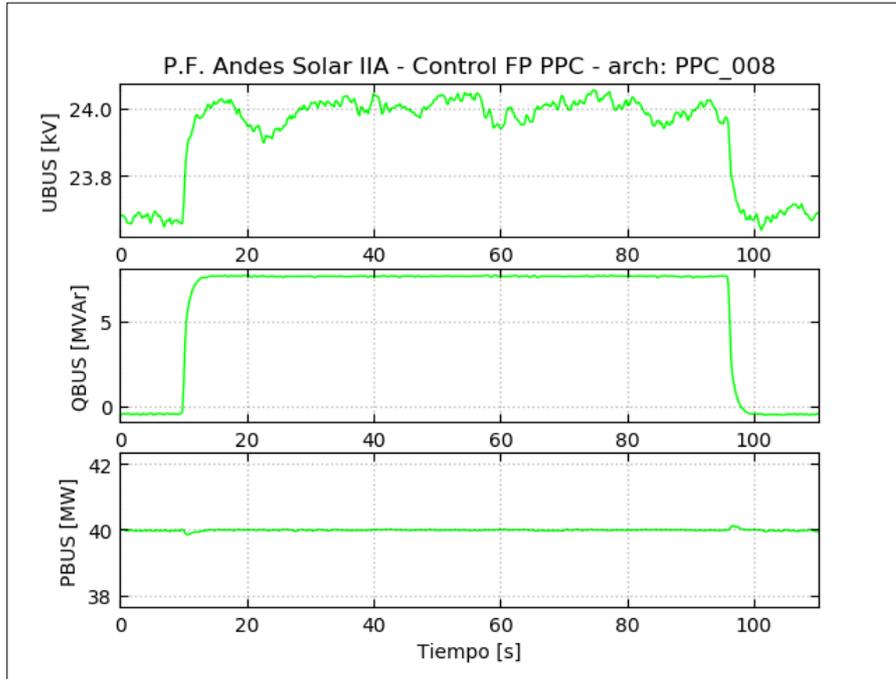


Figura 4.33: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

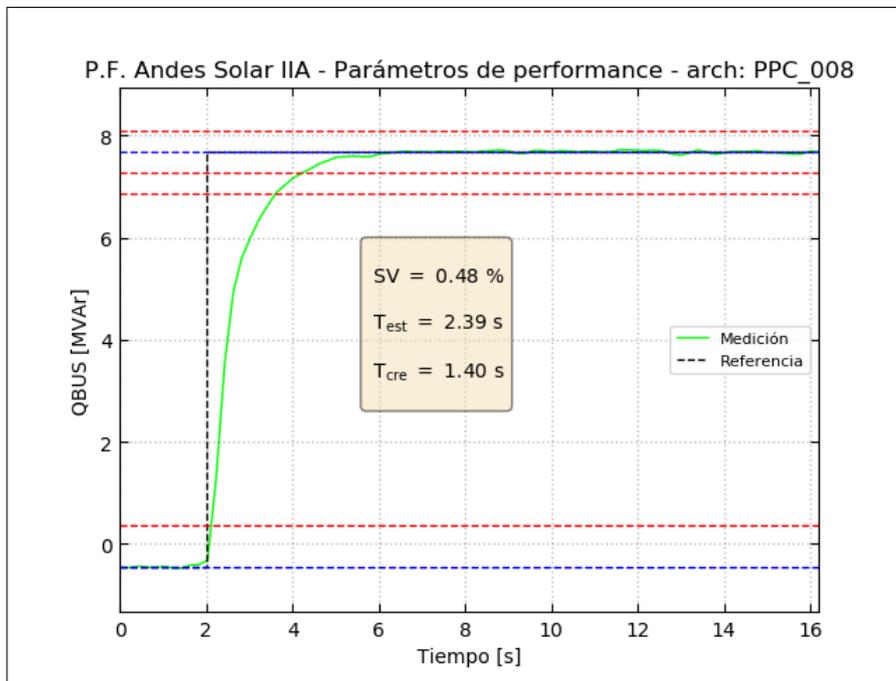


Figura 4.34: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Determinación de parámetros de performance



Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.

PPC – Despacho P5_{ppc}

Se modificó la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.99.

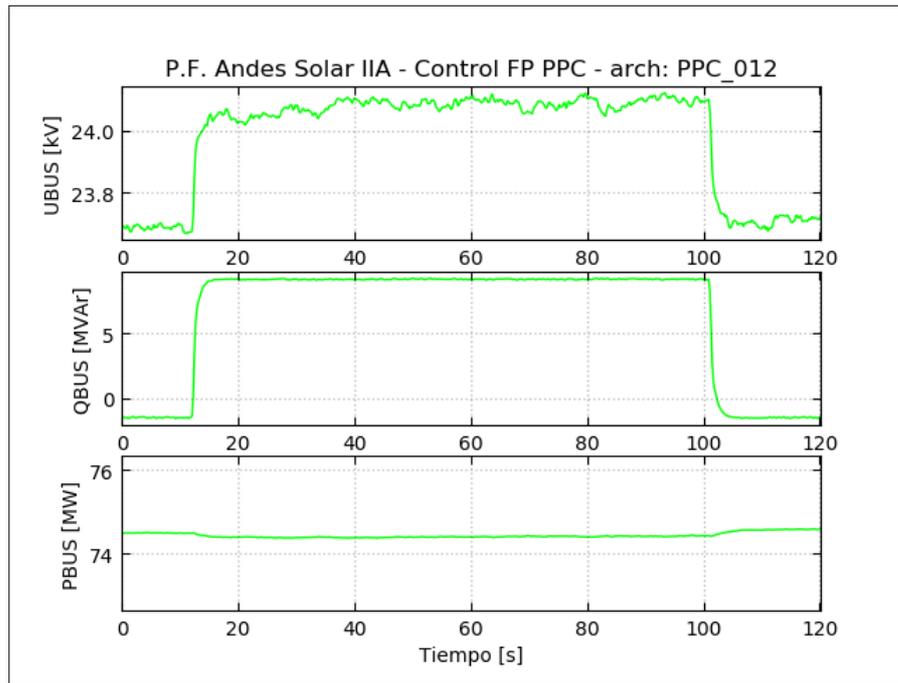


Figura 4.35: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

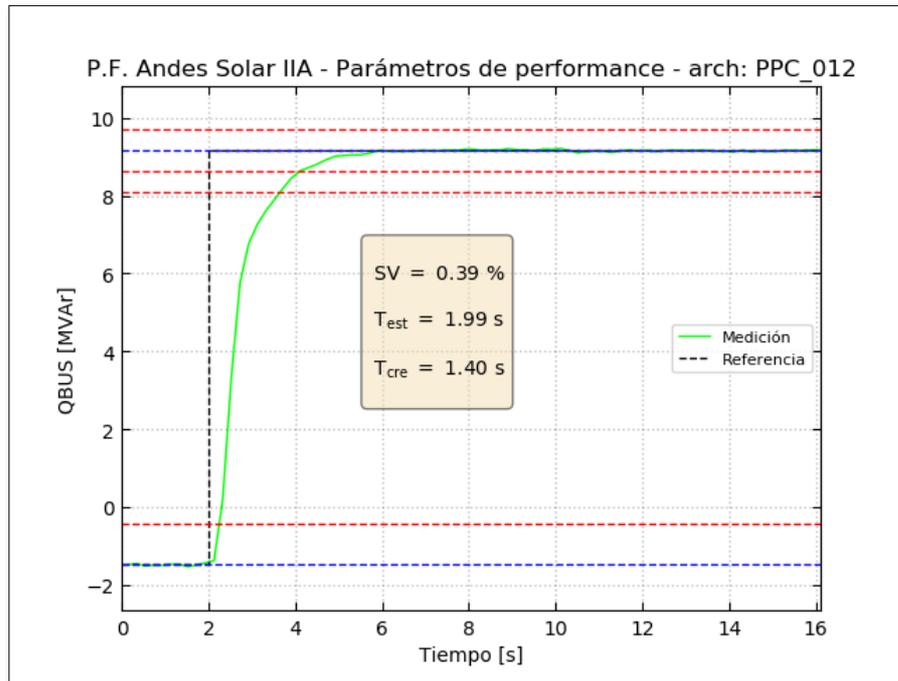


Figura 4.36: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta rápida y estable.



4.3 Análisis

Se presenta, a modo de resumen, un análisis de los resultados obtenidos a partir de las pruebas dinámicas llevadas a cabo en los elementos incorporados al control de tensión/potencia reactiva del parque y de los inversores de la Planta Fotovoltaica Andes Solar II-A.

4.3.1 Pruebas a nivel inversor

A partir de las pruebas dinámicas a nivel inversor (ver apartado 4.1), se observa que la respuesta temporal del lazo de regulación de tensión/potencia reactiva (control Q) tiene una respuesta estable y adecuada respetando las consignas impuestas. Adicionalmente, dicho modo de control cuenta con una acción integral en su lazo principal, por lo cual, el error estacionario resulta nulo.

4.3.2 Pruebas a nivel planta

A partir de las pruebas dinámicas al PPC (ver apartado 4.2), se observa que la respuesta temporal de los diferentes modos de control (potencia reactiva, tensión, Q(V) y factor de potencia) tienen una respuesta rápida, del tipo sobreamortiguada con una sobreoscilación despreciable. Adicionalmente, los diferentes modos de control cuentan con una acción integral en sus lazos principales, por lo cual, el error estacionario resulta nulo.



5 ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DEL DIAGRAMA PQ TEÓRICO MÁXIMO

En esta sección se presentan los ensayos realizados con el objetivo de comparar la capacidad real del parque con la informada en el documento técnico “*EE-EN-2021-1441-RC_Diagrama_PQ_Teórico_Máximo_PF_Andes_Solar_IIA*” donde se determinaron las curvas de capacidad teóricas máximas.

Los ensayos se realizaron con la central sincronizada al SEN y en cuatro despachos de potencia activa entre el mínimo técnico y la potencia máxima **disponible** de la central. La potencia máxima disponible durante los ensayos resultó ser de 70 MW, y los despachos utilizados se presentan en la Tabla 5.1.

<i>Despachos de Potencia Activa</i>	<i>Valor [MW]</i>
P1 _{ppc}	0.0
P2 _{ppc}	26.6
P4 _{ppc}	53.3
P5 _{ppc}	70.0

Tabla 5.1: Despachos de potencia activa del parque – Ensayos de determinación curvas PQ

Debido a que durante los ensayos el despacho de potencia P5_{ppc} = 70 MW resultó menor que la considerada en la determinación de los puntos objetivos (80 MW), se procedió a recalcular el punto de potencia reactiva objetivo correspondiente a la potencia disponible durante las pruebas, incluyendo dicha corrección en la Tabla 5.2 y Tabla 5.3.

Los ensayos consistieron en pruebas estáticas, donde primero se consignó la tensión objetivo en el POI. Luego se solicitó colaboración del CEN, para ajustar la tensión en la barra S/E Andes 220 kV de manera tal de lograr ajustar la inyección/absorción de potencia reactiva en el POI, en concordancia con lo presentado en el procedimiento de ensayos “*EE-EN-2021-1551-RC_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Andes_Solar_IIA*”.

Durante el desarrollo de las pruebas se solicitó colaboración al Centro de Despacho de Carga del CEN en reiteradas oportunidades, sin embargo, dadas las condiciones del SEN, el despacho no logró modificar significativamente la tensión en la S/E Andes 220 kV, lo que implicó que no fue posible llevar



a cabo los ensayos para los cinco niveles de tensión solicitados. Por tal motivo, se ensayó la curva PQ a la tensión actual de la barra antes mencionada.

A modo de resumen, se presenta una tabla donde se contrastan los puntos operativos objetivo (P, Q, V) con los puntos alcanzados durante los ensayos para cada despacho de potencia activa. En los casos en que no se alcanzó la potencia reactiva objetivo, se representa con color **rojo** la potencia reactiva alcanzada.

<i>Subexcitación</i>				
<i>Tensión objetivo en POI [p.u.]</i>	<i>Despacho potencia activa</i>	<i>Potencia reactiva objetivo [MVar]</i>	<i>Potencia reactiva alcanzada [MVar]</i>	<i>Tensión alcanzada en POI [p.u.]</i>
0.90	P1 _{ppc} = 0.0 MW	20.12	-	-
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	16.06	-	-
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	11.11	-	-
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	7.54	-	-
0.95	P1 _{ppc} = 0.0 MW	-25.17	-	-
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	-29.42	-	-
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	-34.50	-	-
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	-35.17	-	-
1.00	P1 _{ppc} = 0.0 MW	-72.65	-27.04	0.97
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	-67.87	-27.13	0.97
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	-52.63	-27.05	0.97
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	-33.60	-27.10	0.97
1.05	P1 _{ppc} = 0.0 MW	-70.93	-	-
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	-66.21	-	-
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	-51.04	-	-
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	-32.10	-	-
1.10	P1 _{ppc} = 0.0 MW	-69.23	-	-
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	-64.62	-	-
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	-49.50	-	-
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	-30.62	-	-

Tabla 5.2: Resumen de puntos operativos alcanzados - Zona de subexcitación

En la Tabla 5.2, se indica mediante “-”, que existen niveles de tensión no alcanzados en el POI debido a la incapacidad del SEN para mover la tensión en la barra S/E Andes 220 kV.



Los puntos medidos, presentados en la Tabla 5.2, corresponden a la menor tensión alcanzada en el POI de Planta Fotovoltaica Andes Solar IIA. A partir de ese punto se encuentra que no es posible bajar más la tensión debido a que el PPC cuenta con una limitación de consigna que no permite absorber más potencia reactiva.

<i>Sobreexcitación</i>				
<i>Tensión objetivo en POI [p.u.]</i>	<i>Despacho potencia activa</i>	<i>Potencia reactiva objetivo [MVar]</i>	<i>Potencia reactiva alcanzada [MVar]</i>	<i>Tensión alcanza en POI [p.u.]</i>
0.90	P1 _{ppc} = 0.0 MW	49.50	-	-
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	48.11	-	-
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	43.85	-	-
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	39.68	-	-
0.95	P1 _{ppc} = 0.0 MW	50.57	-	-
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	49.25	-	-
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	45.21	-	-
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	41.26	-	-
1.00	P1 _{ppc} = 0.0 MW	51.65	-	-
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	50.42	-	-
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	46.57	-	-
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	42.80	-	-
1.05	P1 _{ppc} = 0.0 MW	52.76	25.7	1.06
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	51.56	22.1	1.06
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	47.88	24.9	1.06
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	44.28	18.2	1.06
1.10	P1 _{ppc} = 0.0 MW	30.06	-	-
	P2 _{ppc} = 26.6 MW	26.14	-	-
	P4 _{ppc} = 53.3 MW	21.64	-	-
	P5 _{ppc} = 70.00 MW	18.52	-	-

Tabla 5.3: Resumen de puntos operativos alcanzados - Zona de sobreexcitación

En la Tabla 5.3, se indica mediante “-”, que existen niveles de tensión no alcanzados en el POI debido a la incapacidad del SEN para mover la tensión en la barra S/E Andes 220 kV

Los puntos medidos, presentados en la Tabla 5.3, corresponden a la mayor tensión alcanzada en el POI de la Planta Fotovoltaica Andes Solar IIA. A partir de ese punto se encuentra que no es posible aumentar más la tensión debido a que el PPC cuenta con una limitación de consigna que no permite



inyectar más potencia reactiva. Adicionalmente, en el caso de $P5_{ppc}$, no fue posible seguir aumentando la inyección de potencia reactiva debido a que los inversores se encontraban en el límite de sobretensión.

A continuación, se presentan los registros temporales para cada punto operativo (P, Q, V) alcanzado donde se presentan las siguientes señales:

- Tensión en el POI (señal UBUS)
- Potencia reactiva en el POI (señal QBUS)
- Potencia activa en el POI (señal PBUS)

Finalmente, se presentan las curvas de capacidad definidas para cada nivel de tensión, así como también se muestra una tabla resumen de los valores de puntos PQ en el formato de archivo Excel requerido por el CEN.

5.1 Registros temporales de los puntos operativos alcanzados

Luego de alcanzado el límite de absorción/inyección de los puntos (P, Q, V) para los diferentes niveles de potencia activa y según condiciones del SEN el día de las pruebas, se registraron las principales magnitudes durante al menos 2 minutos para comprobar la estabilidad en cada uno.

Con el objetivo de identificar cada punto operativo alcanzado en cada nivel de tensión, se utilizará la nomenclatura y correlación presentada en la Tabla 5.4, la cual surge de la interpretación de la Figura 5.1.

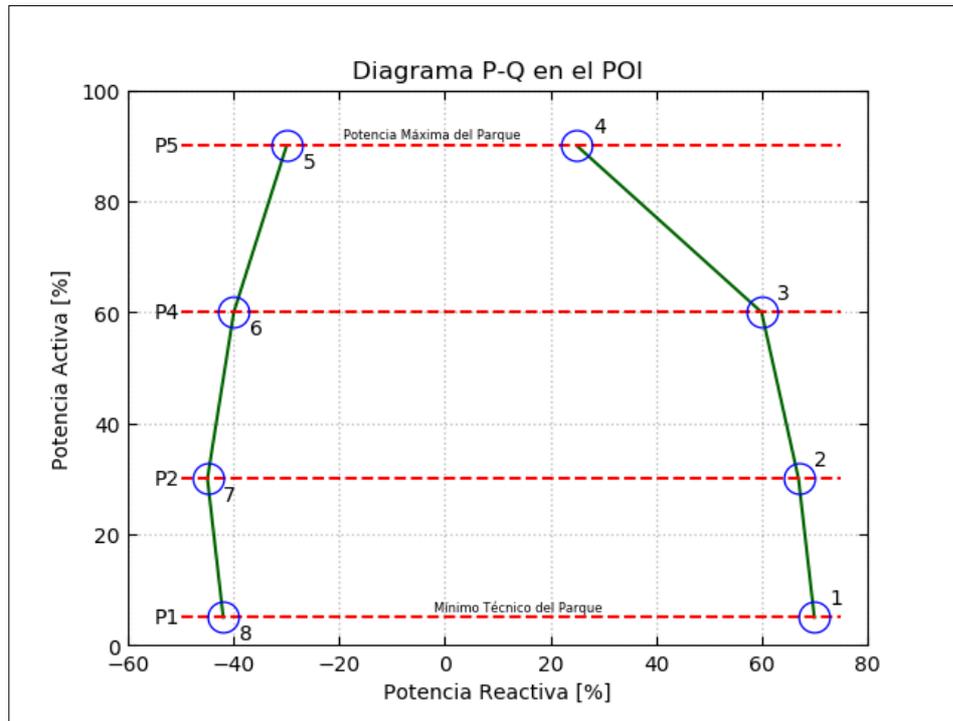


Figura 5.1: Puntos PQ referenciales a verificados en régimen estacionario para cada nivel de tensión

Despachos de Potencia Activa	Despacho de Potencia Reactiva
P1 _{ppc}	Q1, Q8
P2 _{ppc}	Q2, Q7
P4 _{ppc}	Q3, Q6
P5 _{ppc}	Q4, Q5

Tabla 5.4: Nomenclatura utilizada para los distintos puntos operativos alcanzados

Debido a que no fue posible variar significativamente la tensión en la barra S/E Andes 220 kV, solo se muestran los resultados para los niveles de tensión alcanzados.



5.1.1 Tensión en POI 1.00 p.u.

Punto P5-Q5

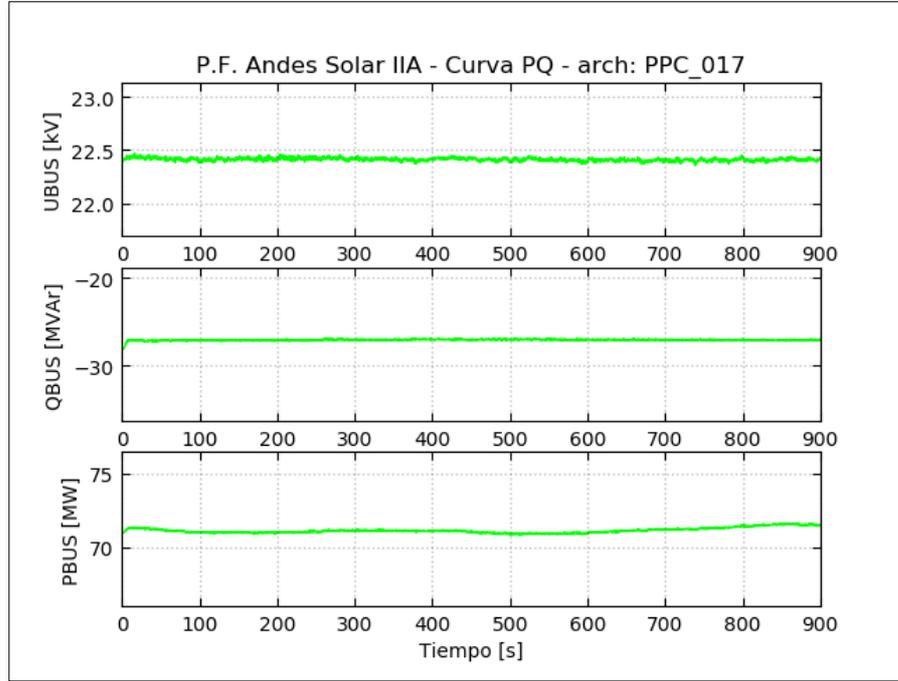


Figura 5.2: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.00 p.u.

Punto P4-Q6

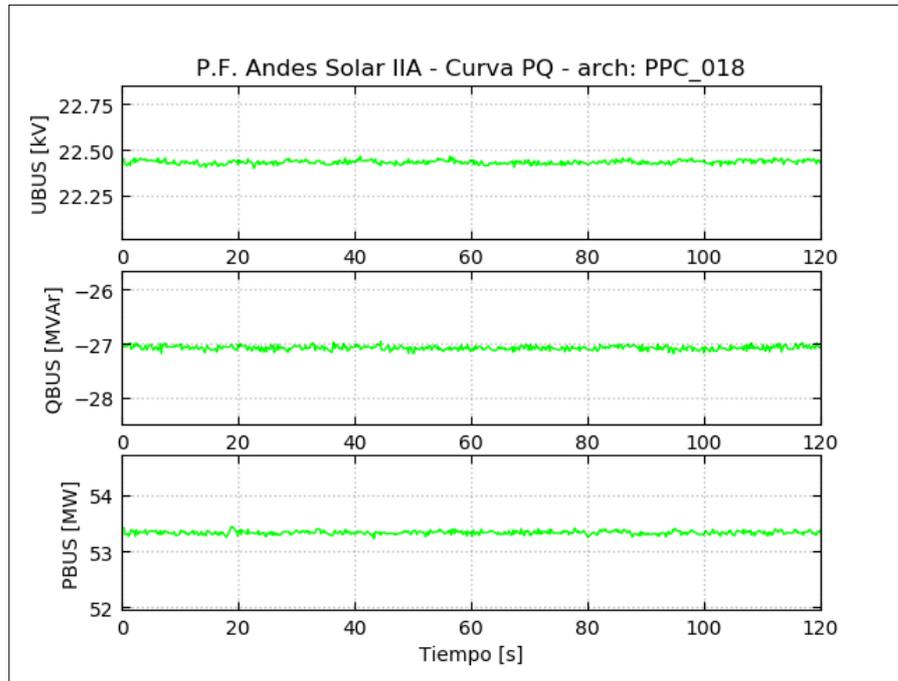


Figura 5.3: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.00 p.u.



Punto P2-Q7

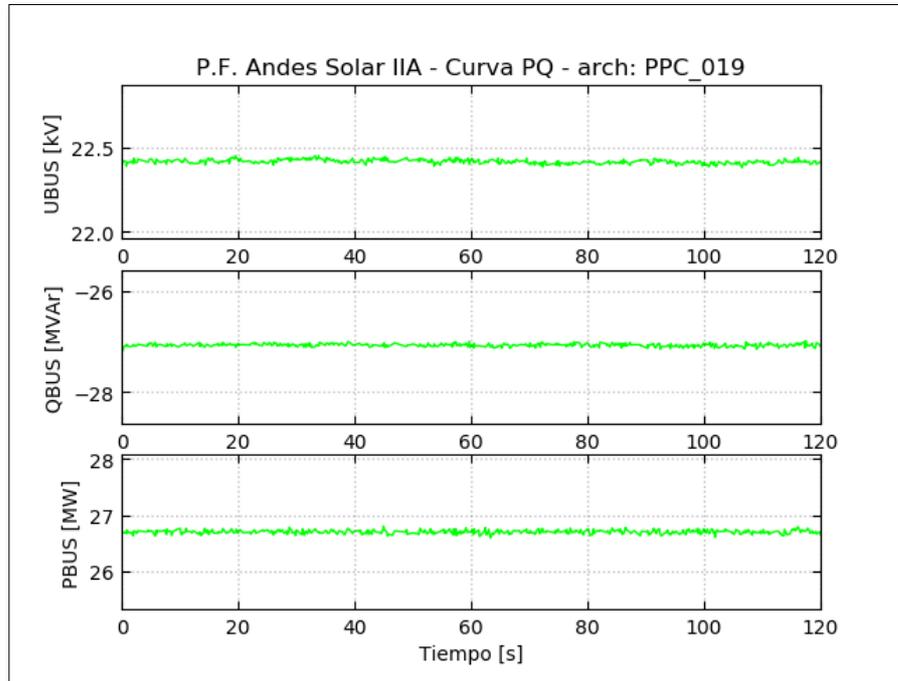


Figura 5.4: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.00 p.u.

Punto P1-Q8

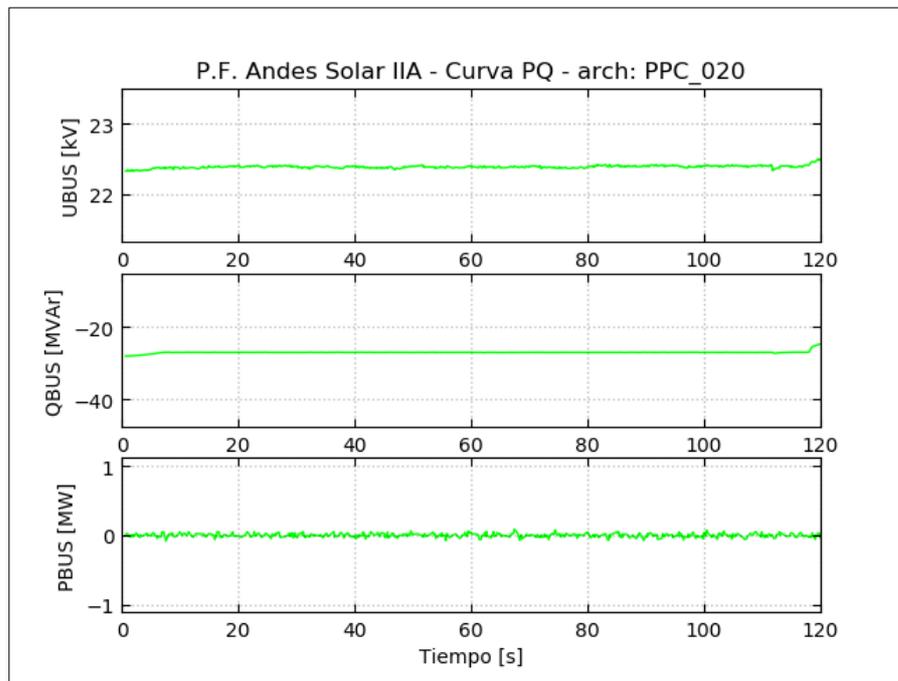


Figura 5.5: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.00 p.u.



5.1.2 Tensión en POI 1.05 p.u.

Punto P1-Q1

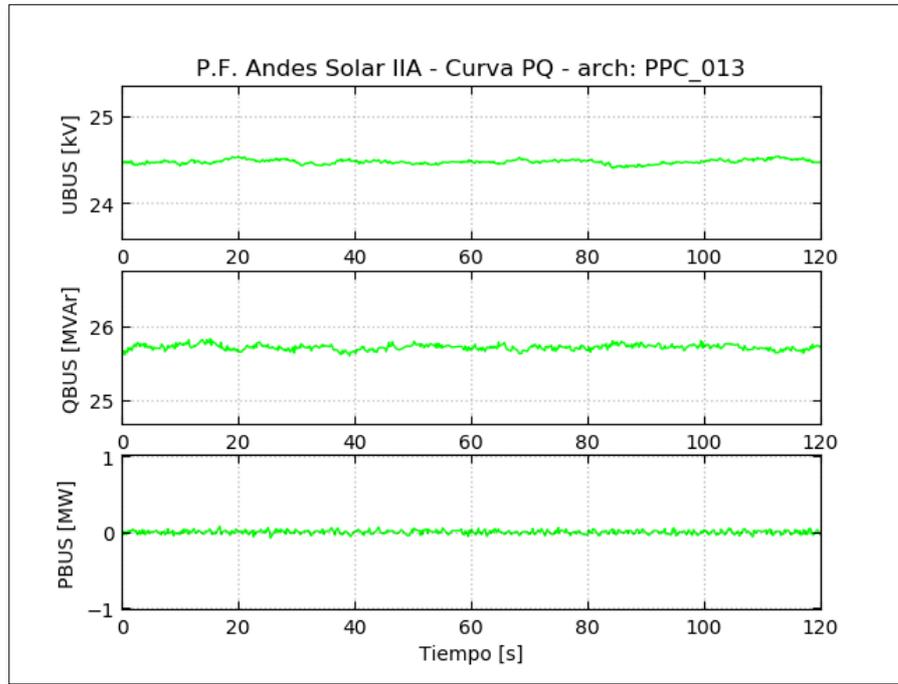


Figura 5.6: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.05 p.u.

Punto P2-Q2

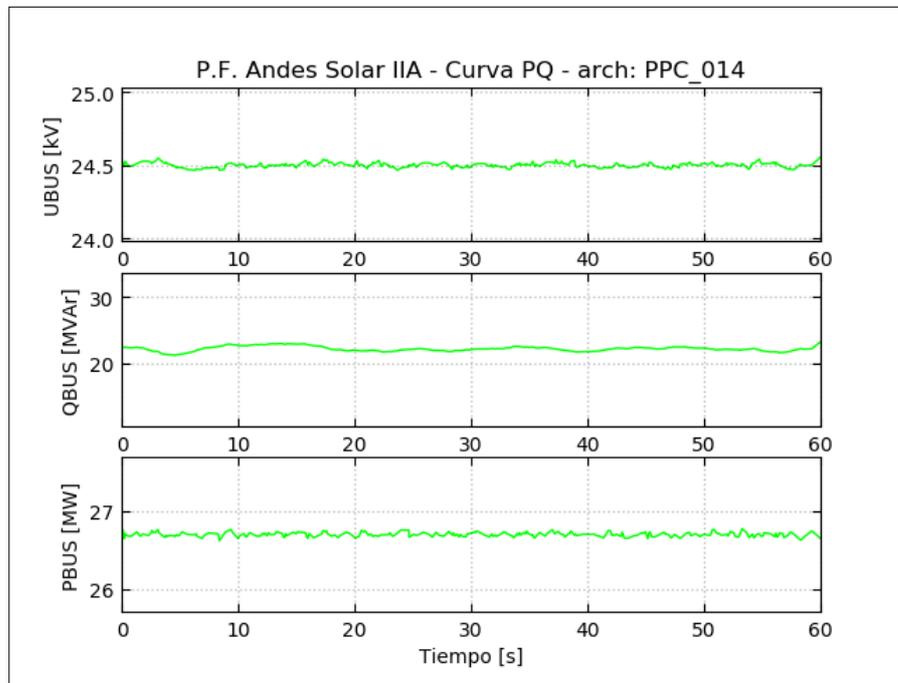


Figura 5.7: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.05 p.u.



Punto P4-Q3

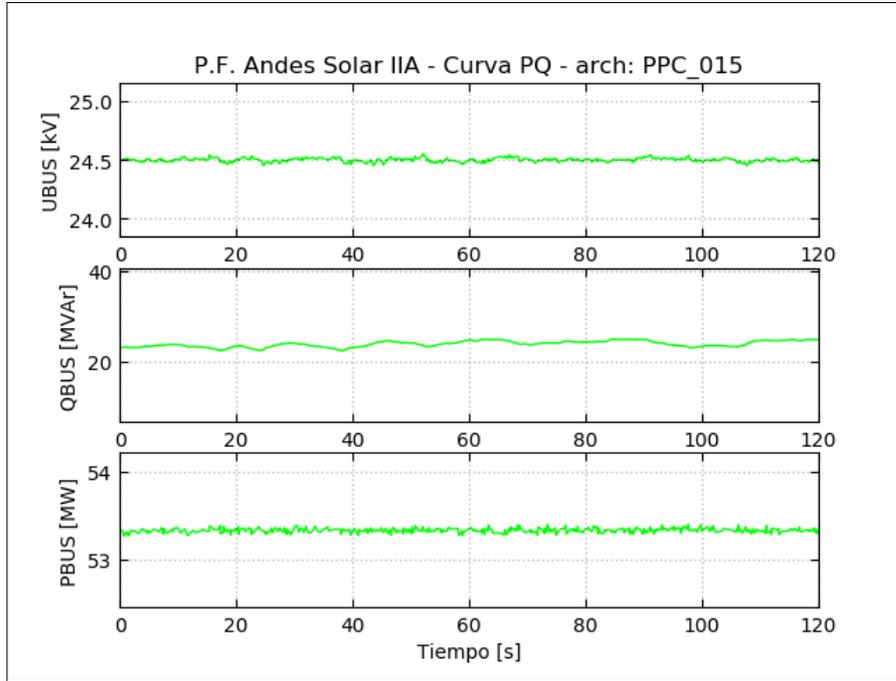


Figura 5.8: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.05 p.u.

Punto P5-Q4

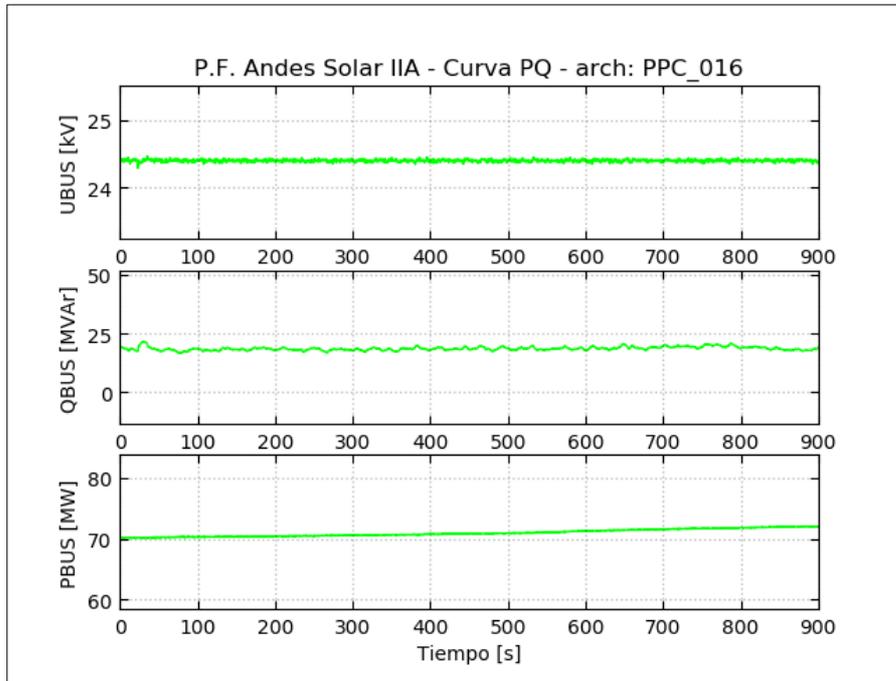


Figura 5.9: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.05 p.u.



5.1.3 Análisis

A partir de la Tabla 5.2 y Tabla 5.3, se observa que existen puntos objetivos que no fueron alcanzados de acuerdo a las exigencias de la guía de verificación, debido a que no se pudo llevar la tensión del SEN a los extremos del rango de operación normal.

Por lo tanto, en función de los resultados de dicha sección, se resume en la Tabla 5.5 y Tabla 5.6, la condición final de cada punto operativo de la curva PQ en la zona de subexcitación y sobreexcitación para cada uno de los niveles de tensión y estados de carga solicitados por la guía de verificación.

Despacho potencia activa	Subexcitación				
	Tensión 0.9 p.u.	Tensión 0.95 p.u.	Tensión 1.0 p.u.	Tensión 1.05 p.u.	Tensión 1.1 p.u.
P1 _{ppc}	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzado	No alcanzable
P2 _{ppc}	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzado	No alcanzable	No alcanzable
P4 _{ppc}	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzado	No alcanzable	No alcanzable
P5 _{ppc}	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzado	No alcanzable	No alcanzable

Tabla 5.5 – Resumen de condición final de cada punto operativo – Zona de subexcitación

Despacho potencia activa	Sobreexcitación				
	Tensión 0.9 p.u.	Tensión 0.95 p.u.	Tensión 1.0 p.u.	Tensión 1.05 p.u.	Tensión 1.1 p.u.
P1 _{ppc}	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzable
P2 _{ppc}	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzado	No alcanzable
P4 _{ppc}	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzado	No alcanzable
P5 _{ppc}	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzable	No alcanzado	No alcanzable

Tabla 5.6 – Resumen de condición final de cada punto operativo – Zona de sobreexcitación

Donde:

- **No alcanzado / No alcanzable:** se utiliza el término para indicar los puntos operativos objetivo (P, Q, V) que no pudieron ser verificados para el nivel de tensión en la barra planteada. Lo anterior como consecuencia del flujo de carga y de las restricciones operativas impuestas por el SEN el día de las pruebas sobre la barra a la cual se conecta la central.



Nota: Si bien las condiciones del SEN fueron desfavorables y no permitieron medir en los niveles de tensión los puntos exigidos por la guía de verificación, se detecta durante las pruebas una limitante a nivel planta que no permite aumentar la inyección de potencia reactiva por sobre los 26.4 MVar y la absorción por debajo de los -26.4 MVar. Vale aclarar que dichas limitaciones se deben a la parametrización interna del PPC. En la Figura 5.10 se puede observar que dicho límite se encuentra establecido en $\pm 33\%$ de la máxima potencia configurada del parque, a saber 80 MW, resultando así en una limitación en torno a ± 26.4 MVar.

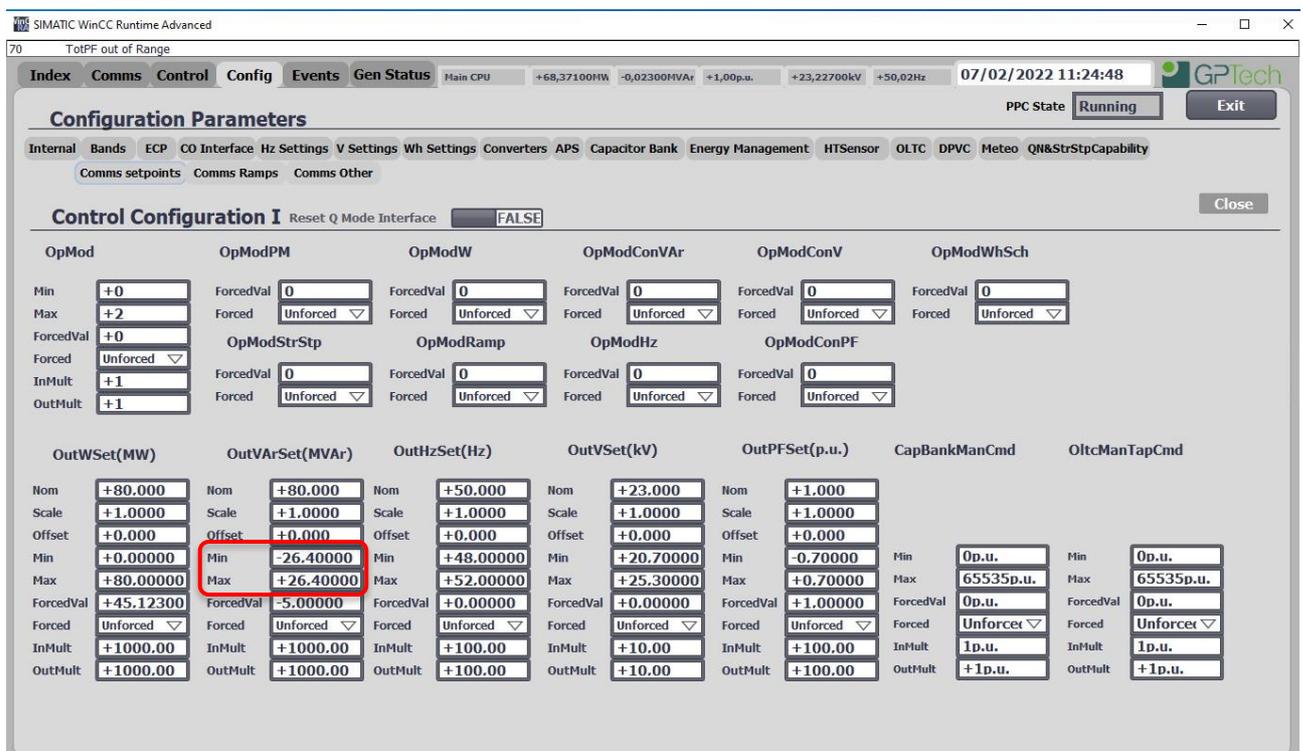


Figura 5.10: Límite de absorción e inyección de potencia reactiva del PPC



5.2 Curvas de capacidad finales

Las curvas de capacidad de la planta han sido calculadas justificadamente en el informe PQ teórico máximo “*EE-EN-2021-1441-RC_Diagrama_PQ_Teórico_Máximo_PF_Andes_Solar_IIA*”.

Por otra parte, las pruebas llevadas a cabo en terreno permitieron asegurar que se presentan limitaciones tanto para la absorción como la inyección de potencia reactiva en los niveles de tensión 0.9 p.u, 0.95 p.u, 1.0 p.u, 1.05 p.u y 1.1 p.u.

A continuación, se presentan las curvas de capacidad teóricas definidas para cada nivel de tensión operable.

Se muestran las siguientes curvas:

- Curva de máxima potencia reactiva inyectada teórica (trazo violeta segmentado)
- Curva de máxima potencia reactiva absorbida teórica (trazo rojo segmentado)
- Máxima potencia activa neta según Anexo Técnico Pmax (trazo negro continuo)
- Mínimo técnico neto según Anexo Técnico MT (trazo naranja continuo)
- Curva PQ normativa para centrales fotovoltaicas según NTS&CS (trazo azul continuo)

Además, se muestra una tabla resumen de los valores de curva PQ alcanzados en el formato de archivo Excel requerido por el CEN.



5.2.1 Tensión en POI 0.90 p.u.

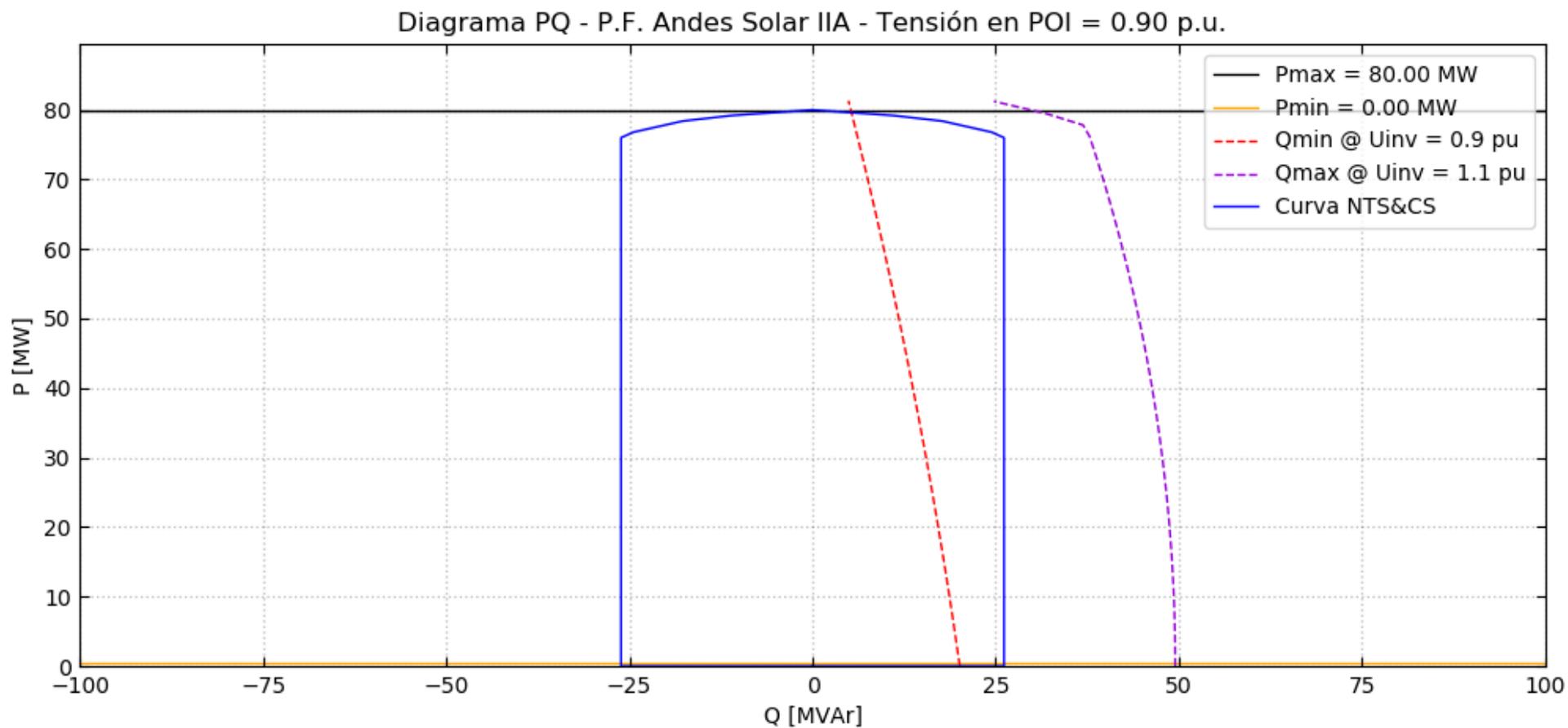


Figura 5.11: Diagrama PQ teórico - UBUS = 0.90 p.u.



5.2.2 Tensión en POI 0.95 p.u.

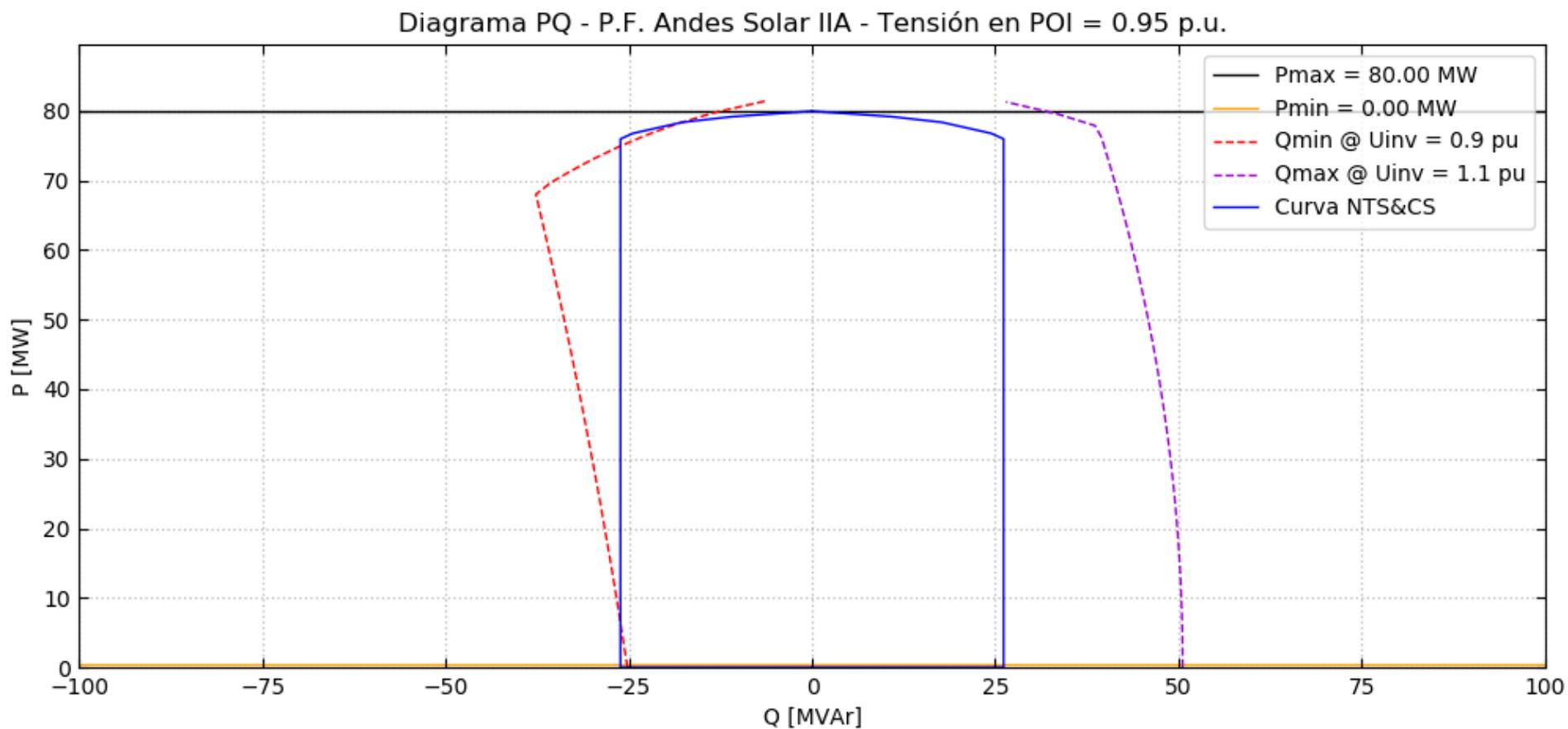


Figura 5.12: Diagrama PQ teórico - UBUS = 0.95 p.u.



5.2.3 Tensión en POI 1.00 p.u.

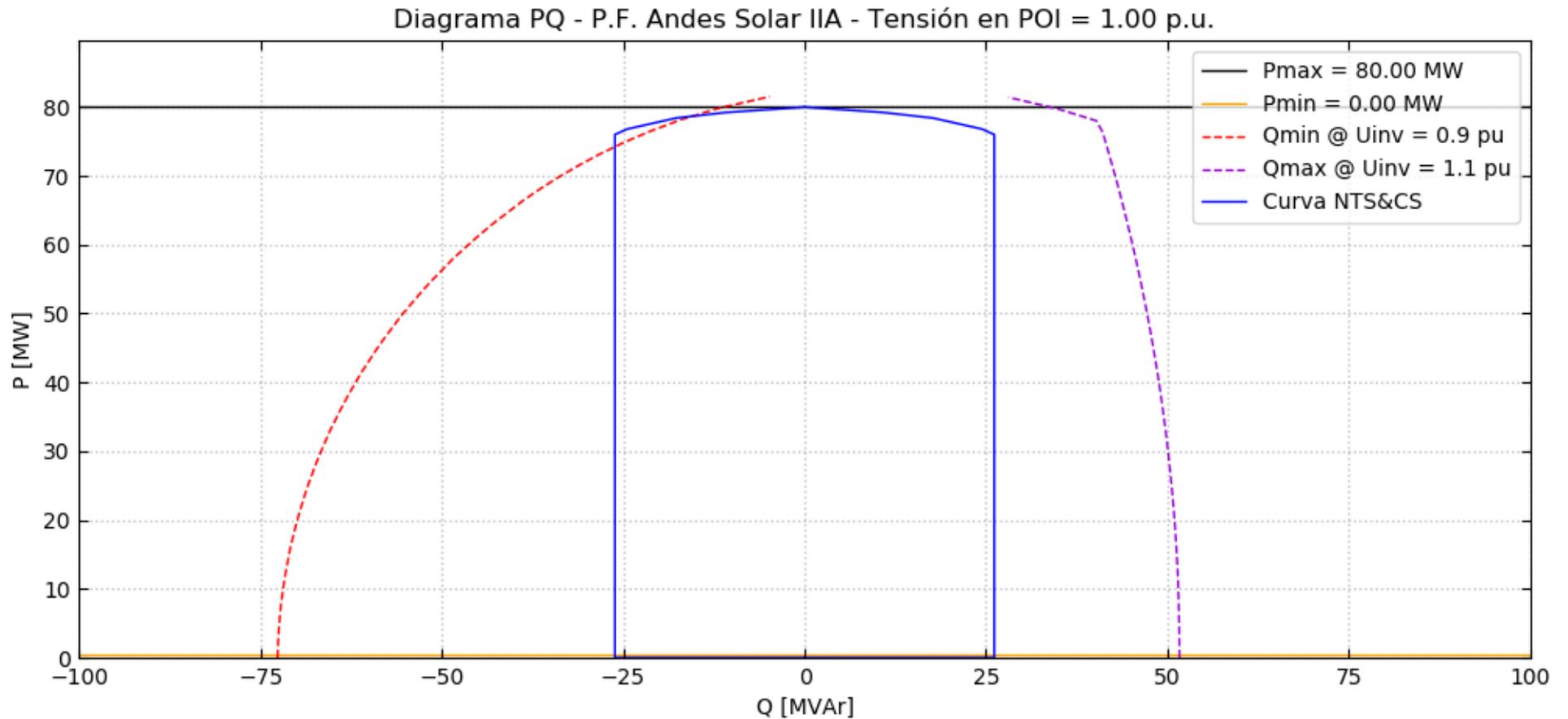


Figura 5.13: Diagrama PQ teórico - UBUS = 1.00 p.u.



5.2.4 Tensión en POI 1.05 p.u.

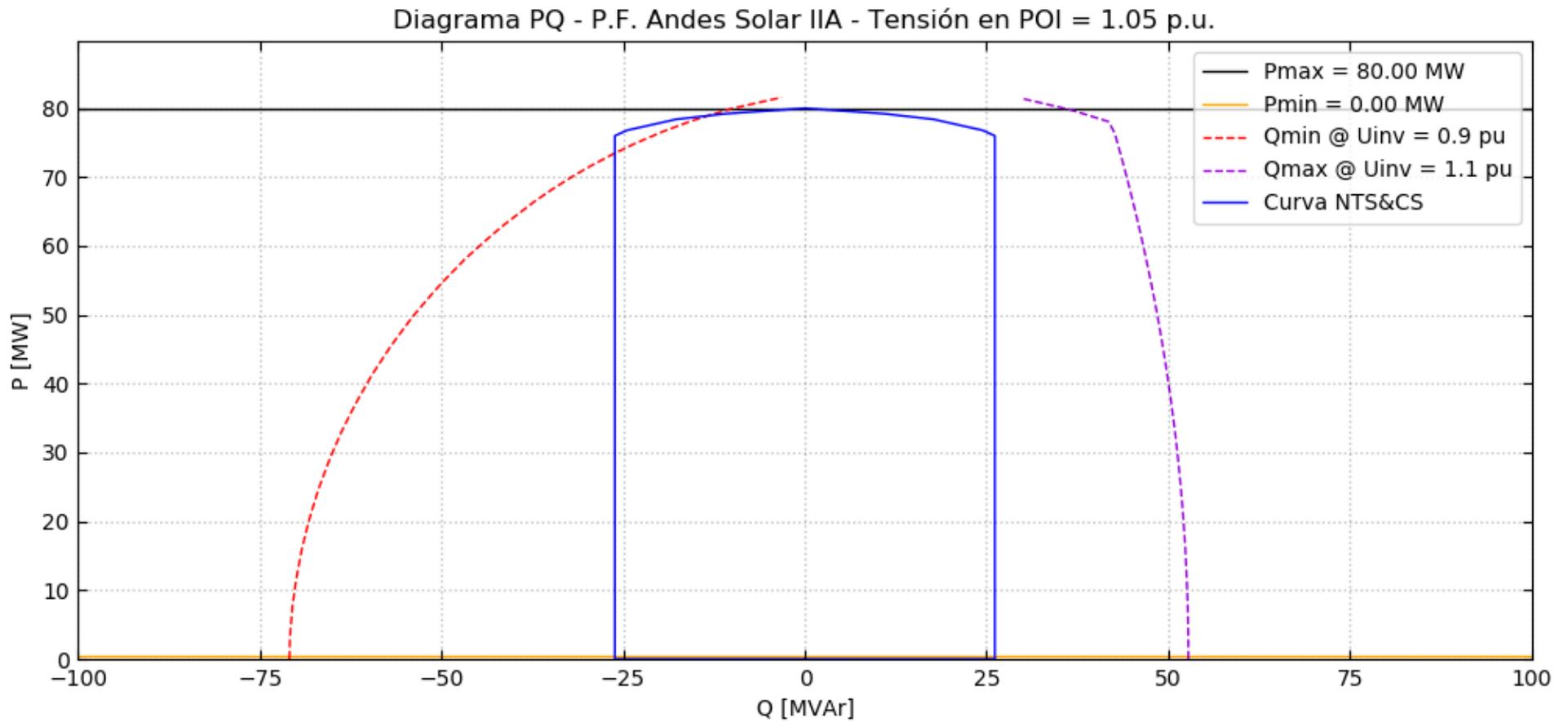


Figura 5.14: Diagrama PQ teórico - UBUS = 1.05 p.u.



5.2.5 Tensión en POI 1.10 p.u.

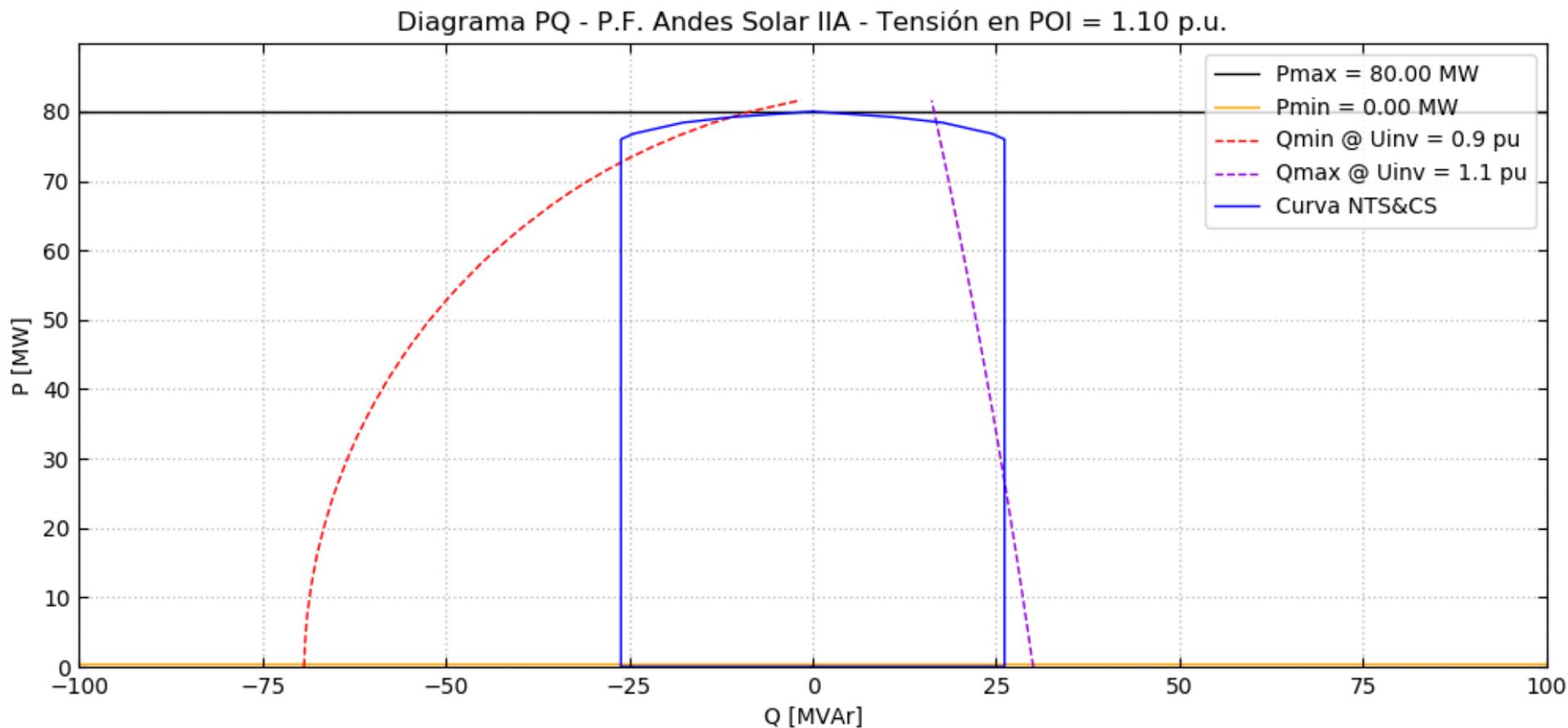


Figura 5.15: Diagrama PQ teórico - UBUS = 1.10 p.u.



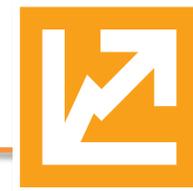
5.2.6 Resumen de valores a informar

Según lo comentado en el capítulo 5.1.3, la planta cuenta con una limitación pura de reactivos, donde mediante ensayos se verificó que es -26.4 MVar para absorción y 26.4 MVar para inyección, en cumplimiento con el Artículo 3-9 de la NTS&CS.

A continuación, se muestran las tablas de resumen de los valores PQ teóricos para todos los niveles de tensión en el formato requerido por el CEN (*“Guía de Verificación Control de Tensión”* – Anexo B – Junio 2020) para presentar en la planilla adjunta *“EE-EN-2022-0120-RA-Curva_PQ_Final_PF_Andes_Solar_IIA.xlsx”*.

Tensión [pu]	Potencia Activa [MW]	0.0	26.6	53.3	80.0	80.0	53.3	26.6	0.0
0.90	PF Andes Solar IIA [MVar]	-26.4	-26.4	-26.4	-26.4	26.4	26.4	26.4	26.4
0.95	PF Andes Solar IIA [MVar]	-26.4	-26.4	-26.4	-26.4	26.4	26.4	26.4	26.4
1.00	PF Andes Solar IIA [MVar]	-26.4	-26.4	-26.4	-26.4	26.4	26.4	26.4	26.4
1.05	PF Andes Solar IIA [MVar]	-26.4	-26.4	-26.4	-26.4	26.4	26.4	26.4	26.4
1.10	PF Andes Solar IIA [MVar]	-26.4	-26.4	-26.4	-26.4	26.4	26.4	26.4	26.4

Tabla 5.7: Resumen de valores curvas PQ



5.2.7 Ensayos de Curva PQ para tensión en terminales 1.0 pu

Puntos	Fecha	Periodo de Evaluación		Puntos Teóricos		P de ensayo P[MW]	Q obtenida Q [MVar]	VT	Error en Q	Origen de la Limitación	Observaciones
		HH:MM (inicio)	HH:MM (fin)	P[MW]	Q [MVar]						
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Andes 220 kV
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	20/1/2022	12:45	13:00	80	-33,6	70	-27,1	0,97	No aplica	Limitación del PPC en -26.4 MVar	
6	19/1/2022	16:40	16:43	53,3	-52,6	53,3	-27,05	0,97	No aplica		
7	19/1/2022	17:19	17:22	26,6	-67,9	26,6	-27,13	0,97	No aplica		
8	19/1/2022	18:25	18:28	0	-72,65	0	-27,04	0,97	No aplica		

Tabla 5.8: Resumen de valores curvas PQ con tensión en terminales de 1.0 pu

Dado que no es posible alcanzar las condiciones de operación de subexcitación necesarias, no aplica el cálculo de desviación, de esta manera los puntos medidos no son válidos para dar cumplimiento a la verificación de la curva de capacidad PQ para la tensión en terminales de 1.0 pu.



5.2.8 Ensayos de Curva PQ para tensión en terminales 1.05 pu

Puntos	Fecha	Periodo de Evaluación		Puntos Teóricos		P de ensayo P[MW]	Q obtenida Q [MVAR]	VT	Desviación	Origen de la Limitación	Observaciones
		HH:MM (inicio)	HH:MM (fin)	P[MW]	Q [MVAR]						
1	19/1/2022	18:36	18:39	0	52,76	0	25,7	1,06	No aplica	Limitación de los inversores por sobretensión	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Andes 220 kV
2	19/1/2022	17:45	17:48	26,6	51,56	26,6	22,1	1,06	No aplica		
3	20/1/2022	09:56	09:59	53,3	47,88	53,3	24,9	1,06	No aplica		
4	20/1/2022	12:15	12:30	80	44,28	70	18,2	1,06	No aplica		
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla 5.9: Resumen de valores curvas PQ con tensión en terminales de 1.05 pu

Dado que no es posible alcanzar las condiciones de operación de sobreexcitación necesarias, no aplica el cálculo de desviación, de esta manera los puntos medidos no son válidos para dar cumplimiento a la verificación de la curva de capacidad PQ para la tensión en terminales de 1.05 pu.



6 ENSAYOS DE VERIFICACION DEL CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

Con el fin de verificar la capacidad del parque para participar en el servicio complementario de CTF en giro, se ejecutaron los siguientes ensayos.

Para estas pruebas se presentan las siguientes señales:

- Potencia activa en el POI (señal PBUS)
- Potencia reactiva en el POI (señal QBUS)
- Tensión en el POI (señal UBUS)
- Frecuencia eléctrica (señal FREC)

En la Tabla 6.1 se resumen los ensayos de incremento y bajada de carga. Estos valores son aproximados y pueden diferir con el despacho real alcanzado en los ensayos.

<i>Despacho Inicial de Potencia Activa [MW]</i>	<i>Despacho Final de Potencia Activa [MW]</i>	<i>Tasa de toma de carga [MW/min]</i>
0	77	8
0	77	20
77	0	8
77	0	20

Tabla 6.1: Ensayos de control terciario de frecuencia

6.1 Incremento de carga del parque

Se realiza la prueba con la tasa de toma de carga configurada actualmente en el PPC, es decir 8 MW/min. Adicionalmente, se realiza un segundo incremento de carga, pero con una tasa superior, en este caso, 20 MW/min. Este valor representa el máximo autorizado por parte de la gerencia de operaciones del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A.

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



6.1.1 Toma de carga desde mínimo técnico a potencia máxima disponible a 8 MW/min

Se modificó la consigna de potencia activa del parque desde un valor inicial de 0 MW a un valor final de 77 MW.

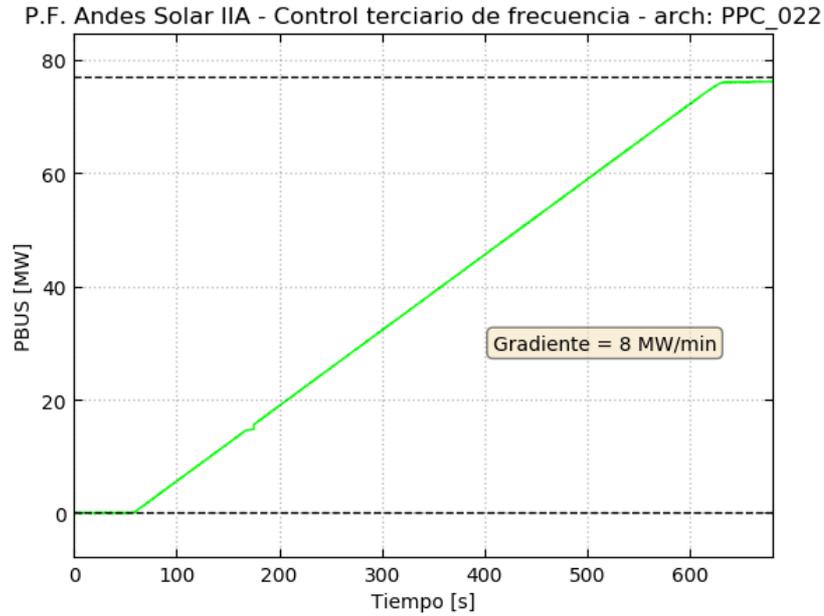


Figura 6-1: Toma de carga - Tasa = 8 MW/min

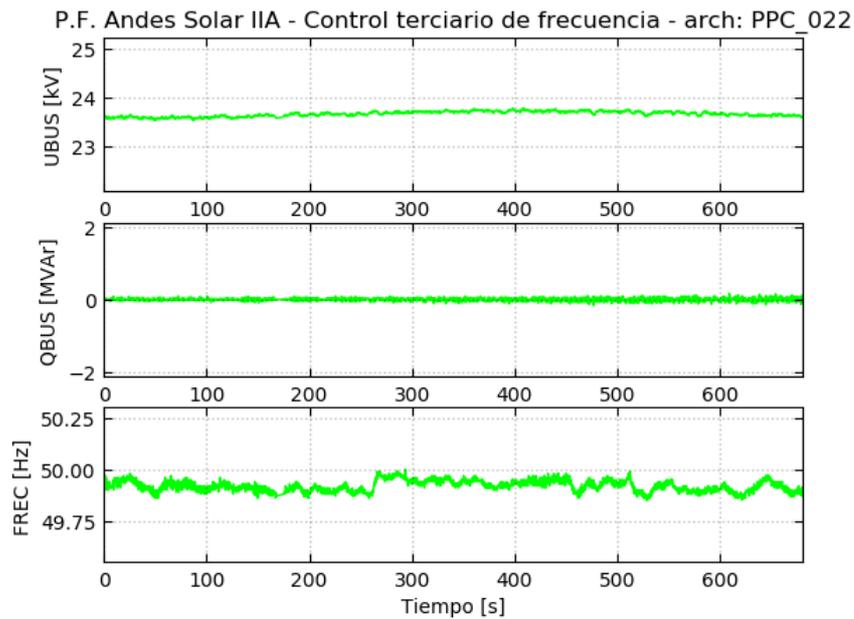


Figura 6-2: Toma de carga - Señales a nivel POI



Como puede observarse en las figuras anteriores el parque presenta una respuesta estable. Y la tasa de toma de carga medida resulta igual a 8 MW/min, lo que equivale a una tasa del 10%/min de la potencia nominal del parque (80 MW).

6.1.2 Toma de carga desde mínimo técnico a potencia máxima disponible a 20 MW/min

Se modificó la consigna de potencia activa del parque desde un valor inicial de 0 MW a un valor final de 77 MW.

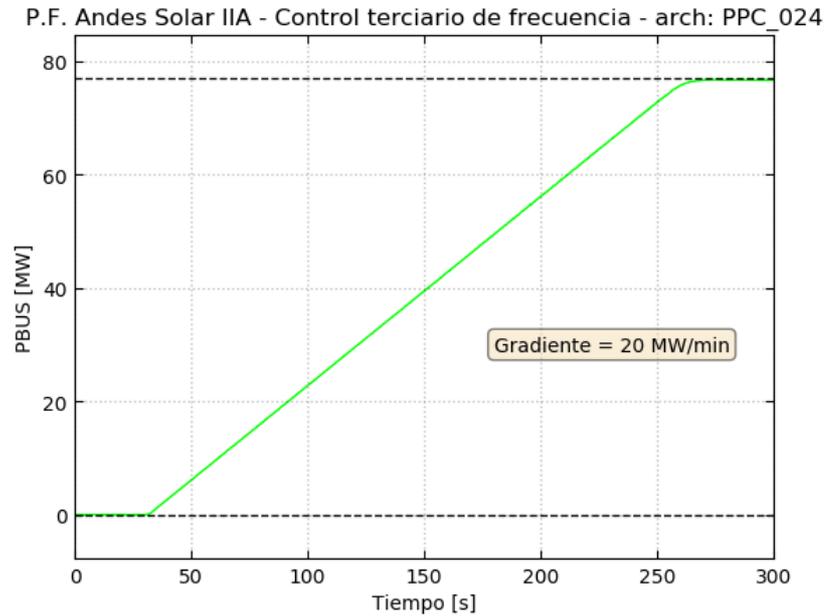


Figura 6-3: Toma de carga - Tasa = 20 MW/min

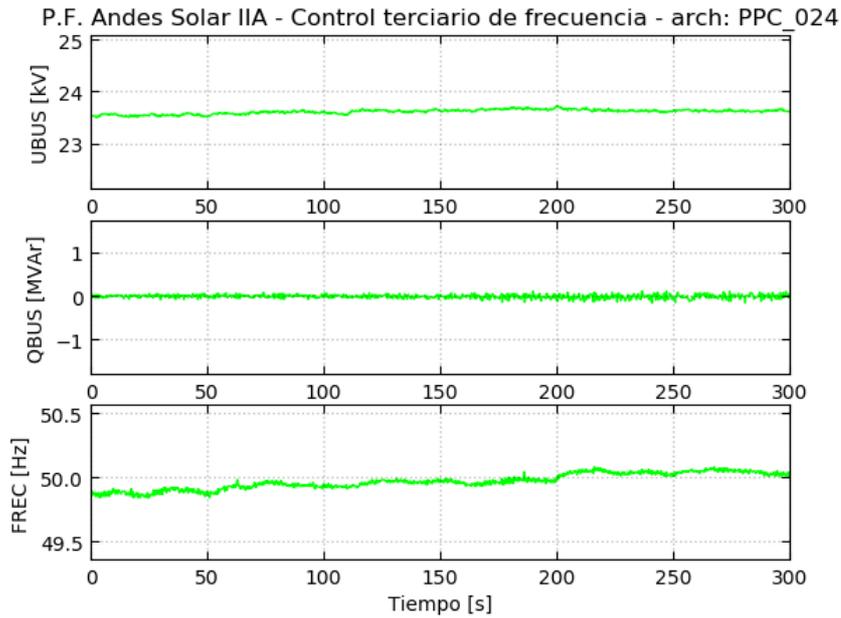


Figura 6-4: Toma de carga – Señales a nivel POI

Como puede observarse en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable, y la tasa de toma de carga medida resulta igual 20 MW/min, lo que equivale a una tasa del 25%/min de la potencia nominal del parque (80 MW).



6.2 Bajada de carga del parque

Se realizó la prueba con la tasa de bajada de carga configurada actualmente en el PPC, es decir - 8 MW/min. Adicionalmente, se realizó una segunda bajada de carga con una tasa superior, en este caso, - 20 MW/min. Este valor representa el mínimo autorizado por parte de la gerencia de operaciones del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A.

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

6.2.1 Bajada de carga desde potencia máxima disponible a mínimo técnico a - 8 MW/min

Se modificó la consigna de potencia activa del parque desde un valor inicial de 77 MW a un valor final de 0 MW.

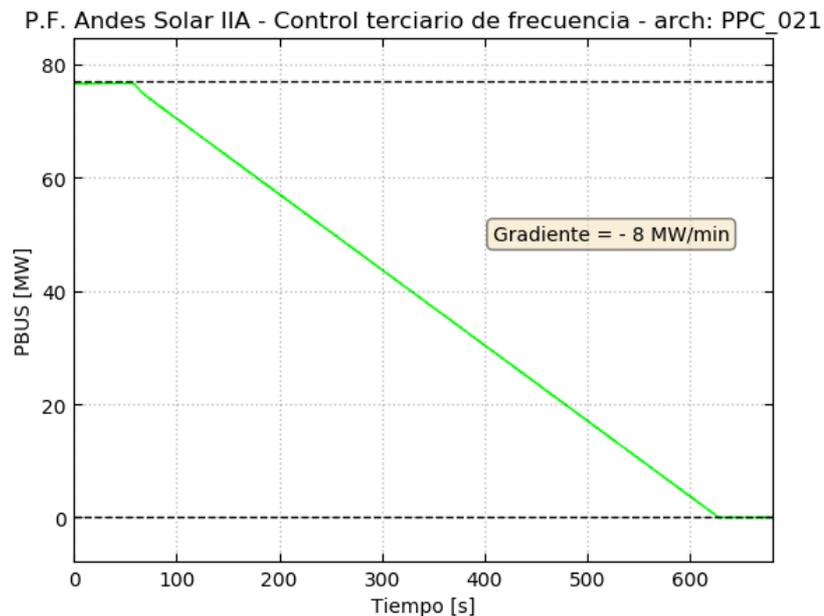


Figura 6-5: Bajada de carga - Tasa = - 8 MW/min

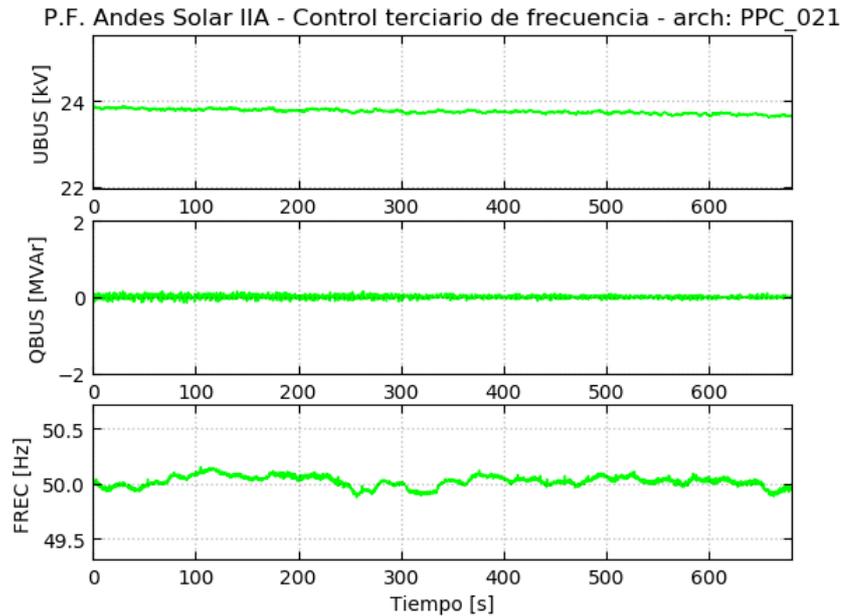


Figura 6-6: Bajada de carga – Señales a nivel POI

Como puede observarse en las figuras anteriores el parque presenta una respuesta estable, y la tasa de bajada de carga medida resulta igual a - 8 MW/min, lo que equivale a una tasa del 10%/min de la potencia nominal del parque (80 MW).

6.2.2 Bajada de carga desde potencia máxima disponible a mínimo técnico a -20 MW/min

Se modificó la consigna de potencia activa del parque desde un valor inicial de 77 MW a un valor final de 0 MW.



P.F. Andes Solar IIA - Control terciario de frecuencia - arch: PPC_023

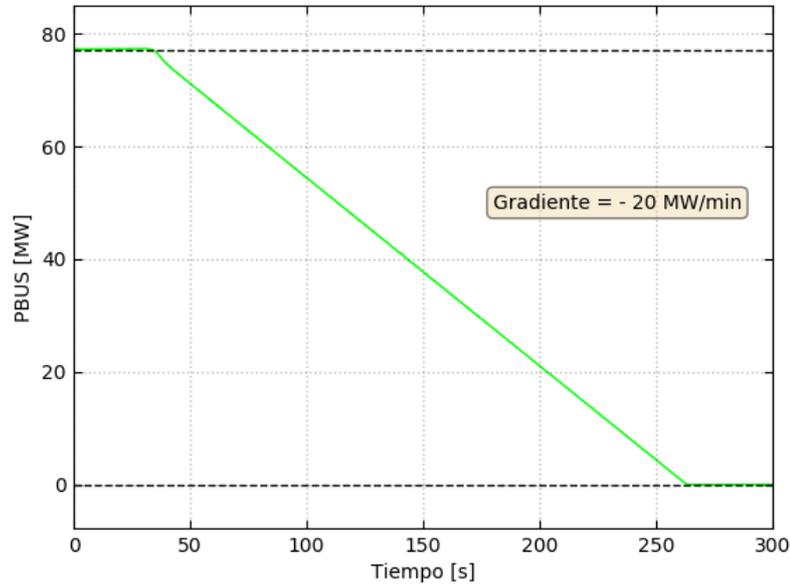


Figura 6-7: Bajada de carga - Tasa = - 2.5 MW/min

P.F. Andes Solar IIA - Control terciario de frecuencia - arch: PPC_023

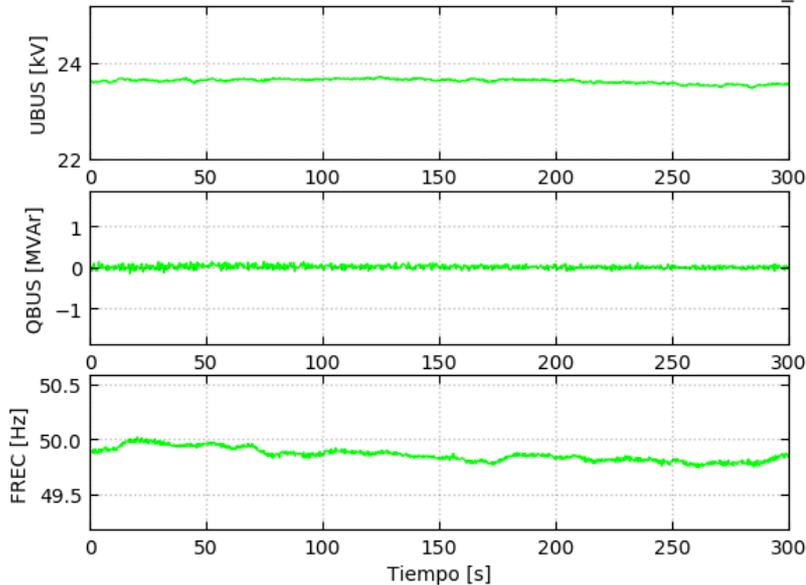


Figura 6-8: Bajada de carga - Señales a nivel POI

Como puede observarse en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable, y la tasa de toma de carga medida resulta igual - 20 MW/min, lo que equivale a una tasa del 25%/min de la potencia nominal del parque (80 MW).



7 MEDIDAS COMPLEMENTARIAS

A modo complementario, se presentan a continuación las condiciones de irradiancia, viento y temperatura en el POI durante el desarrollo de los ensayos comprendidos entre los días 19, 20 y 21 de enero presentados en el presente informe técnico.

Miércoles 19/01/2022

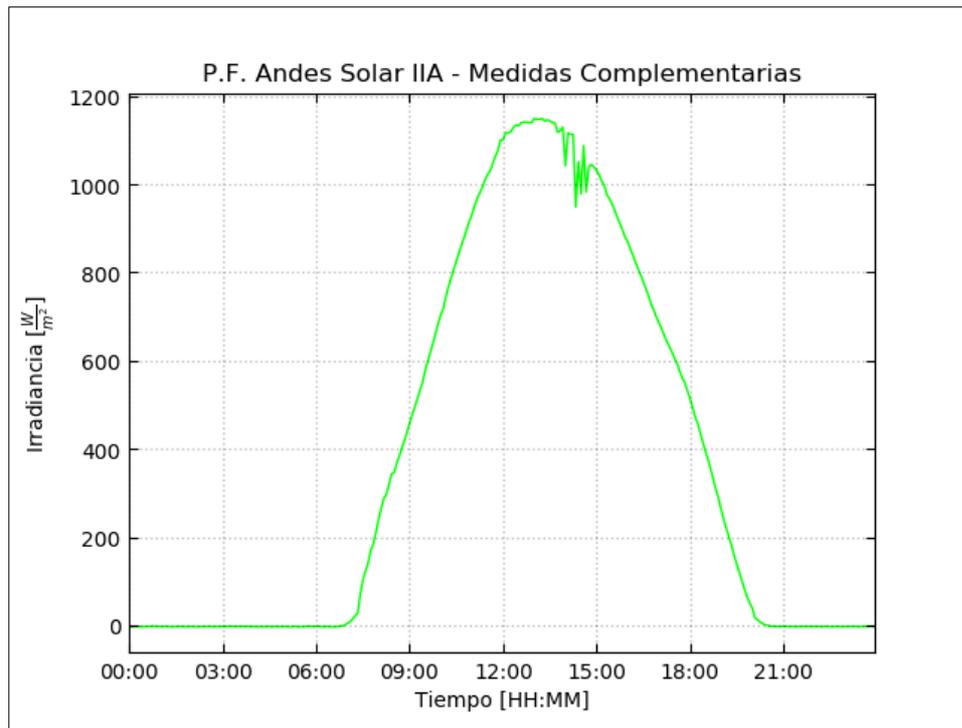


Figura 7.1: Irradiancia perpendicular promedio a los paneles durante los ensayos

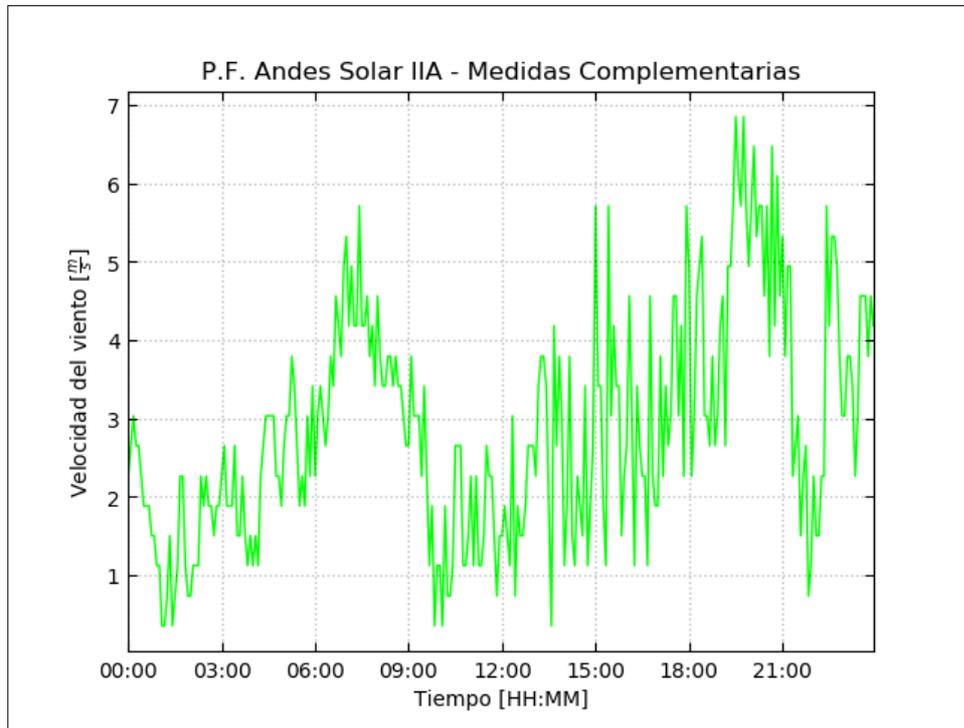


Figura 7.2: Velocidad del viento promedio durante los ensayos

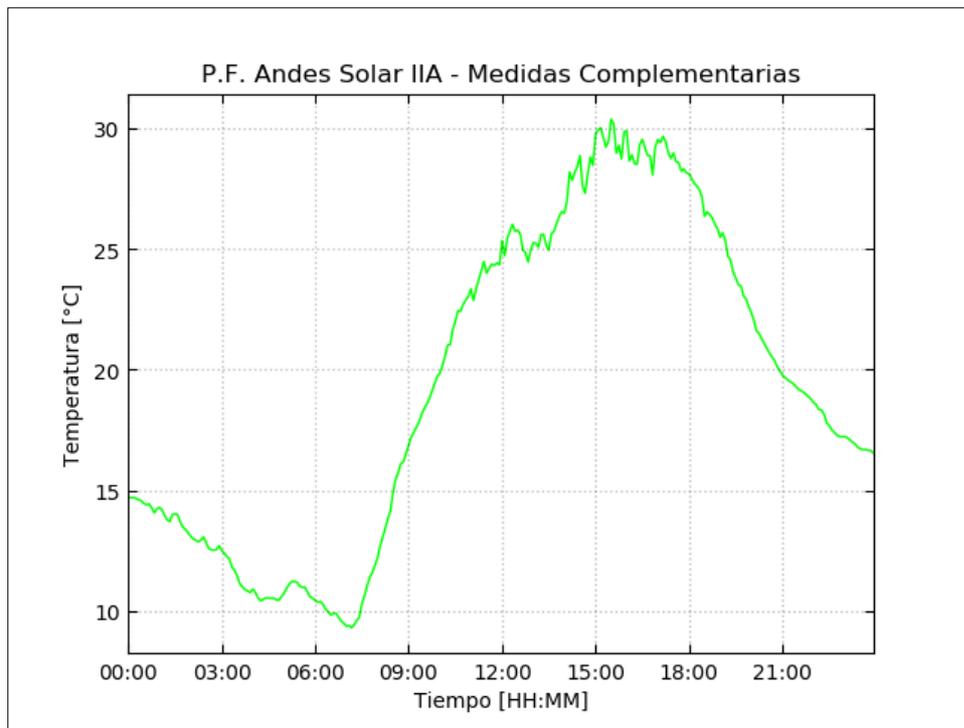


Figura 7.3: Temperatura ambiente promedio durante los ensayos



Jueves 20/01/2022

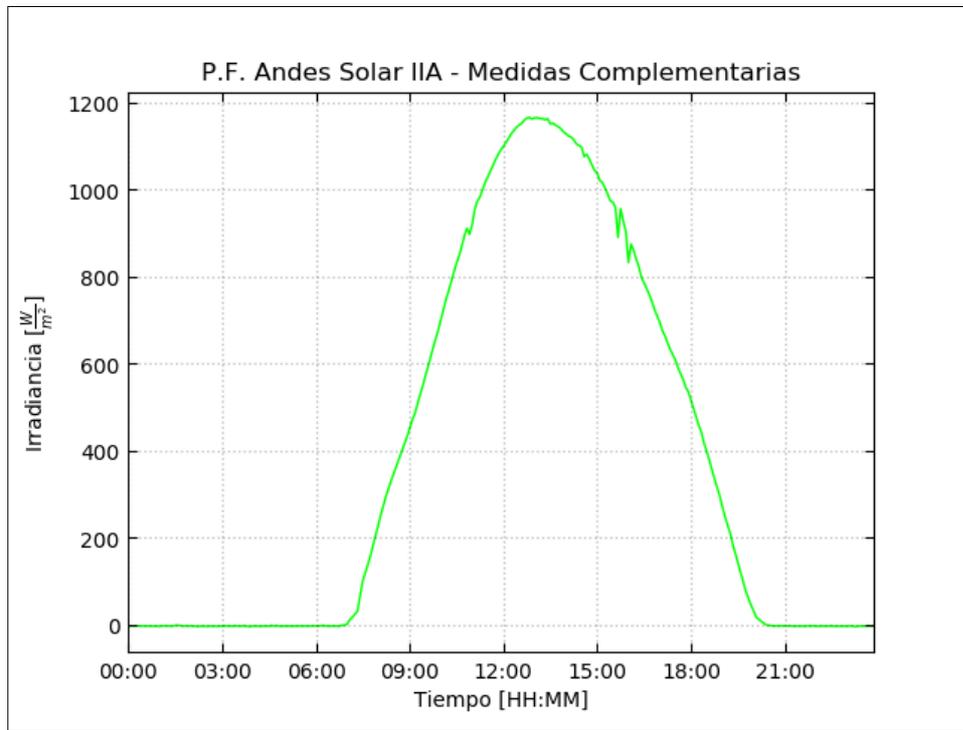


Figura 7.4: Irradiancia perpendicular promedio a los paneles durante los ensayos

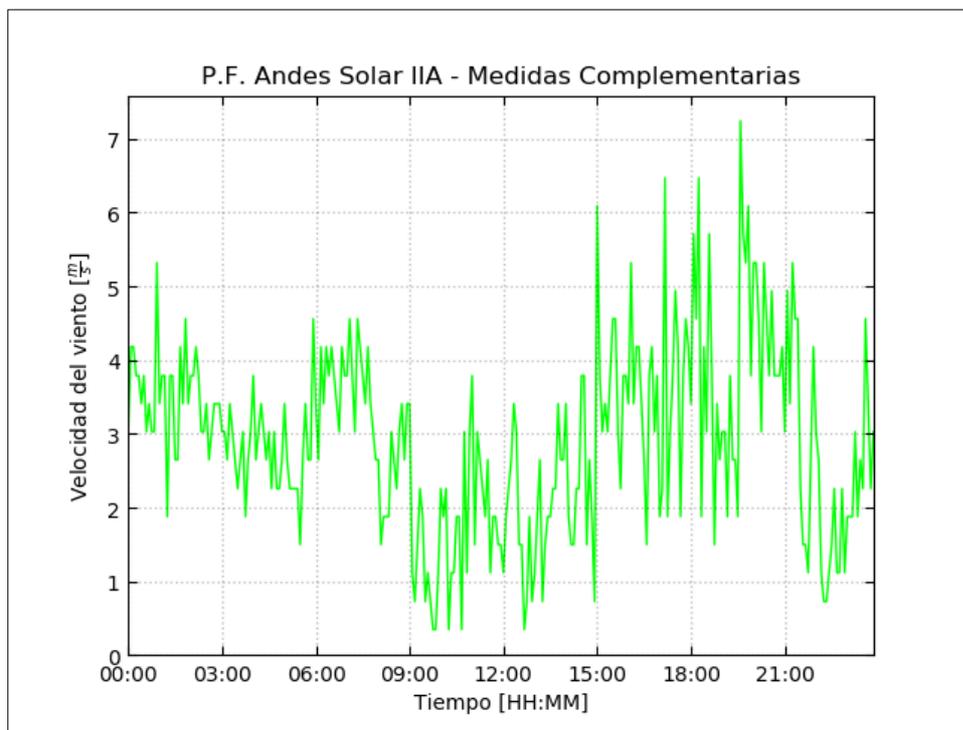


Figura 7.5: Velocidad del viento promedio durante los ensayos

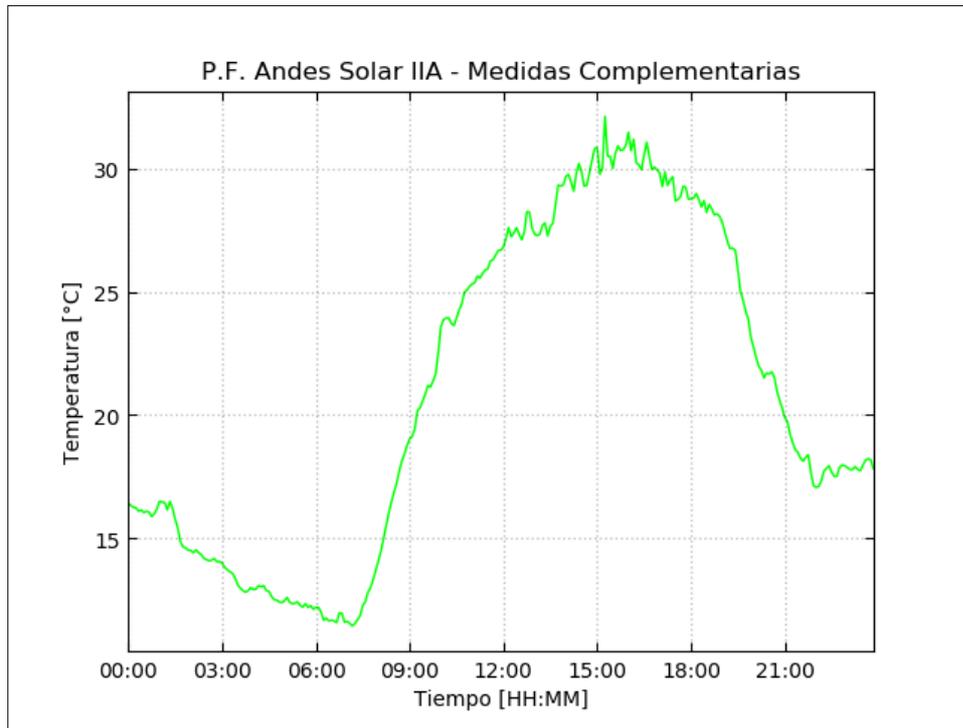


Figura 7.6: Temperatura ambiente promedio durante los ensayos

Viernes 21/01/2022

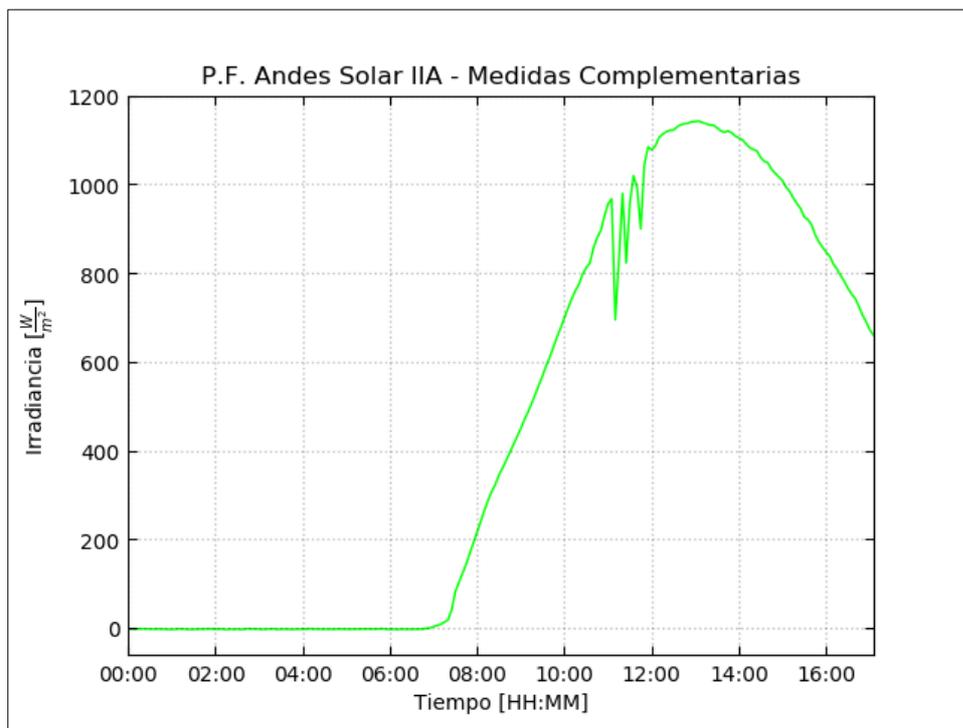


Figura 7.7: Irradiancia perpendicular promedio a los paneles durante los ensayos

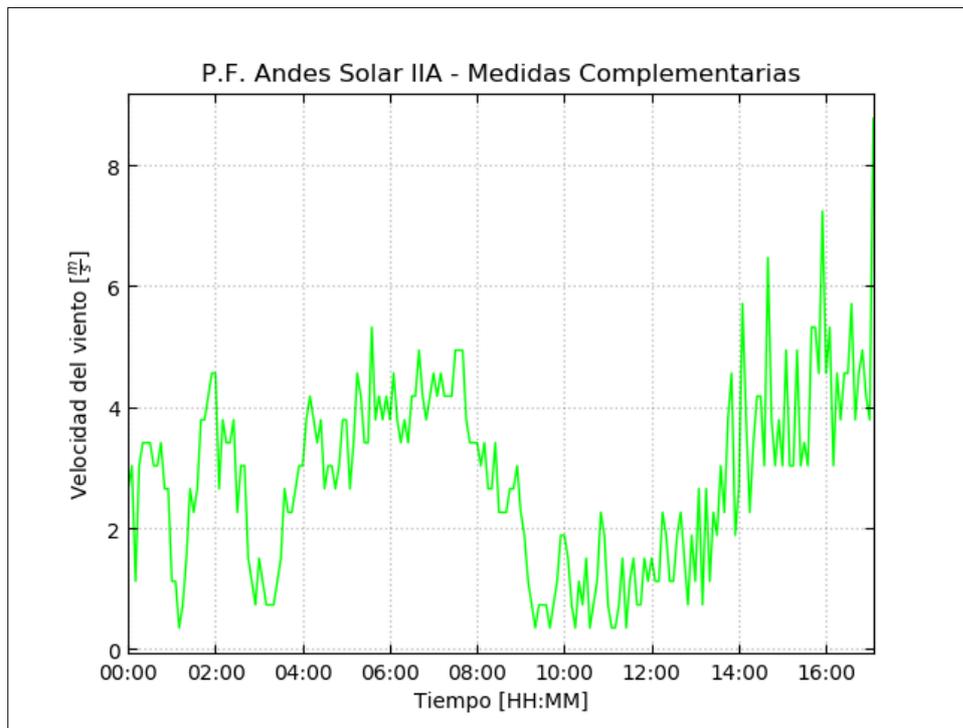


Figura 7.8: Velocidad del viento promedio durante los ensayos

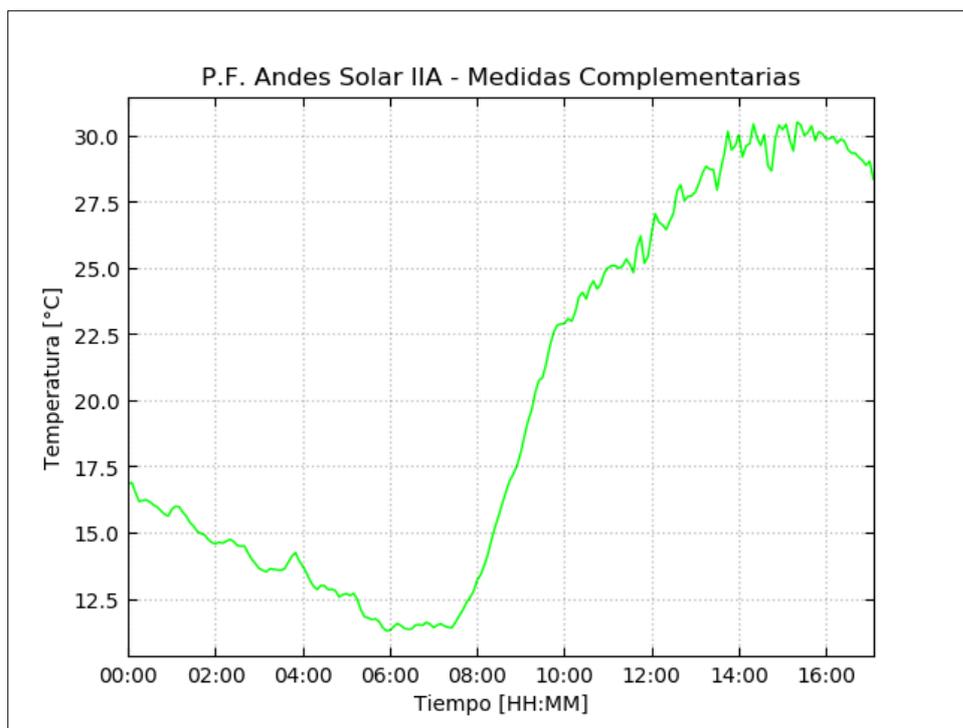


Figura 7.9: Temperatura ambiente promedio durante los ensayos



8 ANÁLISIS Y CONCLUSIÓN

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

En lo que respecta al **SSCC de Control de Tensión** y en función de los ensayos realizados puede concluirse que:

- A través de cambios en la referencia se comprueba que el modo de control de potencia reactiva del controlador local de los inversores actúa adecuadamente. La respuesta dinámica de dicho modo de control es rápida, estable y el error en estado estacionario resulta nulo.
- A través de cambios en la referencia se comprueba que actúan adecuadamente los diferentes modos de control de tensión/reactivo del control conjunto de planta. La respuesta dinámica de dichos modos de control es rápida, estable y el error estado estacionario resulta nulo.
- Se realizó un informe de determinación de curvas PQ máxima teórica para cada uno de los niveles de tensión, el cual es entregado en el documento técnico “**EE-EN-2021-1441-RC_Diagrama_PQ_Teórico_Máximo_PF_Andes_Solar_IIA**”.
- No se logra comprobar si la central puede operar en forma segura y estable en los extremos de las zonas de operación definidas por las curvas PQ teóricas presentadas en el capítulo 5 para cada uno de los niveles de tensión. Esto se debe principalmente a la imposibilidad del despacho de mover la tensión en la barra S/E Andes 220 kV y por la limitante detectada en el PPC (ver capítulo 5.1.3).



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

- En cuanto al CTF en giro, los movimientos de potencia activa se realizan siguiendo el gradiente configurado.
- La operación es de característica simétrica, es decir, sus gradientes de toma/reducción de carga coinciden.
- El tiempo de activación del CTF en giro es despreciable ya que depende exclusivamente del tiempo que demora el operador en consignar el nuevo valor de referencia de potencia activa.
- Adicionalmente, se deduce, que el parque podrá entregar hasta la totalidad de su rango operativo como reserva para **Control Terciario de Frecuencia en giro**.



9 ANEXOS

9.1 Datos característicos de los inversores

GP Tech		CE
www.greenpower.es Tel. + 34 954 18 15 21 / Fax. + 34 955 77 67 34		Made in Spain 11/2019
WD - Family 3MWD3-V620-F		
P/N: 199320029	Serial Number: 1946_051_0002	
DC Rating:		
Maximum Array System Voltage	1500 Vdc	
Maximum operating current @ 35°C / 50°C	4800/4320 Adc	
MPPT voltage range	Min. 887 Vdc Max. 1250 Vdc	
Maximum short-circuit input current	3x 10000 A	
AC Rating:		
Operating voltage range (3-Phase)	Min. 558 Vac Nominal 620 Vac Max. 682 Vac	
Operating frequency range (Hz)	Min. 47 Hz Nominal 50 Hz Max. 53 Hz	
Maximum output current @ 35°C / 50°C	4050 / 3645 Aac	
Maximum rated apparent AC power @ 35°C / 50°C	4350 / 3915 kVA	
Power factor range	0.9 ind-0.9 cap	
For more electrical ratings see in the Inverter Manual		
Other Ratings:		
Operating temperature range	-4°F/140°F (-20°C/60°C)	
Storing temperature range	-40°F/149°F (-40°C/+65°C)	
Protective class	I	
Enclosure	TYPE 3R (IP54)	
For more details and tightening torque, allowed size and type see Installation Manual		

Figura 9.1: Placa de los inversores



9.2 Protecciones de los inversores

	Parameter
VopMin Minimum normal operation voltage [p.u.]	0,7
VopMax Maximum normal operation voltage [p.u.]	1,3
Umax1 Over voltage protection threshold 1 [p.u.]	1,11
t_Umax1 Disconnection time for over voltage range 1 [s]	2,
Umax2 Over voltage protection threshold 2 [p.u.]	1,21
t_Umax2 Disconnection time for over voltage range 2 [s]	1,
Umin1 Under voltage protection threshold 1 [p.u.]	0,8
t_Umin1 Disconnection time for under voltage range 1 [s]	1,5
Umin2 Under voltage protection threshold 2 [p.u.]	0,5
t_Umin2 Disconnection time for under voltage range 2 [s]	1,

Figura 9.2: Ajuste de protecciones de los inversores



9.3 Datos característicos del transformador de bloque



Figura 9.3: Placa del transformador de bloque



9.4 Foto de placa del transformador elevador

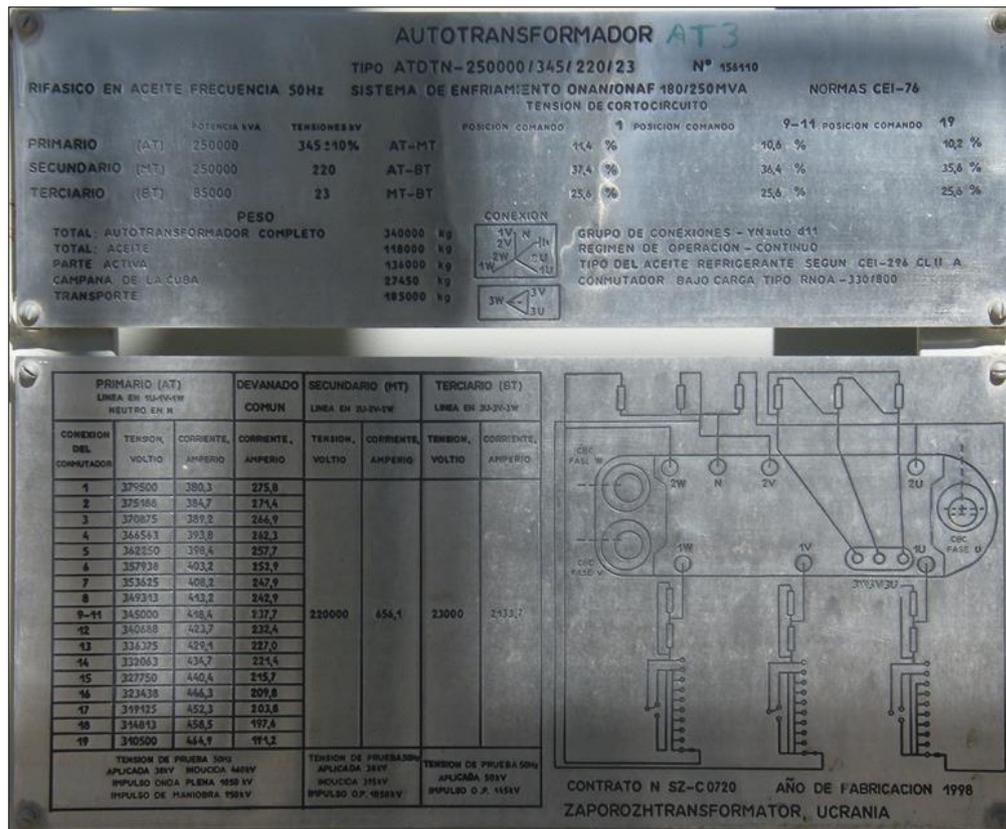


Figura 9.4: Placa del transformador elevador



9.5 Foto de placa del transformador de servicios auxiliares

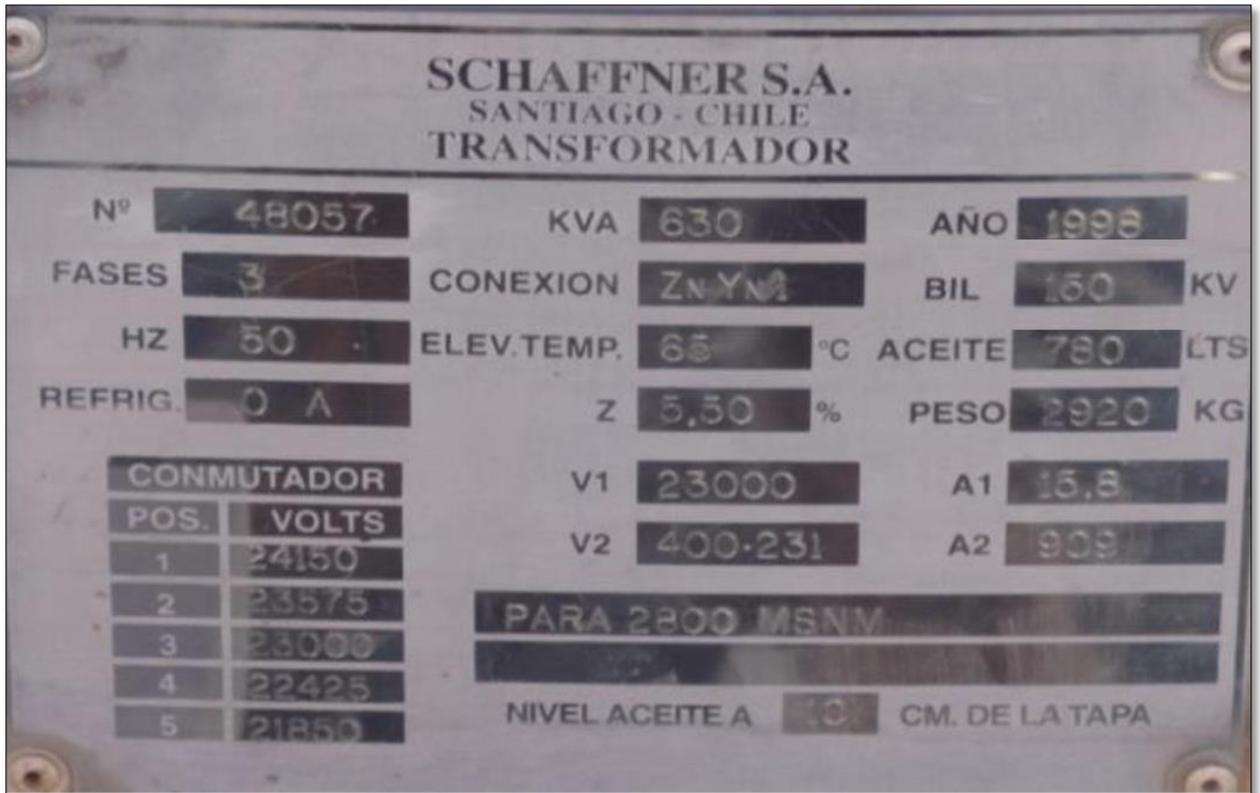


Figura 9.5: Placa del transformador de SS/AA de 0.4 kV



9.6 Valores característicos de la central certificados por el CEN

Central/Unidad	Mínimo Técnico [MW]	SS/AA [MW]	Pérdidas en la central ⁽¹⁾ [MW]	Potencia Mínima Neta [MW]
PFV Andes Solar IIA - Segunda Etapa	0,256	0,075	0,181	0,0

(1) Este valor corresponde a las pérdidas de la red colectora de media tensión.

Tabla 9.1: Mínimo técnico contemplado por el CEN

9.7 Archivos adjuntos entregados

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

- **Registros de ensayos:** EE-EN-2022-0120-RA_PF_Andes_Solar_IIA.zip

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



Ensayos Inversor - Control de Tensión	
Nombre	Descripción
INV_011	Control Q - P1 - Inversor 17
INV_008	Control Q - P3 - Inversor 17
INV_003	Control Q - P5 - Inversor 17
INV_019	Control Q - P1 - Inversor 07
INV_006	Control Q - P3 - Inversor 07
INV_010	Control Q - P5 - Inversor 07

Tabla 9.2 – Descripción de archivos utilizados para las pruebas de control de tensión en el inversor

Ensayos PPC - Control de Tensión	
Nombre	Descripción
PPC_001	Control Q - P1
PPC_002	Control V - P1
PPC_003	Control Q(V) - P1
PPC_004	Control FP- P1
PPC_005	Control Q - P3
PPC_006	Control V - P3
PPC_007	Control Q(V) - P3
PPC_008	Control FP - P3
PPC_009	Control Q - P5
PPC_010	Control V - P5
PPC_011	Control Q(V) - P5
PPC_012	Control FP - P5
PPC_013	Curva PQ @ 1.05 pu : P1Q1
PPC_014	Curva PQ @ 1.05 pu : P2Q2
PPC_015	Curva PQ @ 1.05 pu : P4Q3
PPC_016	Curva PQ @ 1.05 pu : P5Q4
PPC_017	Curva PQ @ 1.00 pu : P5Q5
PPC_018	Curva PQ @ 1.00 pu : P4Q6
PPC_019	Curva PQ @ 1.00 pu : P2Q7
PPC_020	Curva PQ @ 1.00 pu : P1Q8

Tabla 9.3 – Descripción de archivos utilizados para las pruebas de control de tensión en el PPC



Ensayos PPC - Control Terciario de Frecuencia	
Nombre	Descripción
PPC_021	Bajada de Máximo a MT - Tasa 8 MW/min
PPC_022	Subida de MT a Máximo - Tasa 8 MW/min
PPC_023	Bajada de Máximo a MT - Tasa 20 MW/min
PPC_024	Subida de MT a Máximo - Tasa 20 MW/min

Tabla 9.4 - Descripción de archivos utilizados para las pruebas de control terciario de frecuencia

Mediciones Complementarias	
Nombre	Descripción
Datos Meteorologicos 19-01-2022	Irradiancia, T. Ambiente y Vel. Viento
Datos Meteorologicos 20-01-2023	Irradiancia, T. Ambiente y Vel. Viento
Datos Meteorologicos 21-01-2024	Irradiancia, T. Ambiente y Vel. Viento

Tabla 9.5 - Descripción de archivos utilizados para las mediciones complementarias



9.8 Acta de pruebas SSSC - P.F. Andes Solar IIA



ACTA DE PRUEBAS

Fecha	19/01/22	Empresa	AES Gener
ID Proyecto	EE-2020-185	Ubicación	Antofagasta
Denominación Planta	Parque Fotovoltaico andes solar II-A		
Servicios por verificar	Servicios Complementarios: - Control de Tensión (CT) - Control Terciario de Frecuencia en giro (CTFg)		

Datos de la instalación

Potencia aparente nominal [MVA]	80 MVA	Tipo de central	Solar fotovoltaica
Tensión en POI nominal [kV]	220 kV	Cantidad de inversores	21
Potencia activa máxima [MW]	80 MW (Carta CEN)	Transformador elevador bajo carga	33 / 220 kV
Potencia activa mínima [MW]	0 MW (Carta CEN)	-	-

Responsables durante las pruebas

Coordinado	Victor Cartes
Coordinador	N/A
Experto técnico	Jaime Prieto
Otros	N/A

Datos de las pruebas

Estado previo de la planta	En operación
Inicio del período de pruebas	19/01/2022
Fin del período de pruebas	21/01/2022
Protocolo aplicable	EE-EN-2021-1551-RC_Procedimiento_Ensayos_SSSC_PF_Andes_Solar_IIA
Posición de TAP trafo elevador	

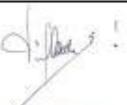
Firmas Aclaración/Empresa	 Coordinado	 Coordinador	 Experto técnico
-------------------------------------	---	--	--

Figura 9.6: Acta de Pruebas SSSC Andes Solar IIA (1 de 3)



ESTUDIOS ELECTRICOS
ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Resumen de pruebas

SC Control de Tensión:

Se realizan las siguientes pruebas en inversor cercano:

- Pruebas respuesta al escalón modo control reactivo en 3 estados de carga.

Se realizan las siguientes pruebas en inversor lejano:

- Pruebas respuesta al escalón modo control reactivo en 3 estados de carga.

Se realiza pruebas dinámicas a nivel parque (PPC):

- Pruebas respuesta al escalón modo control reactivo en 3 estados de carga.
- Pruebas respuesta al escalón modo control factor de potencia en 3 estados de carga.
- Pruebas respuesta al escalón modo control tensión en 3 estados de carga.
- Pruebas respuesta al escalón modo Q(v) en 3 estados de carga.

Se realiza pruebas estáticas a nivel parque (PPC):

- Sin soporte por parte del CEN, evaluado en modo control de tensión con el sistema con tensión en torno al 1-1.04 p.u.

Observaciones/Desvíos del protocolo

SC Control de Tensión:

Pruebas dinámicas al PPC:

No fue posible probar el modo factor de potencia en el estado de carga $P1=0$ MW (P_{min}), esto debido a que para mover 10% de potencia reactiva de P_n , como lo exige la Guía de verificación, es necesario consignar un valor de factor de potencia igual a 0.2, lo cual no es permitido por el controlador de planta (rango entre -0.7 y 0.7). En su reemplazo, se realiza la prueba en un estado de carga de 7.84 MW, consiguiendo mover el reactivo deseado.

Pruebas dinámicas a los inversores:

Sin observaciones.

Curva PQ:

De acuerdo con el procedimiento, se intenta probar los distintos niveles de tensión en el punto de interconexión (POI) para cada uno de los estados de carga planteados. Se solicita contantemente colaboración al centro de despacho para bajar/subir la tensión en barra SE Andes Solar 220 kV.

El centro de despacho no accedió a mover la tensión en barra por condiciones operativas desfavorables del Sistema. Debido a esto, no se logró medir los puntos en las condiciones exigidas en la Guía de verificación. Sólo se logró llevar el parque a los extremos de su capacidad de absorción/inyección de reactivos en torno al nivel de tensión en que se encontraba el Sistema (1.00 pu a 1.04 pu). Las limitantes se describen en las siguientes tablas.

Además, no se pudo alcanzar la potencia máxima declarada debido a la temperatura de paneles (alrededor de los 45°C) y a un desperfecto en la operación de los tracker.

Firmas Aclaración/Empresa	Coordinado	Coordinador	Experto técnico
-------------------------------------	------------	-------------	-----------------

Figura 9.7: Acta de Pruebas SSCC Andes Solar IIA (2 de 3)



ESTUDIOS ELECTRICOS
ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Subexcitación							
Estado de carga	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Tensión en POI (kV)	Tap trafo 1	Tap trafo 2	Tensión inversor testigo (V)	Temperatura inversor testigo (°C)
P1=0	0	-27.039	22.41			613	34.46
P2=26.67	26.7	-27.128	22.43			617	34.99
P4=53.33	53.33	-27.05	22.46			596	34.07
P5=80	71.5	-27.102	22.43			596	31.0

Limitación: Existe un límite a nivel planta que no permite aumentar la absorción de reactivos por sobre los -27 MVar.

Sobrexcitación							
Estado de carga	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Tensión en POI (kV)	Tap trafo 1	Tap trafo 2	Tensión inversor testigo (V)	Temperatura inversor testigo (°C)
P1=0	0	25.72	24.48			654	33.9
P2=26.67	26.7	22.1	24.53			657	34.5
P4=53.33	53.33	24.9	24.5			667	24.3
P5=80	72.2	18.2	24.4			670	30.2

Limitación: Existe un límite a nivel planta que no permite aumentar la inyección de reactivos por sobre los +27 MVar. Por lo demás, al superarse los 24.5 kV consignados, los inversores superan su límite de tensión, por lo que se fija este valor como límite.

SC Control Terciario de Frecuencia en giro:

Sin observaciones.

Firmas Aclaración/Empresa	 Coordinado	 Coordinador	 Experto técnico
-------------------------------------	----------------	-----------------	---------------------

Figura 9.8: Acta de Pruebas SSCC Andes Solar IIA (3 de 3)



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.