

Empresa
País
Proyecto
Descripción

AES Andes
Chile
PF Andes Solar IIB + Expansión
Informe de Potencia Máxima

 | 

CÓDIGO DE PROYECTO EE-2023-011
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2024-0204
REVISIÓN C



11 abr. 24



Este documento **EE-EN-2024-0204-RC** fue preparado para AES Andes por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

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

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

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

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

Este documento contiene 67 páginas y ha sido guardado por última vez el 11/04/2024 por Fernando Montecinos; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	18.03.2024	Para presentar	FM/CiC	AC	PR
B	19.03.2024	Correcciones según observaciones AES Andes	CiC	AC	PR
C	11.04.2024	Correcciones de unidad tablas 5.1 y 5.3	FM	AC	PR

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



ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	5
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor	6
	1.2 Medidores utilizados	6
	1.3 Nomenclatura utilizada	7
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	9
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	10
	3.1 Unifilar de planta	11
	3.2 Descripción de operación de la planta	16
	3.3 Datos de los paneles solares	19
	3.4 Datos de los inversores	21
	3.5 Datos de los transformadores de bloque.....	24
	3.6 Datos del transformador de poder.....	25
	3.7 Datos de consumos de SSAA de planta	26
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA.....	27
	4.1 Descripción de los ensayos	28
	4.1.1 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno)	28
	4.1.2 Prueba 2: Carga lenta y generación (Escenario diurno 2).....	28
	4.1.3 Prueba 3: Carga nominal y generación (Escenario diurno 2).....	28
	4.1.4 Prueba 4: Generación mixta (Escenario diurno 3).....	29
	4.1.5 Prueba 5: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1)	29
	4.2 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno)	30
	4.2.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	32
	4.2.2 Determinación de potencia bruta	33
	4.2.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	33
	4.2.4 Potencia Neta	35
	4.2.5 Resultados.....	35
	4.3 Prueba 2: Carga lenta y generación (Escenario diurno 2).....	36
	4.3.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	40
	4.3.2 Determinación de potencia bruta	41
	4.3.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	41
	4.3.4 Potencia Neta	43
	4.3.5 Resultados.....	43
	4.4 Prueba 3: Carga nominal y generación (Escenario diurno 2)	44
	4.4.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	49
	4.4.2 Determinación de potencia bruta	49
	4.4.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	49
	4.4.4 Potencia Neta	51
	4.4.5 Resultados.....	51
	4.5 Prueba 4: Generación mixta (Escenario diurno 3).....	52
	4.5.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	55
	4.5.2 Determinación de potencia bruta	55
	4.5.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	55
	4.5.4 Potencia Neta	57
	4.5.5 Resultados.....	57
	4.6 Prueba 5: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1)	58
	4.6.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	59
	4.6.2 Determinación de potencia bruta	60
	4.6.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	60
	4.6.4 Potencia Neta	62
	4.6.5 Resultados.....	62



5	CONCLUSIONES	63
6	ANEXOS	66
	6.1 Certificado de calibración del medidor de energía.....	66



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB junto a su ampliación de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El PF Andes Solar IIB + Expansión contará con una potencia final de 130 MW y se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna homónima. Cuenta con una capacidad instalada en DC de 210.24 MWp provenientes de paneles fotovoltaicos, además de aproximadamente 650 MWh en baterías (130 MW durante 5 horas). En tanto, la potencia instalada del parque en AC es de 140.45 MVA, distribuida en 53 inversores. En operación durante las horas de sol la energía generada por los paneles fotovoltaicos se inyectará a la red y a la vez cargará las baterías, mientras que, en horas sin recurso primario serán las baterías las que inyecten energía al SEN. Cabe destacar que no se considera el flujo de potencia desde la red AC hacia las baterías para su carga.

El parque está constituido por 27 centros de transformación compuestos por un transformador de tres devanados de relación 0.85 kV / 0.85 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 5.4 MVA de potencia aparente nominal y dos inversores marca GPTech modelo MP2M2.3WD3-3L-V850, de 2.65 MVA de capacidad nominal y 850 V de tensión nominal. Cabe mencionar que, en un centro de transformación, correspondiente a la expansión, se dispone de un solo inversor. Adicionalmente, el parque cuenta con 3 equipos STATCOM marca GPTech modelo SVC3MWD3-V690 de 4.2 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal, para compensación de reactivos, cada uno con un transformador de bloque de relación 0.69 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 4.2 MVA de potencia aparente nominal.

La red colectora de media tensión está constituida por 5 alimentadores que agrupan 27 centros de transformación que permiten la conexión de 53 inversores y un colector adicional que consta de 3 equipos STATCOM.

El parque se vincula al SEN mediante un transformador de poder de relación 33 kV / 33 kV / 220 kV ($\pm 10 \times 1.25\%$) y de capacidad 112.5/130 MVA (ONAN/ONAF) por devanado, ubicado en la S/E Futuro. Luego, una línea aérea 2 x 220 kV de 2,7 km de longitud conecta la S/E Futuro con el paño J09 de la S/E Andes 220 kV.

En lo que refiere a la operación conjunta, el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con un sistema de control marca GPTech que permite el control de variables eléctricas en su punto de interconexión con el sistema (POI). La medición de las variables eléctricas necesarias para el control es llevada a cabo en el lado de 33 kV del transformador principal.



1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Nicolás Silva	7 al 24 de febrero 2024

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Analizador de energía	Janitza	UMG 512-pro	±0.2

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.2, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo para todas las mediciones de inversores, POI y 10 minutos en el caso de las variables meteorológicas.

1.3 Nomenclatura utilizada

La Figura 1.1 muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

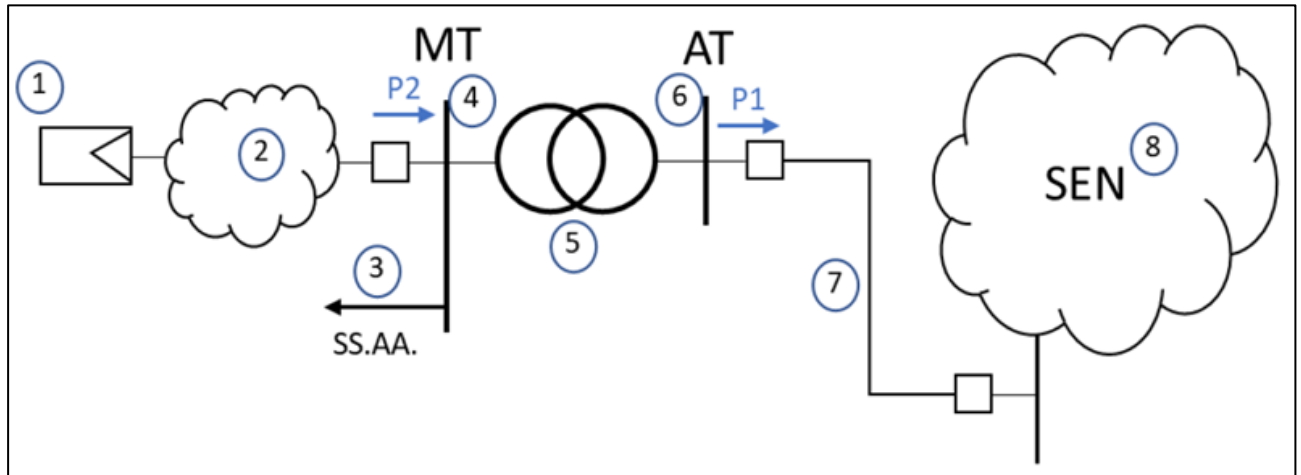


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque solar

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3) **Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4) **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 7) **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.
- 8) **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**



A partir de las definiciones anteriores, el presente informe considera la siguiente nomenclatura:

- ✓ **P1:** Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW] (ver número “7” en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número “2” en Figura 1.1).
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.

Para el análisis de registros se presenta la siguiente nomenclatura:

- **PTOT:** Potencia activa inyectada en barra principal de 33 kV del parque [MW_{AC}].
- **PINV:** Potencia activa generada por los inversores, medida en sus bornes [MW_{AC}].
- **PBESS:** Potencia inyectada/absorbida por el sistema de baterías [MW_{DC}].
- **PPV:** Potencia inyectada por paneles fotovoltaicos [MW_{DC}].
- **SOC:** Estado de carga de baterías [%].



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

El **Artículo 39** es el que corresponde considerar para el caso en cuestión debido a que se trata de una central cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación (no hay almacenamiento de energía). Éste establece que el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta en su configuración final con una potencia de 130 MW y se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna de Calama. Cuenta con una capacidad instalada en DC de 210.24 MWp provenientes de paneles fotovoltaicos, además de aproximadamente 650 MWh en baterías (130 MW durante 5 horas en su punto de interconexión).

En tanto, la potencia instalada del parque en AC es de 140.45 MVA, distribuida en 53 inversores. En operación durante las horas de sol la energía generada por los paneles fotovoltaicos se inyectará a la red y a la vez cargará las baterías, mientras que, en horas sin recurso primario serán las baterías las que inyecten energía al SEN. Cabe destacar que no se considera el flujo de potencia desde la red AC hacia las baterías para su carga.

El parque está constituido por 27 centros de transformación, 26 de ellos están compuestos por un transformador de tres devanados de relación 0.85 kV / 0.85 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 5.4 MVA de potencia aparente nominal y dos inversores marca GPTech modelo MP2M2.3WD3-3L-V850, de 2.65 MVA de capacidad nominal y 850 V de tensión nominal. El centro de transformación restante dispone de un solo inversor. Adicionalmente, el parque cuenta con 3 equipos STATCOM marca GPTech modelo SVC3MWD3-V690 de 4.2 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal, para compensación de reactivos, cada uno con un transformador de bloque de relación 0.69 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 4.2 MVA de potencia aparente nominal.

El parque se vincula al SEN mediante un transformador de poder de relación 33 kV / 33 kV / 220 kV ($\pm 10 \times 1.25\%$) y de capacidad 112.5/130 MVA (ONAN/ONAF) por devanado, ubicado en la S/E Futuro. Luego, una línea aérea 2 x 220 kV de 2,7 km de longitud conecta la S/E Futuro con el paño J09 de la S/E Andes 220 kV.

La red colectora está compuesta por seis (6) circuitos colectores en MT, donde la disposición de los Centros de Transformación dentro de dichos circuitos es la siguiente:

- Circuito N°1: Centros de Transformación CU-01, CU-02, CU-3, CU-04 y CU-05.
- Circuito N°2: Centros de Transformación CU-06, CU-07, CU-08, CU-09, CU-10 y CU-11.
- Circuito N°3: Centros de Transformación CU-14, CU-15, CU-16, CU-17, CU-18 y CU-19.
- Circuito N°4: Centros de Transformación CU-13, CU-12, CU-20, CU-21, CU-22 y CU-23.
- Circuito N°5: Equipos STATCOM CR-03, CR-02 y CR-01.
- Circuito N°6: Centros de Transformación CU-28, CU-29, CU-30 y CU-31



3.1 Unifilar de planta

A continuación, se presenta en la Figura 3.1 el diagrama unifilar de la S/E Futuro. El recuadro azul muestra el transformador principal del parque.

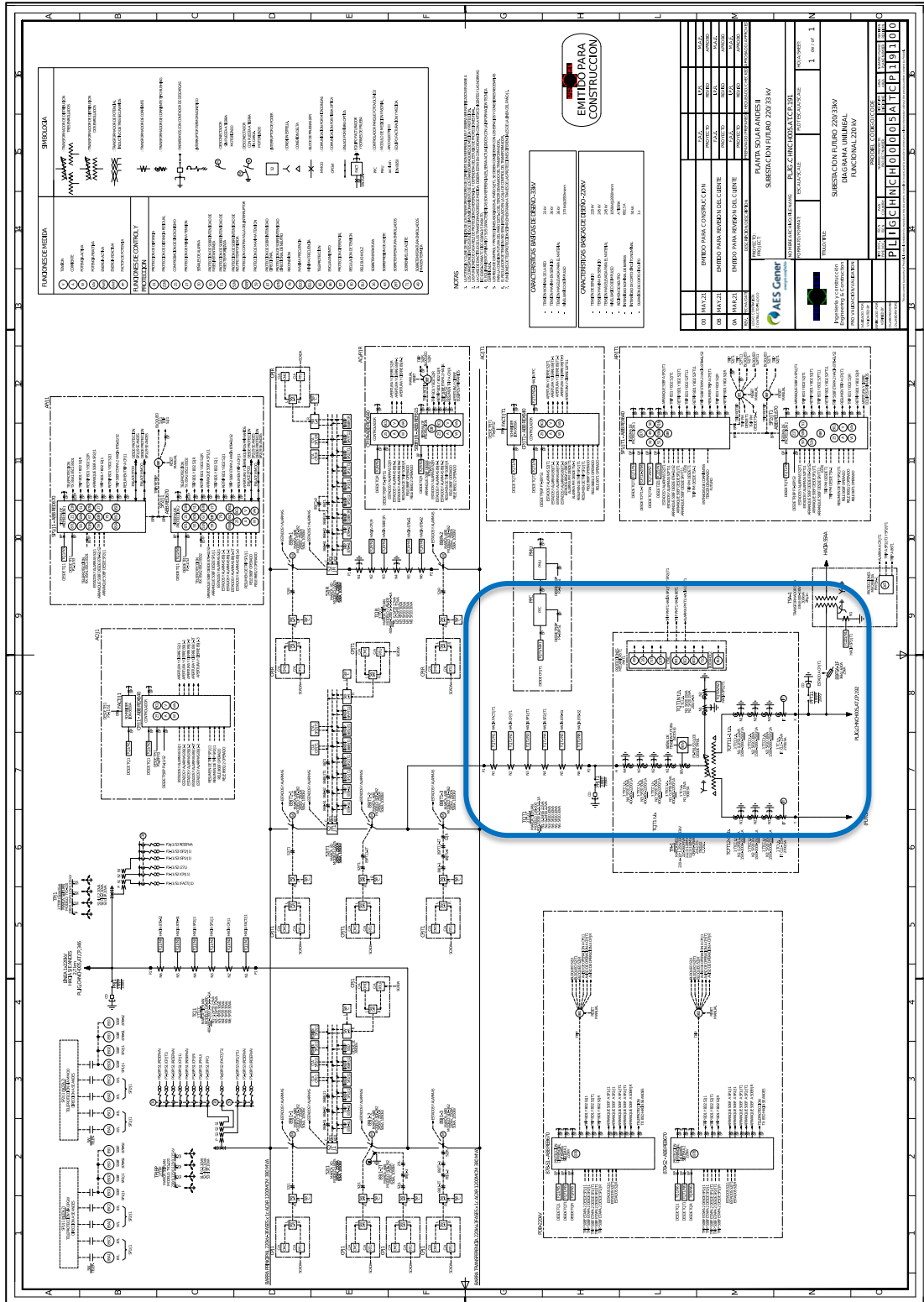


Figura 3.1 – Diagrama unifilar de S/E Futuro



En la Figura 3.2 se muestra la barra principal de 33 kV del PF Andes Solar IIB + Expansión, se observa la acometida de los 6 alimentadores del parque.

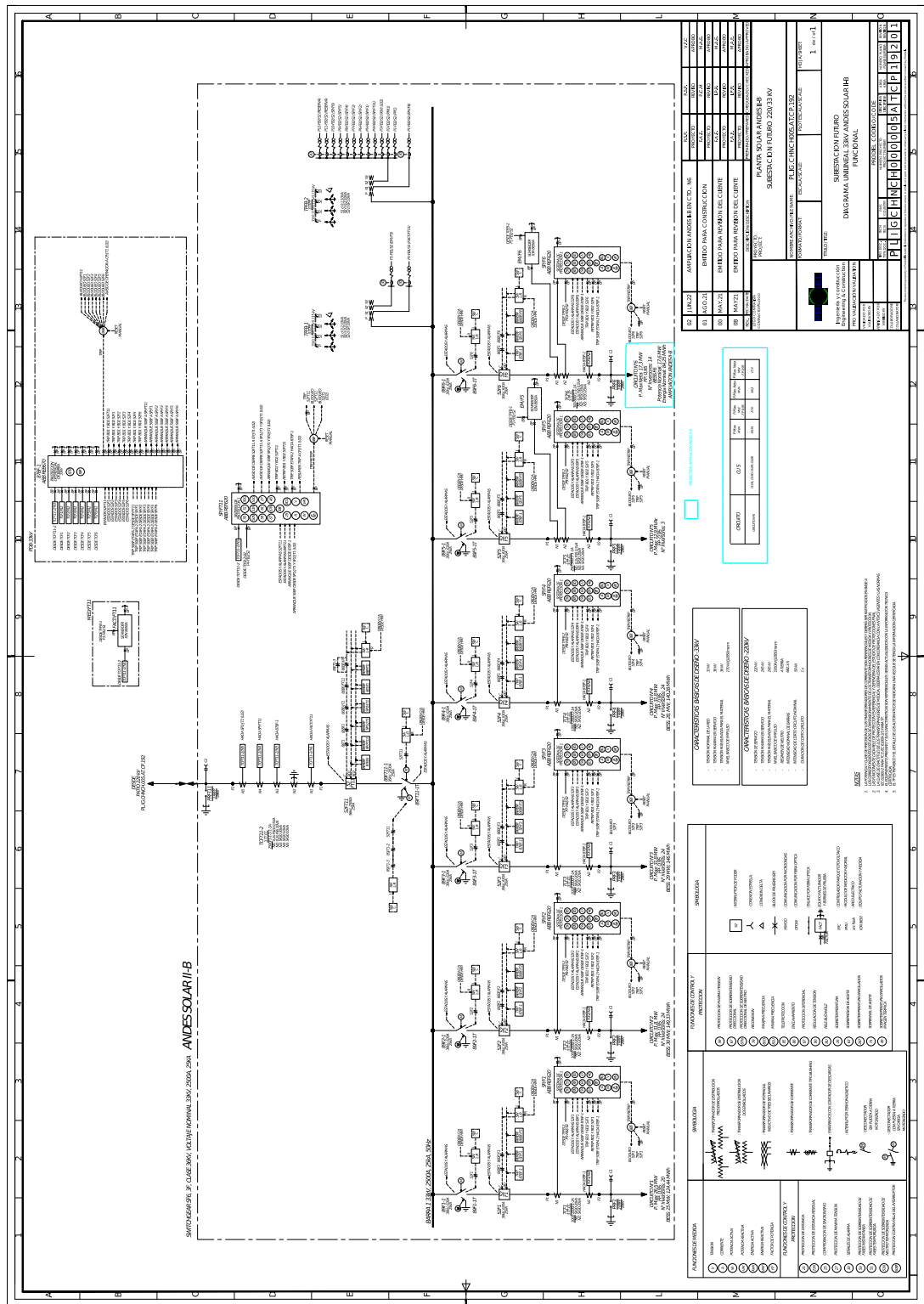


Figura 3.2 – Diagrama unilineal barra principal de 33 kV PF Andes Solar IIB + Expansión



En la Figura 3.3, Figura 3.4 y Figura 3.5 se muestra el detalle de cada uno de los circuitos colectores.

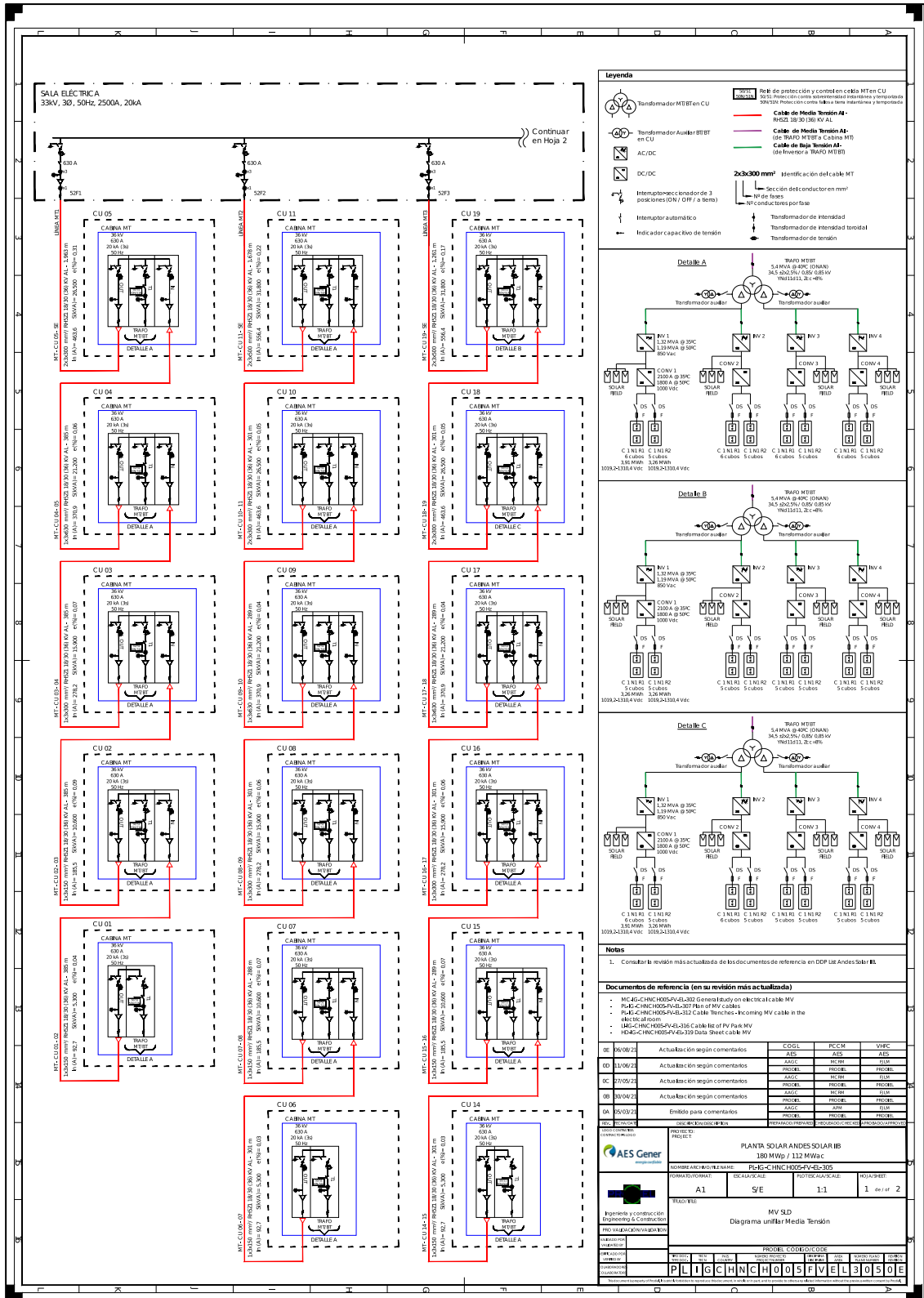


Figura 3.3 – Diagrama unilineal circuito colector 1, 2 y 3

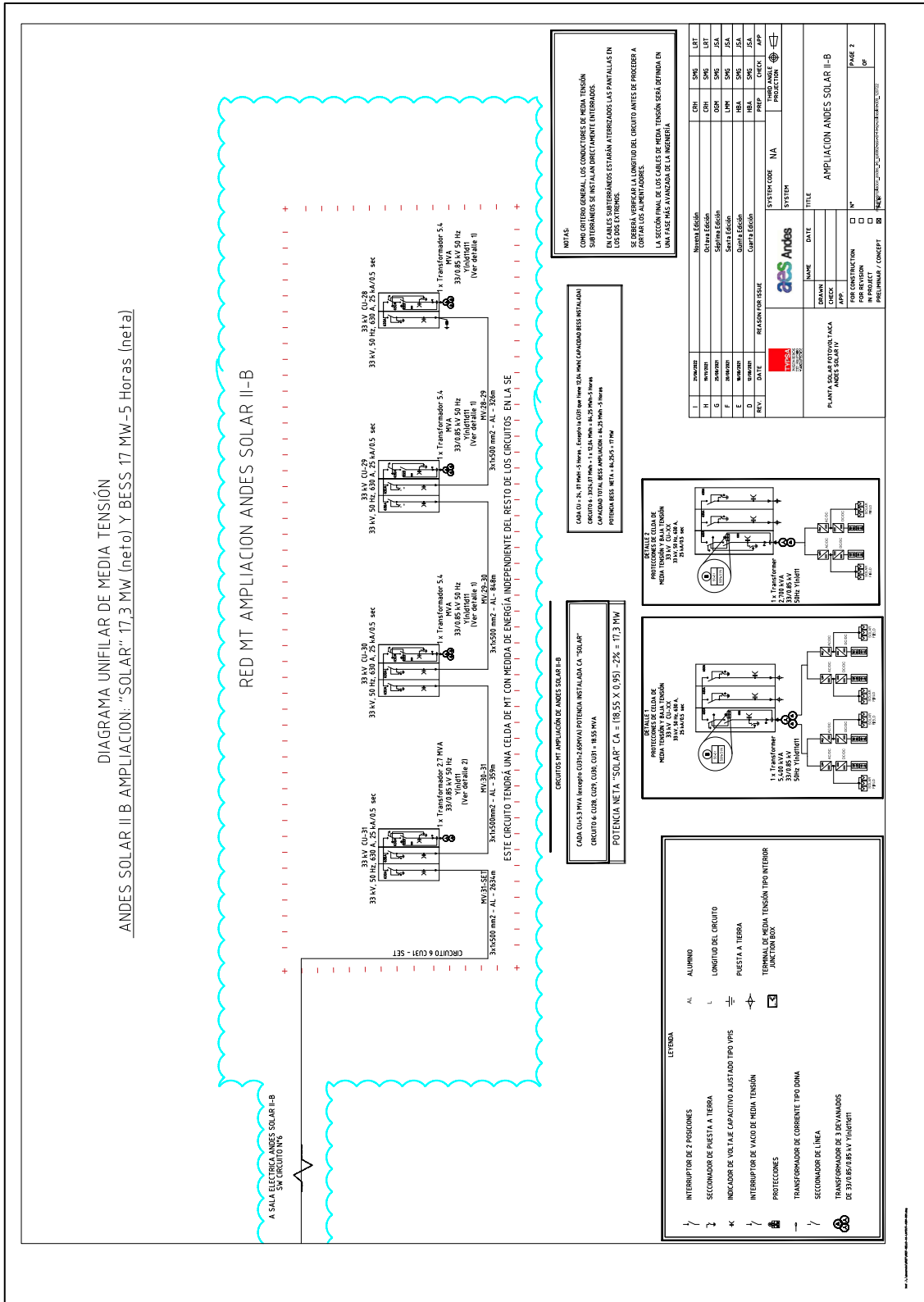


Figura 3.5 – Diagrama unifilar circuito colector de expansión



3.2 Descripción de operación de la planta

La presente sección resume los escenarios de operación de la instalación. En la Figura 3.6 se presenta el detalle de un centro de transformación. En el recuadro azul se muestra el transformador de bloque de 3 devanados. En el recuadro verde se enmarca el inversor fotovoltaico que cuenta con dos módulos. El recuadro rojo muestra el convertidor DC/DC asociado a las baterías y el recuadro negro presenta los paneles solares. Este detalle es válido para los equipos que conforman la etapa inicial del parque y su expansión.

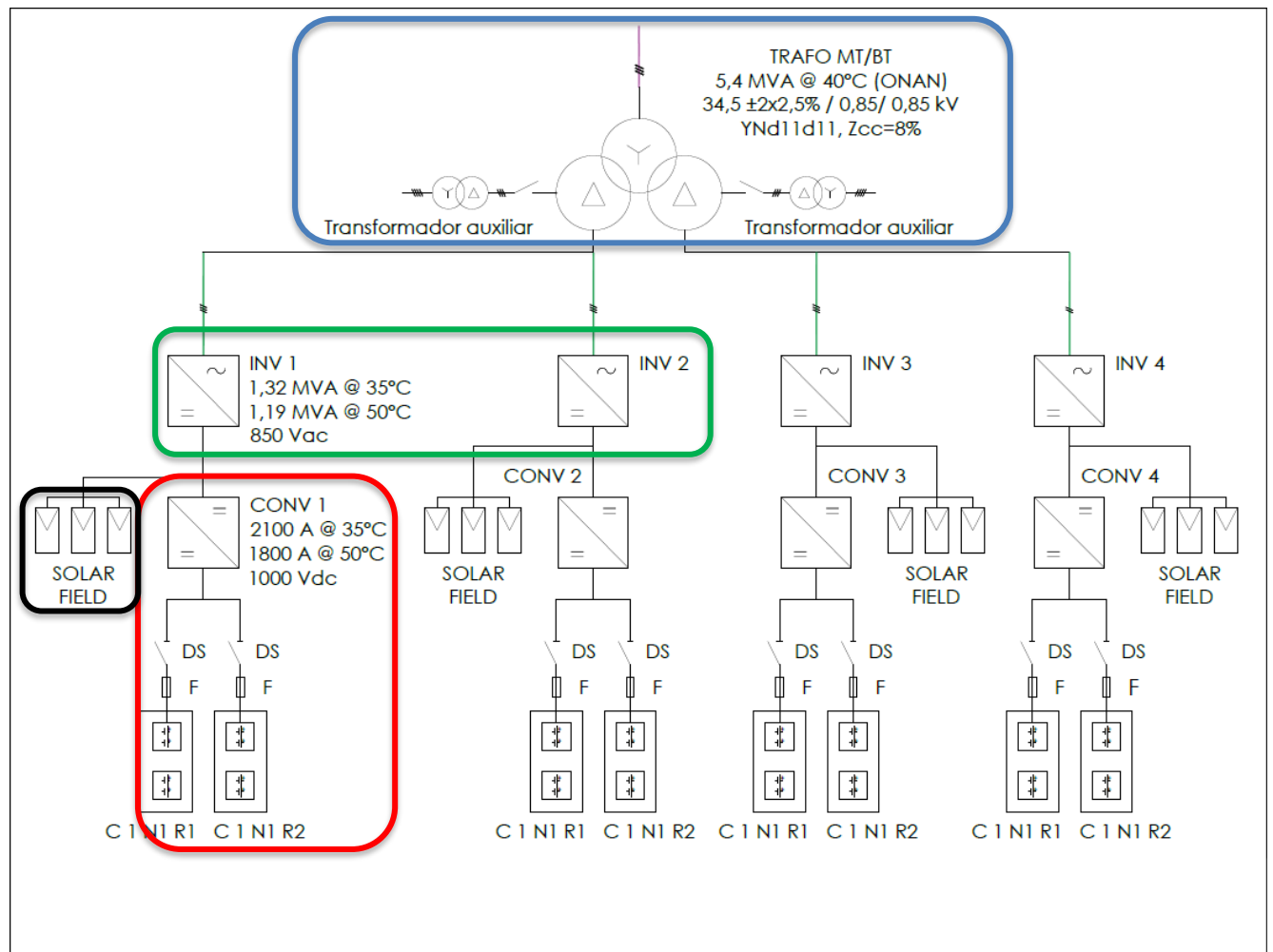


Figura 3.6 – Detalle de centro de transformación



De forma complementaria, se presenta en la Figura 3.7 en detalle la interacción DC/AC de cada inversor. Se puede notar que en el lado DC de cada módulo se produce un acople entre la conexión de paneles fotovoltaicos y la salida del convertor DC/DC (recuadro verde).

La tensión de salida del convertidor DC/DC es controlada en función de si se desea realizar descarga de baterías hacia la red o la carga de las baterías desde la producción DC de los paneles fotovoltaicos. Este detalle es válido para los equipos que conforman la etapa inicial del parque y su expansión.

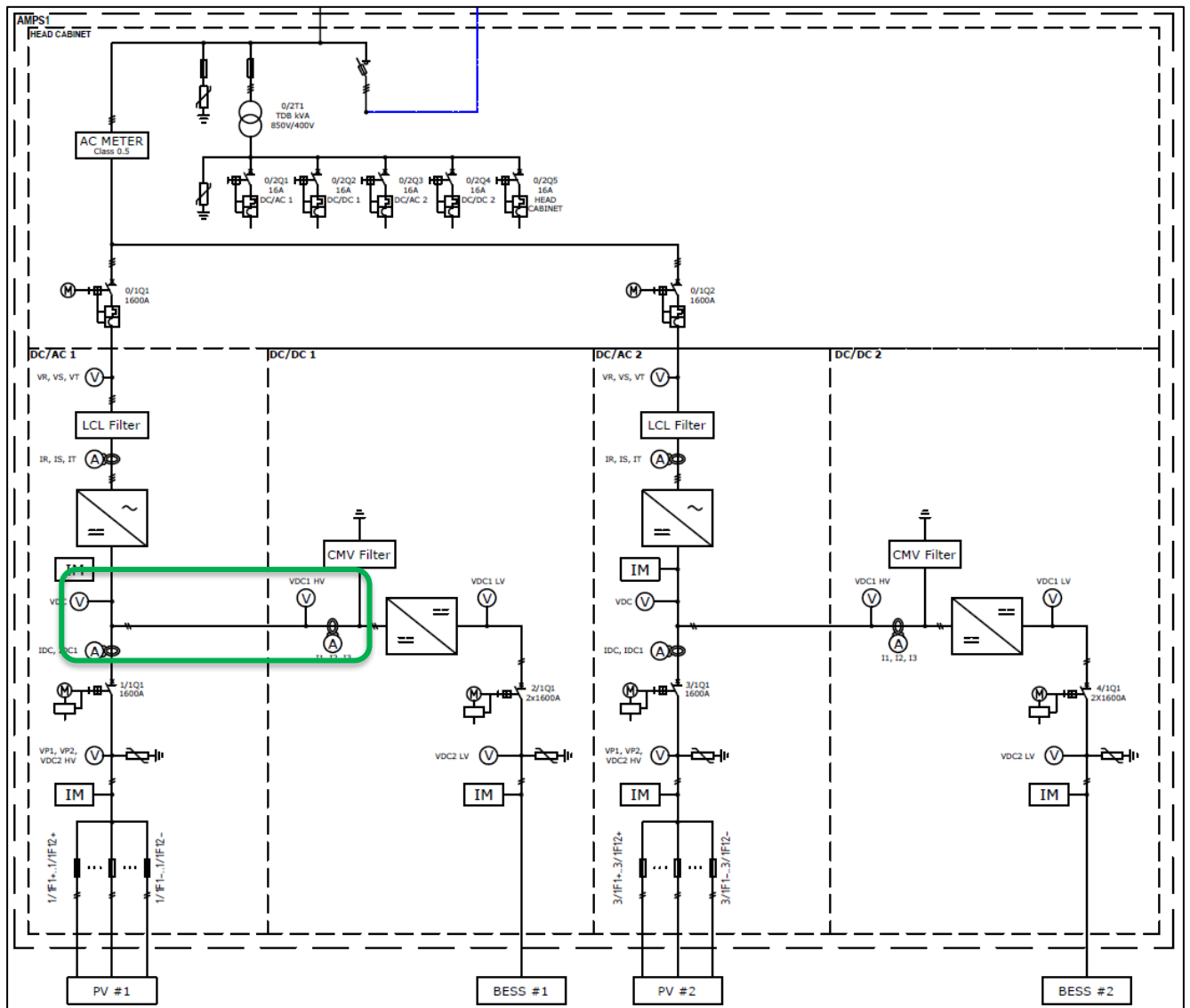


Figura 3.7 – Detalle de centro de inversor



A continuación, se describen los modos de operación factibles del PF Andes Solar IIB + Expansión considerando las diferentes combinaciones del par paneles fotovoltaicos/baterías ya mencionados anteriormente. Los modos de operación posibles son:

- **Escenario Diurno 1:** Consiste en la inyección de potencia en el punto de interconexión considerando exclusivamente como fuente primaria los paneles fotovoltaicos y, por lo tanto, con dependencia del recurso solar disponible.
- **Escenario Diurno 2:** Concierno a la inyección de potencia en el punto de interconexión considerando como fuente primaria la generación fotovoltaica mientras que el sistema de baterías es cargado. En este sentido, una vez alcanzada la inyección máxima en POI (130 MW aproximadamente), el excedente de generación fotovoltaica es utilizado en la carga del sistema de almacenamiento. También es posible privilegiar la carga del sistema de almacenamiento en desmedro de la inyección de potencia en POI.
- **Escenario Diurno 3:** La inyección en POI considerando la participación conjunta de la generación fotovoltaica y la descarga desde el sistema de baterías. En otras palabras, ambas fuentes primarias se complementan a fin de maximizar la inyección en el POI.
- **Escenario Nocturno¹:** Consiste en la inyección de potencia en el punto de interconexión considerando exclusivamente como fuente primaria las baterías y, por lo tanto, no depende de la disponibilidad de recurso solar.

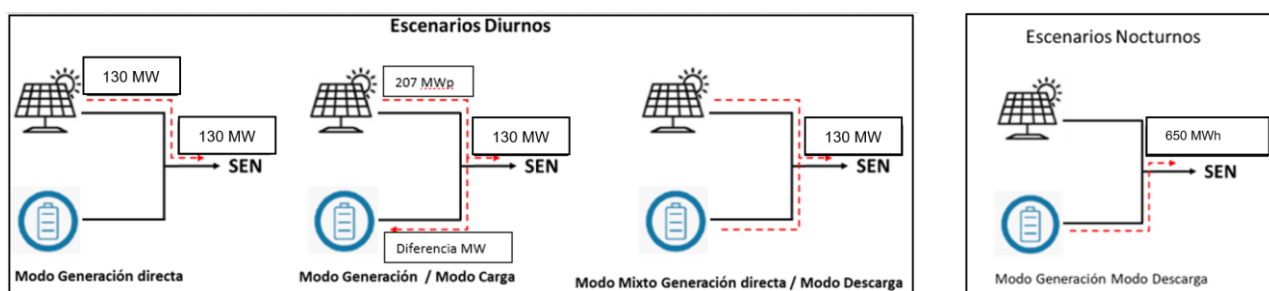


Figura 3.8 – Escenarios de operación

AES Andes ha informado que el rango de estado de carga (SOC) en que opera el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB va entre 2.3% y 99.8%. Esto permite evitar ciclos profundos de descarga que limitan la vida útil de las baterías.

¹ Notar que la descarga del sistema de baterías también puede ser realizada con presencia de recurso solar y la denominación de "Nocturno" es referencial



3.3 Datos de los paneles solares

El PF Andes Solar IIB + Expansión está compuesto por paneles fotovoltaicos de marca AstroTwins y Longi. En cuanto a los paneles AstroTwins, estos corresponden a los modelos CHSM72M(DG)/F-BH bifacial de 530Wp y 535Wp. Sus principales características se presentan en la Figura 3.9. En cuanto a los paneles Longi, estos corresponden a modelos LR5-72HBD de 540Wp y 545 Wp. Sus características se presentan en la Figura 3.10.

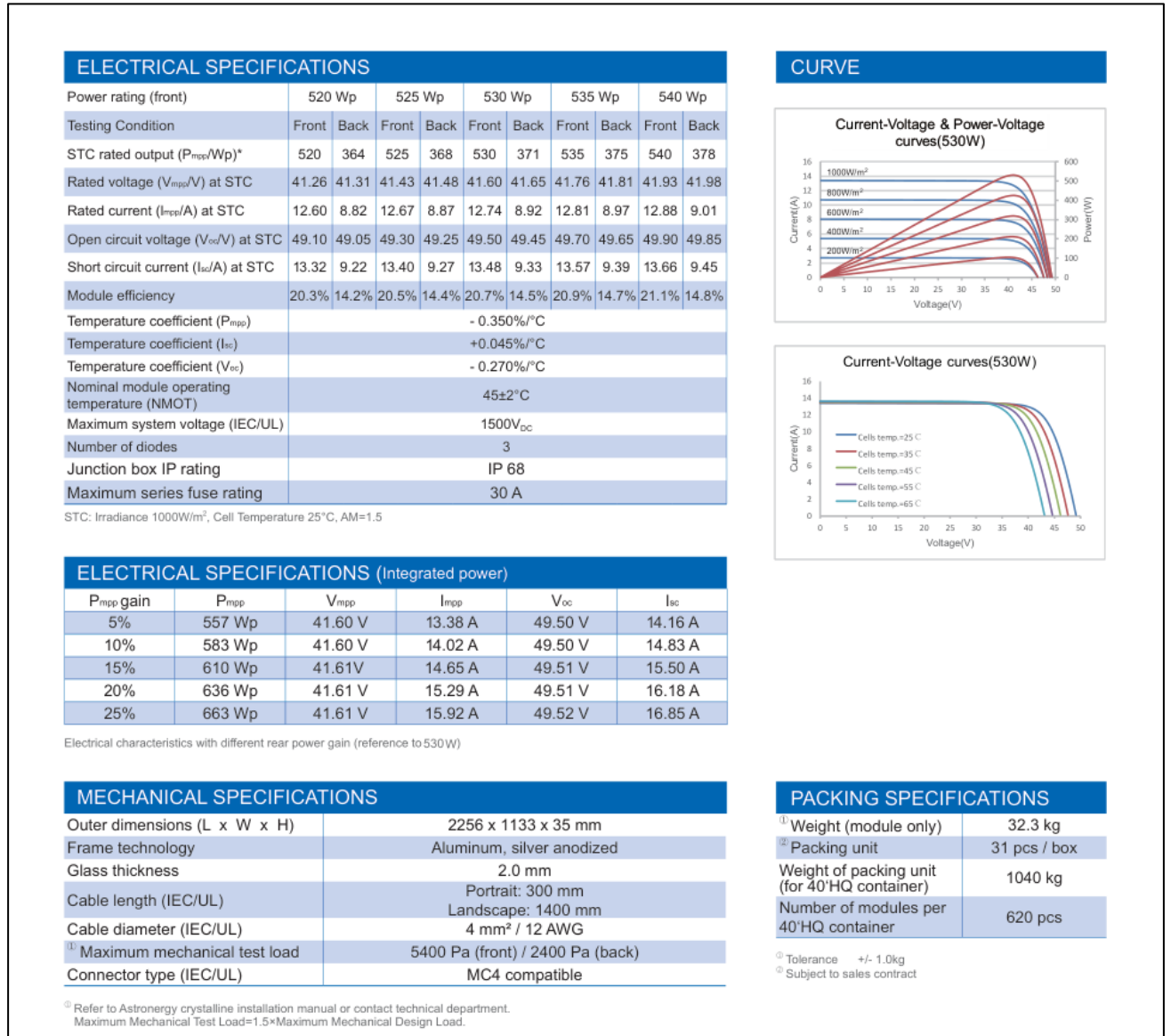


Figura 3.9 – Datos de paneles AstroTwins modelo CHSM72M(DG)/F-BH



Electrical Characteristics		STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		Test uncertainty for Pmax: ±3%		
Power Class	520	525	530	535	540	545
Maximum Power (Pmax/W)	520	525	530	535	540	545
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.90	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65
Short Circuit Current (Isc/A)	13.57	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.05	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.67	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04
Module Efficiency(%)	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3

Operating Parameters	
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70±5%

Mechanical Loading	
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)	
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

Figura 3.10 – Datos de paneles Longi modelo LR5-72HBD

Se presenta en la Figura 3.11 el número y distribución de módulos solares en el PF Andes Solar IIB + Expansión. Se destaca un total de 394.536 paneles.

Bloque	Tipo de panel	Potencia módulos	Cantidad	Potencia DC [MWp]
1	CHSM72M(DG)/F-BH	530	249132	132.04
2	CHSM72M(DG)/F-BH	535	95004	50.83
3	LR5-72HBD-540M	540	20328	10.98
4	LR5-72HBD-545M	545	30072	16.39
		Total	394536	210.24

Figura 3.11 – Distribución de paneles solares



3.4 Datos de los inversores

El PF Andes Solar IIB + Expansión está constituido por 53 inversores GPTech MP2M2.3WD3-3L-V850, de 2.65 MVA de capacidad nominal y 850 V de tensión de operación nominal. Los parámetros nominales del generador se presentan en la Figura 3.12 y Figura 3.13.

Cada inversor se compone de 2 módulos de potencia (“power blocks”).

DC link inputs (PV inputs)	
Voltage range for DC link inputs 1 and 3 [Vdc] ⁽¹⁾	1200-1650
Voltage range @ full power [Vdc] ⁽¹⁾	1200- 1550
Max. input voltage	2000
Rated input current at Vdc_min [A] @35°C	2 x 1600
Rated input current at Vdc_min [A] @50°C	2 x 1600
Max. Short circuit input current ⁽²⁾	2 x 4800
Number of inputs fuse protected	2 x 12
PV fuse size range [A]	200...500
Number of MPPT	2
Switch type	Motorized load break switch. Keylock included
PV fuses DC current monitoring	Optional (Class 1)
Surge protection	Type II (Optional I+II)
PV Isolation monitoring device	Yes (Floating poles)
DCDC inputs (BESS inputs)	
Maximum SoC Voltage range [Vdc]	600-1550
Rated Voltage [Vdc]	1000
Max. input voltage [Vdc]	1600
Rated Input current @ Tamb=35°C [Adc]	2 x 2100 (3x 700)
Rated Input current @ Tamb=50°C [Adc]	2 x 1800 (3x600)
Rated Power @35°C [kWdc]	2 x 2100 kW
Rated Power @50°C [kWdc]	2 x 1800 kW
Rated short-time withstand current [kA]	2 x 34 kA (0.1 s)
Max ripple @rated current	< 10%
Nº of independent BESS circuits	2
Switch type	Motorized load break switch. Keylock included
BESS input fuses	No (Required at the BESS container)
Surge protection	Type II (Optional I+II)
BESS Isolation monitoring device	Yes (Floating poles)
AC output	
Nominal AC voltage [Vac]	850
Max. AC voltage range (3)	90%-110%
Frequency, f [Hz]	50-60
Frequency operation range [Hz]	f ±3Hz
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C up to 1550Vdc (4)	2650
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C up to 1550Vdc (4)	2375
Total Harmonic Distortion (THD)	< 3%
Power factor	Adjustable
AC Cabinet	Integrated
Switch type	AC circuit breaker
Number of handling switches	2. Keylock included
Surge protection	Type II (Optional I+II)
Integrated AC monitoring	Optional (Class 0.5)
Efficiency	
DC/AC: Maximum Peak Efficiency	>98.6%
DC/AC: European Efficiency	>98.4%
DC/AC: CEC Efficiency	> 98.4%
DC/DC: Maximum Peak Efficiency	>99.0%
Self-consumption in standby [W]	< 550
Self-consumption in operation [kW]	< 11
Daily Self consumption 12h (European / CEC) [kW]	< 4,9 / < 5,9

Figura 3.12 – Datos nominales del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850, 1 de 2



Ambient conditions	
Operation ambient temperature	-4°F / 140°F (-20°C / 60°C)
Operation ambient temperature (without de-rating)	-4°F / 122°F (-20°C / 50°C)
Storage and transport temperature	-13°F / 149°F (-25 °C / 65°C)
Maximum relative humidity	100%
Maximum relative storage humidity without condensation	80%
Max. altitude above sea level without derating [masl]	1000
Max. altitude above sea level allowed	4000 masl
Mechanical Characteristics	
Dimensions (W x D x H) [mm]	6860 x 1650 x 2460
Protection degree (Indoor model / Outdoor model)	NEMA 3R, IP54 (Optional IP65)
AC Protections	
Anti-islanding	Yes
Grid voltage variations	Yes
Frequency failures	Yes
Asymmetric currents	Yes
Asymmetric voltage	Yes
Low Voltage Ride Through (LVRT) capability	Yes
Other Protections	
Breaker protections of ancillary systems	Yes
Converter shutting down on overload error	Yes
Overvoltage ancillary systems protections	Yes
Power Control Features	
Anti-islanding protection	Yes
Active power curtailment	Yes
Active power ramp rate constraint	Yes
Reactive power close-loop control	Yes
Power factor close-loop control	Yes
Frequency Ride Through (FRT) capability	Yes
Voltage Ride Through (VRT) capability	Yes
Over frequency active power response	Yes
Reactive power injection for VRT	Yes
Power station soft start/stop	Yes
Error/Alarm Handling	Yes
ESS management (Dynamic Active Power Limits and SOC Recovery)	Yes
STATCOM mode: Reactive injection at night	Optional
STATCOM mode: Reactive power compensator for voltage dip	Optional
Interfaces	
Touchscreen-HMI	Optional
Communication channel	1 Ethernet port: 10 or 100 Mbps (no switched) for external communications (SCADA or PPC)
Communication port connector	RJ45 Female or Fiber (optional)
Communication protocol	Modbus TCP Simple Network Time Protocol (SNTP)
Luminous indicator, start/stop control and emergency stop	Yes
Additional Digital I/O and Analog I/O	Optional
Monitoring external UPS module	Optional
Monitoring external transformer module	Optional
Monitoring external MV switchgear	Optional
Remote access	Optional
Legal standards	
IEC 62109-1, IEC 62109-2	Yes
IEC 61000-3-4	Yes
IEC 61000-3-11	Yes
IEC 61000-3-12	Yes
IEC 61000-6-4	Yes
IEC 61683	Yes (only PV operation mode)
IEC 62116	Yes
IEC 60529	Yes
CE Marking	Yes
NEC Compliance	Yes
IEEE 1547	Yes
UL 1741 – Supplement SA	Yes (Optional)

Figura 3.13 – Datos nominales del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850, 2 de 2



La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.14.

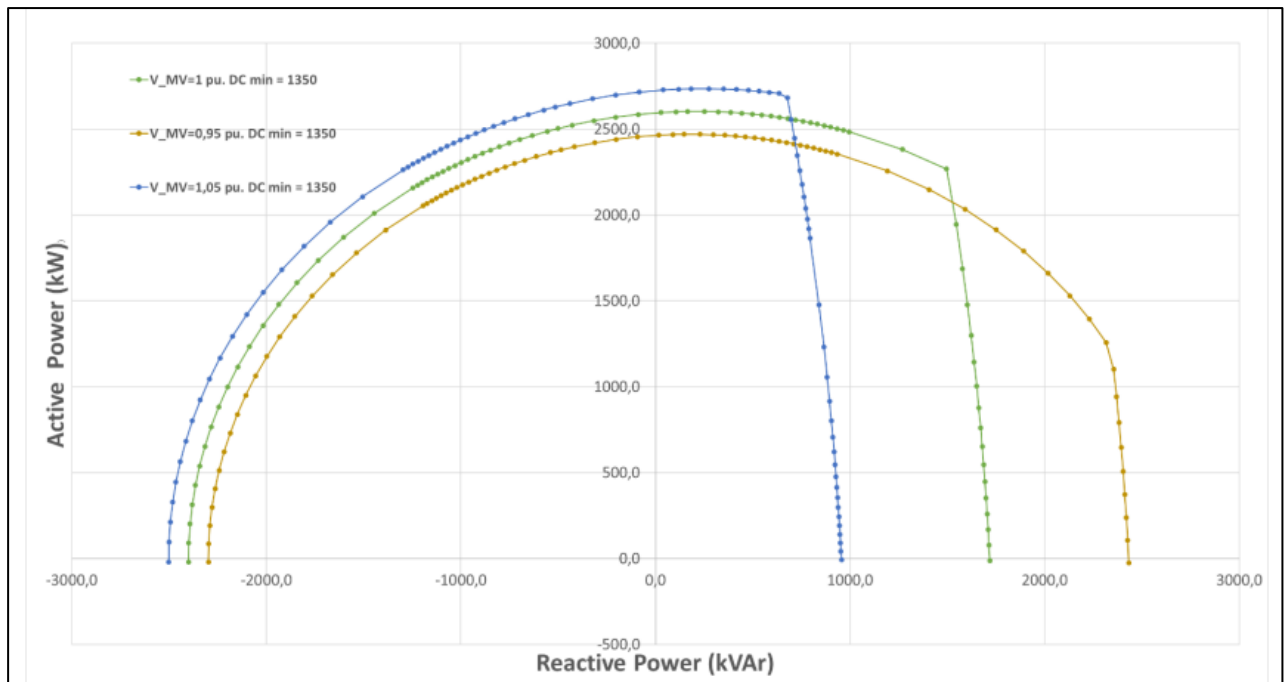


Figura 3.14 – Curva de capacidad del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850

Las pruebas FAT realizadas a los inversores y presentadas en el documento: “E001_199330001-2109_051_0001_FAT_general_check_V1_signed.pdf” adjunto al presente documento, permiten determinar el consumo propio de los inversores el cual se establece en **3,75 kW** a plena carga y **0.26 kW** en estado *standby*. Para efectos del presente informe, se considerará el consumo de los 53 inversores de igual valor.

ANCILLARY CONSUMPTION AT FULL POWER (PERDIDAS AUXILIARES DEL INVERSOR A POTENCIA NOMINAL)		
VDC (V input - V inside)	Inverter's auxiliary losses limit (kW)	Inverter's auxiliary power measure (kW) (measurement in control cabinet)
1150Vdc(DCDC input) - 1350 Vdc(DCDC output)	7	3,75

Figura 3.15 – Consumo auxiliar Inversor GPTech a plena carga

STANDBY CONSUMPTION TESTED IN AUXILIARY TRANSFORMER AT PRIMARY SIDE (CONSUMO EN ESPERA MEDIDO EN EL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR)			
Current consumption [A] (Corriente consumida [A])	Apparent power [VA] (Potencia aparente [VA])	Power consumption [W] (Consumo de potencia [W])	Limit Co
0,6 / 0,5 / 0,3	330	260	

Figura 3.16 – Consumo auxiliar Inversor GPTech en standby



3.5 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con veintisiete (27) transformadores de bloque de 5.4 MVA de potencia aparente nominal cada uno. Este equipo posee dos devanados de baja tensión que permite la interconexión de dos inversores en 850 V y un devanado de media tensión que permite la inyección de potencia en la red de 34.5 kV. Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

Los datos de placa de los transformadores se muestran en la Tabla 3.1.

Parámetro	Nominal
Potencia Nominal	5.4 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	34.5 kV
Tensión nominal lado LV	0.85 kV
Grupo de conexión	YNd11d11
Impedancia	6 %
Pérdidas en carga	43.2 kW
Pérdidas en vacío	10.8 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque



3.6 Datos del transformador de poder

El PF Andes Solar IIB + Expansión se interconecta al SEN por medio de uno de los devanados de 33 kV del transformador de poder de 3 devanados de relación 33 kV / 33 kV / (220 kV \pm 10 x 1.25%) y de capacidad 225/260 MVA (ONAN/ONAF), de potencia aparente nominal (112.5/130 MVA por devanado). Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.2 listada a continuación:

Parámetro	Valor devanado 1	Valor devanado 2
Potencia Nominal	112.5/130 MVA	112.5/130 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd1	YNd1
Impedancia	11.94 %	12.00 %
Pérdidas en carga	713.0 kW	
Pérdidas en vacío	93.0 kW	
Posiciones de TAP	\pm 10 x 1.25 %	

Tabla 3.2 – Datos transformadores de poder



3.7 Datos de consumos de SSAA de planta

El PF Andes Solar IIB + Expansión cuenta con un transformador trifásico de poder para alimentar sus servicios auxiliares de 300 kVA de potencia aparente nominal. Este transformador cuenta con un devanado de baja de 400 V y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

Se ha registrado el consumo de los servicios auxiliares de la central a través del analizador de red asociado al transformador de los servicios. Se presenta en la Figura 3.17 el consumo de las tres fases, totalizando **11.2 kW** en esta materia.



Figura 3.17 – Medición Consumos SSAA



4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías. En la siguiente sección se describen las pruebas a realizar.

Se cuenta con registros de la potencia inyectada en la barra principal de 33 kV, además de la potencia generada por cada inversor y el estado de carga de las baterías. También se cuenta con el registros de irradiancia y temperatura ambiente proveniente de las estaciones meteorológicas.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque PF Andes Solar IIB + Expansión.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en 220 kV en paño JT1 de la S/E Futuro 220 kV.



4.1 Descripción de los ensayos

Considerando que el parque cuenta con acoplamiento de paneles fotovoltaicos y baterías en su lado DC se propone una serie de pruebas relacionadas al alcance de Potencia Máxima. Estas pruebas han sido descritas en el procedimiento de pruebas aprobado por el CEN, documento: "EE-EN-2024-0085-RA_Procedimiento_Ensayos_PPOO_PF_ASIIB_exp" y sus principales puntos se presentan a continuación.

4.1.1 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno)

Esta prueba consiste en la descarga del sistema BESS en ausencia de recurso solar. Se considera mantener una inyección de 130 MW en la barra principal de 33 kV del parque durante 5 horas aproximadamente, con tal de verificar una capacidad 650 MWh.

Esta prueba permite verificar la capacidad de potencia alterna instalada en equipos inversores del parque y la capacidad de almacenamiento de energía en las baterías.

4.1.2 Prueba 2: Carga lenta y generación (Escenario diurno 2)

Esta prueba consiste en la inyección de 130 MW en la barra principal de 33 kV del parque y la carga de baterías a través del acople DC de los inversores utilizando el excedente de generación que entreguen los 210.24 MWp aproximados de paneles fotovoltaicos.

Esta condición permite realizar una carga del sistema de baterías en un período aproximado de 8 horas mientras se mantiene la máxima inyección de potencia hacia el sistema interconectado.

Esta prueba permite verificar la capacidad de potencia alterna instalada en equipos inversores del parque, la capacidad de generación fotovoltaica por el lado DC de la instalación y el tiempo necesario para cargar las baterías en esta modalidad operativa.

4.1.3 Prueba 3: Carga nominal y generación (Escenario diurno 2)

Esta prueba consiste en la carga de baterías a través del acople DC de los inversores a la máxima capacidad posible, es decir, 130 MWdc hacia las baterías, inyectando el excedente de generación fotovoltaica (aproximadamente 69.54 MW) a la red.

Esta condición permite realizar una carga del sistema de baterías en un período aproximado de 5 horas mientras se mantiene la inyección de potencia excedente hacia el sistema interconectado.

Esta prueba permite verificar la capacidad de generación fotovoltaica por el lado DC de la instalación y de los convertidores DC/DC que permiten realizar la carga y descarga de las baterías. Además, permitirá definir el valor de Potencia Máxima bruta y en el punto de interconexión que es posible sostener en esta condición operativa.



4.1.4 Prueba 4: Generación mixta (Escenario diurno 3)

Esta prueba consiste en la inyección conjunta en la barra principal de 33 kV del parque utilizando tanto la generación fotovoltaica como de baterías. En este contexto, se hace necesario conocer la capacidad del parque para otorgar un despacho definido independientemente para la inyección proveniente desde las baterías y/o desde la generación fotovoltaica. Se deberá comprobar que ambas tecnologías complementan su inyección a fines de alcanzar 130 MW en POI.

El controlador de planta prioriza la inyección de potencia proveniente de los paneles fotovoltaicos, en caso de no lograr la consigna ajustada, procede a complementar lo faltante con potencia proveniente de las baterías.

Por lo tanto, esta prueba se realiza en horario de bajo recurso solar y permite verificar la capacidad de la instalación de mantener una inyección de potencia estable en los procesos de transición entre ambas fuentes de potencia.

4.1.5 Prueba 5: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1)

Esta prueba consiste en la inyección de 130 MW en la barra principal de 33 kV del parque considerando como fuente primaria los paneles fotovoltaicos. Esta condición debe mantener por al menos una hora y, de preferencia, no debe existir flujo por el acoplamiento DC desde o hacia las baterías.

Esta prueba permite verificar la capacidad de potencia alterna instalada en equipos inversores del parque.

Se aclara que la instalación cuenta con una potencia bruta instalada de aproximadamente 140.45 MW, sin embargo, esta holgura de capacidad permite garantizar la operación de la instalación en los escenarios de operación ya mencionados y no se consideran escenarios de operación con potencias superiores a los 130 MW a nivel de la barra principal de 33 kV del parque. Por otra parte, se tiene contractualmente y por motivos de seguridad técnica que la máxima tasa de carga/descarga operable es de 20% de la capacidad nominal de las baterías por hora, esto es equivalente a una carga de 130 MWh por un período mínimo de 5 horas.

Por lo tanto, los tiempos mínimos de carga/descarga serán los asociados al Escenario 1.



4.2 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno)

El día 23 de febrero se realizó la prueba de descarga del sistema BESS en horario de bajo recurso solar.

En la Figura 4.1 se muestra el registro de potencia activa inyectada en la barra principal de 33 kV de la instalación (P_{TOT}) y la potencia generada por los inversores (P_{INV}).

En la Figura 4.2 se presenta el registro de potencia generada por ambas fuentes primarias en el acoplamiento DC de los inversores. Se muestra la potencia proveniente desde las baterías (P_{BESS}) y la potencia proveniente de paneles fotovoltaicos (PPV).

Se aprecia que la totalidad de potencia inyectada proviene del sistema de baterías, de acuerdo con lo descrito en la sección 4.1.1. Así mismo, se aprecia que la energía proveniente de los paneles fotovoltaicos se mantiene en cero durante el período de la prueba.

En la Figura 4.3 se muestra la evolución del estado de carga durante la prueba (SOC) y el número de módulos de potencia ("power blocks") en servicio.

La prueba se ha realizado entre un estado de carga inicial del 96% hasta un valor final del 2%. Se observa que la totalidad de módulos de potencia (106 power blocks) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo.

A partir de los presentado se registra un período de operación estable de 4:46:13 horas, inyectando 130 MW en la barra principal de 33 kV. Lo anterior implica una inyección de 619.195 MWh de energía.

Cabe aclarar que, si la descarga se realiza considerando el rango de SOC operativo entre el 99.8% y 2.3%, la energía inyectada será de 642.25 MWh, cercano a la capacidad de energía instalada en el parque. Así mismo, la condición de inyección de 130 MW en la barra principal de 33 kV se mantendrá durante 4:56:52 horas.

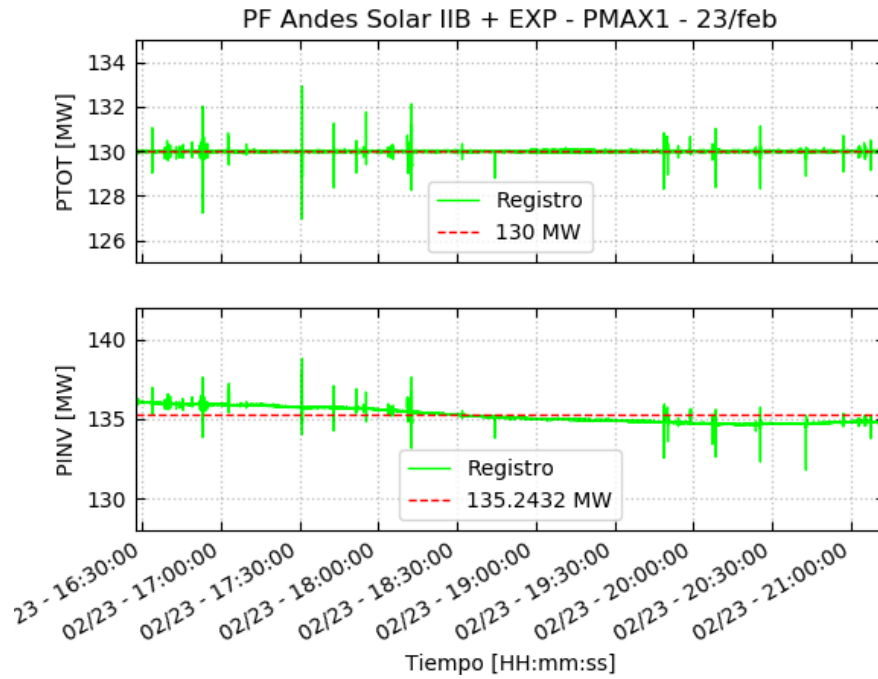


Figura 4.1 – Ensayo de prueba 1 – Registros de potencia alterna

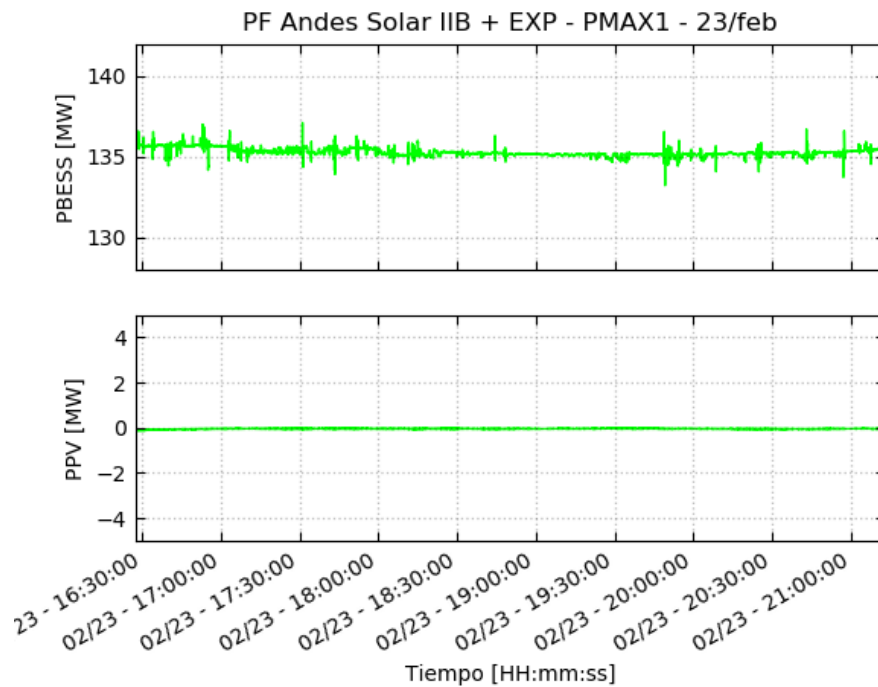


Figura 4.2 – Ensayo de prueba 1 – Variables de acople DC

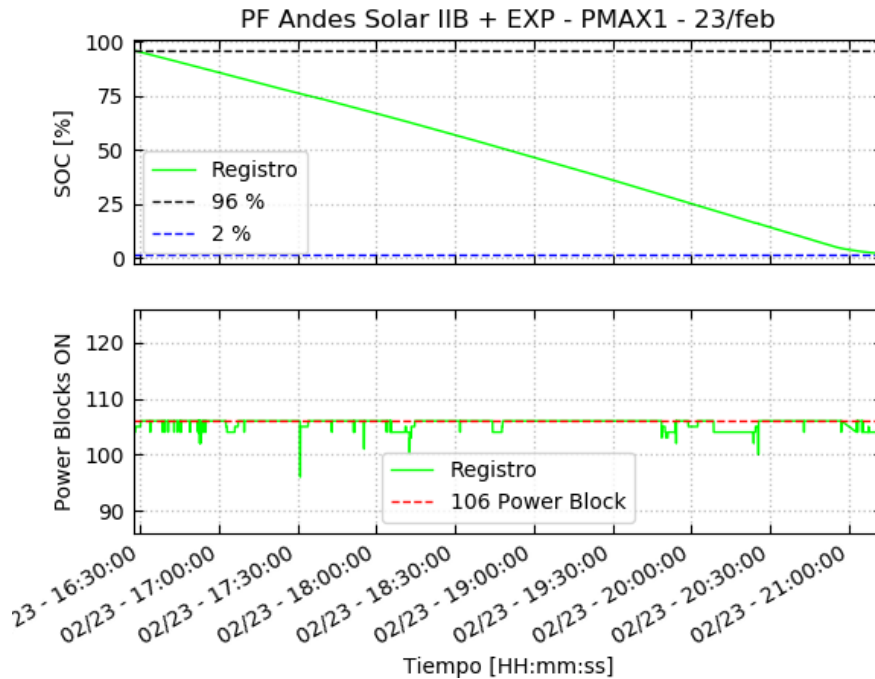


Figura 4.3 – Ensayo de prueba 1 – Variables adicionales

4.2.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.15, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha registrado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV \times Consumos Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 53 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 209.95 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.2100 \text{ MW}$$



4.2.2 Determinación de potencia bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.1 (P_{INV}), se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 3.75 kW según se observa en la Figura 3.15. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos\ propios$$

$$P_{bruta} = 135.2432\ MW + 53 \times 3.75\ kW = 135.4420\ MW$$

$$P_{bruta} = 135.4420\ MW$$

4.2.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central

La Potencia de pérdidas en la central ($P_{perd,central}$) corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central y en la red de media tensión que considera los transformadores de bloque y circuitos colectores de la planta.

La potencia de pérdidas de la red de media tensión ($P_{perd,MT}$) se realiza considerando la diferencia entre la potencia inyectada en la barra de 33 kV y la potencia generada por los inversores (ver Figura 4.1). Además, se deben considerar los valores de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 11.2 kW (barra B3).

La expresión para el cálculo de potencia de pérdidas de la red de media tensión se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = 135.2432\ MW - 11.2\ kW - 130.0000\ MW = 5232.0\ kW$$

En tanto, la potencia de pérdidas del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal}}$) considera las pérdidas en vacío y en carga del equipos.

Las pérdidas en carga se determinan a partir del valor de potencia inyectada en la barra principal de 33 kV. En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y debe ser determinado en la condición de ensayo.



Las pérdidas en carga del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal},carga}$) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = P_{perd,TR_{ppal},carga,nominal} \times \left(\frac{P_{TOT}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$
$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 713.0 \text{ kW} \times \left(\frac{130.0 \text{ MW}}{260.0 \text{ MVA}} \right)^2 = 178.25 \text{ kW}$$

Las pérdidas en vacío del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal},vacío}$) se presentan directamente en la Tabla 3.2.

$$P_{perd,TR_{ppal},vacío} = 93.0 \text{ kW}$$

Por tanto, las pérdidas del transformador principal quedan determinadas según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal}} = P_{perd,TR_{ppal},vacío} + P_{perd,TR_{ppal},carga}$$
$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 178.25 \text{ kW} = 271.25 \text{ kW}$$

Finalmente, la potencia de pérdidas de la central totalizando lo determinado para la red de media tensión y el transformador principal queda dado por el siguiente valor.

$$P_{perd,central} = P_{perd,TR_{ppal}} + P_{perd,MT}$$
$$P_{perd,central} = 271.25 \text{ kW} + 5232.0 \text{ kW} = 5503.25 \text{ kW}$$
$$P_{perd,central} = 5.5033 \text{ MW}$$



4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta (P_{Neta}) corresponde a la potencia inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal. Este valor se obtiene considerando la potencia registrada en la barra de 33 kV y las pérdidas estimadas en el transformador principal.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd,TR_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = 130.0 \text{ MW} - 271.25 \text{ kW} = 129.7287 \text{ MW}$$

4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados para la Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno).

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	135.4420	0.2100	5.5033	129.7287

Tabla 4.2 – Prueba 1 – PF Andes Solar IIB + Expansión – Resumen de Cálculos



4.3 Prueba 2: Carga lenta y generación (Escenario diurno 2)

El día 24 de febrero se realizó la prueba de carga lenta y generación. Esta prueba consiste en la inyección de 130 MW en la barra principal de 33 kV del parque y la carga de baterías a través del acople DC de los inversores utilizando el excedente de generación que entreguen los 210.24 MWp aproximados de paneles fotovoltaicos.

En la Figura 4.4 se muestra el registro de potencia activa inyectada en la barra principal de 33 kV de la instalación (P_{TOT}) y la potencia generada por los inversores (P_{INV}).

En la Figura 4.5 se presenta el registro de potencia generada por ambas fuentes primarias en el acoplamiento DC de los inversores. Se muestra la potencia proveniente desde las baterías (P_{BESS}) y la potencia proveniente de paneles fotovoltaicos (P_{PV}).

Se aprecia que en los momentos del día en que se alcanza la irradiancia nominal de 1000 W/m², la potencia generada por los paneles fotovoltaicos se acerca a los 200 MW_{DC}, cercano a la capacidad instalada en el parque. Se informa que durante el desarrollo de las pruebas algunos arreglos de paneles se encuentran fuera de servicio.

En la Figura 4.6 se muestra la evolución del estado de carga durante la prueba (SOC) y el número de módulos de potencia (“*power blocks*”) en servicio.

Al comienzo de la prueba el estado de carga se encuentra cerca del 5% y finalizada la jornada se alcanza un valor de 55.5% de carga. Se observa que la totalidad de módulos de potencia (106 *power blocks*) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo.

En la Figura 4.7 se presenta el registro de las estaciones meteorológicas. Se muestra la irradiancia perpendicular a los paneles, la temperatura ambiente y la temperatura de paneles durante el período de pruebas.

Se observa una alta intermitencia en la disponibilidad de recurso primario durante la jornada, frente a esta situación se realiza la determinación del valor de potencia máxima considerando un período de operación estable con irradiancia nominal. Se presenta en las Figura 4.8 a Figura 4.10 un período de registro de 30 minutos a condición de irradiancia nominal.

En base a la evolución del estado de carga registrado en el período de operación en condiciones nominales, se establece una carga de 4.5% en 30 minutos. En estas condiciones de operación el sistema de almacenamiento se cargaría al 100% en un período de 11.1 horas.

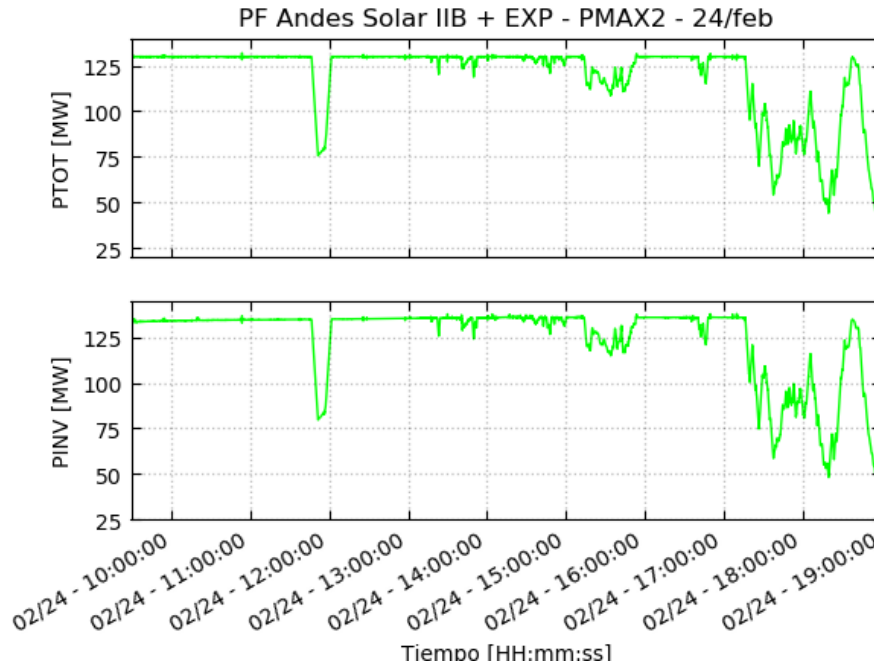


Figura 4.4 – Ensayo de prueba 2 – Registros de potencia alterna

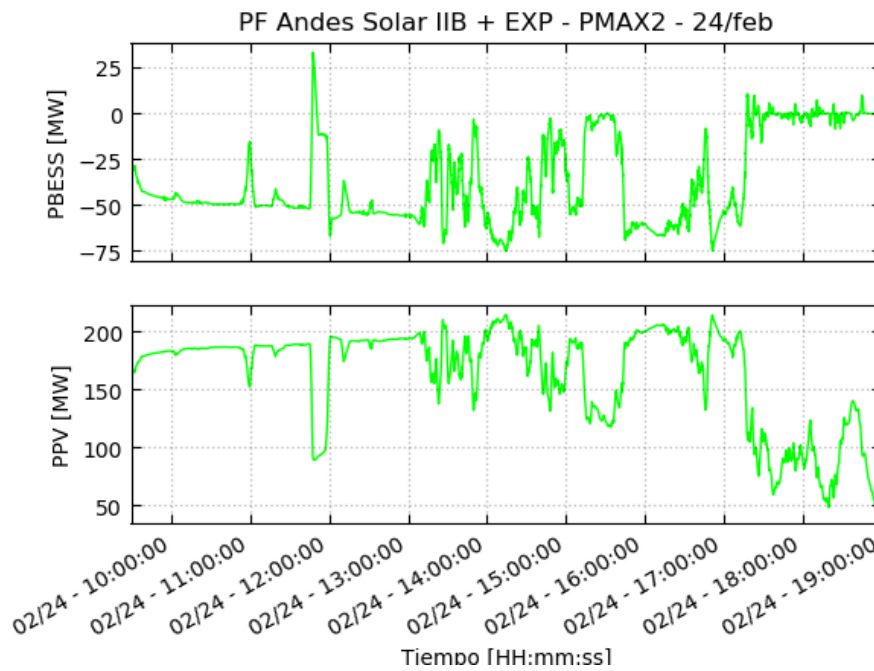


Figura 4.5 – Ensayo de prueba 2 – Variables de acople DC

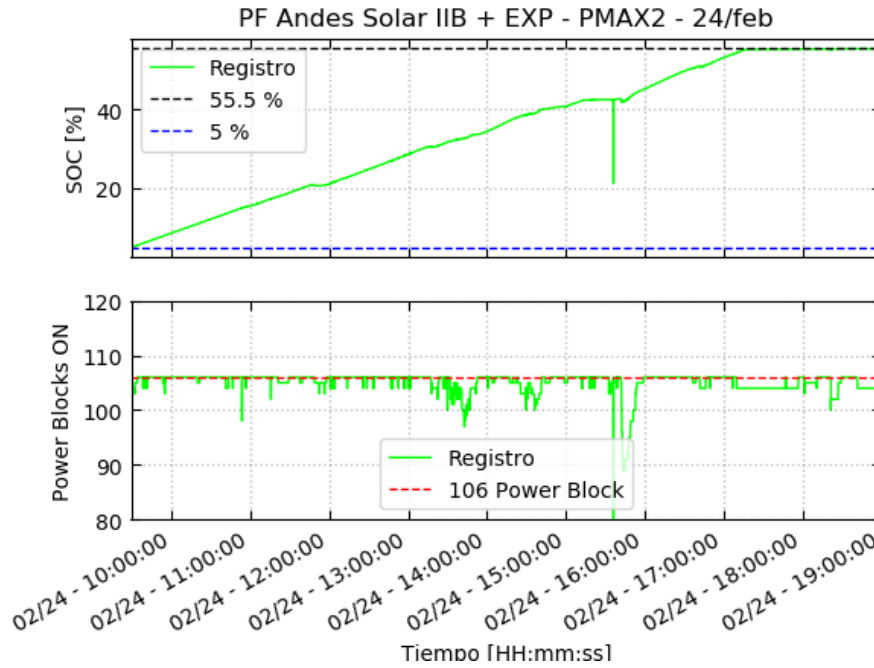


Figura 4.6 – Ensayo de prueba 2 – Variables adicionales

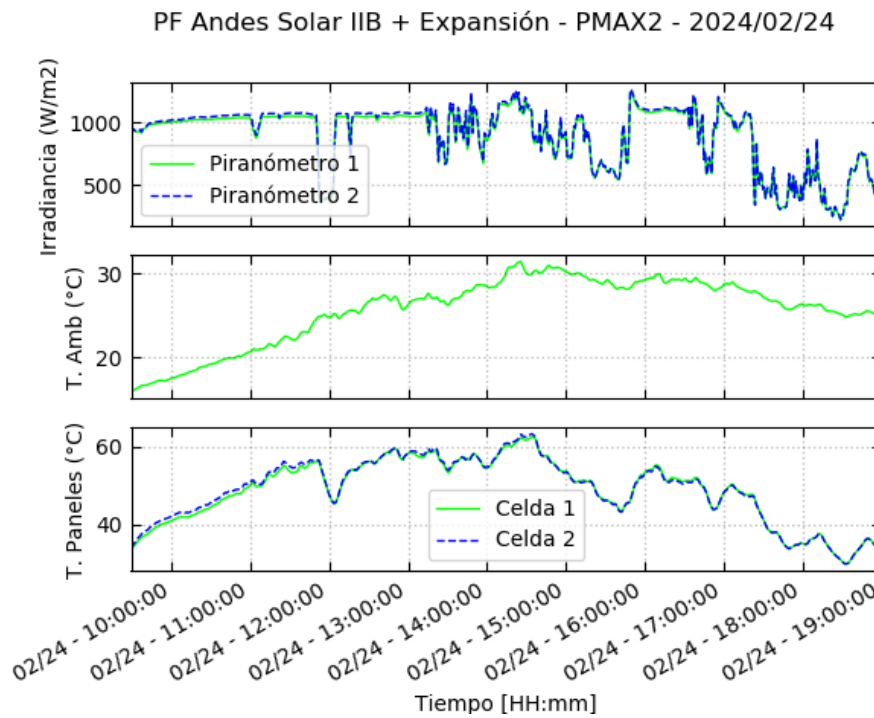


Figura 4.7 – Ensayo de prueba 2 – Variables meteorológicas

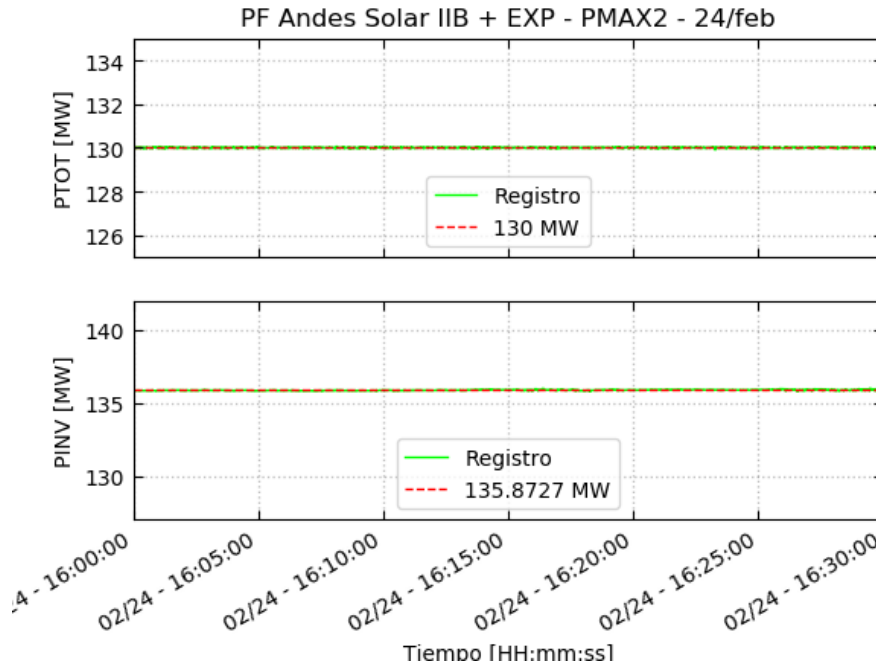


Figura 4.8 – Ensayo de prueba 2 – Registros de potencia alterna – Período de medición

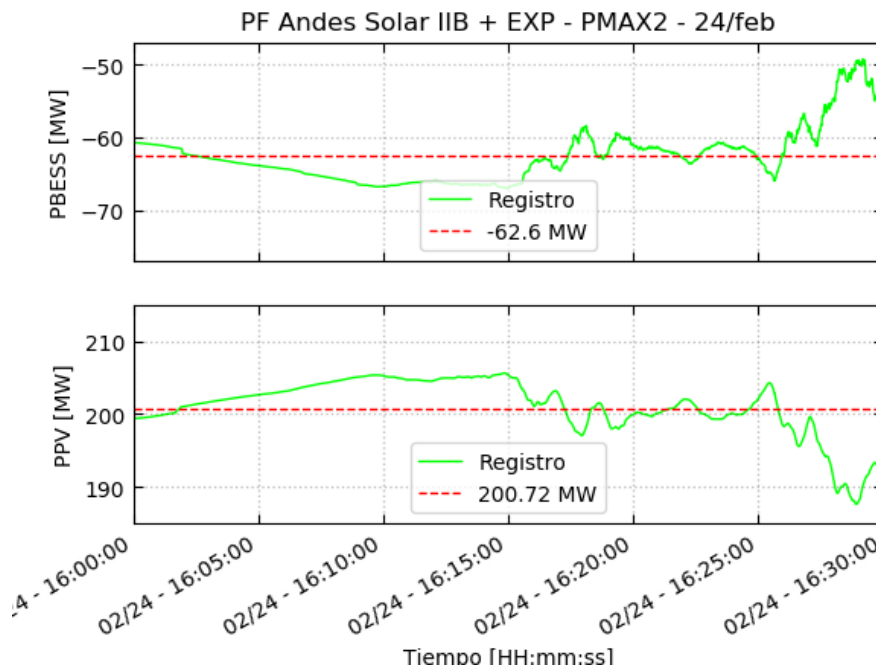


Figura 4.9 – Ensayo de prueba 2 – Variables de acople DC – Período de medición

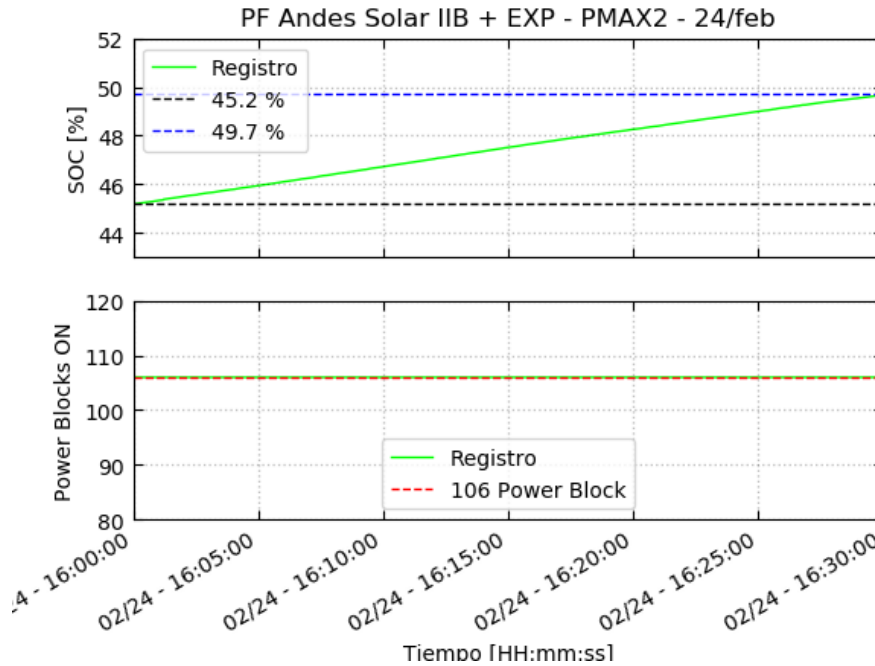


Figura 4.10 – Ensayo de prueba 2 – Variables adicionales – Período de medición

4.3.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.15, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha registrado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV \times Consumos Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 53 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 209.95 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.2100 \text{ MW}$$



4.3.2 Determinación de potencia bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.8 (P_{INV}), se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 3.75 kW según se observa en la Figura 3.15. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos\ propios$$

$$P_{bruta} = 135.8727\ MW + 53 \times 3.75\ kW = 136.0715\ MW$$

$$P_{bruta} = 136.0715\ MW$$

4.3.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central

La Potencia de pérdidas en la central ($P_{perd,central}$) corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central y en la red de media tensión que considera los transformadores de bloque y circuitos colectores de la planta.

La potencia de pérdidas de la red de media tensión ($P_{perd,MT}$) se realiza considerando la diferencia entre la potencia inyectada en la barra de 33 kV y la potencia generada por los inversores (ver Figura 4.8). Además, se deben considerar los valores de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 11.2 kW (barra B3).

La expresión para el cálculo de potencia de pérdidas de la red de media tensión se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = 135.8727\ MW - 11.2\ kW - 130.0000\ MW = 5861.5\ kW$$

En tanto, la potencia de pérdidas del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal}}$) considera las pérdidas en vacío y en carga del equipo.

Las pérdidas en carga se determinan a partir del valor de potencia inyectada en la barra principal de 33 kV. En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y debe ser determinado en la condición de ensayo.



Las pérdidas en carga del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal},carga}$) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = P_{perd,TR_{ppal},carga,nominal} \times \left(\frac{P_{TOT}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$
$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 713.0 \text{ kW} \times \left(\frac{130.0 \text{ MW}}{260.0 \text{ MVA}} \right)^2 = 178.25 \text{ kW}$$

Las pérdidas en vacío del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal},vacío}$) se presentan directamente en la Tabla 3.2.

$$P_{perd,TR_{ppal},vacío} = 93.0 \text{ kW}$$

Por tanto, las pérdidas del transformador principal quedan determinadas según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal}} = P_{perd,TR_{ppal},vacío} + P_{perd,TR_{ppal},carga}$$
$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 178.25 \text{ kW} = 271.25 \text{ kW}$$

Finalmente, la potencia de pérdidas de la central totalizando lo determinado para la red de media tensión y el transformador principal queda dado por el siguiente valor.

$$P_{perd,central} = P_{perd,TR_{ppal}} + P_{perd,MT}$$
$$P_{perd,central} = 271.25 \text{ kW} + 5861.5 \text{ kW} = 6132.75 \text{ kW}$$
$$P_{perd,central} = 6.1328 \text{ MW}$$



4.3.4 Potencia Neta

La Potencia Neta (P_{Neta}) corresponde a la potencia inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal. Este valor se obtiene considerando la potencia registrada en la barra de 33 kV y las pérdidas estimadas en el transformador principal.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd,TR_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = 130.0 \text{ MW} - 271.25 \text{ kW} = 129.7287 \text{ MW}$$

4.3.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados para la Prueba 2: Carga lenta y generación (Escenario diurno 2) en la condición de ensayos.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	136.0715	0.2100	6.1328	129.7287

Tabla 4.3 – Prueba 2 – PF Andes Solar IIB + Expansión – Resumen de Cálculos



4.4 Prueba 3: Carga nominal y generación (Escenario diurno 2)

El día 23 de febrero se realizó la prueba de carga nominal y generación. Esta prueba consiste en la carga de baterías a través del acople DC de los inversores a la máxima capacidad posible, es decir, 130 MWdc hacia las baterías, inyectando el excedente de generación fotovoltaica (aproximadamente 70 MW) a la red.

En la Figura 4.11 se muestra el registro de potencia activa inyectada en la barra principal de 33 kV de la instalación (P_{TOT}) y la potencia generada por los inversores (P_{INV}).

Se aclara que el PPC del parque opera realizando la carga al sistema de baterías a partir de la potencia DC excedente que no está siendo inyectada al sistema. Para la realización de esta prueba se fueron haciendo ajustes de forma manual a la consigna de potencia del PPC con tal de tener una potencia de carga hacia las baterías lo más cercano a 130 MW posible.

En la Figura 4.12 se presenta el registro de potencia generada por ambas fuentes primarias en el acoplamiento DC de los inversores. Se muestra la potencia proveniente desde las baterías (P_{BESS}) y la potencia proveniente de paneles fotovoltaicos (P_{PV}).

Se aprecia que la potencia hacia las baterías se mantiene cerca de los 130 MW, es decir, al valor nominal de carga. Las dos grandes fluctuaciones que se observan se deben al giro súbito de paneles que ocurrió dos veces durante las pruebas debido a un mal funcionamiento del sensor de velocidad de viento.

En la Figura 4.13 se muestra la evolución del estado de carga durante la prueba (SOC) y el número de módulos de potencia ("power blocks") en servicio.

Al comienzo de la prueba el estado de carga se encuentra cerca del 8.5% y finalizada la prueba se alcanza un valor de 100% de carga. Se observa que la totalidad de módulos de potencia (106 power blocks) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo. La prueba ha tenido una duración de 5 horas y 21 minutos.

En la Figura 4.14 se presenta el registro de las estaciones meteorológicas. Se muestra la irradiancia perpendicular a los paneles, la temperatura ambiente y la temperatura de paneles durante el período de pruebas.

Se observa que la prueba se ha realizado en condiciones nominales de irradiancia, la disminución súbita de irradiancia se debe a la inclinación de paneles antes descrita.



Considerando la evolución natural de la producción potencia proveniente desde los paneles fotovoltaicos y los ajustes realizados, se considera un período de 1 hora en la condición de máxima inyección de potencia a la red manteniendo la carga nominal al sistema de baterías.

Se presenta en las Figuras 4.15 a 4.17 un período de registro de 30 minutos para la determinación del valor de potencia máxima.

Se observa que durante el período seleccionado se mantiene una inyección de potencia de 59 MW en la barra principal de 33 kV, en tanto, la potencia de carga hacia las baterías se mantiene en torno a los 130 MW de carga nominal.

Durante una hora se ha registrado un aumento del 8.8% de estado de carga del sistema de almacenamiento. En esta condición se puede extrapolar un período de carga del sistema de baterías de 5.68 horas.

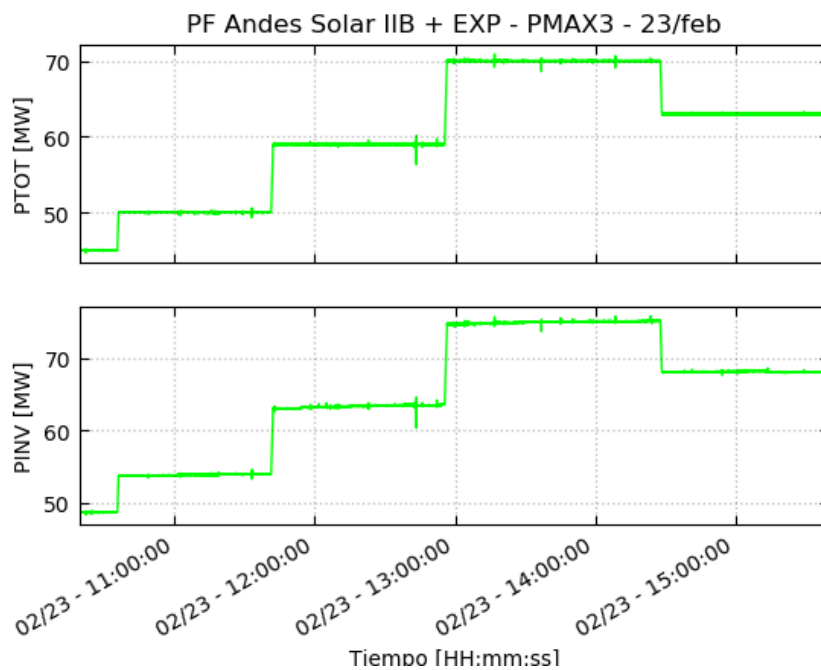


Figura 4.11 – Ensayo de prueba 3 – Registros de potencia alterna

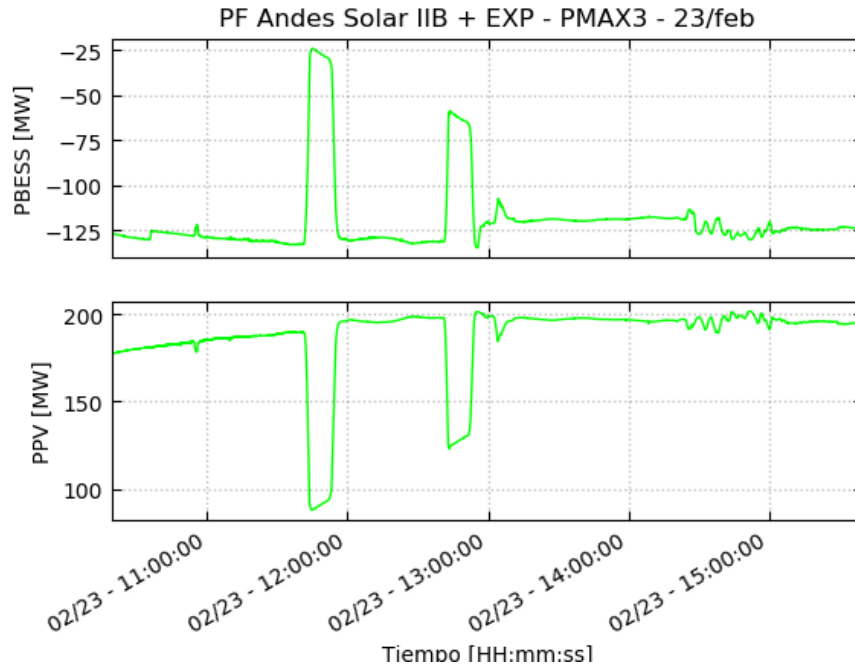


Figura 4.12 – Ensayo de prueba 3 – Variables de acople DC

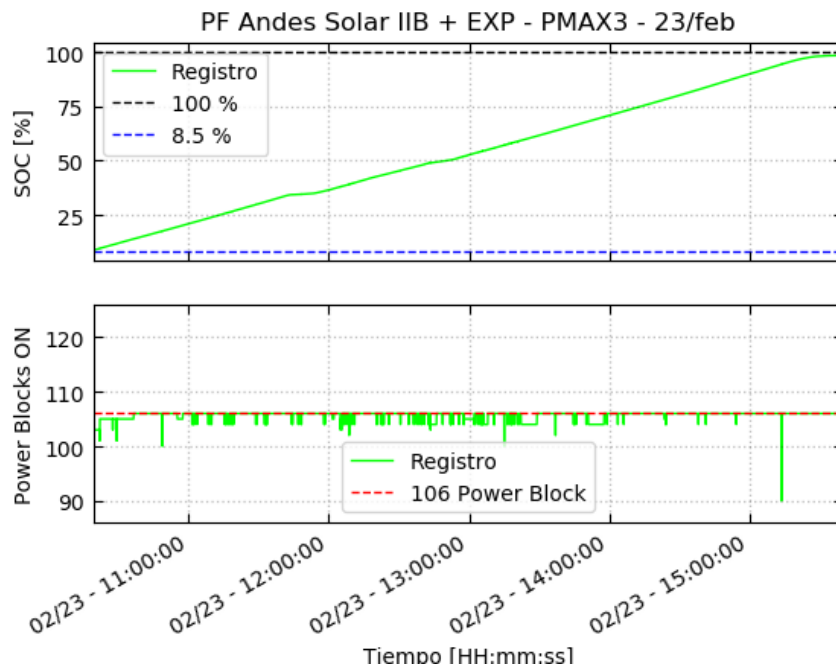


Figura 4.13 – Ensayo de prueba 3 – Variables adicionales

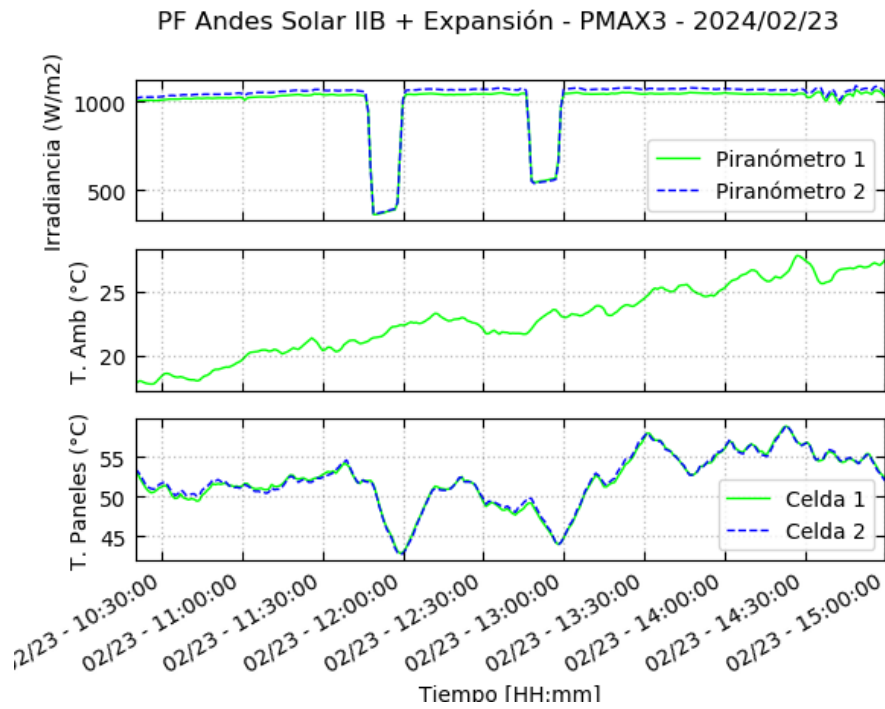


Figura 4.14 – Ensayo de prueba 3 – Variables meteorológicas

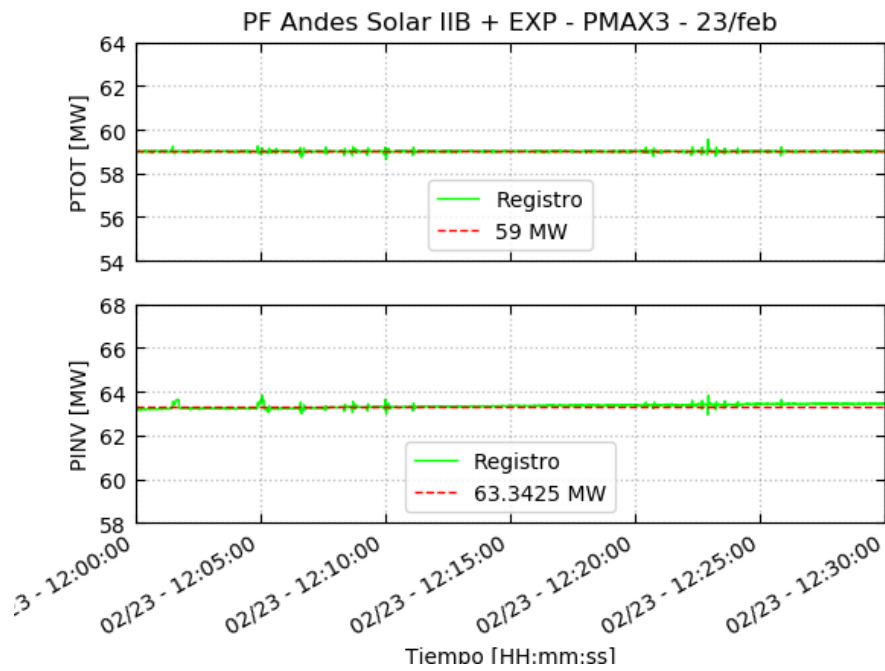


Figura 4.15 – Ensayo de prueba 3 – Registros de potencia alterna – Período de medición

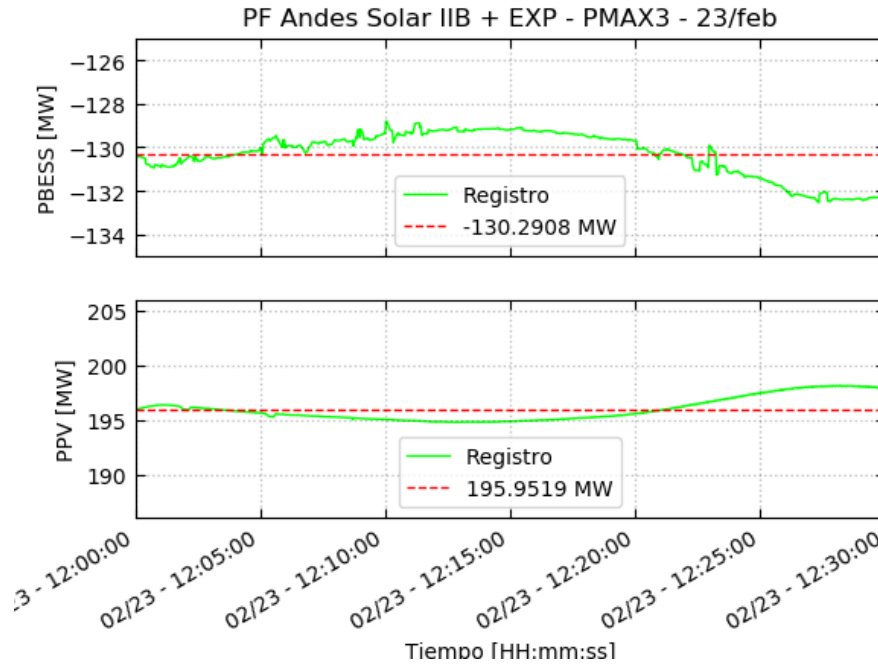


Figura 4.16 – Ensayo de prueba 3 – Variables de acople DC – Período de medición

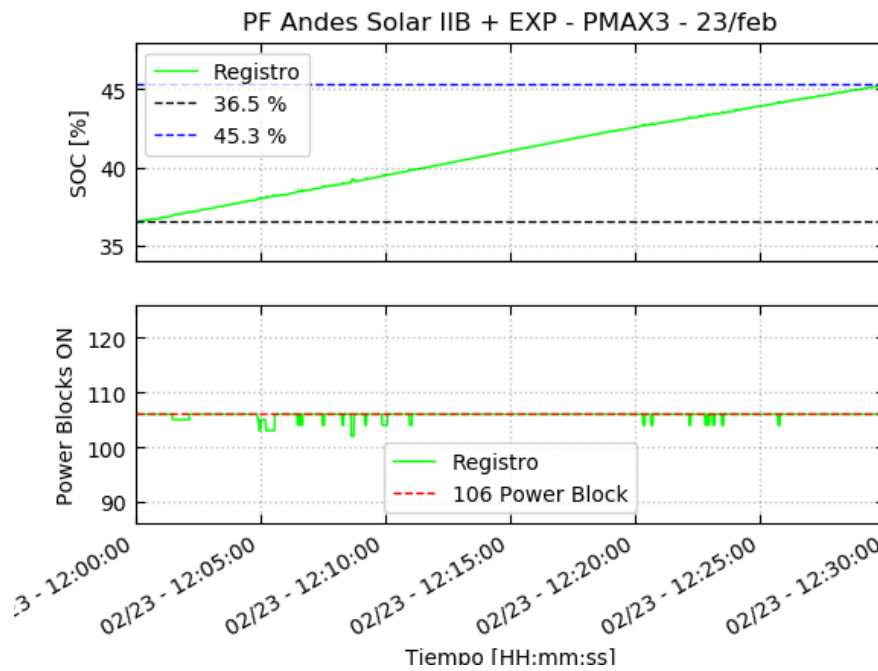


Figura 4.17 – Ensayo de prueba 3 – Variables adicionales – Período de medición



4.4.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.15, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha registrado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV \times Consumos Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 53 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 209.95 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.2100 \text{ MW}$$

4.4.2 Determinación de potencia bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.15 (P_{INV}), se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 3.75 kW según se observa en la Figura 3.15. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos propios$$

$$P_{bruta} = 63.3425 \text{ MW} + 53 \times 3.75 \text{ kW} = 63.5413 \text{ MW}$$

$$P_{bruta} = 63.5413 \text{ MW}$$

4.4.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central

La Potencia de pérdidas en la central ($P_{perd,central}$) corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central y en la red de media tensión que considera los transformadores de bloque y circuitos colectores de la planta.



La potencia de pérdidas de la red de media tensión ($P_{perd,MT}$) se realiza considerando la diferencia entre la potencia inyectada en la barra de 33 kV y la potencia generada por los inversores (ver Figura 4.15). Además, se deben considerar los valores de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 11.2 kW (barra B3).

La expresión para el cálculo de potencia de pérdidas de la red de media tensión se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = 63.3425 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 59.0000 \text{ MW} = 4331.3 \text{ kW}$$

En tanto, la potencia de pérdidas del transformador principal ($P_{perd,TRppal}$) considera las pérdidas en vacío y en carga del equipos.

Las pérdidas en carga se determinan a partir del valor de potencia inyectada en la barra principal de 33 kV. En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y debe ser determinado en la condición de ensayo.

Las pérdidas en carga del transformador principal ($P_{perd,TRppal,carga}$) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TRppal,carga} = P_{perd,TRppal,carga,nominal} \times \left(\frac{P_{TOT}}{S_{nom,trppal}} \right)^2$$

$$P_{perd,TRppal,carga} = 713.0 \text{ kW} \times \left(\frac{59.0 \text{ MW}}{260.0 \text{ MVA}} \right)^2 = 36.72 \text{ kW}$$

Las pérdidas en vacío del transformador principal ($P_{perd,TRppal,vacío}$) se presentan directamente en la Tabla 3.2.

$$P_{perd,TRppal,vacío} = 93.0 \text{ kW}$$



Por tanto, las pérdidas del transformador principal quedan determinadas según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal}} = P_{perd,TR_{ppal},vacío} + P_{perd,TR_{ppal},carga}$$

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 36.72 \text{ kW} = 129.72 \text{ kW}$$

Finalmente, la potencia de pérdidas de la central totalizando lo determinado para la red de media tensión y el transformador principal queda dado por el siguiente valor.

$$P_{perd,central} = P_{perd,TR_{ppal}} + P_{perd,MT}$$

$$P_{perd,central} = 129.72 \text{ kW} + 4331.3 \text{ kW} = 4461.02 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 4.4610 \text{ MW}$$

4.4.4 Potencia Neta

La Potencia Neta (P_{Neta}) corresponde a la potencia inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal. Este valor se obtiene considerando la potencia registrada en la barra de 33 kV y las pérdidas estimadas en el transformador principal.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd,TR_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = 59.0 \text{ MW} - 129.72 \text{ kW} = 58.8703 \text{ MW}$$

4.4.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados para la Prueba 3: Carga nominal y generación (Escenario diurno 2) en la condición de ensayos.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	63.5413	0.2100	4.4610	58.8703

Tabla 4.4 – Prueba 3 – PF Andes Solar IIB + Expansión – Resumen de Cálculos



4.5 Prueba 4: Generación mixta (Escenario diurno 3)

El día 7 de febrero se realizó la prueba de generación mixta. Esta prueba consiste en la inyección conjunta en la barra principal de 33 kV del parque utilizando tanto la generación fotovoltaica como de baterías. Se comprueba que ambas tecnologías complementan su inyección a fines de alcanzar 130 MW en POI.

En la Figura 4.18 se muestra el registro de potencia activa inyectada en la barra principal de 33 kV de la instalación (P_{TOT}) y la potencia generada por los inversores (P_{INV}).

Se aprecia una hora de operación estable inyectando 130.0 MW en la barra principal de 33 kV del parque.

En la Figura 4.19 se presenta el registro de potencia generada por ambas fuentes primarias en el acoplamiento DC de los inversores. Se muestra la potencia proveniente desde las baterías (P_{BESS}) y la potencia proveniente de paneles fotovoltaicos (P_{PV}).

Se aprecia que al momento de realizar la prueba la potencia proveniente de los paneles fotovoltaicos no es suficiente para realizar la inyección de potencia consignada (130.0 MW), frente a esta situación, se aprecia que las baterías inyectan la potencia faltante.

Cabe destacar que la inyección de potencia hacia el sistema es estable y no se ve afectada por las fluctuaciones y la transición entre fuentes de generación.

En la Figura 4.20 se muestra la evolución del estado de carga durante la prueba (SOC) y el número de módulos de potencia ("power blocks") en servicio.

Se observa que la totalidad de módulos de potencia (106 power blocks) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo.

En la Figura 4.21 se presenta el registro de las estaciones meteorológicas. Se muestra la irradiancia perpendicular a los paneles, la temperatura ambiente y la temperatura de paneles durante el período de pruebas.

Se observa que la prueba se ha realizado en condiciones de baja irradiancia y por esta situación, la potencia disponible de paneles fotovoltaicos no es suficiente para lograr la inyección de potencia consignada. Esto permite verificar el correcto funcionamiento del PPC y la capacidad de mantener la operación estable ajustando la producción con la inyección de potencia proveniente de las baterías.

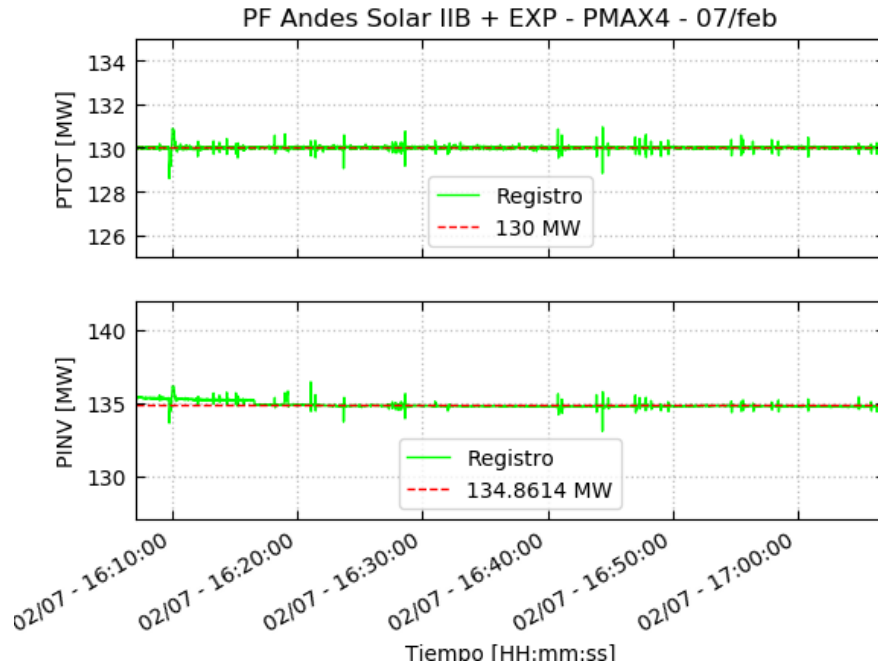


Figura 4.18 – Ensayo de prueba 4 – Registros de potencia alterna

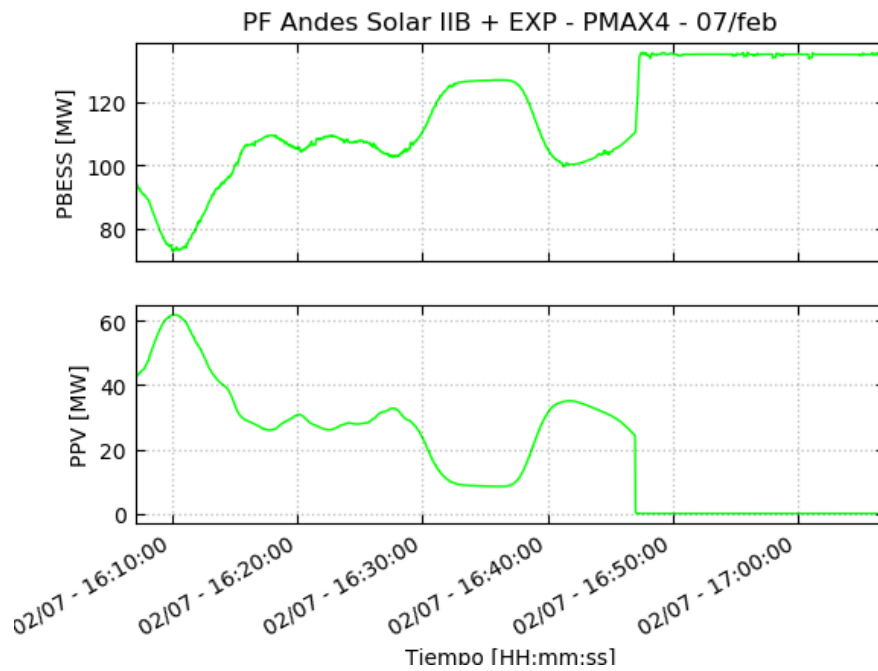


Figura 4.19 – Ensayo de prueba 4 – Variables de acople DC

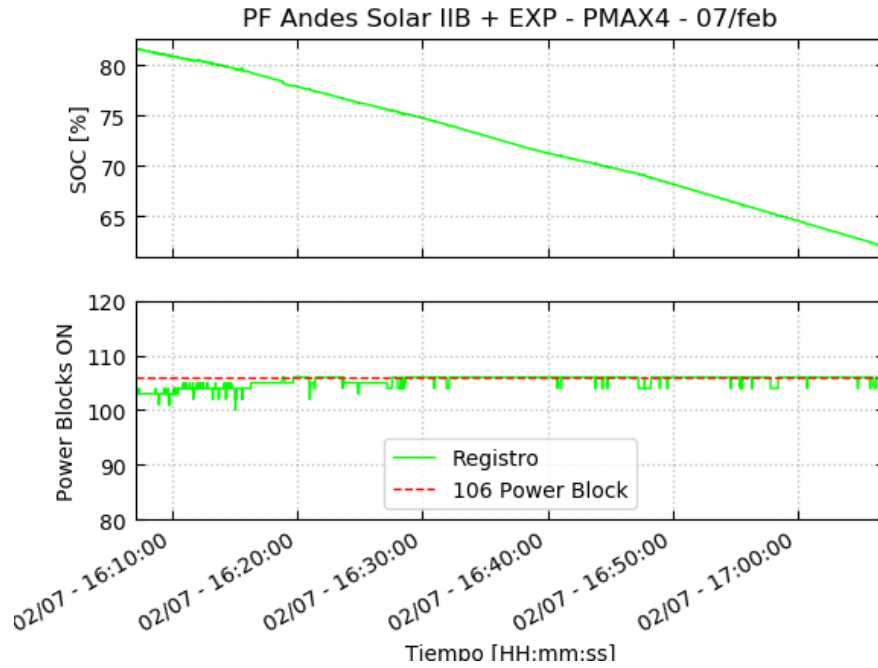


Figura 4.20 – Ensayo de prueba 4 – Variables adicionales

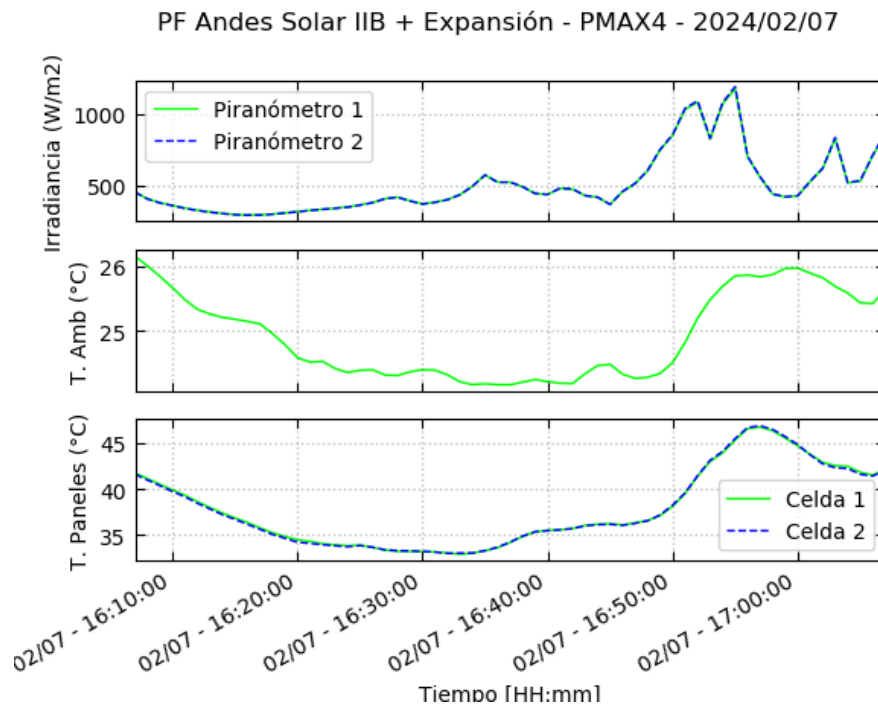


Figura 4.21 – Ensayo de prueba 4 – Variables meteorológicas



4.5.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.15, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha registrado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV \times \text{Consumos Propios} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 53 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 209.95 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.2100 \text{ MW}$$

4.5.2 Determinación de potencia bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.18 (P_{INV}), se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 3.75 kW según se observa en la Figura 3.15. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times \text{Consumos propios}$$

$$P_{bruta} = 134.8614 \text{ MW} + 53 \times 3.75 \text{ kW} = 135.0602 \text{ MW}$$

$$P_{bruta} = 135.0602 \text{ MW}$$

4.5.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central

La Potencia de pérdidas en la central ($P_{perd,central}$) corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central y en la red de media tensión que considera los transformadores de bloque y circuitos colectores de la planta.



La potencia de pérdidas de la red de media tensión ($P_{perd,MT}$) se realiza considerando la diferencia entre la potencia inyectada en la barra de 33 kV y la potencia generada por los inversores (ver Figura 4.18). Además, se deben considerar los valores de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 11.2 kW (barra B3).

La expresión para el cálculo de potencia de pérdidas de la red de media tensión se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = 134.8614 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 130.0000 \text{ MW} = 4850.2 \text{ kW}$$

En tanto, la potencia de pérdidas del transformador principal ($P_{perd,TRppal}$) considera las pérdidas en vacío y en carga del equipos.

Las pérdidas en carga se determinan a partir del valor de potencia inyectada en la barra principal de 33 kV. En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y debe ser determinado en la condición de ensayo.

Las pérdidas en carga del transformador principal ($P_{perd,TRppal,carga}$) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TRppal,carga} = P_{perd,TRppal,carga,nominal} \times \left(\frac{P_{TOT}}{S_{nom,trppal}} \right)^2$$

$$P_{perd,TRppal,carga} = 713.0 \text{ kW} \times \left(\frac{130.0 \text{ MW}}{260.0 \text{ MVA}} \right)^2 = 178.25 \text{ kW}$$

Las pérdidas en vacío del transformador principal ($P_{perd,TRppal,vacío}$) se presentan directamente en la Tabla 3.2.

$$P_{perd,TRppal,vacío} = 93.0 \text{ kW}$$



Por tanto, las pérdidas del transformador principal quedan determinadas según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal}} = P_{perd,TR_{ppal},vacío} + P_{perd,TR_{ppal},carga}$$

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 178.25 \text{ kW} = 271.25 \text{ kW}$$

Finalmente, la potencia de pérdidas de la central totalizando lo determinado para la red de media tensión y el transformador principal queda dado por el siguiente valor.

$$P_{perd,central} = P_{perd,TR_{ppal}} + P_{perd,MT}$$

$$P_{perd,central} = 271.25 \text{ kW} + 4850.2 \text{ kW} = 5121.45 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 5.1215 \text{ MW}$$

4.5.4 Potencia Neta

La Potencia Neta (P_{Neta}) corresponde a la potencia inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal. Este valor se obtiene considerando la potencia registrada en la barra de 33 kV y las pérdidas estimadas en el transformador principal.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd,TR_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = 130.0 \text{ MW} - 271.25 \text{ kW} = 129.7287 \text{ MW}$$

4.5.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados para la Prueba 4: Generación mixta (Escenario diurno 3).

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	135.0602	0.2100	5.1215	129.7287

Tabla 4.5 – Prueba 4 – PF Andes Solar IIB + Expansión – Resumen de Cálculos



4.6 Prueba 5: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1)

El día 19 de febrero se realizó la prueba de generación fotovoltaica. Esta prueba consiste en la inyección de 130 MW en la barra principal de 33 kV del parque considerando como fuente primaria los paneles fotovoltaicos.

En la Figura 4.22 se muestra el registro de potencia activa inyectada en la barra principal de 33 kV de la instalación (P_{TOT}) y la potencia generada por los inversores (P_{INV}).

En la Figura 4.23 se presenta el registro de las estaciones meteorológicas. Se muestra la irradiancia perpendicular a los paneles, la temperatura ambiente y la temperatura de paneles durante el período de pruebas.

Se observa que la prueba se ha realizado en condiciones nominales de irradiancia.

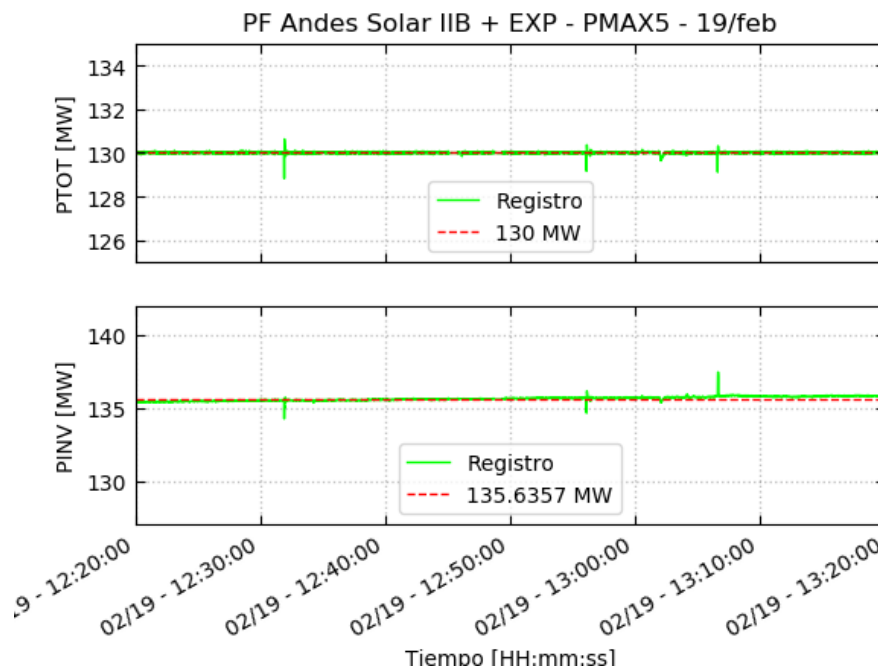


Figura 4.22 – Ensayo de prueba 5 – Registros de potencia alterna

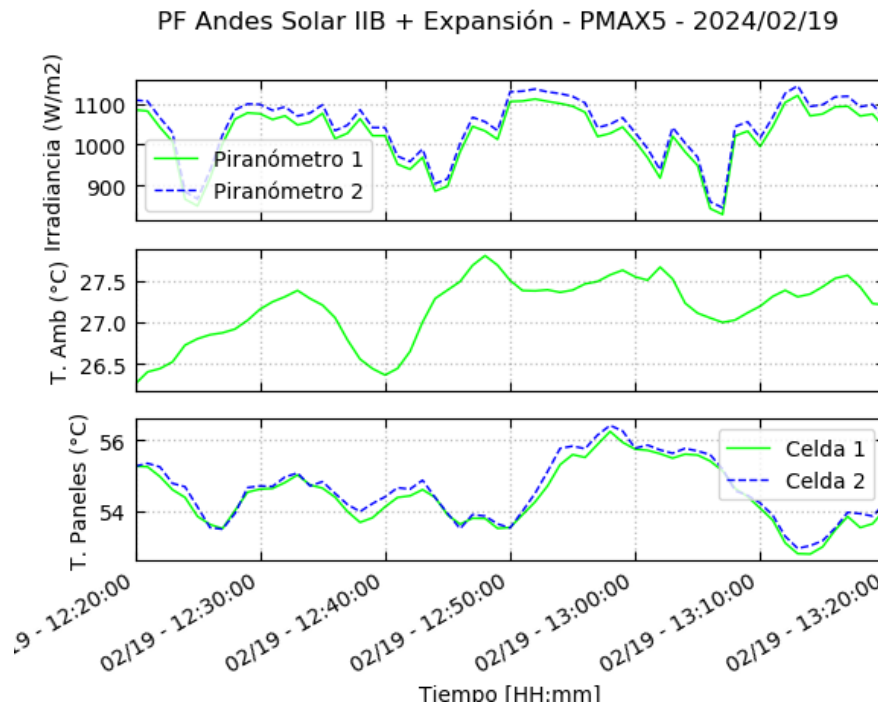


Figura 4.23 – Ensayo de prueba 5 – Variables meteorológicas

4.6.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.15, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha registrado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV \times Consumos Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 53 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 209.95 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.2100 \text{ MW}$$



4.6.2 Determinación de potencia bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.22 (P_{INV}), se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 3.75 kW según se observa en la Figura 3.15. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos\ propios$$

$$P_{bruta} = 135.6357\ MW + 53 \times 3.75\ kW = 135.8345\ MW$$

$$P_{bruta} = 135.8345\ MW$$

4.6.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central

La Potencia de pérdidas en la central ($P_{perd,central}$) corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central y en la red de media tensión que considera los transformadores de bloque y circuitos colectores de la planta.

La potencia de pérdidas de la red de media tensión ($P_{perd,MT}$) se realiza considerando la diferencia entre la potencia inyectada en la barra de 33 kV y la potencia generada por los inversores (ver Figura 4.22). Además, se deben considerar los valores de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 11.2 kW (barra B3).

La expresión para el cálculo de potencia de pérdidas de la red de media tensión se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = 135.6357\ MW - 11.2\ kW - 130.0000\ MW = 5624.5\ kW$$

En tanto, la potencia de pérdidas del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal}}$) considera las pérdidas en vacío y en carga del equipos.

Las pérdidas en carga se determinan a partir del valor de potencia inyectada en la barra principal de 33 kV. En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y debe ser determinado en la condición de ensayo.



Las pérdidas en carga del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal},carga}$) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = P_{perd,TR_{ppal},carga,nominal} \times \left(\frac{P_{TOT}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$
$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 713.0 \text{ kW} \times \left(\frac{130.0 \text{ MW}}{260.0 \text{ MVA}} \right)^2 = 178.25 \text{ kW}$$

Las pérdidas en vacío del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal},vacío}$) se presentan directamente en la Tabla 3.2.

$$P_{perd,TR_{ppal},vacío} = 93.0 \text{ kW}$$

Por tanto, las pérdidas del transformador principal quedan determinadas según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal}} = P_{perd,TR_{ppal},vacío} + P_{perd,TR_{ppal},carga}$$

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 178.25 \text{ kW} = 271.25 \text{ kW}$$

Finalmente, la potencia de pérdidas de la central totalizando lo determinado para la red de media tensión y el transformador principal queda dado por el siguiente valor.

$$P_{perd,central} = P_{perd,TR_{ppal}} + P_{perd,MT}$$

$$P_{perd,central} = 271.25 \text{ kW} + 5624.5 \text{ kW} = 5895.75 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 5.8958 \text{ MW}$$



4.6.4 Potencia Neta

La Potencia Neta (P_{Neta}) corresponde a la potencia inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal. Este valor se obtiene considerando la potencia registrada en la barra de 33 kV y las pérdidas estimadas en el transformador principal.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd,TR_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = 130.0 \text{ MW} - 271.25 \text{ kW} = 129.7287 \text{ MW}$$

4.6.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados para la Prueba 5: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1).

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	135.8345	0.2100	5.8958	129.7287

Tabla 4.6 – Prueba 5 – PF Andes Solar IIB + Expansión – Resumen de Cálculos



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que el parque es capaz de exportar hacia la red el máximo permitido por sus inversores. Se presenta en la Tabla 5.1 el resumen de resultados obtenido para cada configuración. De forma complementaria se presenta en la Tabla 5.2 el desglose de pérdidas del parque entre en el transformador principal y en la red colectora de media tensión para cada una de las configuraciones

Parque Fotovoltaico	Configuración	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	Prueba 1: Descarga	135.4420	0.2100	5.5033	129.7287
	Prueba 2: Carga lenta y generación	136.0715	0.2100	6.1328	129.7287
	Prueba 3: Carga nominal y generación	63.5413	0.2100	4.4610	58.8703
	Prueba 4: Generación mixta	135.0602	0.2100	5.1215	129.7287
	Prueba 5: Generación fotovoltaica	135.8345	0.2100	5.8958	129.7287

Tabla 5.1 – Potencia Máxima – PF Andes Solar IIB + Expansión

Configuración	Pérdidas en la central [MW]	Pérdidas Tr. Principal [MW]	Pérdidas red colectora [MW]
Prueba 1: Descarga	5.5033	0.2713	5.2320
Prueba 2: Carga lenta y generación	6.1328	0.2713	5.8615
Prueba 3: Carga nominal y generación	4.4610	0.1297	4.3313
Prueba 4: Generación mixta	5.1215	0.2713	4.8502
Prueba 5: Generación fotovoltaica	5.8958	0.2713	5.6245

Tabla 5.2 – Desglose de pérdidas – PF Andes Solar IIB + Expansión



De las pruebas realizadas se recopilan los resultados de potencia máxima obtenidos considerando la operación únicamente de la tecnología fotovoltaica (Prueba 5) y el sistema de baterías (Prueba 1). Cabe aclarar que el resto de las pruebas son de carácter adicional, solicitadas por el CEN con el fin de presentar la variabilidad operativa de la instalación.

Parque Fotovoltaico	Tecnología	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]	Tiempo [hh:mm:ss]	Energía [MWh]
Andes Solar IIB + Expansión	Baterías	135.4420	0.2100	5.5033	129.7287	4:56:52	642.25
	Paneles fotovoltaicos	135.8345	0.2100	5.8958	129.7287	N/A	N/A

Tabla 5.3 – Potencia máxima según tecnología

En base a las pruebas realizadas se presentan los siguientes resultados y conclusiones:

- **Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno):**
 - Se realiza la descarga entre un valor de SOC inicial de 96% hasta un valor final de 2%.
 - Se registra un período de operación estable de 4:46:13 horas inyectando 130 MW de potencia en la barra principal de 33 kV.
 - Si la descarga se realiza considerando el rango de SOC operativo entre el 99.8% y 2.3”, la energía inyectada será de 642.25 MWh, cercano a la capacidad de energía instalada. Así mismo, la condición de inyección de 130 MW en la barra principal de 33 kV se mantendrá durante 4:56:52 horas.
- **Prueba 2: Carga lenta y generación (Escenario diurno 2):**
 - Se realiza una prueba de 9 horas y 31 minutos con consigna de 130.0 MW de inyección y realizando la carga de baterías con el excedente de producción fotovoltaica.
 - Por la intermitencia del recurso primario la carga se ha realizado entre un valor de SOC inicial de 5% hasta un valor final de 55.5%.
 - Se verifica en momentos de irradiancia nominal, una producción solar cercana a los 200 MW de potencia.
 - Considerando un período de operación estable en condiciones nominales, se puede extrapolar que el sistema de almacenamiento tardará 11.1 horas en cargarse completamente manteniendo la inyección de 130.0 MW de potencia al sistema eléctrico nacional.



- **Prueba 3: Carga nominal y generación (Escenario diurno 2):**
 - El parque opera realizando la carga al sistema de baterías a partir de la potencia DC excedente que no está siendo inyectada al sistema, por lo tanto, esta prueba se realiza ajustando el despacho del parque buscando mantener una potencia de carga hacia las baterías de 130 MWdc.
 - En estas condiciones se ha realizado una carga desde un valor de SOC inicial de 8.5% hasta un valor final de SOC del 100% durante un período de 5 horas y 21 minutos.
 - Considerando un período de operación estable en condiciones nominales, se puede extrapolar que el sistema de almacenamiento tarará 5.68 en cargarse completamente manteniendo una inyección del excedente al sistema eléctrico nacional. En este caso, un valor de 59 MW en la barra principal de 33 kV del parque.
- **Prueba 4: Generación mixta (Escenario diurno 3):**
 - Tal como se ha comentado anteriormente, el PPC realiza la carga de baterías con el excedente de producción DC. Así mismo, el sistema de control buscará mantener la consigna de inyección de potencia en la barra principal de 33 kV del parque complementando la producción de los paneles fotovoltaicos con la energía almacenada en las baterías en caso de no haber suficiente recurso solar.
 - Se realiza la prueba en horas de bajo recurso solar y se verifica la capacidad del sistema de control de mantener la inyección de 130 MW estables mientras fluctúa la inyección de potencia proveniente de los paneles fotovoltaicos y se realiza el complemento con la inyección desde el sistema de baterías.
- **Prueba 5: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1):**
 - Se registra la operación estable de la instalación durante 1 hora considerando la producción de paneles fotovoltaicos.



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
JANITZA UMG 512 Pro	4201/5361	9/5/2023	
<p>Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.</p> <p>Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:</p>			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Última calibración	Próxima calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/10/2021	29/10/2024

Fecha de evaluación: 9/5/2023
Certificado número: EE-CI-2023-0604

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.