

**Empresa**  
**País**  
**Proyecto**  
**Descripción**

AES Andes  
Chile  
PF Andes Solar IIB + Expansión  
Informe de Mínimo Técnico

 | 

**CÓDIGO DE PROYECTO** EE-2023-011  
**CÓDIGO DE INFORME** EE-EN-2024-0206  
**REVISIÓN** C



**11 abr. 24**



Este documento **EE-EN-2024-0206-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](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

**Ing. Claudio Celman**  
Sub-Gerente Dpto. Ensayos  
[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)

**Ing. Pablo Rifrani**  
Gerente Dpto. Ensayos  
[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto: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 60 páginas y ha sido guardado por última vez el 11/04/2024 por Fernando Montecinos; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

<b>Revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Realizó</b>	<b>Revisó</b>	<b>Aprobó</b>
<b>A</b>	19.03.2024	Para presentar	FM/CiC	AC	PR
<b>B</b>	19.03.2024	Correcciones según comentarios AES Andes	CiC	AC	PR
<b>C</b>	11.04.2024	Actualización tabla final de resultados según comentarios CEN	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>.



# Contenido

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>5</b>
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor .....	6
	1.2 Fecha ensayo y personal auditor .....	6
	1.3 Nomenclatura utilizada .....	7
<b>2</b>	<b>ASPECTOS NORMATIVOS</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PARQUE</b> .....	<b>10</b>
	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
<b>4</b>	<b>DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO</b> .....	<b>27</b>
	4.1 Descripción de las pruebas.....	28
	4.1.1 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno) .....	28
	4.1.2 Prueba 2: Carga nominal (Escenario diurno 2) .....	28
	4.1.3 Prueba 3: Generación mixta (Escenario diurno 3) .....	29
	4.1.4 Prueba 4: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1) .....	29
	4.1.5 Prueba 5 – Operación con 1 inversor: Generación desde baterías .....	29
	4.1.6 Prueba 6 – Operación con 1 inversor: Generación desde paneles .....	30
	4.1.7 Prueba 7 – Operación con 1 inversor: Generación mixta .....	30
	4.2 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno) .....	31
	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 nominal y generación (Escenario diurno 2) .....	36
	4.3.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	37
	4.3.2 Determinación de potencia bruta .....	38
	4.3.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	38
	4.3.4 Potencia Neta .....	40
	4.3.5 Resultados .....	40
	4.4 Prueba 4: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1) .....	41
	4.4.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	42
	4.4.2 Determinación de potencia bruta .....	43
	4.4.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	43
	4.4.4 Potencia Neta .....	45
	4.4.5 Resultados .....	45
	4.5 Prueba 5: Descarga con un inversor (Escenario nocturno) .....	46
	4.5.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	47
	4.5.2 Determinación de potencia bruta .....	48
	4.5.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	48
	4.5.4 Potencia Neta .....	50
	4.5.5 Resultados .....	50
	4.6 Prueba 6: Generación fotovoltaica con un inversor (Escenario diurno 1) .....	51
	4.6.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	52
	4.6.2 Determinación de potencia bruta .....	53
	4.6.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central.....	53
	4.6.4 Potencia Neta .....	55



	4.6.5 Resultados .....	55
5	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>56</b>
6	<b>ANEXOS</b> .....	<b>59</b>
	6.1 Certificado de calibración del medidor de energía.....	59



# 1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

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 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.

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.



## 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 Fecha ensayo y personal auditor

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:

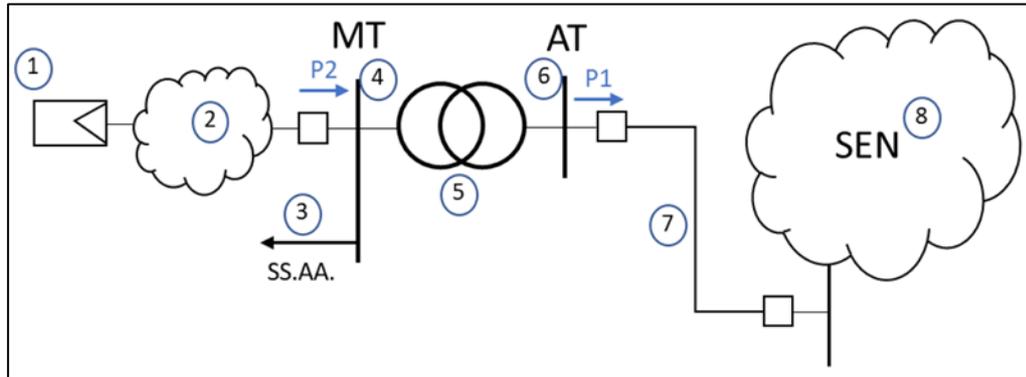


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque solar

- 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**: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras” establece cómo determinar e informar la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema. Este mínimo deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de la unidad.

Se determinan valores de Mínimo Técnico, considerando distintas condiciones operativas del PF Andes Solar IIB + Expansión, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo:** valor de potencia activa bruta mínima con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estables.
- **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio:** valor de potencia activa bruta mínima entrega por un **único inversor** que permite tener un valor de potencia activa neta de 0 MW.

Se aclara que, para lograr la condición de operación con un único inversor, se debe realizar el apagado manual a cada equipo inversor. Es decir, el PPC no realiza la disminución de potencia mediante el apagado gradual de inversores. Por lo tanto, estos escenarios no deben considerarse como una condición de operación normal de la instalación.



### 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





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.

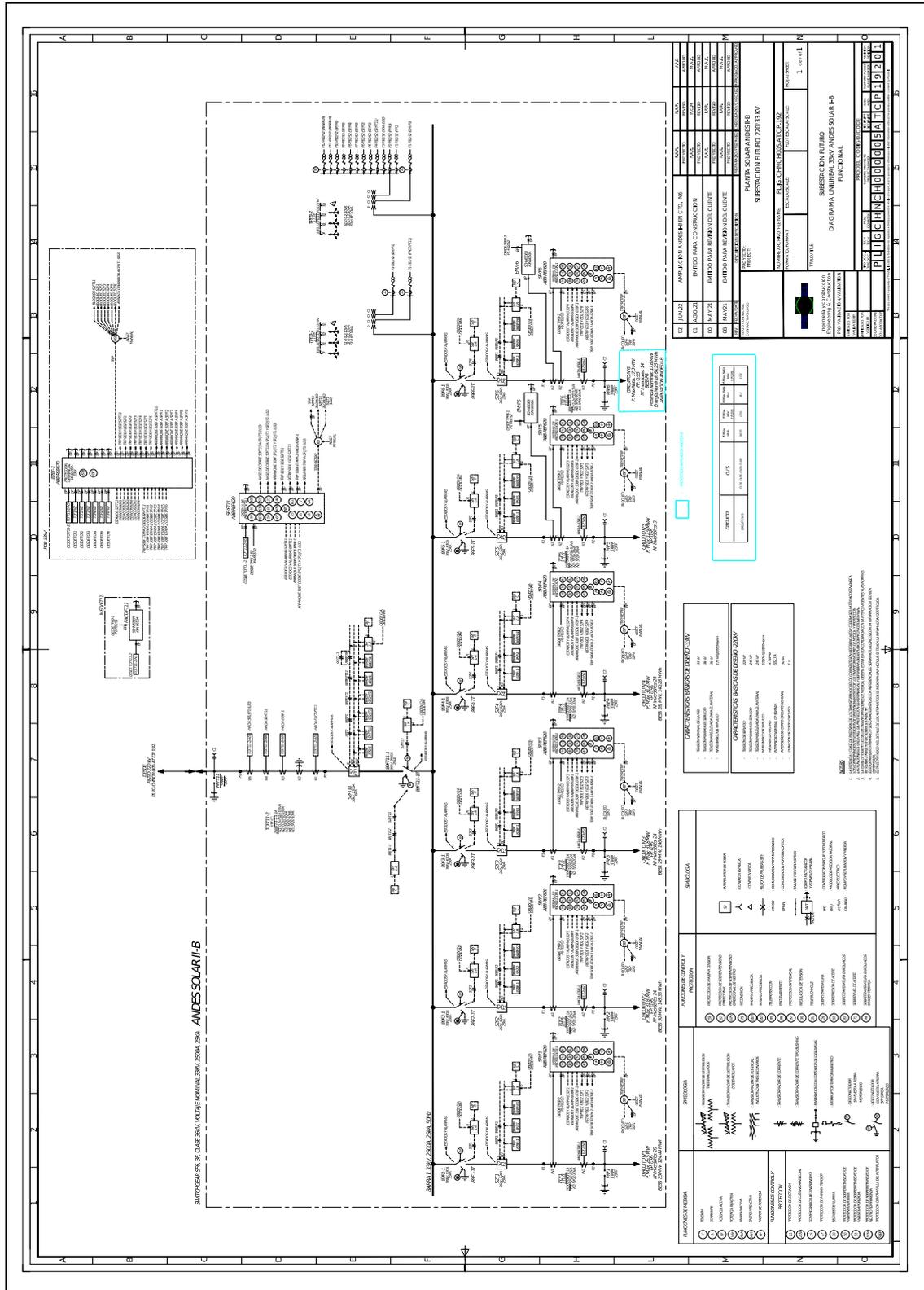


Figura 3.2 – Diagrama unilineal barra principal de 33 kV PF Andes Solar IIB + Expansión



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

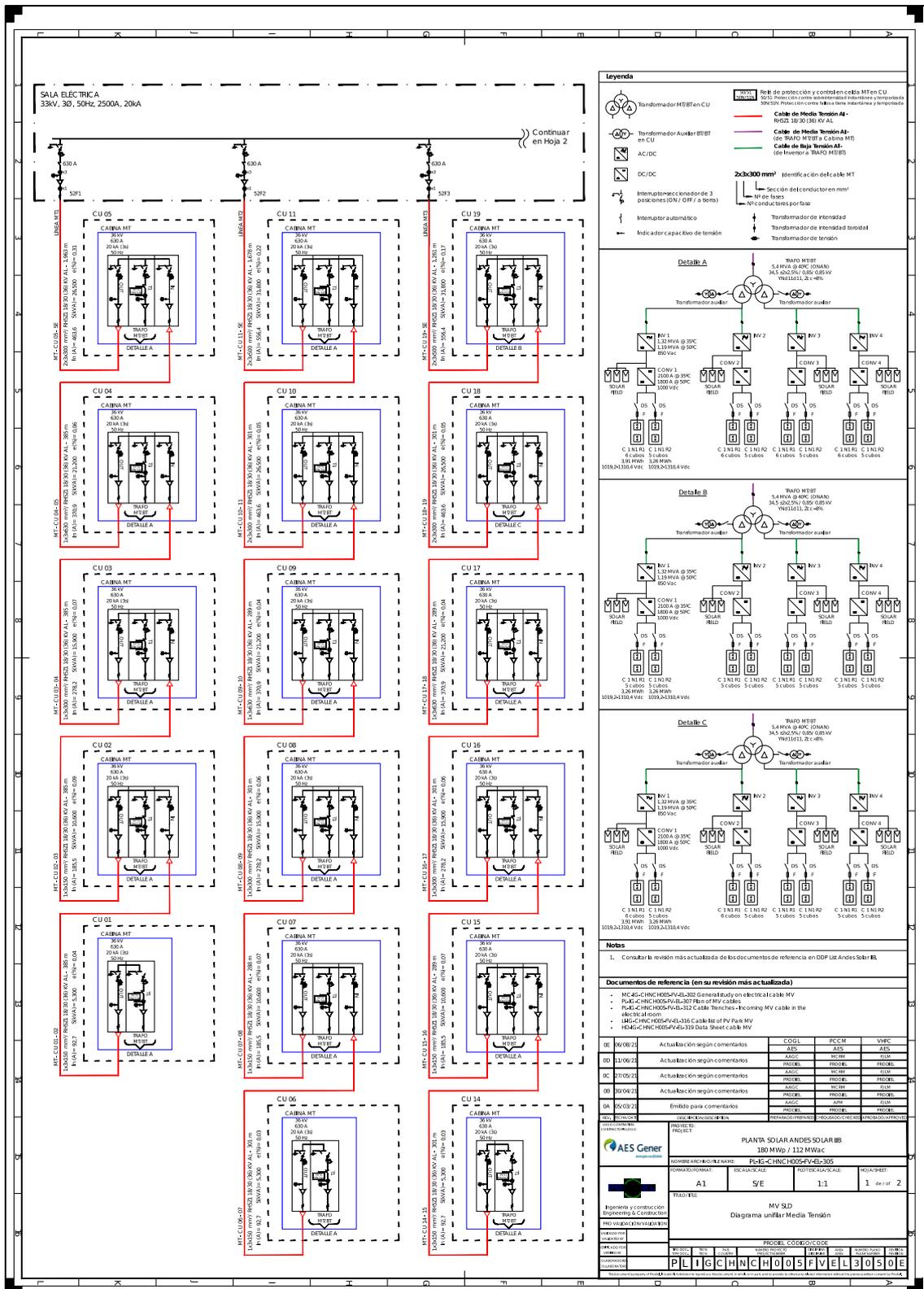


Figura 3.3 – Diagrama uniline circuito colector 1, 2 y 3







### 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.

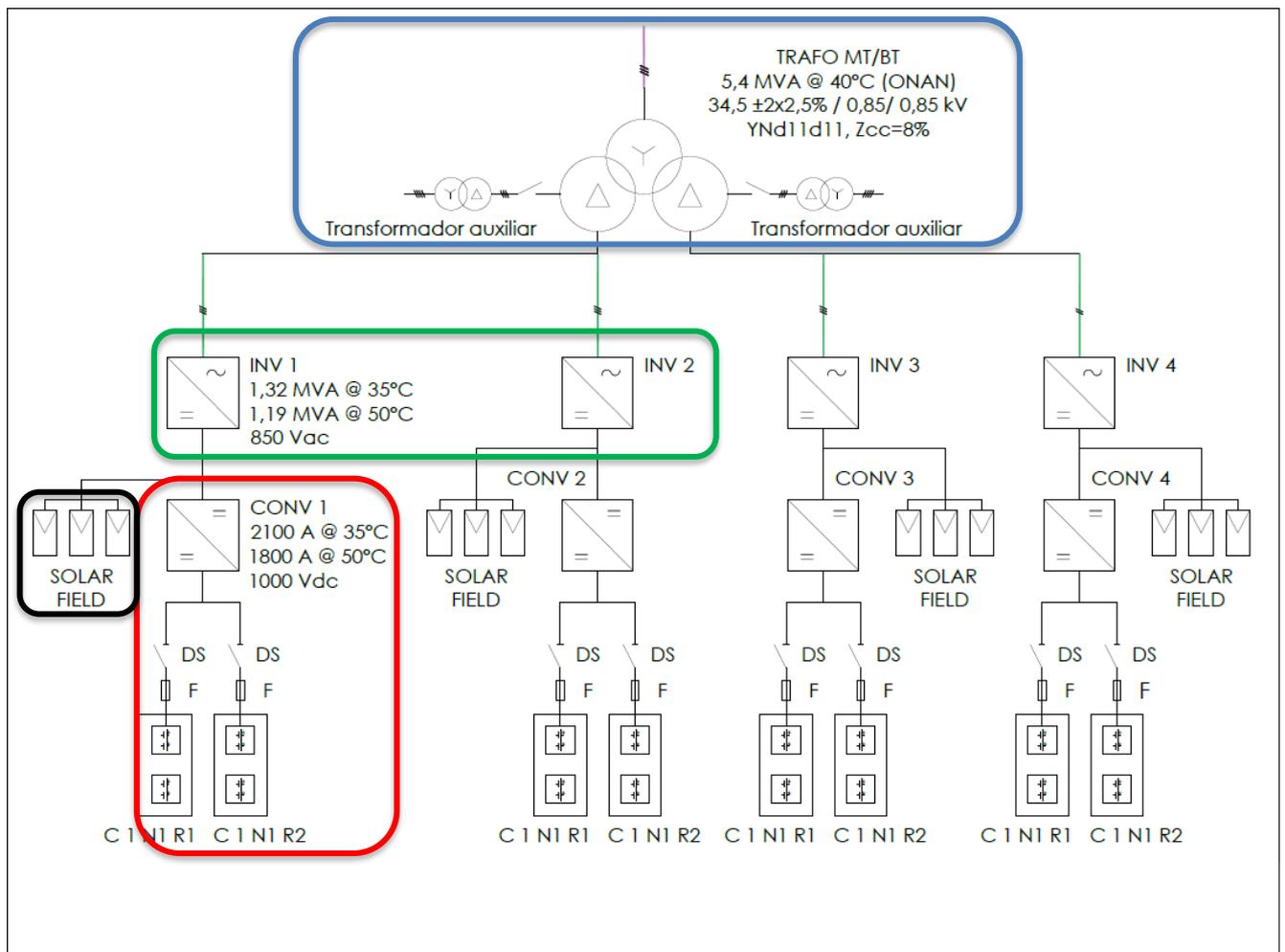


Figura 3.6 – Detalle de centro de transformación



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.

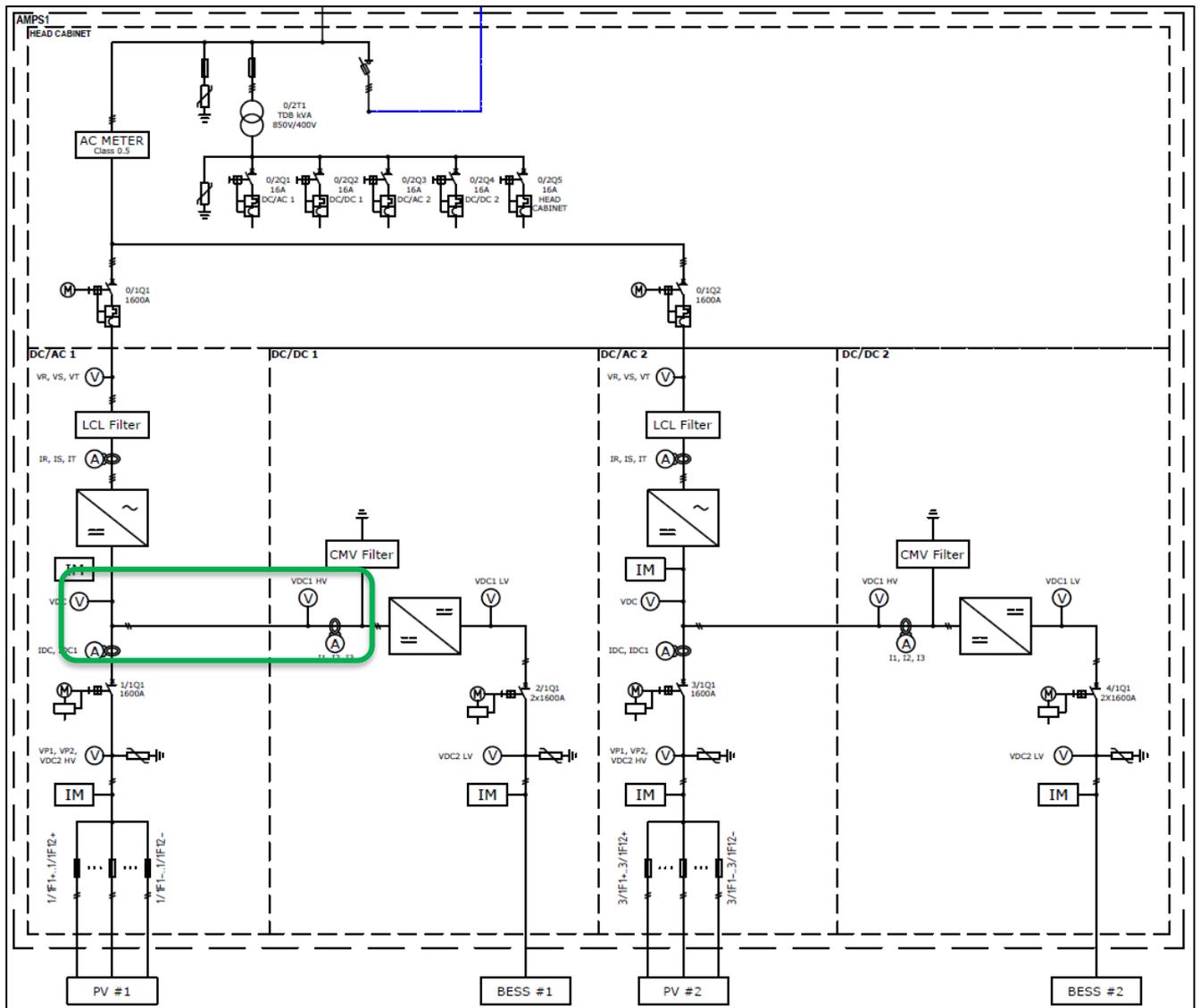


Figura 3.7 – Detalle de centro de inversor



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 Nocturno<sup>1</sup>:** 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.

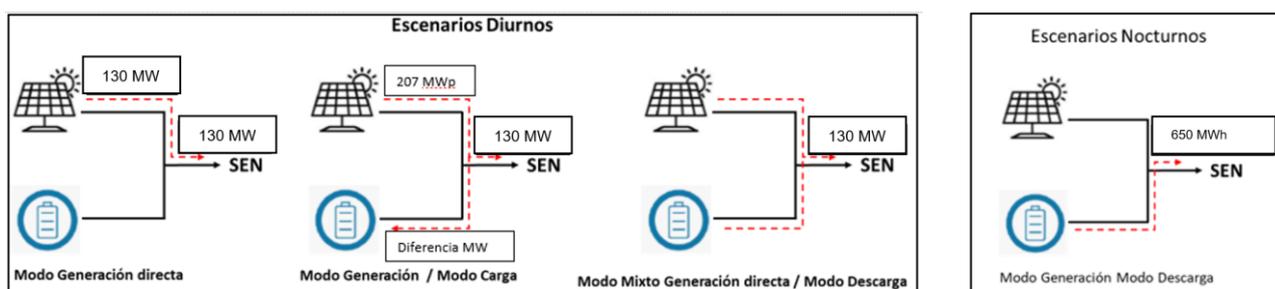


Figura 3.8 – Escenarios de operación

**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.

<sup>1</sup> 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.

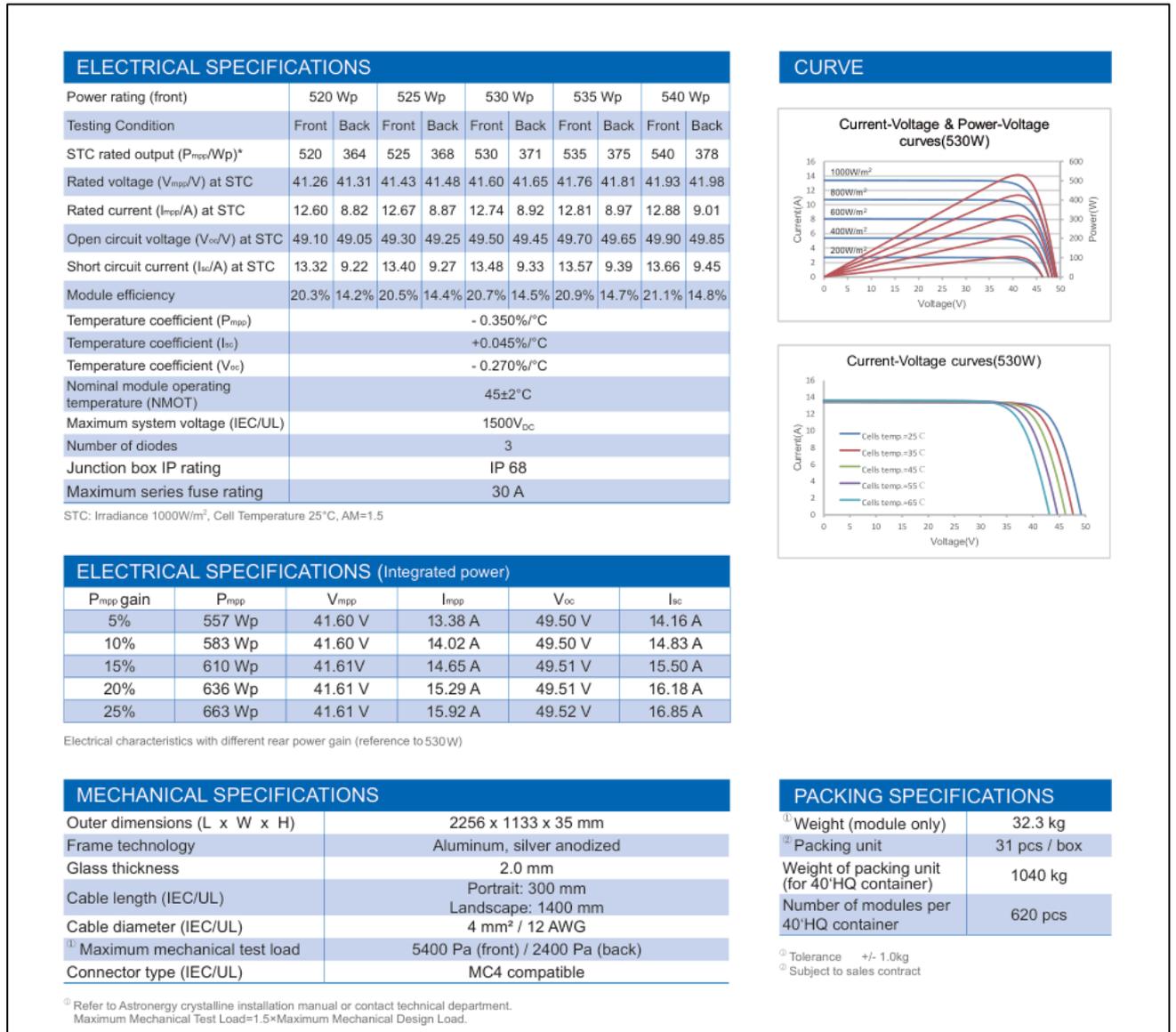


Figura 3.9 – Datos de paneles AstroTwins modelo CHSM72M(DG)/F-BH



<b>Electrical Characteristics</b>		STC: AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 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

<b>Operating Parameters</b>	
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%

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

<b>Temperature Ratings (STC)</b>	
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.

<b>Bloque</b>	<b>Tipo de panel</b>	<b>Potencia módulos</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia DC [MWp]</b>
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
		<b>Total</b>	<b>394536</b>	<b>210.24</b>

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”).

<b>DC link inputs (PV inputs)</b>	
Voltage range for DC link inputs 1 and 3 [Vdc] <sup>(1)</sup>	1200-1650
Voltage range @ full power [Vdc] <sup>(1)</sup>	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 <sup>(2)</sup>	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)
<b>DCDC inputs (BESS inputs)</b>	
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)
<b>AC output</b>	
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)
<b>Efficiency</b>	
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



<b>Ambient conditions</b>	
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
<b>Mechanical Characteristics</b>	
Dimensions (W x D x H) [mm]	6860 x 1650 x 2460
Protection degree (Indoor model / Outdoor model)	NEMA 3R, IP54 (Optional IP65)
<b>AC Protections</b>	
Anti-islanding	Yes
Grid voltage variations	Yes
Frequency failures	Yes
Asymmetric currents	Yes
Asymmetric voltage	Yes
Low Voltage Ride Through (LVRT) capability	Yes
<b>Other Protections</b>	
Breaker protections of ancillary systems	Yes
Converter shutting down on overload error	Yes
Overvoltage ancillary systems protections	Yes
<b>Power Control Features</b>	
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
<b>Interfaces</b>	
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
<b>Legal standards</b>	
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.

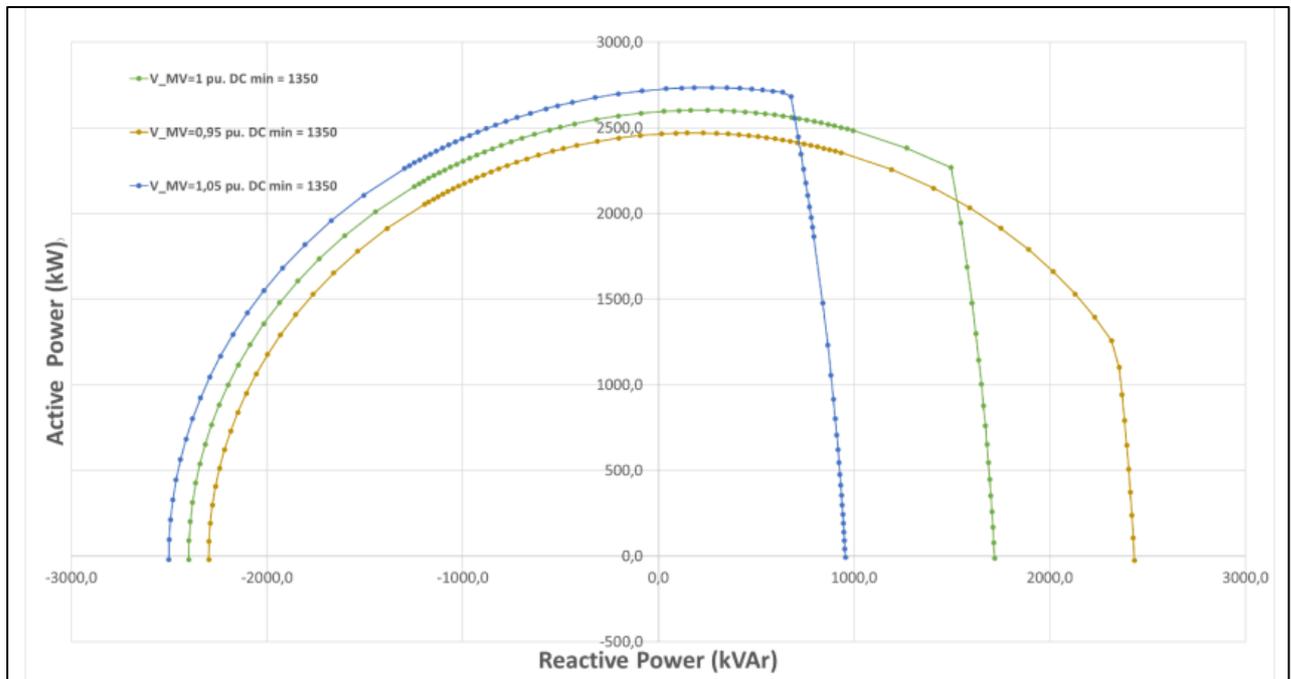


Figura 3.14 – Curva de capacidad del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850

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.

<b>Parámetro</b>	<b>Nominal</b>
<b>Potencia Nominal</b>	5.4 MVA
<b>Refrigeración</b>	ONAN
<b>Tensión nominal lado HV</b>	34.5 kV
<b>Tensión nominal lado LV</b>	0.85 kV
<b>Grupo de conexión</b>	YNd11d11
<b>Impedancia</b>	6 %
<b>Pérdidas en carga</b>	43.2 kW
<b>Pérdidas en vacío</b>	10.8 kW
<b>Posiciones de TAP</b>	±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  $\times$  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:

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

El Mínimo Técnico corresponde al menor valor de potencia activa bruta que el parque es capaz de mantener de manera estable. 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 cada una de las pruebas de Mínimo Técnico realizadas, 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. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	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.

Notar que el punto de control del parque corresponde a la inyección en la barra principal de 33 kV del parque, ya que el transformador principal es un equipo de 3 devanados al que se interconectará otro parque. Frente a esta situación se realizan los ensayos considerando el menor valor de potencia que permite la operación estable y segura del parque en el punto de control del parque.



## 4.1 Descripción de las pruebas

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 Mínimo Técnico. Estas pruebas han sido descritas en el procedimiento de pruebas aprobado por el CEN, documento: "EE-EN-2024-0085-RA\_Procedimiento\_Ensayos\_PPOO\_PF\_ASIIIB\_exp" y sus principales puntos se presentan a continuación.

En las pruebas a realizar todos los elementos de la red interna (circuitos colectores y transformadores de bloque) deben permanecer energizados y los inversores restantes deben estar apagados lo que requiere de la realización de maniobras manuales en las instalaciones.

### 4.1.1 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno)

Esta prueba consiste en inyectar el valor mínimo de potencia a nivel de la barra principal de 33 kV del parque que permita la operación estable de los inversores y baterías en modalidad de inyección (descarga) de energía. Este valor de potencia podría ser de 0 MW en el punto de control con los inversores inyectando potencia para compensar las pérdidas internas de la instalación y el consumo de servicios auxiliares.

Esta condición se mantiene durante una hora buscando demostrar que se trata de un escenario de operación estable.

### 4.1.2 Prueba 2: Carga nominal (Escenario diurno 2)

Esta prueba consiste en inyectar el valor mínimo de potencia a nivel de la barra principal de 33 kV del parque que permita la operación estable de los inversores, mientras se realiza la carga de baterías a su máxima capacidad, es decir, 130 MWdc de flujo en el acople DC hacia las baterías.

Este valor de potencia podría ser 0 MW en el punto de control con los inversores inyectando potencia alterna para compensar las pérdidas internas de la instalación y el consumo de servicios auxiliares, mientras se utiliza la capacidad fotovoltaica para realizar la carga de baterías.

Esta condición se mantiene durante una hora buscando demostrar que se trata de un escenario de operación estable.



### 4.1.3 Prueba 3: Generación mixta (Escenario diurno 3)

Esta prueba consiste en inyectar el valor mínimo de potencia a nivel de 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 espera comprobar que ambas tecnologías pueden complementar su inyección a fines de alcanzar un mínimo estable en el punto de control, valor que podría resultar 0MW considerando únicamente la compensación de las pérdidas internas de la instalación y el consumo de los servicios auxiliares.

Esta condición se espera mantener durante una hora buscando demostrar que se trata de un escenario de operación estable.

Se aclara que 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.

**En vista de lo mencionado en el párrafo anterior, esta prueba no es factible de realizar, ya que se debería esperar una condición donde la potencia disponible desde los paneles fotovoltaicos sea cercana al 2% de la potencia instalada. Esta condición es un escenario no representativo y, menos aún, una condición que se pueda sostener de forma estable.**

### 4.1.4 Prueba 4: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1)

Esta prueba consiste en inyectar el valor mínimo de potencia a nivel de la barra principal de 33 kV del parque que permita la operación estable de los inversores utilizando como fuente primaria los paneles fotovoltaicos. Esta condición debe mantener por al menos 15 minutos y, de preferencia, no debe existir flujo por el acoplamiento DC desde o hacia las baterías.

### 4.1.5 Prueba 5 – Operación con 1 inversor: Generación desde baterías

Esta prueba consiste en inyectar el valor mínimo de potencia a nivel de la barra principal de 33 kV del parque utilizando exclusivamente un inversor en operación, o el menor número posible, a fines de obtener una potencia de inyección en el punto de control cercana o igual a 0 MW. Se utilizará el arreglo de baterías como fuente primaria exclusiva durante esta prueba.

Esta condición se mantiene durante una hora buscando demostrar que se trata de un escenario de operación estable.



#### 4.1.6 Prueba 6 – Operación con 1 inversor: Generación desde paneles

Esta prueba consiste en inyectar el valor mínimo de potencia a nivel de la barra principal de 33 kV del parque utilizando exclusivamente un inversor en operación, o el menor número posible, a fines de obtener una potencia de inyección en el punto de control cercana o igual a 0 MW. Se utilizará la generación fotovoltaica como fuente primaria exclusiva durante esta prueba.

Esta condición se mantiene durante 15 minutos buscando demostrar que se trata de un escenario de operación estable.

#### 4.1.7 Prueba 7 – Operación con 1 inversor: Generación mixta

Esta prueba consiste en inyectar el valor mínimo de potencia a nivel de la barra principal de 33 kV del parque utilizando exclusivamente un inversor en operación, o el menor número posible, a fines de obtener una potencia de inyección en el punto de control cercana o igual a 0 MW. Se utilizará tanto la generación fotovoltaica como la inyección de baterías para la realización de esta prueba, a fin de verificar que ambas tecnologías complementan su inyección para suplir la consigna dada. 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.

Esta condición se espera mantener durante una hora buscando demostrar que se trata de un escenario de operación estable.

**Tal como se menciona en la sección 4.1.3, este escenario de operación no es factible, ya que requiere de un nivel de potencia disponible desde los paneles muy bajo. Esta condición es puntual y, por lo tanto, no representativa y no se puede sostener de forma estable.**

Es importante notar que la no realización de las pruebas descritas en los puntos 4.1.3 y 4.1.7 responde a una imposibilidad técnica de abordar los escenarios propuestos en instancias de desarrollo de procedimiento. **Esta situación no acarrea el incumplimiento de lo estipulado en el anexo técnico asociado.**



## 4.2 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno)

El día 7 de febrero se realizó la prueba mínimo técnico, considerando únicamente la inyección de potencia proveniente de las baterías con todos los equipos en servicio.

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 la evolución del estado de carga durante la prueba ( $SOC$ ), el registro de potencia generada por los paneles fotovoltaicos ( $PPV$ ) y el número de módulos de potencia (“power blocks”) en servicio

Se aprecia que la energía proveniente de los paneles fotovoltaicos se mantiene en cero durante el período de la prueba. Además, se muestra que durante la hora de operación registrada la disminución del estado de carga es del 0.4%. Finalmente, se observa que la totalidad de módulos de potencia (106 power blocks) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo.

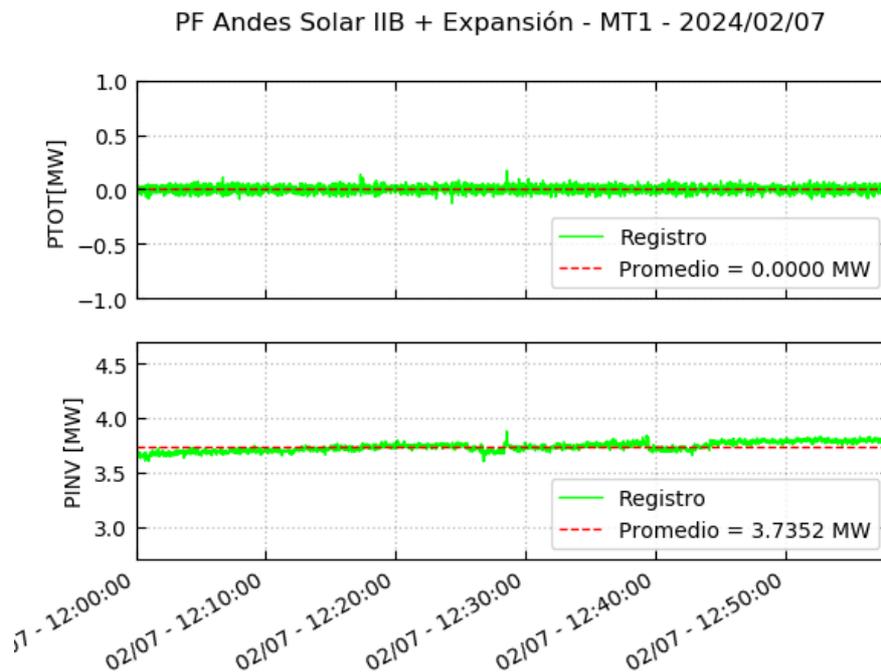


Figura 4.1 – Ensayo de prueba 1 – Registros de potencia alterna



PF Andes Solar IIB + Expansión - MT1 - 2024/02/07

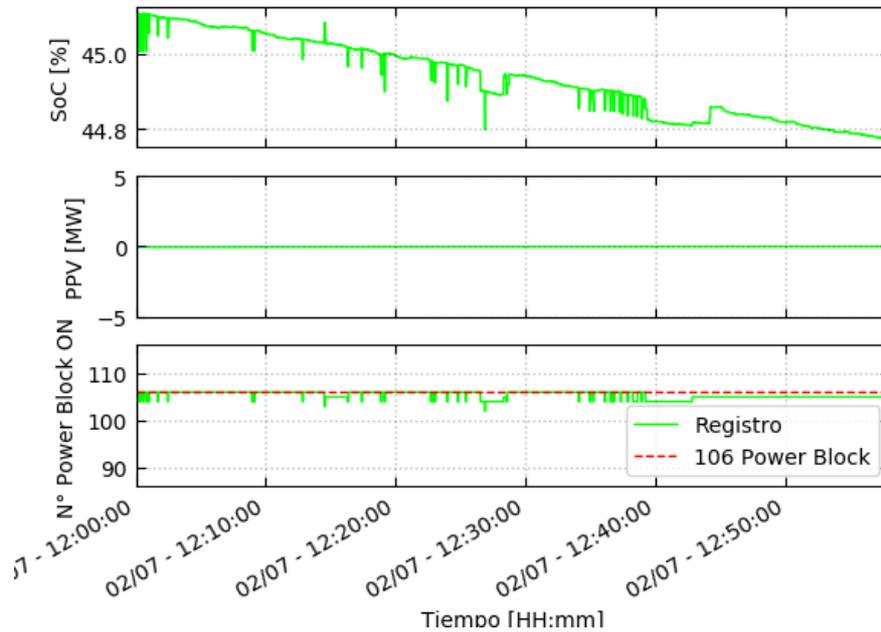


Figura 4.2 – Ensayo de prueba 1 – Variables de inversores

#### 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.

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

$$P_{bruta} = 3.7352 \text{ MW} + 53 \times 3.75 \text{ kW} = 3.9340 \text{ MW}$$

$$P_{bruta} = 3.9340 \text{ MW}$$

## 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.

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

$$P_{perd,MT} = 3.7352 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 0.0000 \text{ MW} = 3724.0 \text{ kW}$$



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. Considerando que la inyección de potencia es de 0 MW, las pérdidas en carga del transformador son nulas.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 0.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 93.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 93.0 \text{ kW} + 3724.0 \text{ kW} = 3817.0 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 3.8170 \text{ MW}$$



#### 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.

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

$$P_{Neta} = 0.0 \text{ MW} - 93.0 \text{ kW} = -0.0930 \text{ MW}$$

#### 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	4.027	0.2100	3.8170	0.0

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

**Nota: el sistema de control permite consignar la potencia inyectada en la barra principal de 33 kV y la mínima consigna que se puede configurar es de 0 MW. Los resultados son ajustados para que se representa una potencia neta de 0.0 MW**



### 4.3 Prueba 2: Carga nominal y generación (Escenario diurno 2)

El día 8 de febrero se realizó la prueba mínimo técnico, considerando la generación fotovoltaica mientras se realiza la carga de las baterías a potencia nominal con todos los equipos en servicio.

En la Figura 4.3 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 4.4 se presenta la evolución del estado de carga durante la prueba ( $SOC$ ), el registro de potencia absorbida por el sistema de baterías ( $P_{BESS}$ ) y el número de módulos de potencia (“power blocks”) en servicio

Se aprecia que el flujo de potencia hacia las baterías se mantiene en torno a los 120 MW de potencia, en tanto, el estado de carga aumenta aproximadamente un 18% durante la hora de registro. Finalmente, se observa que la totalidad de módulos de potencia (106 power blocks) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo.

En esta condición la carga del sistema de baterías se realizaría en 5.56 horas, manteniendo 0.0 MW en la barra principal de 33 kV del parque.

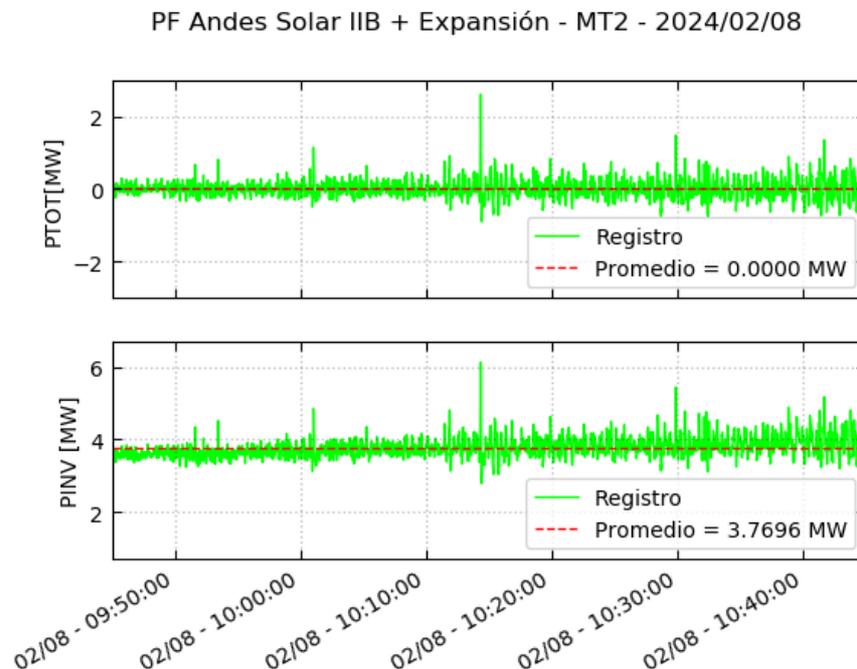


Figura 4.3 – Ensayo de prueba 2 – Registros de potencia

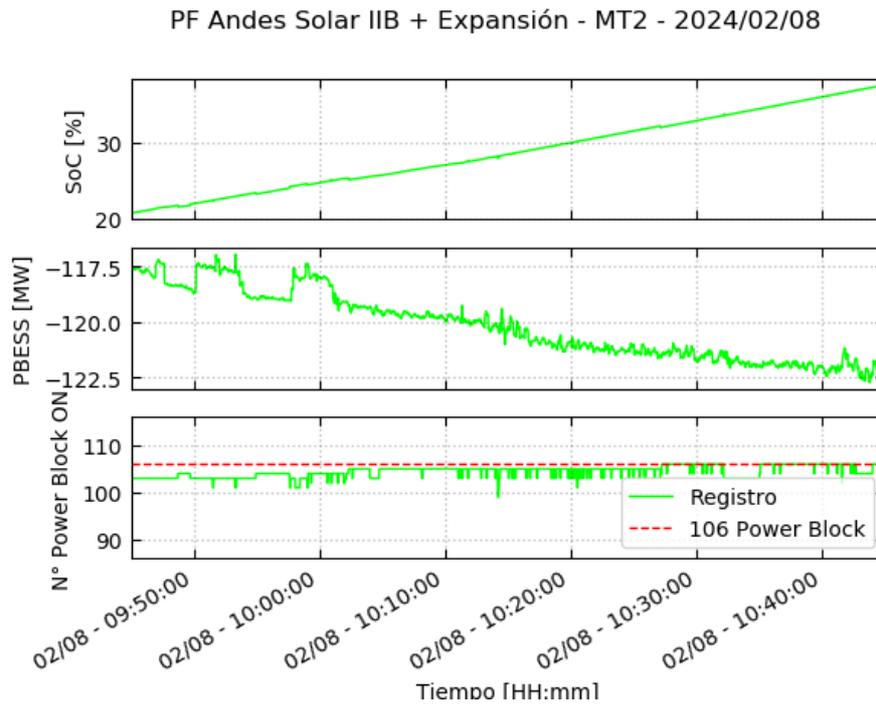


Figura 4.4 – Ensayo de prueba 2 – Variables de inversores

### 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 4.3 ( $P_{INV}$ ), 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.

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

$$P_{bruta} = 3.7696\ MW + 53 \times 3.75\ kW = 3.9684\ MW$$

$$P_{bruta} = 3.9684\ MW$$

### 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 4.3). 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.

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

$$P_{perd,MT} = 3.7696\ MW - 11.2\ kW - 0.0000\ MW = 3758.4\ kW$$



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. Considerando que la inyección de potencia es de 0 MW, las pérdidas en carga del transformador son nulas.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 0.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 93.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 93.0 \text{ kW} + 3758.4 \text{ kW} = 3851.4 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 3.8514 \text{ MW}$$



### 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.

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

$$P_{Neta} = 0.0 \text{ MW} - 93.0 \text{ kW} = -0.0930 \text{ MW}$$

### 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 nominal y generación (Escenario diurno 2).

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	4.0614	0.2100	3.8514	0.0

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

**Nota: el sistema de control permite consignar la potencia inyectada en la barra principal de 33 kV y la mínima consigna que se puede configurar es de 0 MW. Los resultados son ajustados para que se representa una potencia neta de 0.0 MW**



#### 4.4 Prueba 4: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1)

El día 7 de febrero realizó la prueba mínimo técnico consistente en inyectar el valor mínimo de potencia a nivel de la barra principal de 33 kV del parque que permita la operación estable de todos los inversores utilizando como fuente primaria los paneles fotovoltaicos.

En la Figura 4.5 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 4.6 se presenta la evolución del estado de carga durante la prueba ( $SOC$ ), el registro de flujo de potencia hacia el sistema de baterías ( $P_{BESS}$ ) y el número de módulos de potencia (“power blocks”) en servicio

Se aprecia que no existe flujo de potencia desde o hacia las baterías y entonces el estado de carga no varía durante el período de registro. Finalmente, se observa que la totalidad de módulos de potencia (106 power blocks) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo.

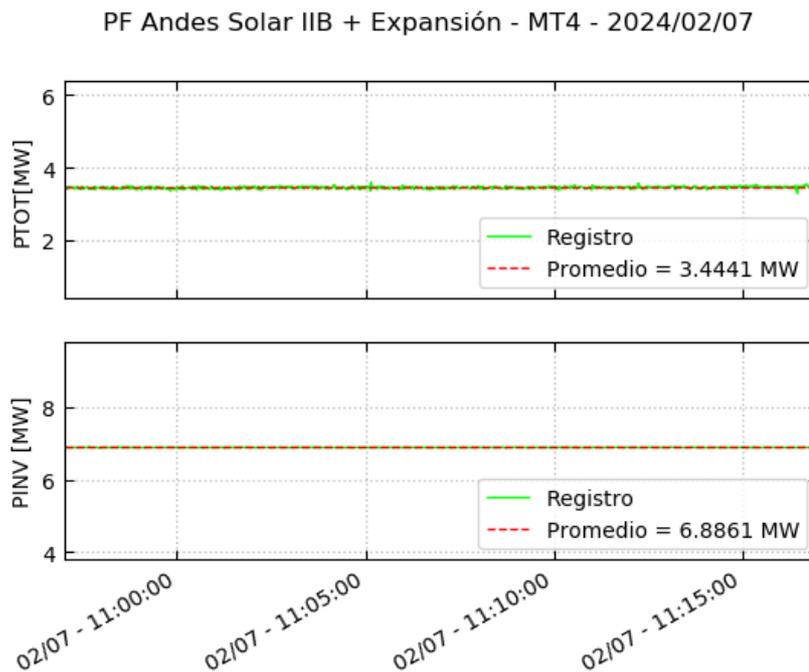


Figura 4.5 – Ensayo de prueba 4 – Registros de potencia

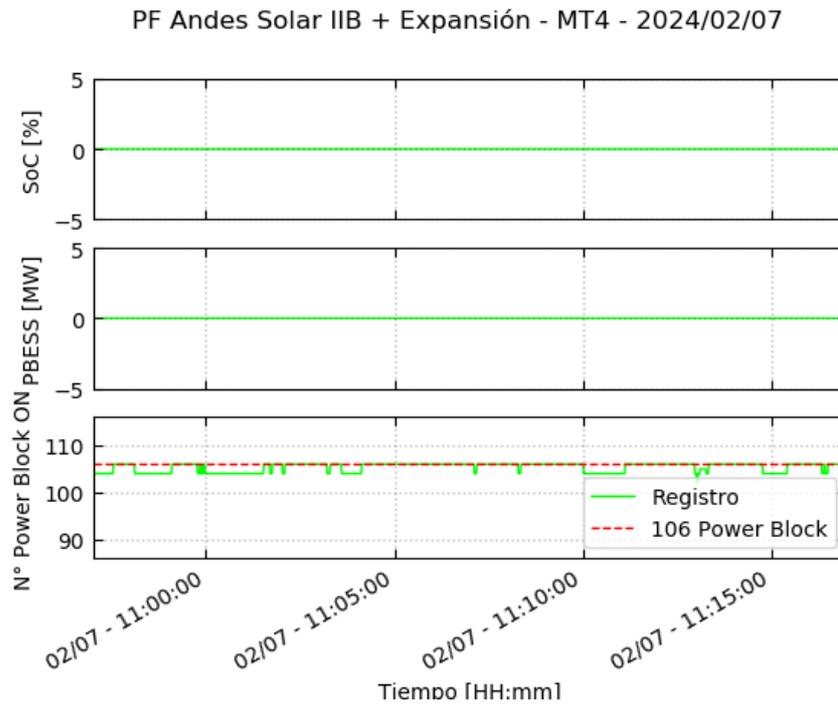


Figura 4.6 – Ensayo de prueba 4 – Variables de inversores

#### 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 4.5 ( $P_{INV}$ ), 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.

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

$$P_{bruta} = 6.8861\ MW + 53 \times 3.75\ kW = 7.0849\ MW$$

$$P_{bruta} = 7.0849\ MW$$

#### 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 4.5). 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.

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

$$P_{perd,MT} = 6.8861\ MW - 11.2\ kW - 3.4441\ MW = 3430.8\ kW$$



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. Considerando que la inyección de potencia es muy baja, las pérdidas en carga del transformador son nulas.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 0.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 93.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 93.0 \text{ kW} + 3430.8 \text{ kW} = 3523.8 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 3.5238 \text{ MW}$$



#### 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.

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

$$P_{Neta} = 3.4441 \text{ MW} - 93.0 \text{ kW} = 3.3511 \text{ MW}$$

#### 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 4: 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	7.0849	0.2100	3.5238	3.3511

Tabla 4.4 – Prueba 4 – PF Andes Solar IIB + Expansión – Resumen de Cálculos



#### 4.5 Prueba 5: Descarga con un inversor (Escenario nocturno)

El día 7 de febrero se realizó la prueba mínimo técnico, considerando únicamente la inyección de potencia proveniente de las baterías con una única unidad en servicio

En la Figura 4.7 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 4.8 se presenta la evolución del estado de carga durante la prueba ( $SOC$ ), el registro de potencia generada por el sistema de baterías ( $P_{BESS}$ ) y el número de módulos de potencia (“power blocks”) en servicio

Se aprecia que la energía proviene del sistema de baterías durante el período de la prueba. Además, se muestra que durante la hora de operación registrada la disminución del estado de carga es del 12.6% para el equipo en servicio. Finalmente, se observa que 2 módulos de potencia se mantienen en servicio, lo que implica un único inversor operativo.

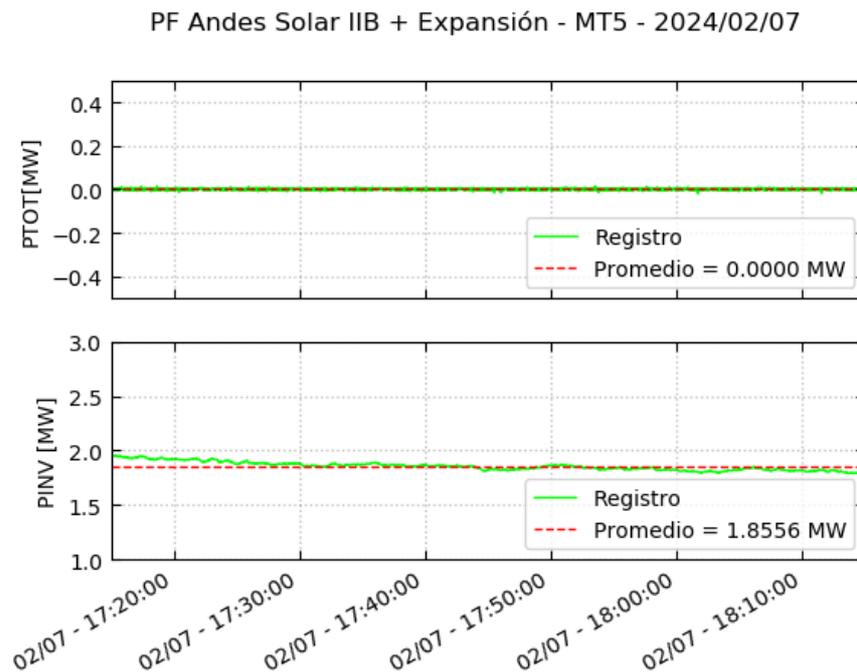


Figura 4.7 – Ensayo de prueba 5 – Registros de potencia

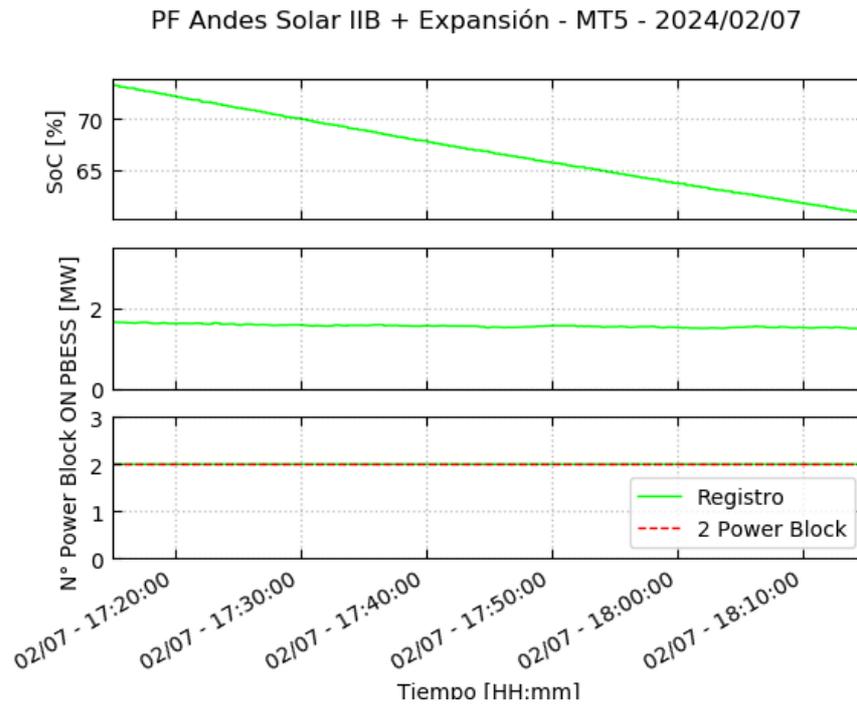


Figura 4.8 – Ensayo de prueba 5 – Variables de inversor

#### 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.

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

$$P_{SSAA} = 1 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 14.95 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.0150 \text{ MW}$$



## 4.5.2 Determinación de potencia bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.7 ( $P_{INV}$ ), 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.

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

$$P_{bruta} = 1.8556\ MW + 1 \times 3.75\ kW = 1.8594\ MW$$

$$P_{bruta} = 1.8594\ MW$$

## 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 4.7). 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.

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

$$P_{perd,MT} = 1.8556\ MW - 11.2\ kW - 0.0000\ MW = 1844.4\ kW$$



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. Considerando que la inyección de potencia es de 0 MW, las pérdidas en carga del transformador son nulas.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 0.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 93.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 93.0 \text{ kW} + 1844.4 \text{ kW} = 1937.4 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 1.9374 \text{ MW}$$



#### 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.

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

$$P_{Neta} = 0.0 \text{ MW} - 93.0 \text{ kW} = -0.0930 \text{ MW}$$

#### 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 5: Descarga con un inversor (Escenario nocturno).

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	1.9524	0.0150	1.9374	0.0

Tabla 4.5 – Prueba 5 – PF Andes Solar IIB + Expansión – Resumen de Cálculos

**Nota: el sistema de control permite consignar la potencia inyectada en la barra principal de 33 kV y la mínima consigna que se puede configurar es de 0 MW. Los resultados son ajustados para que se representa una potencia neta de 0.0 MW**



## 4.6 Prueba 6: Generación fotovoltaica con un inversor (Escenario diurno 1)

El día 13 de febrero se realizó la prueba mínimo técnico, considerando únicamente la inyección de potencia proveniente de paneles fotovoltaicos con una única unidad en servicio

En la Figura 4.9 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 4.10 se presenta el registro de potencia generada por los paneles fotovoltaicos ( $PPV$ ) y el número de módulos de potencia ("power blocks") en servicio

Se observa que 2 módulos de potencia se mantienen en servicio, lo que implica un único inversor operativo.

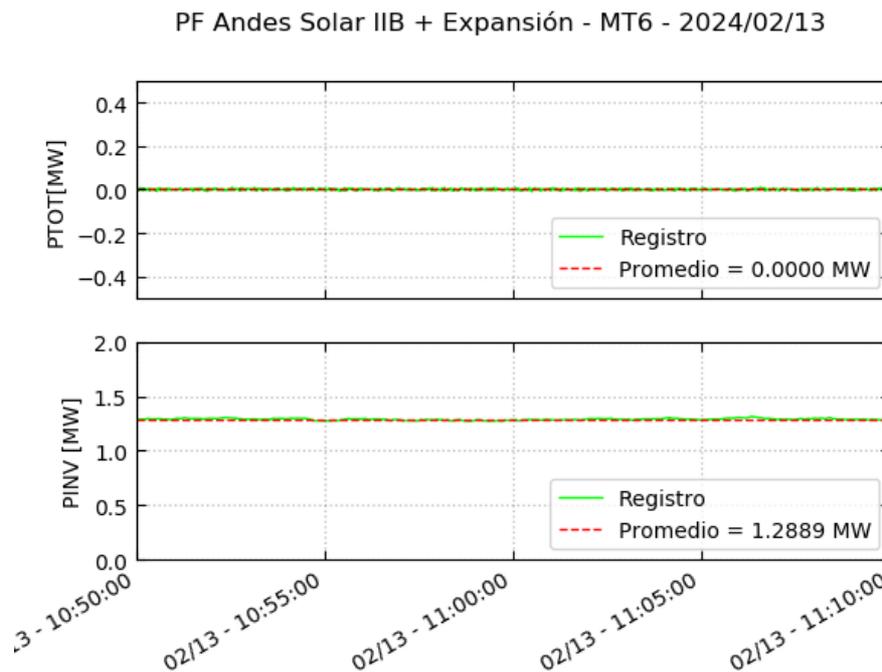


Figura 4.9 – Ensayo de prueba 6 – Registros de potencia

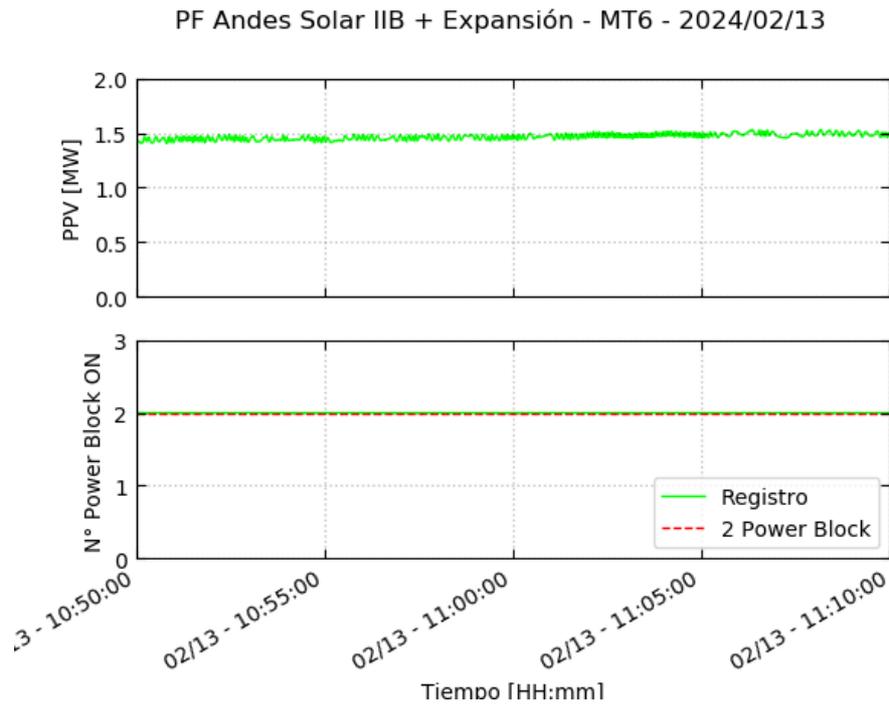


Figura 4.10 – Ensayo de prueba 6 – Variables de inversor

#### 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.

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

$$P_{SSAA} = 1 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 14.95 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.0150 \text{ MW}$$



#### 4.6.2 Determinación de potencia bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.9 ( $P_{INV}$ ), 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.

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

$$P_{bruta} = 1.2889\ MW + 1 \times 3.75\ kW = 1.2927\ MW$$

$$P_{bruta} = 1.2927\ MW$$

#### 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 4.9). 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.

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

$$P_{perd,MT} = 1.2889\ MW - 11.2\ kW - 0.0000\ MW = 1277.7\ kW$$



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. Considerando que la inyección de potencia es de 0 MW, las pérdidas en carga del transformador son nulas.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 0.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 93.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 93.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 93.0 \text{ kW} + 1277.7 \text{ kW} = 1370.7 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 1.3707 \text{ MW}$$



#### 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.

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

$$P_{Neta} = 0.0 \text{ MW} - 93.0 \text{ kW} = -0.0930 \text{ MW}$$

#### 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 6: Generación fotovoltaica con un inversor (Escenario diurno 1).

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IIB + Expansión	1.3857	0.0150	1.3707	0.0

Tabla 4.6 – Prueba 6 – PF Andes Solar IIB + Expansión – Resumen de Cálculos

**Nota: el sistema de control permite consignar la potencia inyectada en la barra principal de 33 kV y la mínima consigna que se puede configurar es de 0 MW. Los resultados son ajustados para que se representa una potencia neta de 0.0 MW**



## 5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el Mínimo Técnico para diversos escenarios de operación, considerando la totalidad de equipos en servicio y también la condición de una única unidad en servicio.

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	Prueba1: Descarga	4.027	0.2100	3.8170	0.0
	Prueba 2: Carga nominal y generación	4.0614	0.2100	3.8514	0.0
	Prueba 4: Generación fotovoltaica	7.0849	0.2100	3.5238	3.3511
	Prueba 5: Descarga con un inversor	1.9524	0.0150	1.9374	0.0
	Prueba 6: Generación fotovoltaica con un inversor	1.3857	0.0150	1.3707	0.0

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – PF Andes Solar IIB + Expansión

Configuración	Pérdidas en la central [MW]	Pérdidas Tr. Principal [MW]	Pérdidas red colectora [MW]
Prueba1: Descarga	3.8170	0.0930	3.7240
Prueba 2: Carga nominal y generación	3.8514	0.0930	3.7584
Prueba 4: Generación fotovoltaica	3.5238	0.0930	3.4308
Prueba 5: Descarga con un inversor	1.9374	0.0930	1.8444
Prueba 6: Generación fotovoltaica con un inversor	1.3707	0.0930	1.2777

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



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

- **Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno):**
  - Se logra mantener la inyección estable de 0.0 MW en la barra principal de 33 kV del parque considerando la totalidad de unidades en servicio inyectando energía proveniente del sistema de baterías.
  - Durante la hora de registro el estado de carga disminuye un 0.4% aproximadamente.
- **Prueba 2: Carga nominal y generación (Escenario diurno 2):**
  - Se logra mantener la inyección estable de 0.0 MW en la barra principal de 33 kV del parque considerando la totalidad de unidades en servicio inyectando energía proveniente de los paneles fotovoltaicos.
  - En forma simultánea se realiza la carga del sistema de baterías considerando un flujo de 120 MW por el acople DC al sistema de almacenamiento.
  - Durante la hora de registro el estado de carga aumenta aproximadamente un 18% y en esta condición se puede esperar que la carga se logre en 5.56 horas de operación.
- **Prueba 4: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1):**
  - Se logra mantener la mínima inyección estable de 3.4441 MW en la barra principal de 33 kV del parque considerando la totalidad de unidades en servicio inyectando energía proveniente de los paneles fotovoltaicos.
  - En estas condiciones no existe flujo de carga desde o hacia las baterías y por tanto, no hay variación del estado de carga.
- **Prueba 5: Descarga con un inversor (Escenario nocturno):**
  - Se logra mantener la inyección estable de 0.0 MW en la barra principal de 33 kV del parque considerando un inversor en servicio inyectando energía proveniente del sistema de baterías.
  - Durante la hora de registro el estado de carga disminuye un 12.6% aproximadamente.
- **Prueba 6: Generación fotovoltaica con un inversor (Escenario diurno 1):**
  - Se logra mantener la inyección estable de 0.0 MW en la barra principal de 33 kV del parque considerando un inversor en servicio inyectando energía proveniente de los paneles fotovoltaicos.



- **Prueba 3: Generación mixta (Escenario diurno3) y Prueba 7: Operación con 1 inversor: Generación mixta**
  - Se aclara que el sistema de control del parque prioriza la inyección de la potencia proveniente de los paneles fotovoltaicos y que complementa mediante la potencia disponible del sistema de baterías en caso de no poder cumplir la consigna de inyección ajustada en la barra principal de 33 kV.
  - Por lo tanto, para lograr una condición de baja inyección de potencia del parque mediante la generación mixta (paneles y baterías) se debe dar una condición donde la potencia disponible desde el recurso solar sea cercana al 2%. Este escenario, es una situación puntual y, por lo tanto, no es representativo ni se puede sostener de forma estable.
  - En vista de lo anterior, estas pruebas no son factibles de realizar ni deben ser consideradas escenarios de operación de la instalación.



## 6 ANEXOS

### 6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 <b>ESTUDIOS ELECTRICOS</b>			
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.